

# Masterthesis

Name:

Steinert

Vorname:

Peter Jörg

Studiengang:

MA Erneuerbare Energien

vorgelegt am:

07.05.2014

Erstprüfer/in:

Prof. Dr. Timon Kampschulte

Zweitprüfer/in:

Cristian Enrique Herrera Gonzalez

Thema: Kombination von Erneuerbaren Energien mit Batteriespeichersystemen unter besonderer Berücksichtigung der Rahmenbedingungen in Chile



**Peter Jörg Steinert**

**Thema der Masterthesis**

Kombination von Erneuerbaren Energien mit Batteriespeichersystemen unter besonderer Berücksichtigung der Rahmenbedingungen in Chile

**Stichworte**

Chile, Photovoltaik, konventioneller Generator, Batteriespeichersystem, Hybrid-System, Simulation

**Kurzzusammenfassung**

Diese Arbeit umfasst die Simulation eines aus einem PV-Generator, einem konventionellen Generator und einem Batteriespeichersystem bestehenden Hybrid-Systems. Der Einsatz eines solchen Systems ist für Chile dargestellt. Nach Erläuterung der Rahmenbedingungen in Chile erfolgen die Ermittlung möglicher Bedarfsträger und die Auswahl eines geeigneten Beispiels. Für das gewählte Beispiel werden verschiedene Simulationen zur Bestimmung einer geeigneten Anlagengröße durchgeführt. Aufbauend auf den Ergebnissen wird abschließend ein Lösungsvorschlag unterbreitet.

**Peter Jörg Steinert**

**Title of the paper**

Combination of renewable energy with battery storage systems with special reference to conditions in Chile

**Keywords**

Chile, photovoltaics, conventional generator, battery storage system, hybrid system, simulation

**Abstract**

This thesis includes the simulation of a consisting of a PV generator, a conventional generator and a battery storage system hybrid system. The use of such a system is shown for Chile. After explaining the conditions in Chile carried out to determine the possible need for support and the selection of a suitable example. For the chosen example, various simulations are performed to determine an appropriate system size. Building on the results is finally submitted a proposed solution.



# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungen, Formelzeichen, Einheiten.....	VIII
1 Einleitung.....	1
2 Rahmenbedingungen.....	2
2.1 Beschreibung Chile.....	2
2.1.1 Allgemeine Beschreibung.....	2
2.1.2 Politisch-wirtschaftliche Situation.....	3
2.1.3 Energie.....	4
2.2 Potential erneuerbarer Energien.....	7
2.2.1 Biomasse/Biogas.....	7
2.2.2 Solarenergie.....	8
2.2.3 Windkraft.....	9
3 Bedarfsträger.....	11
3.1 Allgemeine Überlegungen.....	11
3.1.1 ON-Grid-Systeme.....	11
3.1.2 OFF-Grid-Systeme.....	12
3.2 Bergbau.....	13
3.2.1 Bedeutung.....	13
3.2.2 Auswahlüberlegungen.....	13
3.2.3 Bewertung.....	14
3.3 Landwirtschaft.....	15
3.3.1 Bedeutung.....	15
3.3.2 Auswahlüberlegungen.....	16
3.3.3 Bewertung.....	16

3.4	Weitere Bedarfsträger.....	17
3.4.1	Industrie.....	17
3.4.2	Staatliche Institutionen .....	17
3.5	Zusammenfassende Betrachtung möglicher Bedarfsträger .....	18
3.6	Projektauswahl .....	19
3.6.1	Rahmenbedingungen .....	19
3.6.2	Projektbeschreibung .....	19
4	Grundlagen zu den Systemkomponenten .....	21
4.1	Photovoltaik .....	21
4.1.1	Allgemeines.....	21
4.1.2	Elektrische Beschreibung .....	21
4.1.3	Spezielle Aspekte .....	23
4.2	Konventionelle Generatoren.....	24
4.3	Hybridsysteme.....	26
4.3.1	Allgemeine Merkmale .....	26
4.3.2	Hybridsysteme der Energieversorgung .....	26
4.4	Elektrochemische Speicherung .....	27
4.4.1	Begriff .....	27
4.4.2	Funktionsweise.....	27
4.4.3	Kennzahlen.....	28
4.4.4	Verwendete Materialien .....	30
4.5	Steuerungselemente.....	31
5	Simulation .....	32
5.1	Software .....	32
5.1.1	Verfügbarkeit.....	32
5.1.2	HOMER 2.68.....	32
5.1.3	Suntool Off-Grid 1.2 .....	33
5.1.4	Sunny Design Web.....	33

5.1.5	PVsys V6.18.....	33
5.2	PV-Generator.....	34
5.2.1	Allgemeines.....	34
5.2.2	Globalstrahlung .....	34
5.2.3	Einfluss des Neigungswinkels und der diffusen Strahlung aus Bodenreflexion .....	42
5.2.4	Nachführung.....	47
5.2.5	Abschätzung PV-Generator.....	48
5.3	Konventioneller Generator .....	52
5.4	Systemdarstellung und zu untersuchende Sensitivitäten .....	54
5.4.1	Festlegungen.....	54
5.4.2	Sensitivitätsanalysen .....	55
5.5	Dimensionierung .....	56
5.5.1	Variation der Größe des PV-Generators.....	56
5.5.2	Variationen des konventionellen Generators.....	59
5.5.3	Speicherdimensionierung .....	65
5.5.4	Betriebswirtschaftliche Aspekte.....	72
6	Diskussion der Simulationsergebnisse .....	74
6.1	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	74
6.2	Kritische Betrachtung und Einordnung .....	76
7	Zusammenfassung.....	79
8	Literaturverzeichnis.....	80
9	Anhang .....	84

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Chile [47].....	2
Abbildung 2 Stromnetze in Chile [10, S. 26] .....	5
Abbildung 3 Energieproduktion nach Energieträgern 2011 im SING [8, S. 26] .....	6
Abbildung 4 Energieproduktion nach Energieträgern 2011 im SIC [8, S. 26] .....	6
Abbildung 5 Energiepreissteigerungen 2002-2012 in US\$/kWh [16] .....	13
Abbildung 6 Beispiel für unterschiedliche Lastgänge in landwirtschaftlichen Betrieben [18, S. 35]...	16
Abbildung 7 Lage bezüglich Netzanschluss der Anlagen VLT und E-ELT [17].....	20
Abbildung 8 Aufbau einer Solarzelle [19, S. 365] .....	21
Abbildung 9 Erweitertes Ersatzschaltbild der Solarzelle [34, S. 192] .....	22
Abbildung 10 I-U und P-U Kennlinien einer Solarzelle mit dem MPP [34, S. 197] .....	22
Abbildung 11 Typische Wirkungsgradkurve eines Dieselgenerators [40, S. 24].....	25
Abbildung 12 Konzept Hybridsystem der Firma SMA [41] .....	26
Abbildung 13 Funktionsprinzip Galvanische Zelle [4, S. 11].....	27
Abbildung 14 Steuerungselemente eines regenerativen Hybridsystems [40, S. 23] .....	31
Abbildung 15 Topographie im Bereich Cerro Paranal und Cerro Armazones [17] .....	34
Abbildung 16 Topographie im Bereich Generatoranlage [13, S. 7].....	35
Abbildung 17 Globalstrahlung in kWh/(m <sup>2</sup> d) [46].....	36
Abbildung 18 Globalstrahlungsdaten für die Stadt Taltal DRCP.....	37
Abbildung 19 Jahresganglinie Globalstrahlung Antofagasta Sunny Design Web .....	38
Abbildung 20 Jahresganglinie Globalstrahlung und diffuse Strahlung Antofagasta PVsyst .....	38
Abbildung 21 Vergleich Globalstrahlung Höhe 1968 NASA-Wetterdaten und Explorador Solar .....	39
Abbildung 22 Verlauf Globalstrahlung in HOMER 2.68 aus Quelle NASA – RetScreen .....	39
Abbildung 23 Bestimmung optimaler Neigungswinkel für Netzeinspeisung mit PVsyst .....	43
Abbildung 24 Bestimmung optimaler Neigungswinkel für Inselssysteme mit PVsyst .....	43
Abbildung 25 Einstrahlung für optimale Neigungswinkel bei Netzeinspeisung.....	44
Abbildung 26 Einstrahlung für optimale Neigungswinkel Stand Alone Systeme .....	44
Abbildung 27 Erzeugungsganglinie horizontale Anlage Höhe 1968 in HOMER 2.68.....	46
Abbildung 28 Erzeugungsganglinie Neigungswinkel 40° Höhe 1968 in HOMER 2.68 .....	46
Abbildung 29 Lastprofil E-ELT [17] .....	49
Abbildung 30 Lastprofil modifiziert .....	50
Abbildung 31 Steigerung Energieverbrauch durch Inbetriebnahme E-ELT [13, S. 5] .....	52
Abbildung 32 Systemkonfiguration in HOMER 2.68 .....	54
Abbildung 33 Systemkonfiguration in PVsyst.....	54
Abbildung 34 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.12. zweiachiale Nachführung 10 MWp Anlage .....	57

Abbildung 35 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.12. Azimutnachführung 10 MWp Anlage .....	57
Abbildung 36 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.12. starrer 20°Neigung 10 MWp Anlage .....	57
Abbildung 37 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.12. starrer 40°Neigung 10 MWp Anlage .....	57
Abbildung 38 HOMER 2.68 Einstrahlung und Stromproduktion bei 40°Neigung für 10 MWp.....	58
Abbildung 39 HOMER 2.68 Systemkonfiguration bei Variation des konventionellen Generators.....	60
Abbildung 40 Erforderliche Generatorleistung bei Variation der Random Variability .....	60
Abbildung 41 HOMER 2.68 Ganglinien Gasturbinen .....	61
Abbildung 42 HOMER 2.68 Verteilung der Turbinenleistung bei Einsatz einer Turbine .....	61
Abbildung 43 HOMER 2.68 Ganglinien bei Einsatz von zwei Turbinen .....	62
Abbildung 44 HOMER 2.68 Turbinenleistung von Turbine 2 bei Einsatz von zwei Turbinen.....	62
Abbildung 45 Hybridsystem aus PV-Generator und konventionellen Turbinen HOMER 2.68 .....	63
Abbildung 46 Tagesverlauf der Stromproduktion 5 MWp HOMER 2.68 .....	64
Abbildung 47 Tagesverlauf der Stromproduktion 10 MWp HOMER 2.68 .....	64
Abbildung 48 System zur ersten Abschätzung der Speichergröße HOMER 2.68 .....	65
Abbildung 49 Ganglinien für die Bestimmung der maximalen Speichergröße HOMER 2.68 .....	66
Abbildung 50 HOMER 2.68 Leistung der unterschiedlichen Generatoren Dimensionierung I.....	67
Abbildung 51 HOMER 2.68 Typischer Tagesverlauf Ladestatus Batterie Dimensionierung I.....	67
Abbildung 52 HOMER 2.68 Nachtversorgung durch Turbinen oder Speicher Dimensionierung II....	68
Abbildung 53 HOMER 2.68 Nachtversorgung durch Speichersystem Dimensionierung II.....	68
Abbildung 54 HOMER 2.68 Regelmäßigkeit des Ladezustandes Dimensionierung II .....	68
Abbildung 55 HOMER 2.68 Nachtversorgung durch Turbinen oder Speicher Dimensionierung III..	69
Abbildung 56 HOMER 2.68 Nachtversorgung durch Turbinen oder Speicher Dimensionierung III..	69
Abbildung 57 HOMER 2.68 Regelmäßigkeit des Ladezustandes Dimensionierung III.....	69
Abbildung 58 HOMER 2.68 Typische Tageganglinie in Dimensionierung IV .....	70
Abbildung 59 HOMER 2.68 Regelmäßigkeit des Ladezustandes Dimensionierung IV.....	70
Abbildung 60 Variantenvergleich bei Betrachtung von Investitions- und Betriebskosten .....	73
Abbildung 61 Situation 03:00 Uhr (I) .....	84
Abbildung 62 Situation 09:00 Uhr .....	84
Abbildung 63 Situation 11:00 Uhr (I) .....	85
Abbildung 64 Situation 11:00 Uhr (II).....	85
Abbildung 65 Situation 12:00 Uhr .....	86
Abbildung 66 Situation 17:00 Uhr .....	86
Abbildung 67 Situation 19:00 Uhr .....	87
Abbildung 68 Situation 03:00 Uhr (II).....	87
Abbildung 69 Konstruktion der Anlage E-ELT auf dem Cerro Armazones [13, S. 5] .....	88
Abbildung 70 Darstellung der Möglichkeiten eines Netzanschlusses [17] .....	88
Abbildung 71 Lastgang E-ELT nach Jahreszeiten [17].....	91

Abbildung 72 Lastgangeingabe HOMER 2.68 .....	91
Abbildung 73 Geographische Stationsparameter in PVsyst nach Meteororm 6.1.....	92
Abbildung 74 Übertragene Strahlungsdaten in HOMER 2.68.....	92
Abbildung 75 Systemkonfiguration 5MWp in PVsyst.....	93
Abbildung 76 PVsyst: Feldverluste bei 5MWp.....	93
Abbildung 77 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.06. zweiachiale Nachführung 10 MWp Anlage .....	94
Abbildung 78 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.06. starrer 20°Neigung 10 MWp Anlage .....	94
Abbildung 79 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.06. starrer 40°Neigung 10 MWp Anlage .....	94
Abbildung 80 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.06. Azimutnachführung 10 MWp Anlage .....	94
Abbildung 81 HOMER 2.68 Leistung Turbine 1 bei Einsatz von drei gleichen Turbinen .....	95
Abbildung 82 HOMER 2.68 Leistung Turbine 2 bei Einsatz von drei gleichen Turbinen .....	95
Abbildung 83 HOMER 2.68 Leistung Turbine 3 bei Einsatz von drei gleichen Turbinen .....	95
Abbildung 84 HOMER 2.68 Batterieladestatus Dimensionierung I .....	96
Abbildung 85 HOMER 2.68 Batterieladestatus Dimensionierung II.....	96
Abbildung 86 HOMER 2.68 Batterieladestatus Dimensionierung III .....	96
Abbildung 87 HOMER 2.68 Batterieladestatus Dimensionierung IV .....	96
Abbildung 88 Variantenvergleich bei Betrachtung von Investitions- und Betriebskosten II.....	97

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts in Tsd. chilenischen Pesos [10, S. 10].....	4
Tabelle 2 Globalstrahlung in kWh/(m <sup>2</sup> d) für unterschiedliche Höhen nach Explorador Solar .....	35
Tabelle 3 Extrapolierte Globalstrahlung für Höhe 1968 in kWh/(m <sup>2</sup> d) .....	37
Tabelle 4 Ortsangaben.....	40
Tabelle 5 Abweichungen der Globalstrahlungsdaten aus unterschiedlichen Quellen in % .....	40
Tabelle 6 Optimale Neigungswinkel in Abhängigkeit der Bodenreflexion .....	42
Tabelle 7 Auswertung Bodenreflexion bei optimalen Neigungswinkeln aus Suntool Off-Grid.....	45
Tabelle 8 Jahresertrag 1 MWp Anlage in MWh bei Variation der Neigung Sunny Design Web.....	45
Tabelle 9 Jahresertrag 1 MWp Anlage in MWh bei Variation der Neigung HOMER 2.68 .....	46
Tabelle 10 Jahresertrag in MWh einer 1 MWp Anlage in Antofagasta Sunny Design Web .....	47
Tabelle 11 Jahresertrag in MWh einer 1 MWp Anlage in Antofagasta HOMER 2.68.....	47
Tabelle 12 Zusammensetzung des Lastprofils .....	49
Tabelle 13 Variation der Eingangswerte zur Bestimmung der Größe des PV-Generators .....	51
Tabelle 14 Leistungsgrößen des PV-Generators in MWp bei Variation der Eingangswerte .....	51
Tabelle 15 Überlegungen zu Sensitivitäten.....	55
Tabelle 16 Jahresstromproduktion in MWh HOMER 2.68.....	56
Tabelle 17 Tagesstromproduktion in MWh für unterschiedliche Installationsarten .....	57
Tabelle 18 Überlegungen zur Installationsart.....	59
Tabelle 19 Stromproduktion bei Variation der Größe des PV-Generators .....	63
Tabelle 20 Systemkonfiguration und Stromproduktion Dimensionierung I .....	67
Tabelle 21 Systemkonfiguration und Stromproduktion Dimensionierung II.....	68
Tabelle 22 Systemkonfiguration und Stromproduktion Dimensionierung III.....	69
Tabelle 23 Systemkonfiguration und Stromproduktion Dimensionierung IV .....	70
Tabelle 24 Simulierte Systemkonfigurationen .....	71
Tabelle 25 Kraftstoffverbrauch und CO <sub>2</sub> Emission der simulierten Varianten.....	71
Tabelle 26 Annahmen für die wirtschaftliche Betrachtung.....	72
Tabelle 27 Globalstrahlung in kWh/(m <sup>2</sup> d) Iquique .....	89
Tabelle 28 Globalstrahlung in kWh/(m <sup>2</sup> d) Antofagasta .....	89
Tabelle 29 Globalstrahlung in kWh/(m <sup>2</sup> d) Taltal .....	89
Tabelle 30 Globalstrahlung in kWh/(m <sup>2</sup> d) Copiapó.....	90
Tabelle 31 Globalstrahlung in kWh/(m <sup>2</sup> d) Höhe 1968.....	90
Tabelle 32 Erforderliche Generatorleistung bei Änderung der Random Variability HOMER 2.68 .....	94
Tabelle 33 Kostenvergleich der technisch möglichen Varianten .....	97

# Abkürzungen, Formelzeichen, Einheiten

## Abkürzungen

APEC	Asiatisch-pazifische Wirtschaftskooperation
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWI	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CAMCHAL	Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer
CLP	Chilenischer Peso
CPI	Korruptionswahrnehmungsindex
CRESCO	Chilean Renewable Energy Services Company
DDR	Deutsche Demokratische Republik
DoD	Depth of Discharge
DRCP	Einstrahlungsdaten der wichtigsten chilenischen Städte
E-ELT	European Extremely Large Telescope
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
ESO	European Southern Observatory
EU	Europäische Union
FHTW	Fachhochschule für Technik und Wirtschaft
GIZ	Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit
GTZ	Gesellschaft für technische Zusammenarbeit
HOMER	Hybrid-Optimierungsmodell für Erneuerbare Energien
MPP	Maximum Power Point
NASA	Nationale Luft- und Raumfahrtbehörde der USA
OECD	Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung
PV	Photovoltaik
SIC	Übertragungsnetz Zentralchile
SING	Übertragungsnetz Nordchile
SMA	System-, Mess- und Anlagentechnik
SST	Solarthermische Systeme
STC	Standardtestbedingungen
UNO	Vereinte Nationen
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
VLT	Very Large Telescope

## Formelzeichen

$E_a$	Jahresenergieverbrauch
$E_{PV}$	Energieertrag der PV-Anlage
$I$	Stromstärke
$P$	Elektrische Leistung
$SF$	Solaranteil
$U$	Spannung
$\eta_{sys}$	Systemwirkungsgrad

## Einheiten

A	Ampere
Ah	Amperestunde
GWh	Gigawattstunde
h	Stunden
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWp	Kilowatt Peak
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWp	Megawattpeak
GWh	Gigawattstunde
V	Volt
W	Watt
\$	Dollar
€	Euro
%	Prozent



# 1 Einleitung

Chile ist ein südamerikanisches Schwellenland. Das wirtschaftliche und gesellschaftliche Wachstum geht mit steigendem Energieverbrauch einher. Aufgrund seiner geographischen Lage und topographischer Gegebenheiten besitzt Chile vielfältige Möglichkeiten Erneuerbare Energien zur Deckung seines Energiebedarfes einzusetzen.

Die fluktuierende Bereitstellung von erneuerbaren Energien, insbesondere Wind- und Solarenergie, macht den Einsatz von Speichersystemen notwendig. Diese Problemstellung sowie zugehörige Lösungsansätze werden aktuell im Rahmen der Energiewende auch in Deutschland diskutiert. Unter anderen Rahmenbedingungen stellt sich die gleiche Herausforderung auch in Chile.

In der vorliegenden Arbeit soll speziell der Bereich der Versorgung mit elektrischer Energie betrachtet werden. Chile besitzt umfangreiche Erfahrungen im Bereich von generatorbetriebenen Inselsystemen. Die Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten und damit verbundene Strompreissteigerungen haben den Bedarf nach alternativen Lösungen zu kraftstoffbetriebenen Systemen aufgezeigt. Eine solche Alternative stellen Hybrid-Systeme in Kombination mit Speichersystemen dar.

Nach Erläuterungen zu den Rahmenbedingungen der Energieproduktion und -versorgung in Chile wurde ermittelt, welche Bedarfsträger ein mögliches Potential für hybride Energieversorgungssysteme darstellen. Aus den ermittelten Möglichkeiten wurde ein konkretes Beispiel gewählt, für welches die Dimensionierung eines Photovoltaik-Gasturbine-Hybridsystems mit Batteriespeichersystem durchgeführt wurde. Der Anspruch entsprach dem Niveau einer Machbarkeitsstudie. Mit der Arbeit sollte dem Betreiber eine Handlungsmöglichkeit zur Stromversorgung seiner Anlage aufgezeigt und sowohl technisch als auch betriebswirtschaftlich erläutert werden. Wissenschaftlich sollten vorhandene Erkenntnisse bezüglich der Auslegung von Hybrid-Systemen überprüft und unter den Rahmenbedingungen von Chile um spezifische Erkenntnisse ergänzt werden.

Die Untersuchungen wurden hinsichtlich der Systemkomponenten eingeschränkt. Die Energieproduktion wurde auf photovoltaische Stromerzeugung und konventionelle Verbrennungsaggregate festgelegt und die Speichertechnologie auf elektrochemische Speicher beschränkt. Aufbauend auf dieser Thesis können weitere erneuerbarer Energieträger und andere Speichertechnologien zu einer detaillierteren Dimensionierung des untersuchten Beispiels beitragen.

## 2 Rahmenbedingungen

### 2.1 Beschreibung Chile

#### 2.1.1 Allgemeine Beschreibung

Mit einer Fläche von circa 756.500 km<sup>2</sup> besitzt Chile etwa die Größe von Deutschland, Österreich, Italien und der Schweiz zusammen [9, S. 2]. Bewohnt wird das Land von derzeit rund 17 Millionen Einwohnern, was einer Bevölkerungsdichte von 22,5 Einwohnern pro Quadratkilometer und damit etwa einem Zehntel der Bevölkerungsdichte in Deutschland entspricht. Ohne Hinzurechnung des antarktischen Anteils ist das Land circa 4300 km lang und im Durchschnitt 180 km breit. Die Bevölkerung verteilt sich auf wenige große Zentren. Große Teile des Landes sind unbesiedelt.



Abbildung 1 Chile [47]

Geographisch weist Chile sehr viele Besonderheiten und Extreme auf. Mit der Atacamawüste im Norden besitzt das Land eine der trockensten Wüsten der Welt. Im Süden wird es begrenzt durch Patagonien sowie die Antarktis. Auf Teile der Antarktis werden Ansprüche erhoben, welche jedoch derzeit völkerrechtlich umstritten sind [47]. Die Begrenzung im Osten durch das Andenhochgebirge sinkt fast nie unter 2000 m ab und besteht aus vielen Vulkanen und Gipfeln mit Höhen von deutlich über 6000 m. Mit dem Pazifischen Ozean im Westen verleiht die umgebende Geographie Chile einen Inselcharakter, welcher sich auch gesellschaftlich und politisch im Vergleich zu anderen Staaten Südamerikas auswirkt.

Eine detailliertere Beschreibung der physischen Geographie wurde an dieser Stelle nicht weiter vorgenommen. Trotz der extremen Gegebenheiten und der abgeschiedenen Lage gilt Chile als gut erforschtes Territorium. Die vorhandene und zunehmende Nutzung als touristisches Reiseziel trägt ebenfalls zur weiteren Verbreitung von Kenntnissen und Erfahrungen über dieses Land bei.

## 2.1.2 Politisch-wirtschaftliche Situation

Chile besitzt ein präsidentielles Regierungssystem. Damit ist es vergleichbar der USA und fast allen anderen Staaten Lateinamerikas. Während der Erarbeitung der Thesis fanden Präsidentschaftswahlen statt. Im zweiten Wahlgang gewann am 15. Dezember 2013 Michelle Bachelet und übernahm am 15. März die Amtsgeschäfte von ihrem Vorgänger Sebastian Piñera.

Von 1973 bis 1990 herrschte in Chile eine Militärdiktatur unter General Augusto Pinochet. Viele innenpolitische Aktivitäten sind auch heute noch im Zusammenhang mit dieser Epoche zu betrachten. Die Aufarbeitung der damaligen Verhältnisse, Korrekturen getroffener Entscheidungen aber auch die aus nicht unerheblichen Bevölkerungsanteilen der Diktatur entgegengebrachte Sympathie fließen häufig noch in die Prozesse zur politischen Entscheidungsfindung ein. Eine objektive Beurteilung ist häufig sehr schwierig zu treffen und Kommentare sowie Analysen sind zumeist vom politischen Selbstverständnis des jeweiligen Verfassers beeinflusst. Der Umgang damit kann nur teilweise mit dem in Deutschland praktizierten Verhältnis zur Epoche des Nationalsozialismus verglichen werden. Zum Verständnis politischer und gesellschaftlicher Erscheinungen in Chile sind grundlegende Kenntnisse über diese Zeit notwendig.

Insgesamt wird Chile als eines der politisch und wirtschaftlich stabilsten Länder in Südamerika betrachtet. Hinsichtlich der in Südamerika üblichen Korruption stellt Chile eine Ausnahme dar. Im Korruptionswahrnehmungsindex CPI der letzten Jahre lag Chile immer unter den besten 20 Staaten [47].

Außenpolitisch ist Chile vielseitig engagiert und weltweit anerkannt. Es ist Mitglied bedeutender globaler Organisationen wie den Vereinten Nationen (UNO) oder der Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung (OECD). Ebenfalls ist Chile an politischen und wirtschaftlichen Organisationen des amerikanisch-pazifischen Raumes beteiligt. Beispielhaft zu nennen sind hier Asiatisch-pazifische wirtschaftliche Zusammenarbeit (APEC) und der Gemeinsame Markt des Südens (Mercosur). Bedeutende Wirtschaftspartner Chiles sind neben den anderen Südamerikanischen Ländern die Vereinigten Staaten von Amerika (USA), die Europäische Union (EU), China und Australien.

Eine besondere Beziehung besteht im Verhältnis zu Deutschland. Begründet ist dies im Einfluss deutscher Auswanderer aus verschiedenen Epochen und deren Nachfahren in den Bereichen Politik und Wirtschaft sowie der besonderen Beziehung vieler Chilenen zu Deutschland, die während der Epoche der Militärdiktatur vor allem in der ehemaligen Deutschen Demokratischen Republik (DDR) im Exil lebten. Auch in den Bereichen Militär (Ausbildung Kampfpanzer Leopard II), Wissenschaft (Fraunhofer Institut Chile) und Kultur (Goetheinstitut Chile) bestehen enge Verknüpfungen [3]. Im Rahmen von Projekten zur Entwicklungshilfe und zur wirtschaftlichen Zusammenarbeit sind staatliche Institu-

tionen der Bundesrepublik Deutschland in verschiedenen Teilbereichen der Energieversorgung in Chile tätig. Besonders zu nennen sind hier die Gesellschaft für internationale Zusammenarbeit (GIZ), die Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer (CAMCHAL) und die Exportinitiative Erneuerbare Energien vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Die Veröffentlichungen und Veranstaltungen der genannten Institutionen bilden Plattformen für die Zusammenarbeit deutscher und chilenischer Firmen.

Ergänzend zu den politischen Rahmenbedingungen stellt die wirtschaftliche Situation in Chile eine gute Ausgangsposition für eine positive makroökonomische Entwicklung dar. Chile wird derzeit als Schwellenland kategorisiert. Politiker verschiedener Parteien haben sich zum Ziel gesetzt innerhalb der nächsten zehn Jahre das Land wirtschaftlich und sozial auf das Niveau einer entwickelten Industrienation zu heben.

Chile	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Jährliche Wachstumsrate BIP	3,9	6	5,6	4,6	4,6	3,7	-1,5	5,3	6,0
BIP pro Kopf zu laufenden Preisen	3.213	3.623	4.069	4.736	5.172	5.321	5.718	6.457	6.971

**Tabelle 1** Entwicklung des Bruttoinlandsprodukts in Tsd. chilenischen Pesos [10, S. 10]

Für die Jahre 2012 und 2013 wurden Wachstumsraten des Bruttoinlandsproduktes (BIP) von 5,6% beziehungsweise 4,4% erreicht [48]. Die konstanten Wachstumsraten und marktwirtschaftliche Orientierung bilden im Vergleich zu Daten und Bedingungen anderer Schwellenländer erfolgversprechende Konditionen für potentielle in- und ausländische Investoren.

Die Wirtschaft Chiles ist durch die Nutzung vorhandener Naturressourcen und die geographisch-klimatischen Rahmenbedingungen geprägt. Der Dienstleistungsbereich erwirtschaftete einen Anteil von 57% am BIP [48]. Der restliche Anteil wird fast ausschließlich durch die Bereiche Landwirtschaft, Bergbau und Verarbeitung von Naturprodukten (Fisch, Holz etc.) beigesteuert. Die wichtigsten Exportgüter sind Kupfer, Obst, Zellulose und Papier, Lachs, Wein, Methanol und Fischmehl [47].

### 2.1.3 Energie

Für die vorliegende Thesis wurde bei der Betrachtung der Rahmenbedingungen nur die Beschreibung des Stromsektors vorgenommen. Die Bereiche Verkehr und Wärmeenergie wurden nicht berücksichtigt.

Im Jahr 2012 waren in Chile 17.589 MW elektrische Leistung installiert. Prognosen sagen bis zum Jahr 2020 eine Steigerung auf 24.000 MW voraus. Der Verbrauch an elektrischer Energie betrug 2011 61.100 GWh und wird für 2020 auf 100 GWh geschätzt [9, S. 7]. Mit steigendem Wirtschaftswachstum und der Änderung sozialer Verhältnisse ist ein erhöhter Stromverbrauch zu erwarten. Qualitativ unterscheiden sich dabei die zur Verfügung stehenden Prognosen und Statistiken.

Bedingt durch die Geographie und die dadurch entstandene Dislozierung von Bevölkerung und Industrie existieren in Chile vier voneinander unabhängige Verteilnetze. Im Norden befindet sich das Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) mit einer installierten Leistung von circa 3.600 MW. Dieses versorgt die Städte des Nordens und die dort befindlichen Bergbauunternehmen. Es schließt sich daran das Sistema Interconectado Central (SIC) mit einer installierten Leistung von circa 11.900 MW an. Das SIC versorgt die großen Bevölkerungszentren in Zentralchile und die dort ansässige Industrie. Die beiden im Süden befindlichen Netze Sistema Eléctrico de Aysén und Sistema Eléctrico de Magallanes besitzen zusammen weniger als 200 MW installierte Leistung. Derzeit gibt es Überlegungen die beiden großen Netze SING und SIC miteinander zu verbinden. Erste Planungen sehen eine circa 600 km lange Trasse und eine Kette von Solarkraftwerken und PV-Anlagen durch die Atacamawüste vor. Es wird sowohl eine Stromversorgung des Nordens mit der Wasserkraft aus dem Süden als auch eine Versorgung des Südens mit Solarkraft aus dem Norden diskutiert. Aufgrund des

ökologischen und ökonomischen Umfangs eines solchen Projektes, wird die Diskussion sehr kontrovers geführt [28]. Die geschätzten Kosten für die Verbindung der beiden Netze betragen 900 Millionen US\$.



Die Spannungsebenen im Übertragungsnetz betragen in den beiden großen Netzen zwischen 66 kV und 500 kV. Die Netzfrequenz beträgt 50 Hz. Aufgrund der Trennung der beiden großen Netze wird die Erzeugung nach Energieträgern differenziert betrachtet. In Abbildung 3 und Abbildung 4 sind die Energieproduktionen nach Energieträgern im Jahr 2011 vergleichend gegenübergestellt.



Das eingesetzte Erdgas wird größtenteils aus Argentinien importiert. Dieseldieselfkraftstoffe werden aus Venezuela und verschiedenen Golfstaaten bezogen. Die Bedarfsdeckung an Kohle erfolgt durch Importe aus Kolumbien. Wasserkraft wird mit eigenen Ressourcen gedeckt.



In Chile wird per Definition der Begriff von nichtkonventionellen erneuerbaren Energien verwendet.



Abbildung 2 Stromnetze in Chile [10, S. 26]

Mit den Energías Renovables No Convencionales (ERNC) wird Stromerzeugung durch Wasserkraftwerke mit einer Leistung von mehr als 20 MW begrifflich und statistisch von erneuerbaren Energien abgegrenzt. Somit gelten in Chile Kleinwasserkraft (< 20 MW), Geothermie, Biomasse/Biogas, Meeresenergie, Solarenergie und Windkraft als regenerative Energien.

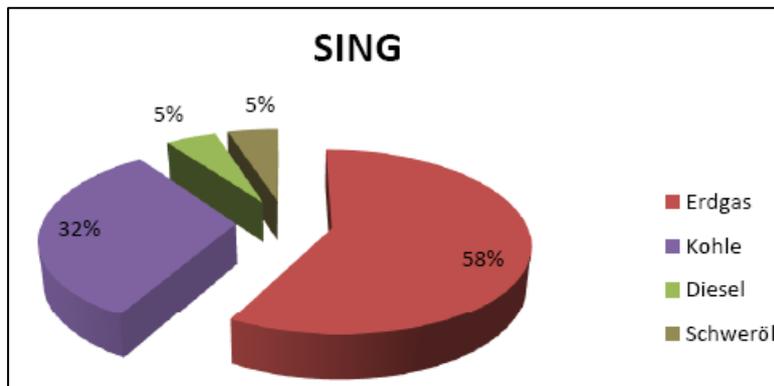


Abbildung 3 Energieproduktion nach Energieträgern 2011 im SING [8, S. 26]

Ziel der Regierung ist es, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion bis 2020 auf 20% zu erhöhen. Im Hinblick auf den wachsenden Energiebedarf wird verstärkt ein Bewusstsein zur Nachhaltigkeit entwickelt. Aktuelle Überlegungen gehen bereits von einer Erhöhung des Anteils von ERNC auf 25% bis zum Jahre 2020 aus [45]. Für die Erzeugungsunternehmen wurden zur Erreichung dieses Ziels jährliche Quoten gesetzlich festgelegt. Bei Nichterfüllung sind Strafzahlungen zu leisten.

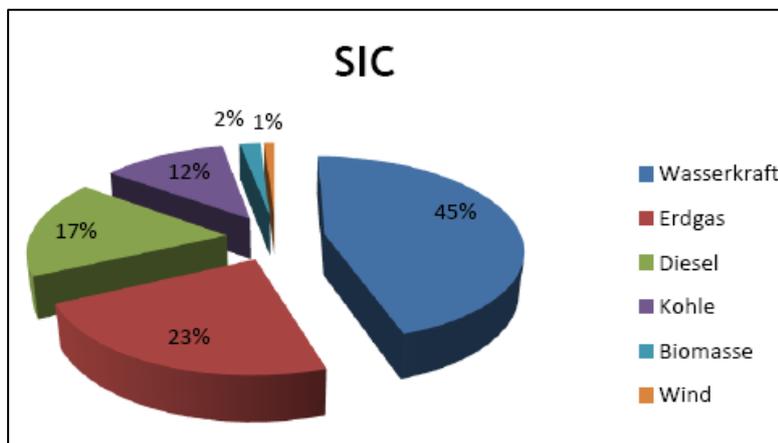


Abbildung 4 Energieproduktion nach Energieträgern 2011 im SIC [8, S. 26]

Bei den Akteuren auf dem chilenischen Strommarkt in Erzeugung, Übertragung und Verteilung unterschieden. Diese Märkte werden durch privatwirtschaftliche Unternehmen gebildet. Die Kunden werden in regulierte und freie Kunden unterschieden. Eine Vielzahl staatlicher Institutionen wirkt regulierend auf die Marktgeschehnisse ein. Für eine Detaillierte Darstellung der beteiligten Akteure und deren Rechte und Pflichten wird auf die Literatur [7] bis [10] verwiesen.

## 2.2 Potential erneuerbarer Energien

Per Definition wird in Chile in konventionelle und nichtkonventionelle erneuerbare Energien unterschieden. Allein durch Potentiale im Bereich der Wasserkraft bestehen in Chile große Möglichkeiten die Deckung des Strombedarfes aus erneuerbaren Energiequellen vorzunehmen. Die mit dem Bau von Großwasserkraftwerken verbundenen ökologischen und sozialen Probleme können am Beispiel des Wasserkraftwerks HidroAysén mit einer geplanten Leistung von 2.750 MW nachvollzogen werden. Kleinwasserkraftwerke besitzen eine deutlich bessere Reputation. Das vorhandene Potential in den Gebirgsflüssen hat sich in den letzten Jahren durch lange Trockenperioden und erhöhten Trink- und Brauchwasserbedarf verringert. Nachfolgend werden die Potentiale aus ausgewählten Quellen der ERNC betrachtet.

Chile liegt im Bereich mehrerer Lithosphärenplatten. Zu nennen sind die Südamerikanische Platte, die Nazca-Platte, Antarktische Platte und die Scotia-Platte. Auswirkungen sind eine starke vulkanische Aktivität, häufige Erdbeben und Tsunamiegefahr. Einige der stärksten jemals gemessenen Erdbeben fanden in Chile statt. Diese waren mit teilweise vielen Todesopfern und erheblichen Schäden an Infrastruktur verbunden. Eine Konzeption zu Beginn der 2000-er Jahre, welche die Errichtung von Kernkraftwerken für die Sicherstellung der Energieversorgung vorsah, wurde nach den Ereignissen von Fukushima verworfen. Aufgrund dessen sind auch Projekte im Bereich der Geothermie und der Meeresenergie fast ausschließlich theoretischer Natur und finden trotz vorhandener großer Potentiale derzeit kaum Umsetzung.

### 2.2.1 Biomasse/Biogas

Biomasse/Biogas stellt in Kombination mit Kleinwasserkraftanlagen traditionell den Hauptteil der ERNC. Disloziert sind solche Anlagen in den südlichen landwirtschaftlich geprägten Regionen. Mit einer Produktionssteigerung von 1.582 MWh im Jahr 2012 auf 2.054 MWh im Jahr 2013 wurde ein Wachstum von 30% erzielt. Für energieintensive landwirtschaftliche Betriebe stellt die Errichtung von Biogasanlagen in Kombination mit Blockheizkraftwerken eine zunehmende Alternative zum Strom- und Wärmebezug durch externe Versorger dar [2]. Die Wirtschaftlichkeit von Bioenergie wird ähnlich wie in Deutschland in Relation zu den Opportunitätsgewinnen bei Nutzung der Felder für andere Erzeugnisse gesehen. In Erwartung einer erhöhten Nachfrage nach Lebensmitteln in Asien sehen derzeitige Prognosen den Haupteinsatzbereich der Landwirtschaft nicht in der Herstellung von Energiepflanzen [24, S. 71]. Inwieweit Abfallprodukte und Reststoffe ein Potential für die Erzeugung von Biogas besitzen, wurde nicht ermittelt. Die Erschließung weiterer landwirtschaftlicher Flächen für den Anbau von Energiepflanzen im Süden des Landes ist grundsätzlich möglich. Da damit eine Änderung der Flora und Fauna und speziell in Chile eine Beeinträchtigung der indigenen Bevölkerung einher-

geht, wird eine diesbezügliche Potentialanalyse für Bioenergie unter dem Gesichtspunkt Nachhaltigkeit und Ethik zu führen sein.

Die Nutzung von Holz und dessen Folgeprodukten spielt energetisch fast ausschließlich eine Rolle für Heizzwecke. Im Winter 2013 trug dies in der Stadt Temuco zu einer verstärkten Smogbelastung bei. In vielen Städten ist der Betrieb von Ofenheizungen aus diesen Gründen untersagt. Bei der Stromerzeugung spielt Holz derzeit keine Rolle. Ein mögliches Einsatzgebiet sind holzbefeuerte Blockheizkraftwerke.

### **2.2.2 Solarenergie**

Chile wird in vielen Veröffentlichungen als Land mit idealen Rahmenbedingungen für die Nutzung von Solarenergie bezeichnet. Die mittlere Globalstrahlung wird mit  $2.555 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{a}}$  für Nordchile angegeben [8, S. 64]. Im Vergleich dazu beträgt in Deutschland die mittlere Globalstrahlung mit  $1.055 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2\text{a}}$  etwa 41% [11]. Die Einstrahlungswerte nehmen in Richtung Süden ab.

Zur Ermittlung der Einstrahlungswerte für solare Energienutzung in Chile wurde im Rahmen eines Förderprogrammes durch die Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ), heute Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), der Explorador Solar entwickelt. Diese Anwendung wird vom Departamento de Geofísica der Universidad de Chile in Zusammenarbeit mit dem Ministerio de Energía betreut. Als Werkzeug steht der Explorador Solar im Internet frei zur Verfügung.

Das Potential für Solarenergie wird auf 226 GW geschätzt. Insbesondere der Norden Chiles wird durch die vorhandenen Einstrahlungswerte als potentieller Standort für solare Energienutzung angesehen. Hinzu kommt, dass die dortigen Wüstenflächen keine Einschränkung auf soziale und Naturstrukturen erwarten lassen. Diese Flächen liegen im Bereich des nördlichen Verbundnetzes SING. Da die Erzeugung dort ausschließlich durch importierte konventionelle Energieträger erfolgt, wird eine Substitution durch solare Energie sowohl ökologisch als auch ökonomisch positiv bewertet. [8, S. 64].

Bei den bisherigen Anwendungsbereichen von solarer Stromerzeugung in Chile muss zwischen netzgekoppelten Erzeugungsanlagen und Inselnystem unterschieden werden. Aufgrund der Geographie und der Entfernungen sind in Chile seit vielen Jahren Erfahrungen mit PV-unterstützten Inselanlagen vorhanden. In vielen ländlichen Gebieten oder bei klassischen Anwendungen wie Telekommunikation, Betrieb abgelegener Signalanlagen usw. spielt die solare Stromerzeugung eine Rolle. Diese Technologie trug zu dem sehr hohen Elektrifizierungsgrad von 97% bei [8, S. 68]. In den Ballungszentren war zu beobachten, dass die kommunalen Entscheidungsträger bedingt durch den politischen Willen nach

verstärkter Nachhaltigkeit, viele Projekte speziell hinsichtlich eines möglichen Einsatzes von Photovoltaik prüfen. In Santiago entstanden so beispielsweise solarstrombetriebene Verleihstationen für Fahrräder oder über Batterien gespeiste Nachtbeleuchtung für Sport- und Freizeitanlagen. Durch den Einsatz verbesserter Speichertechnologien und/oder intelligentem Demand-Side-Management können noch weitere Anwendungen erschlossen werden.

Das Potential für netzgekoppelte Anlagen ist schwierig zu quantifizieren. In Abhängigkeit von erwarteten politischen Entscheidungen war zum Zeitpunkt der Erstellung der Thesis eine spürbare Zurückhaltung der Investoren zu verzeichnen. Die noch zu treffenden Regelungen zum Net-Meetering werden wesentlichen Einfluss auf die Bereitschaft von Privatpersonen und Kleingewerbe zur Installation einer PV-Anlage ausüben. Für große Anlagen werden makroökonomische Aspekte, wie der Preis von fossilen Brennstoffen, die Nachfrage nach chilenischen Rohstoffen oder auch Wechselkursschwankungen die Entscheidung zur Durchführung von Projekten beeinflussen. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass Solarenergie ihren Beitrag zur Deckung der steigenden Stromnachfrage leisten wird. Erwähnenswert ist die in Chile häufig betonte Vorbildrolle Deutschlands.

Solarthermische Nutzung findet in Chile erst seit einigen Jahren Anwendung. Durch Initiierung verschiedener Förderungen und Vorgaben werden insbesondere bei Neubauten mittlerweile häufig solarthermische Anlagen genutzt. Diese Anlagen werden hauptsächlich zur Erwärmung des Brauchwassers eingesetzt. Es gibt in Chile kaum die in Deutschland verbreiteten Heizungstechnologien. Zumeist werden Kerosin-, Gas- und Holzöfen verwendet oder es wird gänzlich auf eine Heizungsanlage verzichtet. Rahmenbedingungen wie Klimadaten und Bevölkerungsmentalität setzen der Verbreitung anderer Heizsysteme eine Grenze. Die Verbreitung von solarthermischen Anlagen zur Heizungsunterstützung befindet sich noch in den Anfängen. Das mögliche Potential ist schwer einzuschätzen.

Die Rahmenbedingungen für die Nutzung von Solarenergie sind als grundsätzlich gut zu beurteilen. Bei Beachtung aktueller Entwicklungen sowie länderspezifischer Besonderheiten bietet Chile für in- und ausländische Investoren ein hohes Potential. Die hohe Differenz zwischen prognostiziertem Bedarf und derzeit vorhandenen Erzeugungskapazitäten bietet die Möglichkeit ohne die Verdrängung vorhandener Erzeugungskapazitäten in Chile eine nachhaltige Stromproduktion mit Hilfe von Photovoltaik zu installieren.

### **2.2.3 Windkraft**

Chiles Potenzial für Windenergie wird als geringer im Vergleich zur Solarenergie prognostiziert. Offizielle Schätzungen nennen eine Größenordnung von 6.000 MW im Windkraftbereich. Dies sind weni-

ger als 5% des geschätzten Solarpotentials. Dennoch ist eine hohe Dynamik im Bereich der Windenergie zu verzeichnen [10, S. 63].

Aufgrund der geringen Bevölkerungsdichte bestehen teilweise günstigere Voraussetzungen für Genehmigungsverfahren, Errichtung und Betrieb als in Deutschland. Es ist zu beobachten, dass Hersteller und Betreiber, welche bisher in entwickelten Märkten aktiv waren, zunehmend in den Markt in Chile eintreten. Dadurch besteht die Möglichkeit, gemachte Erfahrungen in entwickelten Märkten zu nutzen und während der Expansionsphase in Chile nachhaltige ökonomische und ökologische Projekte durchzuführen.

Analog zum Explorador Solar wurde durch die GTZ der Explorador de Energía Eólica entwickelt. Dieses Werkzeug steht ebenfalls kostenlos im Internet zur Verfügung und wird auch vom Departamento de Geofísica der Universidad de Chile in Zusammenarbeit mit dem Ministerio de Energía betreut.

Bei beiden Internetanwendungen fällt in den bereitgestellten Karten eine scheinbare Grenze in der Nähe der Stadt Rancagua auf. Diese Stadt liegt circa 100 km südlich der Hauptstadt Santiago. Bei vielen der in Chile tätigen Planungsbüros sowie in auch in vielen der Bildungseinrichtungen gilt diese Linie als Grenze zwischen den beiden Energieträgern. Pauschal werden die nördlicher gelegenen Landesteile als ideal für Solarenergienutzung bezeichnet. In dem südlich der Linie liegenden Gebiet wird die Nutzung von Windenergie als erfolgversprechend erachtet. Diese Einteilung kann nur als grober Anhalt betrachtet werden. Im Einzelfall bestehen auch in Teilen des Nordens sehr gute Windenergiepotentiale. Insbesondere sind hier die Bereiche des Andenhochgebirges zu nennen. Ebenso sind die solaren Einstrahlungswerte im Süden des Landes im Vergleich zu Deutschland höher und ermöglichen eine Solarenergienutzung.

Chile gilt als Land mit sehr gutem Solarenergiepotential. Das Potential für die Nutzung von Windenergie ist deutlich geringer. Die vorhandenen Rahmenbedingungen ermöglichen eine Ergänzung der Energieproduktion durch Windkraftwerke. In konkreten Einzelfällen kann in Kombination von Solarenergie und Windenergie die Substituierung der bisherigen konventionellen Stromerzeugung zu großen Teilen erfolgen. Beispielhaft sind die im Norden gelegenen Bergbauunternehmen zu nennen.

## **3 Bedarfsträger**

### **3.1 Allgemeine Überlegungen**

Das in Chile vorliegende Potential an erneuerbaren Energien bietet einem vielfältigen Bedarfsträgerkreis sehr gute Voraussetzungen um konventionelle Stromerzeugung durch regenerative Energiequellen zu substituieren. Durch den nachhaltigen Einsatz von Energiequellen wird ein ökologischer Nährwert erzielt. Die jeweiligen Stromgestehungskosten bilden bei Festlegung von Nutzungsdauer, erwarteter Preissteigerung und weiteren Randbedingungen die Grundlage der Ermittlung möglicher ökonomischer Vorteile.

#### **3.1.1 ON-Grid-Systeme**

Bei Netzanbindung existiert die Abhängigkeit eines Verbrauchers vom Erzeuger/Netzbetreiber. Ausdruck findet dies in Form von Energielieferverträgen. Der Einfluss des Endkunden auf die Erzeugung des Vertragspartners ist gering oder gar nicht möglich. Dies betrifft sowohl die Zusammensetzung der genutzten Energiequellen als auch preisbildende Faktoren wie zum Beispiel Energiemenge, Erzeugungszeit etc.

Um Einfluss nehmen zu können, besteht die Möglichkeit mit ON-Grid-Systemen den Strombedarf zum Teil durch eigene Produktion zu decken. Wirtschaftlich stellt sich die Frage, ob der selbstproduzierte Strom als Eigenverbrauch genutzt oder verkauft werden soll. Durch Eigenverbrauch werden die weitergegebenen Stromgestehungskosten des Erzeugers zuzüglich Transportkosten und weiterer Aufschläge in der Höhe der substituierten Energiemenge vermieden. Durch Einspeisevergütungen ist bzw. war es u.a. in Deutschland wirtschaftlicher, den produzierten Strom nicht selbst zu nutzen, sondern zu verkaufen. Aus volkswirtschaftlicher Betrachtung erfolgte in Deutschland mit Hilfe staatlicher Förderung die Etablierung der neuen PV-Technologie. Bei Erreichen von Grid-Parity sind die Kosten des selbsterzeugten Stroms gleich den Kosten für angekauften Strom. Ab diesem Zeitpunkt liegt das Ziel darin, durch Eigenverbrauch die Vermeidung von Kaufkosten zu erreichen. Die Begriffe Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil müssen dabei unterschieden werden.

In Deutschland wird diese Thematik unter der Fragestellung nach Änderungen in der Subventionierungspolitik aktuell diskutiert. In Chile ist die Phase der Etablierung anders zu betrachten. Es muss nicht die Entwicklung einer neuen Technologie staatlich subventioniert werden. Chile importiert die notwendigen Komponenten aus den Herstellerländern. Die aktuell bestehende Unsicherheit bezüglich des Net-Meetering (Ley 20.571) hinsichtlich der Vergütung des nicht selbstverbrauchten Stromes verhindert derzeit eine verlässliche Berechnung der Wirtschaftlichkeit. Unter der theoretischen Annahme,

dass in einem einstrahlungsstarken Land wie Chile die solare Stromproduktion Netzparität besitzt, kommt der Optimierung des Eigenverbrauchsanteils eine große wirtschaftliche Bedeutung zu. Die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils von netzgekoppelten Anlagen kann durch den Einsatz von Batteriespeichersystemen erfolgen [15, S. 3].

Auch in Chile wird die Leistung einer Anlage als Grenzwert für konkrete Vorgaben und Fördermöglichkeiten verwendet. Die Eignung bestimmter Bedarfsträger aus technischer Sicht wurde grundsätzlich unabhängig von Leistungsklassen bewertet.

### **3.1.2 OFF-Grid-Systeme**

Bei Inselanlagen besteht eine Abhängigkeit des Endkunden vom verwendeten Energieträger. In der Vergangenheit wurden solche Systeme mit fossilen Energieträgern und konventionelle Generatoren betrieben. Klassisch wurden und werden Diesgeneratoren oder Gasturbinen eingesetzt. Diese werden zunehmend mit erneuerbaren Energiequellen ergänzt.

Aufgrund ihrer Lage stehen Inselsystemen gegebenenfalls keine oder kaum Alternativen zu spezifischen Energiequellen zur Verfügung. Die Ermittlung der Wirtschaftlichkeit erfolgt durch den Vergleich der Stromgestehungskosten aus regenerativen Quellen gegen den Kraftstoffpreis. Bei sehr abgelegenen Anlagen sind die Transportanteile sowie notwendige Kosten der Lagerhaltung dem Kraftstoffpreis hinzuzurechnen. Gleichzeitig sind häufig an abgelegenen Standorten sehr hohe Potentiale an Windenergie, Solarenergie oder anderen regenerativen Energiequellen vorhanden.

Durch Einsatz von Batteriespeichern kann durch die am jeweiligen Standort vorhandenen erneuerbaren Energieträger der Bedarf an konventionellem Kraftstoff verringert werden. Theoretisch kann der fossile Energieträger komplett ersetzt werden. Die erforderlichen Größenordnungen für den durch regenerative Energien angetriebenen Generator sowie das Batteriespeichersystem sind aktuell allerdings nicht wirtschaftlich. [40, S. 22]

## 3.2 Bergbau

### 3.2.1 Bedeutung

Chile ist eine Bergbaunation. Seit Jahrzehnten stellt der Bergbau einen großen Anteil am Bruttoinlandsprodukt dar. Im Jahr 2011 betrug dieser Anteil 12,1%. Hervorzuheben ist die Rolle Chiles als Kupferproduzent. In Chile wird fast ein Drittel der weltweiten Menge produziert. Weitere bedeutende Rohstoffe sind Molybdän, Silber und Gold. Im Bereich der Atacamawüste sind größere Vorkommen von Lithium vorhanden [47].

Es besteht keine vertikale Wertschöpfungskette. An die Rohstoffgewinnung sind in Chile kaum weiterverarbeitende Industrien angeschlossen. Die Rohstoffe werden zumeist über den Seeweg nach China, Nordamerika/Brasilien und Europa transportiert. Chilenische Firmen treten erst wieder als Käufer bzw. Endkunden der gefertigten (Kupfer-) Endprodukte auf. Mit Ausnahme der Einnahmen aus dem Rohstoffverkauf wird kaum oder gar nicht an der Wertschöpfung partizipiert. Ausnahmen sind die Ersteller von Versorgungs- und Transportinfrastruktur [23, S. 20]. Die Versorgung der Minen mit Wasser, Energie und Zubehör sowie der Abtransport der Rohstoffe erfordert eine umfangreiche und leistungsfähige Infrastruktur. Die Minen in den vorliegenden Größenordnungen werden oftmals über eigens dafür erstellte Strom-, Verkehrs- und Wassertrassen versorgt [29].

### 3.2.2 Auswahlüberlegungen

Im Jahr 2010 wurden in Chile 59.190 GWh Energie verbraucht. Mit 20.629 GWh lag der Anteil der Bergbauindustrie bei ca. einem Drittel [26]. Im Gegensatz zu anderen Bergbaunationen, aber auch im weltweiten Vergleich sind die absoluten Energiepreissteigerungen in Chile sehr deutlich gewesen und stellen für diesen Industriezweig ein zunehmendes Problem dar [12].

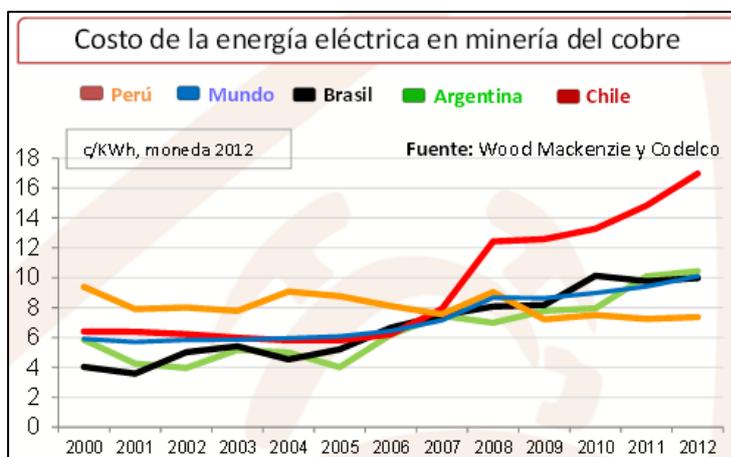


Abbildung 5 Energiepreissteigerungen 2002-2012 in US\$/kWh [16]

Die Unternehmen sind größtenteils im Norden Chiles disloziert, so dass durch die geographischen und klimatischen Gegebenheiten die Möglichkeit der Substituierung eines Teils des Energiebedarfs durch Solarenergie besteht.

Während der Aufschlussphase eines Rohstoffvorkommens sind die meisten Maschinen dieselbetrieben. Ebenfalls wird in der Explorationsphase mit Generatoren der benötigte Strom erzeugt. Bei Tagebauen welche auch während der Betriebsphase nur wenige mit Strom betriebene Maschinen benutzen kommt es auch vor, dass die gesamte Minenlebenszeit mit Generatoren Strom erzeugt wird [36].

Energie stellt für die Bergbauunternehmen derzeit eine der größten Herausforderung dar. Unterschieden werden müssen dabei die Energieträger. Während die Fahrzeuge mit Flüssigkraftstoffen betrieben werden, wird ein Großteil der Minentechnik durch elektrischen Strom angetrieben. Die technischen Weiterentwicklungen führen zu einer immer intensiveren Automatisierung. Diese Automatisierung ist mit einem entsprechenden Strombedarf verbunden.

Neben ökonomisch-technischen Auswahlüberlegung ist das gesellschaftliche Ansehen der Bergbauindustrie ein nicht zu unterschätzendes Auswahlargument. Aufgrund ihrer Auswirkungen auf die Umwelt und den damit verbundenen Risiken werden Bergbauprojekte in Chile vermehrt kritisch gesehen. Die Verpflichtung zu Umweltverträglichkeitsuntersuchungen sowie zu Ausgleichsmaßnahmen und die Berücksichtigung kultureller und sozialer Auswirkungen auf die lokale Bevölkerung gewinnen stetig an Bedeutung [35]. Die Verwendung von erneuerbaren Energien trägt wesentlich zur Verbreitung einer positiven Umweltreputation bei [27].

### **3.2.3 Bewertung**

Die Energieversorgung der Bergbauindustrie ist ökologische Herausforderung und ökonomische Chance zugleich. Die Kostensteigerung für die Energiebeschaffung trägt gemeinsam mit dem gestiegenen Umweltbewusstsein dazu bei, dass die Substituierung bisher verwendeter konventioneller Energieträger durch regenerative Energien an Bedeutung gewinnt. Aufgrund der Lage ist der Einsatz von Photovoltaik Technologie in der Nähe der Bergbauzentren positiv zu bewerten.

Für die Auswahl der Simulation eines konkreten Beispiels im Rahmen dieser Thesis wurde der Sektor Bergbau als sehr geeignet eingeschätzt.

## 3.3 Landwirtschaft

### 3.3.1 Bedeutung

Neben dem Bergbau stellt die Landwirtschaft eine weitere wichtige Säule der chilenischen Wirtschaft dar. Diesem Sektor werden die Forstwirtschaft und der Fischfang zugerechnet. Im Jahr 2012 betrug der Anteil am BIP 9% [24, S. 4].

Die unterschiedlichen Klimazonen bewirken eine differenzierte Nutzung der geeigneten Flächen. Neben Grundnahrungsmitteln wie Weizen, Mais und Kartoffeln werden Obst, Wein und Gemüse angebaut. Die in Südchile vertretene Forstwirtschaft basiert größtenteils auf Kiefern und Eukalyptusbäumen. Rinder und Lachs sind verantwortlich für den größten Teil der tierischen Produkte.

Sozialpolitisch besteht die Bedeutung der Landwirtschaft in Chile vor allem darin, etwa ein Fünftel der Arbeitsplätze bereitzustellen. In entlegenen Regionen ist sie oftmals einzige mögliche Einnahmequelle oder dient der Selbstversorgung. Historisch bedingt sind die vorherrschenden Betriebsgrößen kleine und mittlere Unternehmen. Die Arbeits- und Lebensbedingungen der ländlichen Bevölkerung werden von den zuständigen Stellen als wichtigste Herausforderung im Bereich Landwirtschaft bezeichnet. [24, S. 35].

Die wirtschaftlichen Chancen und Risiken der chilenischen Landwirtschaft sind mit denen aus dem Bereich Bergbau nicht vergleichbar. Als Chance werden insbesondere die Bevölkerungszunahme und das Wachstum der Mittelschicht in Asien angesehen. An dem daraus steigenden Bedarf nach Grundnahrungsmitteln sowie auch hochwertigen Lebensmittelprodukten hofft Chile partizipieren zu können. Die klimatischen Voraussetzungen und noch nicht genutzte Flächen stellen die Grundlagen für diese Erwartung.

Das größte Risiko für die zukünftige Entwicklung der Landwirtschaft stellt die Wasserversorgung dar. Die bisher genutzten Ressourcen aus den Anden stoßen in einigen Bereichen an ihre Grenzen. In den letzten Jahren gehäuft auftretende Trockenperioden und damit erforderliche Bewässerung tritt in Konkurrenz zum gestiegenen Verbrauch aufgrund des Konsumverhaltens und Bevölkerungswachstums. Die im Süden verbreitete Energieerzeugung durch Wasserkraft schränkt die nutzbaren Ressourcen ebenfalls weiter ein. Es existieren Ideen und vereinzelte Pilotprojekte durch Entsalzung von Meerwasser mit Hilfe von Solarenergie zumindest in einigen Landesteilen dieser Herausforderung entgegenzutreten.

Weitere Herausforderung besteht in Anbau und Verwendung genetisch veränderter Produkte.

### 3.3.2 Auswahlüberlegungen

Landwirtschaftliche Einrichtungen sind deutlicher differenziert in ihren spezifischen Eigenschaften als dies bei Unternehmen aus dem Bereich Bergbau der Fall ist. Eine grobe Unterteilung nach Betriebstypen kann in Pflanzenbau und Tierhaltung erfolgen. Eine weitere Differenzierung erfolgt dann nach den hergestellten Produkten, wobei auch häufig Mischformen auftreten. Zusätzlich ist zu berücksichtigen, ob es sich um Haupt- oder Nebenerwerbsbetriebe handelt. Aus diesen Rahmenbedingungen ergeben sich vielfältigste Verbrauchsprofile. In Abbildung 6 sind beispielhaft unterschiedliche Lastganglinien bei landwirtschaftlichen Betriebstypen dargestellt.

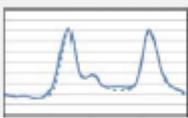
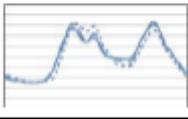
Landwirtschafts- betriebe mit Milchwirtschaft	L1		Milchviehbetriebe (Stromverbrauch durch zweimaliges Melken und Herunterkühlen)	
Sonstige Landwirtschafts- betriebe	L2		Landwirtschaftlich e Betriebe mit Produktion und Haushalt Schweinemast	

Abbildung 6 Beispiel für unterschiedliche Lastgänge in landwirtschaftlichen Betrieben [18, S. 35]

Im Zeitraum von 2004 bis 2013 haben sich bei gleichbleibenden Preisen die Kosten in der Landwirtschaft Chiles fast verdoppelt. Neben gestiegenen Lohnkosten stellt die Energieversorgung eine wichtige wirtschaftliche Herausforderung für die chilenische Landwirtschaft dar. Dies betrifft sowohl die Kraftstoffversorgung der eingesetzten Fahrzeuge, als auch die Stromversorgung von ortsfesten Anlagen und Maschinen. [24, S. 9]. Chile ist führend in Südamerika beim Einsatz von Solarpumpen. Der durch Kühlung oder Heizung erforderliche Bedarf wird zumeist über die Stromanbieter oder über eigene Generatoren gedeckt. Einige Unternehmen treten den damit verbundenen wirtschaftlichen Herausforderungen durch eigene mit Blockheizkraftwerken gekoppelten Biogasanlagen entgegen [2]. Hygienische Anforderungen sind ebenfalls Ursache für hohen Energieverbrauch. Dieser wird häufig durch elektrische Energie (beispielsweise Kühlschränke und Kühlräume in Käsereien) gedeckt.

### 3.3.3 Bewertung

Die Schnittstelle zu erneuerbaren Energien wird für die Landwirtschaft klassisch bei Biogasanlagen und Biomasse verortet. Diesbezügliche Beispiele wurden vorgefunden. Es wurde der Eindruck gewonnen, dass für eine Kombination von Landwirtschaft mit Solarenergieerzeugung und Batteriespeichersystem das Bewusstsein noch entwickelt werden muss. Zur Verfügung stehende Flächen, die klimatischen Rahmenbedingungen sowie das erwartete Wachstum ergaben in der Beurteilung eine positive Eignung des Bereiches Landwirtschaft für die Auswahl eines konkreten Beispiels.

## **3.4 Weitere Bedarfsträger**

### **3.4.1 Industrie**

Als weitere geeignete Simulationsobjekte wurden Unternehmen aus den Bereichen Zementproduktion, Stahlverarbeitung und Papierindustrie identifiziert. Auch für Wasserentsalzungsanlagen und die Stromversorgung von Hafeninfrasturktur ist ein Einsatz vorstellbar. Es handelt sich um stromintensive mittlere bis größere Unternehmen. Damit besitzen sie sowohl den Bedarf, als auch das Potential ihre bisherige konventionelle Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zu substituieren. Abhängig von ihrem Verbrauchsverhalten kann durch Einsatz von Speichersystemen die Nutzung auch außerhalb der Erzeugungszeiten erfolgen. Es kann sich dabei um netzgekoppelte und um netzferne Anlagen handeln.

Positiv bewertet wurde weiterhin ein Einsatz bei Anlagen welche einen hohen Kühlbedarf besitzen. Es kann sich dabei um Rechenzentren und größere Büro- und Verwaltungsanlagen handeln. Die Ähnlichkeit der Ganglinien für die Erzeugung und den Strombedarf für die Klimageräte wurde als positive Rahmenbedingung eingeschätzt. Ein weiteres mögliches Einsatzgebiet sind Tourismus- und Sporteinrichtungen.

### **3.4.2 Staatliche Institutionen**

Aus dem öffentlichen Bereich sind ebenfalls vielfältige Bedarfsträger vorstellbar. Die Stromversorgung für Krankenhäuser und vergleichbare Einrichtungen ist durch Hybrid-Systeme netzgebunden oder als Inselanlage vorstellbar. Solche Einrichtungen sind grundsätzlich mit Notstromaggregaten ausgestattet. Auf die für die Dimensionierung notwendigen Eingangswerte kann bei Auslegung des Hybridsystems zurückgegriffen werden. Der typische Lastgang eines Krankenhauses oder von Verwaltungseinrichtungen ähnelt dem Verlauf der photovoltaischen Stromerzeugung. Eine solche Übereinstimmung verringert den erforderlichen Speicherbedarf. Als Nachteil sind ggf. fehlende Flächen für den zu verzeichnen. Krankenhäuser und Bürogebäude eher urban disloziert und verfügen über weniger nutzbare Fläche zur Aufstellung von PV-Generatoren und Speichersystemen. Analog wurden die Möglichkeiten bei Bildungseinrichtungen bewertet. Auch deren Lastgang ähnelt nutzungsbedingt dem Verlauf der Einstrahlung.

Militärische Einrichtungen wurden ebenfalls als mögliche Untersuchungsobjekte zur Diskussion gestellt. Aufgrund der breiten Spezialisierungen kann zum Verbrauchsverhalten pauschal keine allgemeine Aussage gemacht werden. Es existieren Einrichtungen mit dem einen Bürogebäude ähnlichen Bedarfsverlaufs. Ebenso sind Anlagen welche insbesondere nachts einen hohen Stromverbrauch vorweisen im Einsatz.

### 3.5 Zusammenfassende Betrachtung möglicher Bedarfsträger

Bei den ermittelten Bedarfsträgern handelte es sich fast ausnahmslos um stromintensive Verbraucher. Als Off-Grid-Anlage erzeugten diese bisher ihren Strom selbst oder wurden als netzgebundene Kunden über ein Stromversorgungsunternehmen beliefert. Vielfältigen öffentlichen Einrichtungen wurde die grundsätzliche Eignung attestiert. Die zu erwartenden langwierigen Entscheidungsprozesse bei Beteiligung öffentlicher Bedarfsträger führten im Auswahlprozess zum Ausschluss dieses Bereichs.

Für die privatwirtschaftlichen Unternehmen führten steigende Kosten der fossilen Energieträger zu Überlegungen diese Kosten durch Solarenergie zu mindern und die Nutzung der Solarenergie durch Einsatz von Batteriespeichern auch in den einstrahlungsfreien Zeiten zu ermöglichen. Folgende Punkte wurden für eine Umsetzung als wichtig erachtet:

- Die Entwicklung eines größeren Vorhabens wird über einen langen Zeitraum geplant. Die Komplexität solcher Projekte erfordert die zeitgerechte Berücksichtigung größerer Teilaspekte wie der Stromversorgung. Eine spätere Anpassung der Infrastruktur ist mit deutlichen Kostensteigerungen und ggf. Einschränkungen in den Betriebsabläufen verbunden. Es muss konzeptionell festgelegt werden, welchen Umfang die Stromversorgung haben soll und welche Aufgaben sie sicherstellen muss.
- Die Eigenversorgung muss qualitativ das gleiche Niveau erreichen, wie die Versorgung durch ein Erzeugungsunternehmen. Einbußen in der Zuverlässigkeit und Versorgungssicherheit führen zu Störungen in den Betriebsabläufen. Die entstehenden Verluste können die möglichen Einsparungen negieren und gefährden die Akzeptanz.
- Es muss zusätzlich Bedienpersonal vorgehalten und qualifiziert werden sowie Know-How für diese Teilaufgabe erarbeitet werden.
- Die Eigenproduktion lässt sich direkt mit konkreten Projekten verbinden und verbessert das Image der Betreiber.

Aus den in Kapitel 3.1 bis 3.4 getroffenen Überlegungen wurde in Zusammenarbeit mit den beiden unterstützenden Firmen ein konkretes Projekt zur Simulation gesucht.

## **3.6 Projektauswahl**

### **3.6.1 Rahmenbedingungen**

Für die Auswahl eines konkreten Projektes musste in Abstimmung mit den beteiligten Unternehmen eine Festlegung hinsichtlich der Projekttypisierung getroffen werden. Für die beteiligten Firmen lag das Interesse in der Untersuchung eines Projektes in der Größenordnung von mehreren Megawattpeak für die erneuerbare Energiequelle sowie mehreren Megawattstunden Batteriekapazität. Den Betreibern der Verbrauchsanlage wurde die Ermittlung des betriebswirtschaftlichen Nährwertes einer Kombination von Erneuerbaren Energieträgern mit Batteriespeichersystemen offeriert. Im Gegenzug wurde die Möglichkeit gesucht, durch Bereitstellung von Daten die wissenschaftliche Untersuchung einer solchen Kombination in Chile durchführen zu können. Als Ergebnis der Projektsuche wurde die Untersuchung der Sternwarte am Cerro Armazones festgelegt.

### **3.6.2 Projektbeschreibung**

Betreiber der Anlage am Cerro Paranal ist die Europäische Südsternwarte. „Die Europäische Südsternwarte (engl. European Southern Observatory, kurz ESO) ist die führende europäische Organisation für astronomische Forschung und das wissenschaftlich produktivste Observatorium der Welt. (...) Getragen wird die Organisation durch ihre Mitgliedsländer: Belgien, Brasilien, Dänemark, Deutschland, Finnland, Frankreich, Großbritannien, Italien, die Niederlande, Österreich, Portugal, Spanien, Schweden, die Schweiz und die Tschechische Republik.“ [13]

Aufgrund der idealen klimatischen Rahmenbedingungen werden mehrere Anlagen zur Weltraumbeobachtung im Umfeld der Atacamawüste betrieben. Diese Anlagen besitzen durch ihre Dislozierung in unbewohnter Umgebung im Regelfall keine Netzkopplung. Die elektrische Versorgung wird durch Gasturbinen oder Dieselaggregate gewährleistet.

Für die elektrische Versorgung der Anlage am Cerro Paranal existiert ein eigenes 10 kV Mittelspannungsnetz. Die Versorgung wird durch eine Gasturbine mit 2,6 MW und dem Backupsystem von drei Dieselgeneratoren mit jeweils 856 kW gewährleistet. Diese Aggregate decken den Bedarf des Very Large Telescope (VLT) sowie der zugehörigen Administrations- und Versorgungsinfrastruktur [17].

In einer Entfernung von 20 Kilometern zum Cerro Paranal wird durch die ESO derzeit die Konstruktion einer neuen wissenschaftlichen Anlage projektiert. Am Cerro Armazones soll das European Extremely Large Telescope (E-ELT) installiert werden. Erste bauliche Maßnahmen erfolgten im Jahr 2012. Die Fertigstellung ist für 2022 anvisiert.

Unter Zugrundelegung der Erfahrungen mit der Anlage VLT wurden und werden Möglichkeiten der Stromversorgung für diese neue Anlage geprüft. Hierfür werden verschiedene Möglichkeiten diskutiert:

- Versorgung von VLT und E-ELT durch eigene Stromerzeugung in eigenem Netz
- Einzelne Versorgung der beiden Anlagen unabhängig voneinander
- Netzanschluss beider/ einzelner Anlagen bei Durchführung der Kopplung der beiden großen Verbundnetze SIC und SING
- Netzanschluss an eines der bestehenden Versorgungsnetze

Die derzeitige Eigenversorgung mit konventionellen Kraftstoffen wird aus finanziellen und aus Gründen der Nachhaltigkeit kritisch gesehen. Die diskutierten Varianten sollen die Verwendung regenerativer Energieträger berücksichtigen und gleichzeitig betriebswirtschaftliche Einsparungen ermöglichen.



Beide Anlagen liegen jeweils circa 50 Kilometer von den bestehenden Versorgungsnetzen entfernt. Eine Verbindung zu diesen wird nicht ausgeschlossen. Bevorzugt soll allerdings ein Anschluss an die neue Stromtrasse bei Durchführung des Verbundes der beiden großen Verteilnetze erfolgen. Zu Entfernung und Erstellungszeitpunkt dieser zukünftigen Trasse können derzeit keine Angaben gemacht werden. Alternativ kann die elektrische Versorgung durch eigene Stromerzeugung erfolgen.

**Abbildung 7 Lage bezüglich Netzanschluss der Anlagen VLT und E-ELT [17]**

Die Untersuchung einer Teilvariante dieses Vorschlages sollte während der Masterarbeit mit Hilfe von Simulationen durchgeführt werden. Der zukünftige Verbrauch für die Anlage E-ELT wurde von der ESO geschätzt. Aus den gegebenen Bedingungen wurde für die Simulation festgelegt:

- Untersuchung einer Off-Grid Anlage für den geschätzten Verbrauch des E-ELT
- Gegenüberstellung der Versorgung mit konventionellen Kraftstoffen und der Versorgung durch ein Hybridsystem, bestehend aus Dieselmotor, PV-Generator und Batteriespeichersystem

## 4 Grundlagen zu den Systemkomponenten

### 4.1 Photovoltaik

#### 4.1.1 Allgemeines

Photovoltaik ist eine Technologie der Stromerzeugung. Aktuelle Forschungsschwerpunkte sind die Verbesserung von Wirkungsgraden und das Erzielen von Synergieeffekten durch Kombinationen mit anderen Technologien. Da es sich um eine allgemein bekannte und weltweit verwendete Technik handelt, sind die Beschreibungen in diesem Kapitel auf wenige Grundlagen beschränkt und werden abschließend mit Anmerkungen zum Einsatz speziell in Chile ergänzt.

#### 4.1.2 Elektrische Beschreibung

Die Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie erfolgt in Solarzellen. Die theoretischen Grundlagen sind im Bändermodell beschrieben. Die Energie von Photonen wird genutzt, um Elektronen vom Valenzband in das Leitungsband anzuheben und damit elektrischen Strom zu erzeugen [30, S. 42]. Die praktische Anwendung des Bändermodells ist eine Solarzelle. Weit verbreitet sind kristalline Solarzellen. Diese werden als polykristalline oder mit höherem Wirkungsgrad als monokristalline Zellen hergestellt. Zunehmend finden Dünnschichtmodule Verbreitung. Mit den Zielen Herstellungskosten zu verringern, Wirkungsgrade zu erhöhen oder ganz spezielle Anwendungen zu ermöglichen, finden unterschiedliche Materialien und Konstruktionsformen Anwendung oder werden erforscht. Gemeinsam ist ihnen die einer Diode ähnelnde grundsätzliche Funktionsweise.

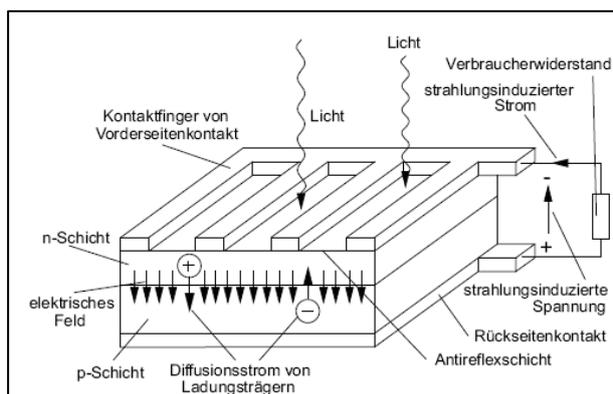


Abbildung 8 Aufbau einer Solarzelle [19, S. 365]

Die elektrische Beschreibung von Solarzellen wird mit Ersatzschaltbildern durchgeführt. Für die meisten Anwendungen reicht die Verwendung des einfachen Ersatzschaltbildes. Erweiterungen ermöglichen bei Bedarf eine genauere Beschreibung [34, S. 191].

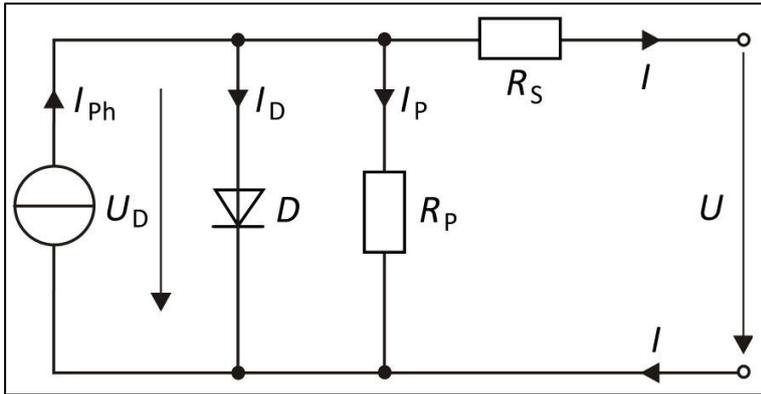


Abbildung 9 Erweitertes Ersatzschaltbild der Solarzelle [34, S. 192]

Mit Hilfe der Kirchhoff'schen Gesetze kann aus einem solchen Schaltbild eine implizite Gleichung erstellt werden. Mathematische Verfahren zur Nullstellenbestimmung ermöglichen daraus die Berechnung von Spannung und Stromstärke der Solarzelle.

Die Leistung einer Solarzelle ergibt sich aus dem Produkt von Spannung und Stromstärke. Einfluss auf die I-U Kennlinie haben die Bestrahlungsstärke, Widerstände und die Temperatur. Um eine Vergleichbarkeit zu ermöglichen, wird die Leistung einer Solarzelle unter Standardtestbedingungen (STC) ermittelt und angegeben.

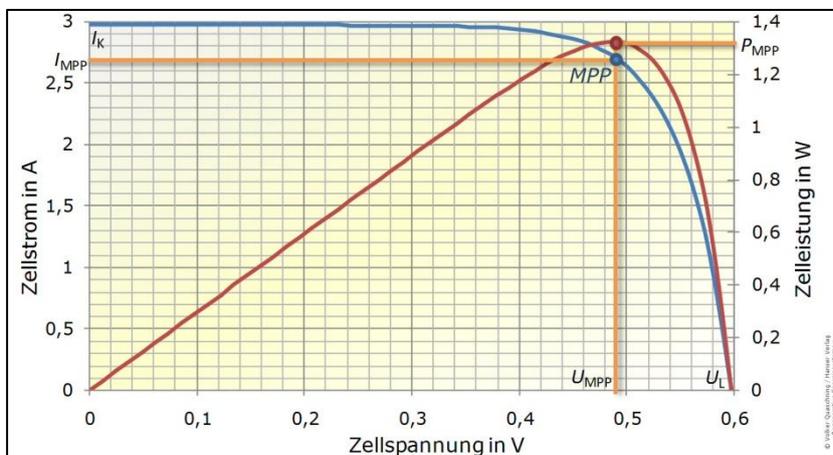


Abbildung 10 I-U und P-U Kennlinien einer Solarzelle mit dem MPP [34, S. 197]

Die maximale Leistung ergibt sich an einem bestimmten Punkt der Kennlinie. Dieser wird als Maximum Power Point (MPP) bezeichnet. Die Spannung einer einzelnen Zelle ist sehr niedrig. Zur Erhöhung der Spannung bilden mehrere in Reihe geschaltete Solarzellen ein Solarmodul. Mehrere Module werden anschließend ebenfalls zusammengeschaltet. Je nach Anwendungsfall erfolgt dies als Reihen-, Parallel- oder kombinierte Schaltung.

Eine PV-Anlage muss je nach Anwendungsfall durch eine Steuerungseinheit geführt werden. Dies können Laderegler, Umrichter oder andere Steuerungselemente sein. Im Allgemeinen finden Wechselrichter Anwendung. Hauptaufgabe ist die Umwandlung des in den Modulen produzierten Gleichstroms in Wechselstrom sowie die Sicherstellung der MPP-Leistung. Der Auswahl und der Dimensionierung des Steuerungselementes kommt entscheidende Bedeutung zu. Da PV-Anlagen aufgrund der wechselnden Bestrahlungsstärke unterschiedliche Leistungen erbringen, arbeitet das Steuerungselement häufig nur im Teillastbereich. Entsprechend ist es wichtig, dass das Steuerungselement auch in diesem Bereich mit hohen Wirkungsgraden arbeitet [34, S. 236].

### **4.1.3 Spezielle Aspekte**

Einige in Chile vorhandene Rahmenbedingungen bedürfen der besonderen Betrachtung hinsichtlich ihrer technischen Auswirkungen. Häufig diskutiert wird die Frage der Modulnachführung. Es können dadurch deutliche Ertragssteigerungen erzielt werden. Betriebswirtschaftlich müssen die Mehrkosten für Investition und Unterhalt durch höhere Erträge kompensiert werden. Nachführsysteme müssen ausreichend Widerstand gegen Wind und Staubbelastung bieten. Aktuell gibt es recht viele 1-achsige Anlagen in der Planung für Chile. Zweiachsiges Anlagen stellen eine Ausnahme dar [43].

Weitere Herausforderung in Chile ist die Staubbelastung der Module. Diese führt zu Einschränkungen der Leistung und des Ertrages. Landschaftlich bedingt ist von einer im Vergleich zu Deutschland höheren Verschmutzung auszugehen. Der Vergleich der Reinigungskosten mit dem Ertragsausfall ermöglicht die Beurteilung der Notwendigkeit von Reinigungsmaßnahmen. Mit zunehmendem Einsatz der Photovoltaik in Chile werden dazu Erfahrungswerte vorliegen. Die kleinen Partikel im Umfeld des Andenhochgebirges sowie in der Atacamawüste können aufgrund ihrer Gesteinshärte in Kombination mit den teilweise sehr hohen Windgeschwindigkeiten zu nachhaltiger Schädigung der Moduloberflächen führen [5, S. 54].

Ein weiteres Risiko stellen die in Chile häufig auftretenden Erdbeben dar. Das stärkste während der Erstellung der Thesis aufgetretene Erdbeben erreichte eine Stärke von 8,2 nach Richter. Es führte zu umfangreichen Zerstörungen von Infrastruktur und Versorgungsunterbrechungen. Dahingehend gilt es zu prüfen, welche konstruktiven Maßnahmen für die gewünschte Kategorie der Erdbebensicherheit erforderlich sind.

Die allgemein bekannte Berücksichtigung der Verschattung durch in der Nähe befindliche Objekte sollte in Chile um die Prüfung von Verschattungseffekten durch das Hochgebirge ergänzt werden. Für einige der an die Berghänge angelehnten Siedlungen muss eine nicht unerhebliche Minderung der Einstrahlzeit berücksichtigt werden.

## 4.2 Konventionelle Generatoren

Um eine ebenfalls erforschte Technik handelt es sich bei konventionellen Generatoren. Als konventionelle Generatoren gelten Verbrennungsaggregate die mit einem Stromgenerator kombiniert sind. Die chemische Energie des Brennstoffs wird zunächst in mechanische Energie umgewandelt. Anschließend wird im Stromgenerator daraus elektrische Energie gewonnen. Als Brennstoff werden häufig Dieselmotorkraftstoff, Gas oder Flüssiggas eingesetzt. Auch die Verwendung regenerativ erzeugter Brennstoffe ist möglich. Die Verfügbarkeit des Kraftstoffes stellt den wesentlichen Kostenfaktor für die Komponente des konventionellen Generators dar.

Sowohl die Verbrennungsmaschine als auch der Stromgenerator werden in diversen Ausführungen angeboten. Es gibt mobile und stationäre Lösungen in unterschiedlichen Leistungsklassen. Die Tankanlage kann integriert sein oder als eigene Komponente gefertigt werden. Typischerweise besitzen Verbrennungsaggregate zusätzlich zur manuellen Start/Stop Funktion eine Fernstartfähigkeit. Anhand von vordefinierten Größen werden sie gezielt ein- bzw. ausgeschaltet.

In Inselsystemen stellen konventionelle Aggregate oftmals die einzige Energiequelle. Der vermehrte Einsatz von erneuerbaren Energieträgern bewirkt eine sukzessive Verdrängung. Die ursprüngliche Unterstützung des Verbrennungsaggregates durch erneuerbare Energiequellen wandelt sich bei Hybridsystemen dahin, dass diese Aggregate als Backup-Generatoren in Hybridsysteme integriert werden. Die Einbindung eines konventionellen Generators ermöglicht die Nutzung einer kurzfristig und sicher verfügbaren Energiequelle. Dadurch kann die notwendige Größe der sonstigen Komponenten überproportional reduziert und die saisonale Energieverfügbarkeit des Versorgungssystems verbessert werden. Die anderen Komponenten müssten sonst auf den extremsten Fall ausgelegt werden. Eine solche Größenordnung ist derzeit nicht wirtschaftlich zu betreiben. Der konventionelle Generator fungiert in diesem Fall nicht mehr als Herzstück der Stromversorgung. Dennoch spielt er in regenerativen Hybridsystemen eine wichtige Rolle [40, S. 22].

Ergänzend zum Kraftstoff stellt der Wirkungsgrad den zweiten erheblichen Faktor für einen wirtschaftlichen Einsatz dar. Eine nicht optimale Auslegung des Verbrennungsaggregats kann erhebliche Betriebs- und Wartungskosten verursachen. Insbesondere dadurch verursachter erhöhter Brennstoffverbrauch bewirkt ökonomische Nachteile. In Abbildung 11 ist eine typische Wirkungsgradkennlinie für einen Dieselmotor dargestellt.

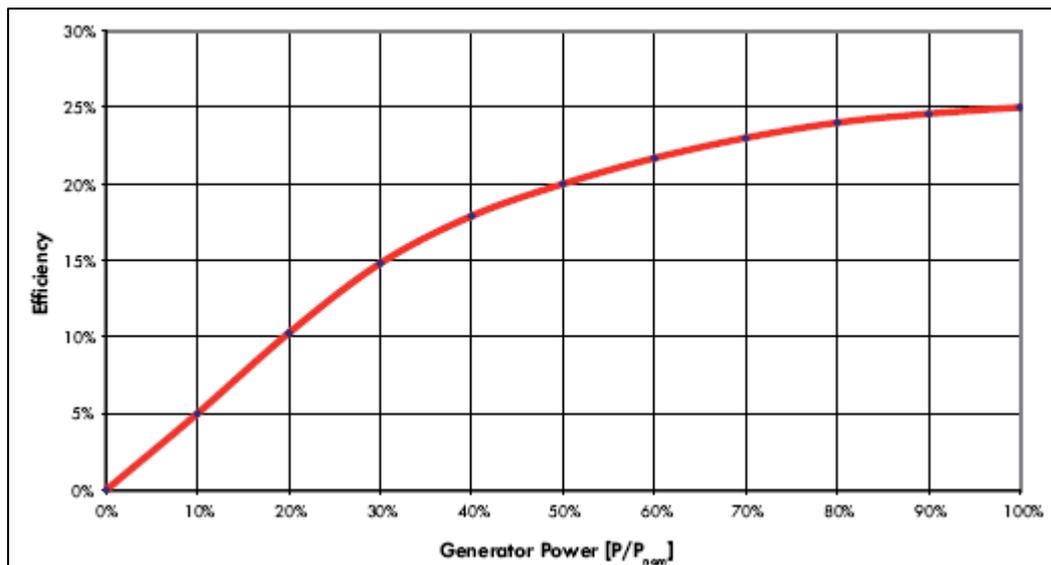


Abbildung 11 Typische Wirkungsgradkurve eines Dieselgenerators [40, S. 24]

Im Allgemeinen erreichen Verbrennungsaggregate ihren maximalen Wirkungsgrad bei 100 Prozent ihrer Nennleistung. In der Grafik fällt der Wirkungsgrad bei der halben Nennleistung bereits um 20 Prozent geringer aus. Eine weitere Leistungsminderung senkt den Wirkungsgrad dann noch deutlicher ab. In vielen Simulationsprogrammen für Hybrid-Systeme ist eine Leistung von 30 Prozent der Nennleistung als Ein- bzw. Ausschaltgrenze voreingestellt. Bei Kenntnissen zu den eingesetzten Geräten kann dieser Wert entsprechend angepasst werden. Für die Dimensionierung eines Inselnetzes muss dementsprechend geprüft werden, ob die Komponente des konventionellen Generators durch ein einzelnes Aggregat, welches teilweise deutlich unterhalb seiner Nennleistung arbeitet, abgedeckt wird, oder ob mehrere kleine Aggregate die durch eine Leistungssteuerung zu- und abgeschaltet werden, verwendet werden sollen.

Mit ihren trägen Massen sowie der Schwarzstartfähigkeit stellen die konventionellen Generatoren auch die Netzdienstleistungen sicher. Spannung und Netzfrequenz werden in Inselnetzen klassisch durch die konventionellen Generatoren eingestellt. Aktuelle Entwicklungen von Speichersystemen und Batteriewechselrichtern die diese Netzdienstleistungen ebenfalls erbringen können, stehen bei der Netzintegration von erneuerbaren Energiequellen alternativ für diese Aufgabe zur Verfügung [49].

## 4.3 Hybridsysteme

### 4.3.1 Allgemeine Merkmale

Die Kombination von zwei oder auch mehreren Technologien wird als Hybridsystem bezeichnet. Grundsätzlich stellen die einzelnen Technologien für sich bereits eine fertige Lösungsmöglichkeit dar. Durch die Kombination werden neue erwünschte Eigenschaften generiert oder Synergieeffekte nutzbar gemacht.

Energetische Hybridsysteme werden sowohl in der Automobiltechnologie als auch für die Energieversorgung eingesetzt. Daneben gibt es weitere Einsatzbereiche in der Luft- und Raumfahrtindustrie sowie im militärischen Spektrum.

### 4.3.2 Hybridsysteme der Energieversorgung

Der Einsatz von Hybridsystemen für die Energieversorgung erfolgt klassisch in Ländern und Regionen, in denen eine instabile öffentliche Stromversorgung existiert oder in denen aufgrund der Entfernungen Inselnetze mit den jeweils zur Verfügung stehenden Energiequellen betrieben werden. Häufig werden Dieselgeneratoren eingesetzt und je nach Standort mit verschiedenen Energiequellen wie Sonne, Wind und Wasser zu Hybridsystemen kombiniert. Die derzeit größte Bedeutung besitzt die Kombination von Dieselgeneratoren mit solarer Stromerzeugung. Ursache hierfür ist, dass der Bedarf nach Hybridsystemen zumeist in Ländern besteht, welche gleichzeitig gute klimatische Rahmenbedingungen für Photovoltaikanlagen aufweisen. Weitere Argumente für diese Art der Kombination sind die einfache Technik der solaren Stromerzeugung und damit verbundener geringer Investitions- und Instandhaltungsaufwand.

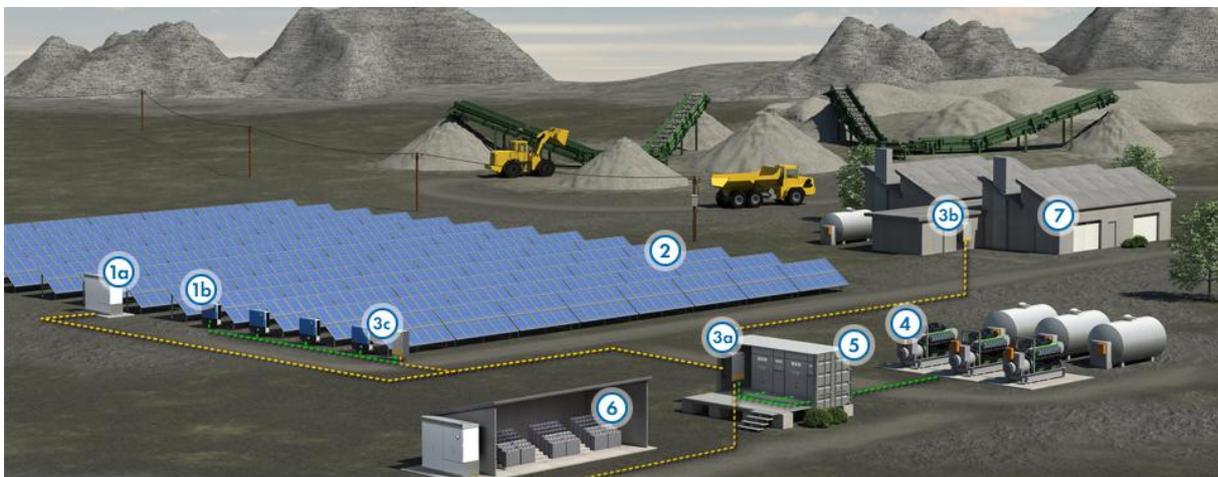


Abbildung 12 Konzept Hybridsystem der Firma SMA [41]

## 4.4 Elektrochemische Speicherung

### 4.4.1 Begriff

Zur Speicherung von Energie in elektrochemischer Form werden Galvanischen Zellen verwendet. Die Zusammenschaltung mehrerer Galvanischer Zellen wird als Batterie bezeichnet. Für Galvanische Elemente welche Energie in elektrischer Form nur abgeben können, findet der Begriff Primärzelle/ Primärelement Verwendung. Elemente mit der Fähigkeit Abgabe und Aufnahme durchführen zu können, werden als Sekundärzelle/ Sekundärelement oder alternativ als Akkumulator bezeichnet. Im täglichen Gebrauch ist die Nutzung der jeweils korrekten Begriffe häufig nicht konsequent. Für Deutschland sind Begriffsdefinitionen in der DIN 40729 festgelegt [6]. In Chile werden für Primär- und für Sekundärelemente beide Begriffe verwendet. Die Bezeichnung Akkumulator findet bevorzugt bei Inselsystemen Verwendung, ist jedoch ebenfalls nicht stringent.

### 4.4.2 Funktionsweise

Galvanische Zellen funktionieren nach dem Prinzip der Redoxreaktion. Zwei Elektroden tauchen in eine Elektrolytlösung ein. Die Elektroden bestehen i.d.R. aus Metall oder Graphit. Der Elektrolyt kann flüssig, gelförmig oder fest sein. Die Unterscheidung verschiedener Typen von Speichern ist auf die Verwendung unterschiedlichen Materials für Elektroden und Elektrolyten zurückzuführen.

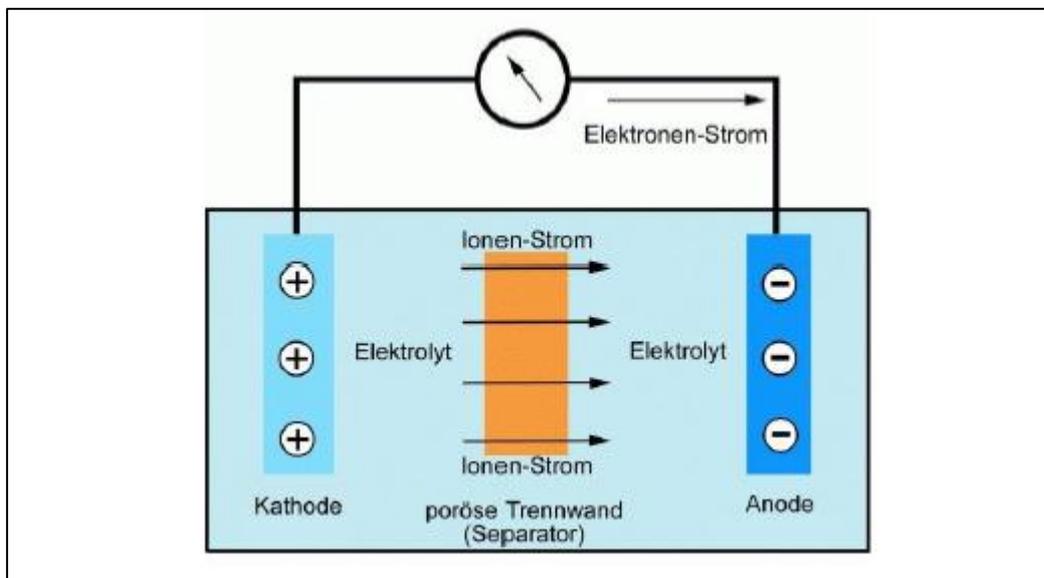


Abbildung 13 Funktionsprinzip Galvanische Zelle [4, S. 11]

Das Schließen des Stromkreises durch einen Verbraucher bewirkt einen Stromfluss. Der Vorgang wird umgekehrt durch den Anschluss eines Generators. Die Entladung bleibt aufrechterhalten, solange dem Elektrolyt genügend Elektrodenmaterial zur Verfügung steht. Die Beladung erfolgt bis zur Grenze der

Aufnahmefähigkeit der Elektroden. Nach Überschreiten dieser Grenzpunkte werden durch chemische Reaktionen Änderungen der eingesetzten Materialien erzeugt [14]. Abhängig von den verwendeten Materialien sind diese Schäden in unterschiedlicher Ausprägung irreversibel.

### **4.4.3 Kennzahlen**

#### **4.4.3.1 Spannung, Strom und Widerstand**

Den Zusammenhang von Spannung, Stromstärke und Widerstand erklärt das Ohm'sche Gesetz. Aus  $I=U/R$  folgt, dass wenn an einem Widerstand eine Spannung anliegt, Strom fließt.

Die Spannung eines Akkumulators wird in Volt gemessen und ergibt sich aus der Potentialdifferenz der Elektroden. Der Speicher selbst besitzt einen bauartbedingten Innenwiderstand. Dieser kann nur indirekt gemessen werden, spielt allerdings eine große Rolle beim Betrieb. Bei Stromfluss fällt nach dem ohmschen Gesetz  $R=U/I$  am Innenwiderstand eine dem Strom proportionale Spannung ab. Die Reduzierung der elektrochemischen Potentialdifferenz um den inneren Spannungsabfall ergibt die zur Verfügung stehende Klemmspannung  $U_{KI}$ . Die im Innenwiderstand umgesetzte Leistung wird komplett in Wärme umgesetzt und führt somit zu einer Erwärmung der Zelle bei Stromfluss.

Die Spannung lässt sich durch Variation der Anzahl von in Reihe geschalteten Speicherelementen erhöhen oder verringern. Die Kapazität bleibt dabei gleich. Bei Parallelschaltung erhöht sich die Anzahl der Amperestunden, wobei die Spannung gleich bleibt.

#### **4.4.3.2 Kapazität, Ladung, Leistung und Energie**

Die Kapazität gibt die Menge der elektrischen Ladung an, die ein Akkumulator aufnehmen kann. Die Angabe erfolgt in Amperestunden und drückt aus, wie viel Strom eine Stunde lang entnommen werden kann. Da sich die Kapazität aus dem Produkt von Stromstärke und Zeit zusammensetzt, kann bei Variation der Multiplikatoren über kurze Zeit eine größere Strommenge oder über längere Zeit eine geringere Strommenge ent- oder geladen werden. Die Änderung wird ebenfalls in Amperestunden angegeben und als Ladung bezeichnet.

Leistung ist die Angabe der verrichteten Arbeit pro Zeit. Die Leistung von Energieverbrauchern wird in Kilowatt angegeben. Das Integral der Leistungen für einen bestimmten Zeitraum ergibt die Menge der verbrauchten Energie in Kilowattstunden. Per Definition spricht man auch von Energie als gespeicherter Arbeit oder Energie als der Fähigkeit Arbeit zu verrichten.

Rechnerisch ergibt sich aus der Multiplikation der entnommenen Ladung mit der Spannung die Energiemenge. Da die Spannung abhängig von der Kapazität ist und mit zunehmender Entladung absinkt, ist die Umrechnung der durch die Kapazität zur Verfügung stellbaren Energiemenge mit Hilfe der Nennspannung grundsätzlich nicht korrekt. Die Hersteller tragen dem Kundenwunsch jedoch häufig Rechnung und geben zusätzlich eine mögliche Energieverbrauchsmenge an.

#### 4.4.3.3 Speicherkapazität

Bei der Beurteilung der Kapazität eines Akkumulators sind Kenntnisse der Zusammenhänge von Nennkapazität und Verfügbarer Kapazität nötig. Weiterhin müssen Einflussfaktoren wie Entladetiefe und Zyklenanzahl Berücksichtigung finden. Aus Nennkapazität und Entladetiefe ergibt sich die nutzbare Speicherkapazität.

Die Entladetiefe bzw. der Entladungsgrad Depth of Discharge (DoD) gibt an, wie viel Prozent der gespeicherten Energie entnommen wurden. Eine vollständige Entladung des Akkumulators bedeutet eine Entladetiefe von 100%. Solche Werte sind aktuell nicht praktikabel. Die Empfindlichkeit gegenüber Tiefentladungen unterscheidet sich bei den unterschiedlichen Akkumulatoren-Typen. Die zulässige Entladetiefe wird vom Hersteller vorgegeben. Sie kann zwischen 50% und 90% der Nennkapazität liegen [42]. Tiefentladung ist die Energieentnahme aus einem Akkumulator unterhalb der zulässigen Entladetiefe. Die Spannung sinkt unterhalb der Nennspannung ab. Dabei laufen chemisch-physikalische Reaktionen (z.B. Verringerung der Oberfläche durch Kristallbildung) ab, die zur Schädigung der Elektroden führen. Die Auswirkungen variieren in Art und Umfang je nach verwendeten Materialien. Grundsätzliches Resultat ist eine Minderung der Kapazität bis hin zur vollständigen Unbrauchbarkeit des Akkumulators.

Der gegenteilige Memory Effekt, d.h. Kapazitätsverlust durch zu geringe Entladetiefe tritt vor allem bei Nickel-Kadmium oder Nickel-Metall-Hydrid Akkumulatoren auf [1]. Diese Technologie wird hauptsächlich für tragbare Kleingeräte verwendet. Durch Batteriemanagementsysteme wird eine möglichst optimale Steuerung der Ladungsvorgänge umgesetzt. Ziel ist die Maximierung der nutzbaren Kilowattstunden. Dazu werden Zyklenanzahl und Entladetiefe variiert [25].

Ein Zyklus bezeichnet periodisch wiederkehrende gleichartige Vorgänge. Vollzyklus bezeichnet die Entladung bis zur Entladetiefe und die anschließende vollständige Wiederaufladung. Eine nur geringfügige Entladung mit anschließender Wiederladung wird als Kleinstzyklus bezeichnet. Die Herstellerangaben bezüglich Zyklenlebensdauer beziehen sich auf die Anzahl der möglichen Vollzyklen. Zur Auswirkung von Kleinstzyklen auf die Lebensdauer eines Akkumulators findet man unterschiedliche Aussagen. Sowohl positive Auswirkungen als auch Leistungsminderungen werden kommuniziert.

Bekannt ist, dass Entladestrom, Entladezeit und die dabei vorliegende Temperatur Einfluss auf die Lebensdauer haben [37]. „Bei Erreichen der Zyklenlebensdauer hat die Batterie in der Regel eine Kapazität von 80% ihrer ursprünglichen Nennkapazität und kann theoretisch noch weiter benutzt werden.“ [31] Zusätzlich findet der Begriff der kalendarischen Lebensdauer Verwendung.

#### **4.4.3.4 C-Rate**

Verbraucherseitig besteht ein bestimmter Bedarf an Stromstärke. Je kurzzeitiger dieser Bedarf ist, umso deutlicher ist dies im Verbrauchsprofil als Lastspitze erkennbar. Die Fähigkeit zur Deckung von Lastspitzen wird durch die C-Rate ausgedrückt. Sie ist der Quotient aus Stromstärke und Zeit und wird in  $s^{-1}$  oder in  $h^{-1}$  angegeben. Sie steht in Bezug zur Kapazität des Akkumulators. Reziprok lässt sich der maximale Entladestrom als Produkt von C-Rate und Dauer angeben. Die Angabe der C-Rate erfolgt sowohl für die Entnahme als auch für die Beladung.

#### **4.4.4 Verwendete Materialien**

Die unterschiedlichen Anwendungsgebiete haben zu einer weitgefächerten Spezifikation der elektrochemischen Speicherung geführt. Die Unterscheidung in mobilen und stationären Einsatz stellt differenzierte Anforderungen an das Gewicht und das Volumen. Größe der Lastspitzen, absolute Menge und benötigte Geschwindigkeit der Energiebereitstellung bilden sind weitere Anforderungskriterien.

Für den Bereich der Energiespeicherung aus regenerativer Produktion werden derzeit fünf Speichertypen in unterschiedlichsten Ausführungen favorisiert beforscht und eingesetzt:

- Blei-Säure bzw. Bleigel Akkumulatoren
- Lithium-Ion Akkumulatoren
- Natrium-Schwefel Akkumulatoren
- Redox Flow Akkumulatoren
- Nickel-Eisen Akkumulatoren

## 4.5 Steuerungselemente

Die Komponenten PV-Generator, konventioneller Generator und Batteriespeichersystem erfordern Steuerungselemente. Klassische Elemente sind Wechselrichter, Batteriewechselrichter, Laderegler, Spannungsregler und Frequenzumrichter. Individuelle Komponenten benötigen zusätzlich spezielle Steuerungselemente. Die Kombination der erforderlichen Steuerungen stellt ein intelligentes Managementsystem dar.

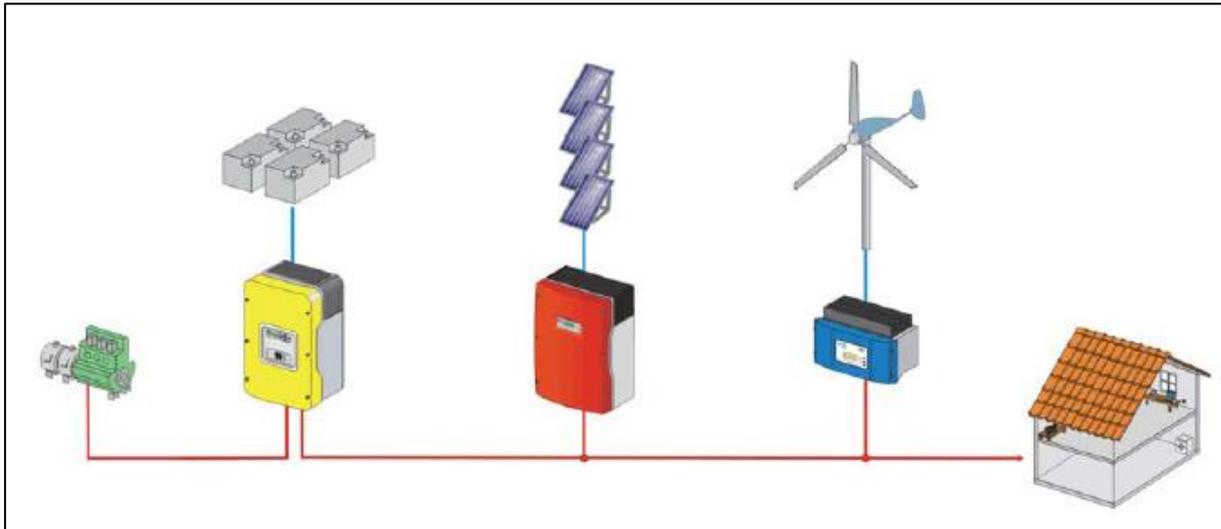


Abbildung 14 Steuerungselemente eines regenerativen Hybridsystems [40, S. 23]

Die Steuerungselemente übernehmen dabei vielfältige Aufgaben:

- Umwandlungen Gleichstrom-Wechselstrom
- Frequenzsteuerung
- Ladungsregelungen
- Blind- und Wirkleistungsmanagement
- Lastmanagement

Die Steuerung ist Schlüsselpunkt für den erfolgreichen Betrieb eines Hybrid-Systems. Es besteht die Möglichkeit die Komponenten aufeinander abzustimmen und einzeln zu steuern oder über eine zentrale Einheit das gesamte System zu managen. Darüber hinaus werden durch die Managementsysteme Netzdienstleistungen ermöglicht. Durch unterschiedliche Hersteller werden verschiedene Lösungen angeboten. Den differenzierten Anforderungen der Bedarfsträger werden vorgefertigte oder individuelle Lösungsvorschläge gegenübergestellt [33].

## 5 Simulation

### 5.1 Software

#### 5.1.1 Verfügbarkeit

Für die Planung und Dimensionierung von Hybridsystemen steht eine Vielzahl von einschlägigen Softwareprogrammen zur Verfügung. Vor einigen Jahren wurden im Rahmen einer Diplomarbeit an der FHTW Berlin unterschiedliche Programme nach einem erarbeiteten Kriterienkatalog bewertet. Als Bewertungskriterien dienten die Qualität der Bedienungsanleitung, die Anwenderfreundlichkeit, die bearbeitbaren Komponenten, die Plausibilität der Dimensionierung, die Unterstützung durch Datenbanken, die Berücksichtigung ökologischer Ergebnisse sowie die Layout-Möglichkeiten [22].

Auch die Anbieter von Komponenten für Hybridsysteme stellen Simulationsprogramme zur Dimensionierung von Hybridsystemen zur Verfügung. Bei der Auswahl für ein konkretes Projekt ist die Eignetheit des Werkzeuges zu prüfen. Während der Erstellung der Thesis wurden wiederholt die eingesetzten Anwendungen gegeneinander verglichen. Jede Software wurde für ihren speziellen Verwendungszweck entwickelt und legt ihre Schwerpunkte auf die vorgesehene Verwendung. Ein Vergleich der Ergebnisse war entsprechend nur bedingt sowohl möglich als auch zweckmäßig. Gemeinsam war den Anwendungen, dass die Ergebnisse wesentlich durch die Qualität der eingegebenen Daten (Lastgang, Strahlung, Komponententechnik etc.) beeinflusst wurden.

In der vorliegenden Thesis wurde folgende Software eingesetzt:

- HOMER 2.68 der HOMER Energy LLC
- Sunny Design Web der Firma SMA Solar Technology AG
- Suntool Off-Grid 12 der Firma Solarworld AG
- PVsyst V6.18 der PVsyst SA

#### 5.1.2 HOMER 2.68

HOMER steht als Abkürzung für Hybrid-Optimierungs-Modell für Erneuerbare Energien. Die Software wird bis zur Version 2.68 kostenlos zum Download angeboten. Neuere Versionen sind kostenpflichtig.

In der verwendeten Version standen die erneuerbaren Energiequellen PV, Windkraft, Wasserkraft und mit alternativen Brennstoffen (Biomasse, Ethanol etc.) betriebene Generatoren zur Verfügung. Es gilt

als ein sehr komfortables und benutzerfreundliches Werkzeug, insbesondere bei der ersten Abschätzung wirtschaftlicher Aspekte eines Projektes [22]. Das Ergebnis der Simulation ist eine Liste der möglichen Systeme in der Reihenfolge der anfallenden Kosten. Eine Grafik zeigt die verschiedenen Bereiche der profitabelsten Systeme über die anvisierte Laufzeit. Detaillierte Ergebnisse können für jede der einzelnen simulierten Systeme in Form von Grafiken, Tabelle oder Streudiagrammen ausgegeben werden.

### **5.1.3 Suntool Off-Grid 1.2**

Die auf MS-Excel basierende Anwendung wurde von der Firma Solarworld zur Verfügung gestellt. Sie wurde im Rahmen einer Masterarbeit zur Dimensionierung von Inselanlagen entwickelt und stand zum Zeitpunkt der Erstellung der Thesis dem freien Markt nicht zur Verfügung. Nach Aussage des Entwicklers ist „Der Hauptzweck von Suntool Off-Grid ist die praxisnahe Auslegung von Off-Grid Systemen.“ [20] Für die Auslegung eines Projektes wird die Bereitstellung der Verbrauchsdaten gefordert. Anschließend kann durch Auswahl unterschiedlicher Komponenten das gewünschte System ausgelegt werden. Nach Bearbeitung weiterer technischer Aspekte (Verschattung, Netzdimensionierung etc.) sowie betriebswirtschaftlicher Eingabewerte (Dieselpreis, Investitionskosten etc.) werden die Ergebnisse des dimensionierten Systems tabellarisch und graphisch ausgegeben. Es findet keine vergleichende Betrachtung unterschiedlicher Systeme statt, sondern die Evaluierung des selbsterstellten Lösungsvorschlages.

### **5.1.4 Sunny Design Web**

Für die Dimensionierung eines Hybridsystems stellt SMA den Off-Grid Konfigurator zur Verfügung. Entwickelt wurde die Anwendung für Off-Grid Systeme mit Leistungen von kleiner 300 kW. Die Funktionsweise ähnelt dem Tool von Solarworld. Alternativ kann das Online angebotene Werkzeuges Sunny Design Web genutzt werden. Diese Anwendung bietet die Möglichkeit der Dimensionierung einer PV-Anlage mit und ohne Eigenverbrauch sowie von PV-Hybrid-Systemen mit Leistungen größer als 300 kW.

### **5.1.5 PVsyst V6.18**

PVsyst ist ein Planungswerkzeug für Photovoltaiksysteme. Zur Auswahl standen die Dimensionierung netzgekoppelter Anlagen, Inselssysteme mit Akkumulatoren, solare Pumpenanlagen und Gleichstromnetze. Einsatzbereich ist die detaillierte technische Konfiguration eines Systems. Durch diese Eigenschaft sollte die Simulation mit HOMER 2.68, deren Schwerpunkt der betriebswirtschaftliche Aspekt ist, ergänzt werden.

## 5.2 PV-Generator

### 5.2.1 Allgemeines

Daten zur Globalstrahlung werden von unterschiedlichen Quellen bereitgestellt. Zu Beginn der Untersuchung musste die Vergleichbarkeit dieser Daten sowie daraus folgend die Nutzbarkeit ermittelt werden. Weiterhin galt es zu berücksichtigen, inwieweit unterschiedliche Eingangswerte Einfluss auf die Größe des PV-Generators nehmen. Konkret berücksichtigt wurden die aus Bodenbedeckung abzuleitenden diffusen Strahlungsanteile sowie der Einfluss der Modulausrichtung. Nach Bestimmung dieser Parameter wurden verschiedene Leistungsgrößen des PV-Generators dimensioniert.

### 5.2.2 Globalstrahlung

In Abbildung 15 und Abbildung 16 ist die Topographie im Bereich der Observatorien ersichtlich. Zur Auswahl einer Fläche für den PV-Generator ist eine eingehende Erkundung vor Ort unerlässlich. Dabei sind geeignete Flächen zu identifizieren und konkrete Längen- und Breitengrade zu bestimmen. Weiterhin sind Topographie, Flächenneigung, Eigentümerschaft und logistische Synergieeffekte zu berücksichtigen.

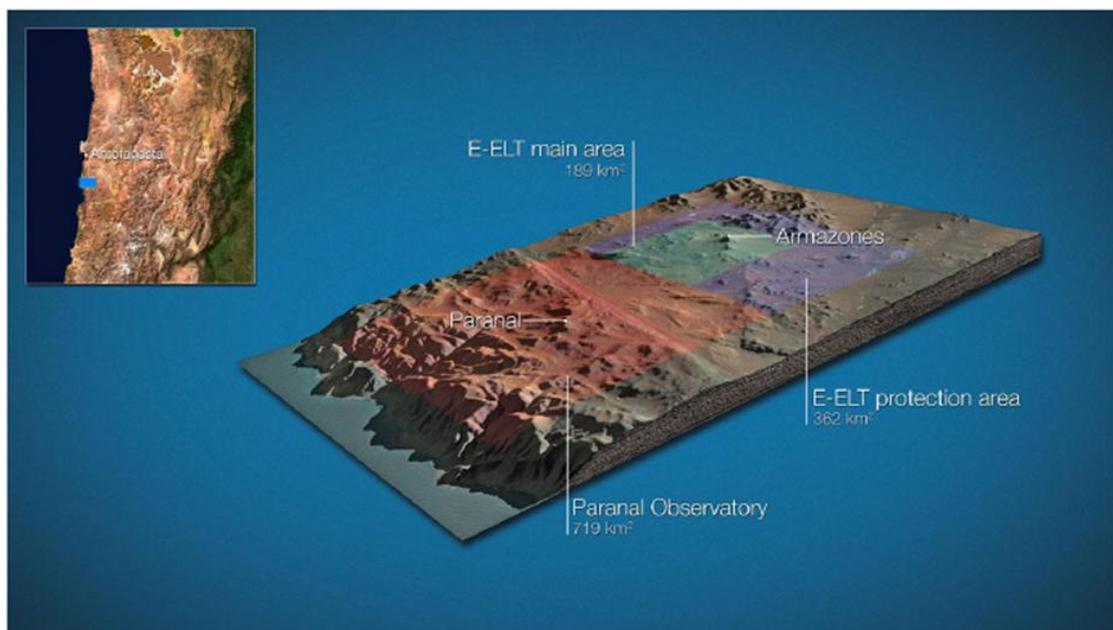


Abbildung 15 Topographie im Bereich Cerro Paranal und Cerro Armazones [17]

Das Fehlen von Bewuchs erfordert im vorliegenden Beispiel keine Berücksichtigung von Schattenwürfen durch Bäume und Sträucher. Jedoch ist die Verschattung durch das hügelige Gelände zu beachten. Eine hangengelehnte Anlage birgt das Risiko, teilweise nicht der Sonneneinstrahlung ausgesetzt zu sein, kann aber im konkreten Einzelfall den optimalen Neigungswinkel ergeben. Gegebenen-

falls kann die Nutzung von diffuser Strahlung zur photovoltaischen Stromerzeugung Auswirkungen auf die Ertragsleistung haben. Zur Verifikation wurden nach Bestimmung der Globalstrahlung unterschiedliche Bodenbedeckungen und daraus variierende Reflexionswerte eingesetzt.



Abbildung 16 Topographie im Bereich Generatoranlage [13, S. 7]

Zur Ermittlung der Einstrahlungswerte standen verschiedene Quellen zur Verfügung. In Chile findet die von der GIZ entwickelte und durch das Ministerio de Energía Chile bereitgestellte Internetanwendung Explorador Solar weite Verbreitung. Mit diesem Werkzeug wurden Strahlungswerte und Ganglinien auf unterschiedlichen Höhen ermittelt. Die Differenzen der Globalstrahlung bei den drei gewählten Höhenlagen sind in Tabelle 2 dargestellt. Alle drei Standorte befinden sich in unmittelbarer Umgebung der Sternwarte. Die Auswahl erfolgte aufgrund der Höhendifferenz. Eine Eignung zur Installation eines PV-Generators wurde jeweils unterstellt.

Jahr	1968 m	2357 m	2624 m
2003	7,16	7,26	7,28
2004	7,13	7,24	7,26
2005	7,08	7,18	7,20
2006	7,11	7,22	7,25
2007	7,11	7,22	7,25
2008	7,16	7,28	7,30
2009	7,14	7,25	7,27
2010	7,15	7,26	7,28
2011	7,13	7,24	7,27
2012	7,19	7,29	7,31
∅	7,14	7,24	7,27

Tabelle 2 Globalstrahlung in kWh/(m<sup>2</sup>d) für unterschiedliche Höhen nach Explorador Solar

Die Daten der Höhe 1968 weisen die geringsten Globalstrahlungswerte auf. Die Steigerung mit zunehmender Höhe liegt unter 2% je 300 Höhenmeter. Es wird empfohlen im Zusammenhang mit der eingehenderen Standortbestimmung die Höhenlage zu ermitteln. Um die Einstrahlungswerte mit hoher Sicherheit angeben zu können, wurde für den Explorador Solar die Verwendung der geringsten Strahlungswerte, d.h. die Werte für die Höhe 1968 festgelegt. Diese Festlegung ist unabhängig von der noch zu treffenden Entscheidung, welche Datenquelle für die Simulationen verwendet wird, getroffen worden. Zu berücksichtigen war, dass die Datenwerte des Explorador Solar die Summe aus Globalstrahlung und diffuser Strahlung darstellen.

Mes	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Promedio
Enero	9.23	9.07	9.12	9.14	9.23	9.02	9.27	9.24	9.31	9.27	9.19
Febrero	8.69	8.65	8.04	8.64	8.61	8.76	8.68	8.67	8.51	8.66	8.59
Marzo	7.71	7.68	7.66	7.67	7.67	7.70	7.70	7.71	7.73	7.74	7.70
Abril	6.37	6.34	6.28	6.30	6.29	6.34	6.30	6.24	6.31	6.23	6.30
Mayo	5.02	5.14	5.09	5.08	5.08	5.13	5.10	5.09	5.10	5.17	5.10
Junio	4.53	4.49	4.47	4.39	4.39	4.49	4.49	4.48	4.38	4.53	4.47
Julio	4.71	4.64	4.72	4.72	4.67	4.74	4.69	4.74	4.63	4.72	4.70
Agosto	5.74	5.62	5.72	5.70	5.64	5.71	5.70	5.70	5.72	5.76	5.70
Septiembre	7.06	7.02	7.06	7.02	6.88	7.07	6.96	7.06	7.08	7.12	7.03
Octubre	8.34	8.30	8.34	8.21	8.30	8.37	8.26	8.31	8.34	8.35	8.31
Noviembre	9.15	9.14	9.09	9.08	9.15	9.22	9.11	9.15	9.15	9.29	9.15
Diciembre	9.41	9.46	9.40	9.39	9.43	9.41	9.42	9.40	9.32	9.45	9.41

Abbildung 17 Globalstrahlung in kWh/(m<sup>2</sup>d) [46]

Alternativ zum Explorador Solar können Strahlungsdaten aus weiteren Quellen bezogen werden. In der MS-Excel Anwendung Datos de Radiación Principales Ciudades (DRCP) sind die Daten für vier Quellen vergleichend gegenübergestellt [32]. Es handelt sich um Explorador Solar, Norma Técnica de Sistemas Solares Termicas (SST), NASA-Retscreen und PVWatt. Daten liegen in der Regel für die wichtigsten chilenischen Städte vor. In Abbildung 18 sind die Daten der vom Observatorium nächstgelegenen Stadt Taltal aufgeführt. Taltal liegt ca. 100 Kilometer südsüdwestlich und befindet sich an der Küste. Für Taltal standen zum Prüfzeitpunkt keine Daten von PVWatt zur Verfügung.

Taltal			N° de horas de sombra al año			N° de horas de sol al año			Máxima Potencia Radiativa registrada		
Latitud	-25,4°		4386			4374			Wp/m²		
Longitud	-70,5°					11,98			1000		
Elevación	108 mts								Cuadro Resumen y de equivalencias		
Volver índice											
			Promedio Energía radiativa (diario/anual)			kW-h/(m²·day)			5,766		
			Promedio Potencia radiativa (diario/ anual)			W/m²			481,444		
			Horas de Sol Equivalente (diario/anual)			hrsSE			5,766		
			Energía Radiativa anual			kWh/(m²·y)			2105,848		
			Horas de sol anuales a la máxima potencia radiativa			kWh/(kWp·y)			2105,848		

Mes	Exp. Solar			Norma Técnica SST			Retscreen			PVWatt			
	Taltal		Yield	Taltal		Yield	Taltal		Yield	Taltal		Yield	
	(kWh/m2 día)	(W/m2)	kWh(kWp-mes)	(kWh/m2 día)	(W/m2)	kWh(kWp-mes)	(kWh/m2 día)	(W/m2)	kWh(kWp-mes)	(kWh/m2)	(W/m2)	kWh(kWp-mes)	
Enero	8,10	676,37	243,00	8,33	695,38	249,83	7,24	604,56	217,20	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Febrero	7,62	636,29	228,60	7,34	612,77	220,15	6,70	559,47	201,00	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Marzo	6,61	551,95	198,30	6,84	570,99	205,14	5,44	454,25	163,20	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Abril	5,13	428,37	153,90	5,38	448,83	161,25	4,17	348,21	125,10	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Mayo	4,03	336,52	120,90	4,80	400,45	143,87	3,31	276,39	99,30	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Junio	3,47	289,75	104,10	4,30	359,45	129,14	2,81	234,64	84,30	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Julio	3,71	309,79	111,30	4,65	388,59	139,61	3,12	260,53	93,60	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Agosto	4,40	367,41	132,00	5,24	437,27	157,10	3,77	314,80	113,10	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Septiembre	5,21	435,05	156,30	5,89	491,58	176,61	4,68	390,79	140,40	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Octubre	6,22	519,39	186,60	7,60	634,42	227,93	5,39	450,08	161,70	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Noviembre	7,22	602,89	216,60	8,31	693,88	249,29	6,21	518,55	186,30	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Diciembre	8,03	670,53	240,90	9,51	793,97	285,25	6,80	567,82	204,00	no hay dato	no hay dato	no hay dato	
Prom anual			2.092,50	Prom anual			2.345,17	Prom anual			1.789,20	Prom anual	
5,81			485,36	6,51			543,97	4,97			415,01	no hay dato	

Abbildung 18 Globalstrahlungsdaten für die Stadt Taltal DRCP

Lineare Extrapolation auf Basis der Strahlungszunahme aus dem Explorador Solar zur Höhenlage des Observatoriums für die Quellen SST und NASA-RETSscreen ergab die in Tabelle 3 dargestellten Ergebnisse. Die Abweichung der Quelle SST zum Explorador Solar betrug 9,8% höhere Einstrahlung. Die Extrapolation der RETSscreen Daten ergab 11,8% geringere Einstrahlung.

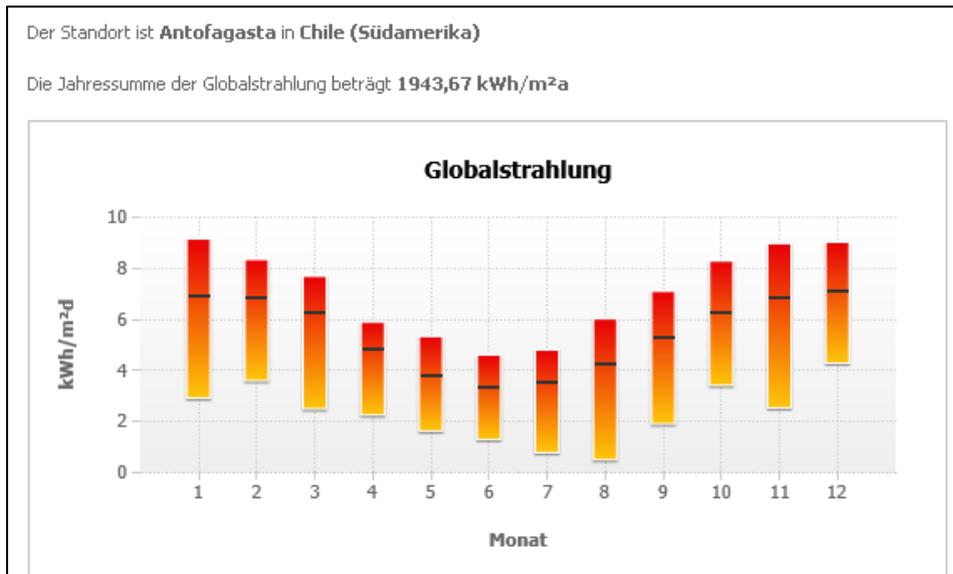
Explorador Solar	SST	Retscreen
7,14	7,84	6,30

Tabelle 3 Extrapolierte Globalstrahlung für Höhe 1968 in kWh/(m²d)

Taltal ist eine Küstenstadt. Das Observatorium befindet sich in einer sehr trockenen Umgebung mit Hochgebirgscharakter. Eine Umrechnung der Werte mittels der linearen Steigerungsformel ist als nicht richtig anzunehmen. Spezifische klimatische über das Jahr wechselnde Einflüsse auf die Strahlungsleistung fanden keine Berücksichtigung. Da für den Bereich des Observatoriums nur Daten des Explorador Solar vorlagen, diente die Berechnung zur groben Abschätzung der Werte für die beiden anderen Quellen.

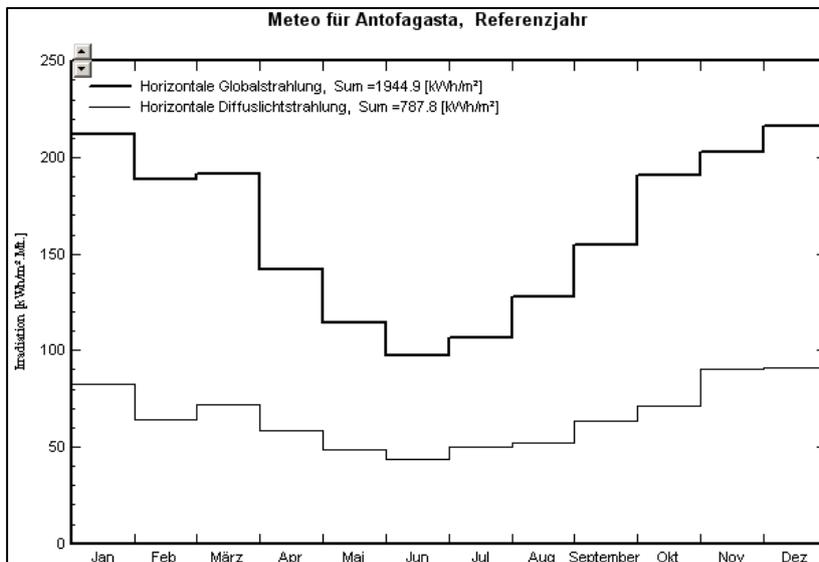
### 5.2.2.1 Ganglinien horizontale Globalstrahlung

Die eingesetzten Simulationsprogramme boten die Nutzung unterschiedlicher Datenquellen an. Diese konnten teils per Hand eingegeben oder über Netzchnittstellen bzw. aus internen Datenbanken abgerufen werden. Die Planungssoftware SMA Sunny Design Web stellte in ihrer Datenbank als nächstgelegenen Standort die Stadt Antofagasta (Abbildung 19) zur Verfügung.



**Abbildung 19 Jahresganglinie Globalstrahlung Antofagasta Sunny Design Web**

Die Daten waren fast identisch mit den von PVsyst abgerufenen Daten der Meteonorm Messstation. Alternativ konnten in die Anwendung PVsyst die NASA-SSE Daten der Jahre 1983-2005 geladen werden. Die Ausgabe der Daten erfolgte getrennt nach Globalstrahlung und diffuser Strahlung.



**Abbildung 20 Jahresganglinie Globalstrahlung und diffuse Strahlung Antofagasta PVsyst**

Die Abweichungen zwischen Explorador Solar und den in der Software Suntool Off-Grid verwendeten Daten betragen 13,3%.

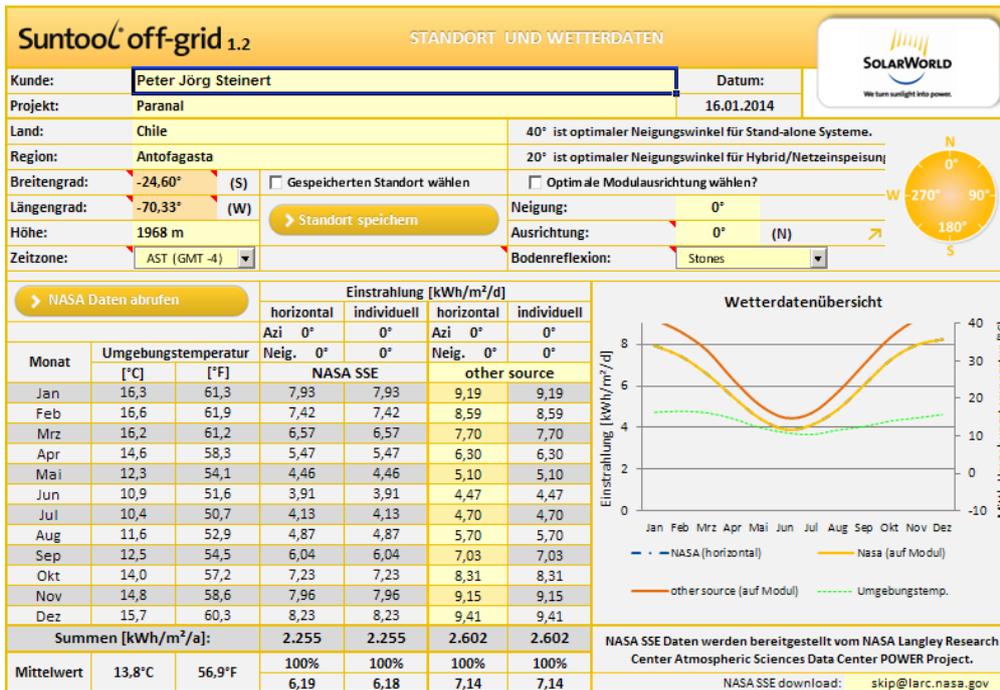


Abbildung 21 Vergleich Globalstrahlung Höhe 1968 NASA-Wetterdaten und Explorador Solar

Simultan stellte sich die Situation bei der Verwendung von HOMER 2.68 dar. HOMER 2.68 greift auf die NASA RetScreen Daten zurück und lieferte für den Standort am Observatorium die in Abbildung 22 aufgezeigten Ergebnisse.

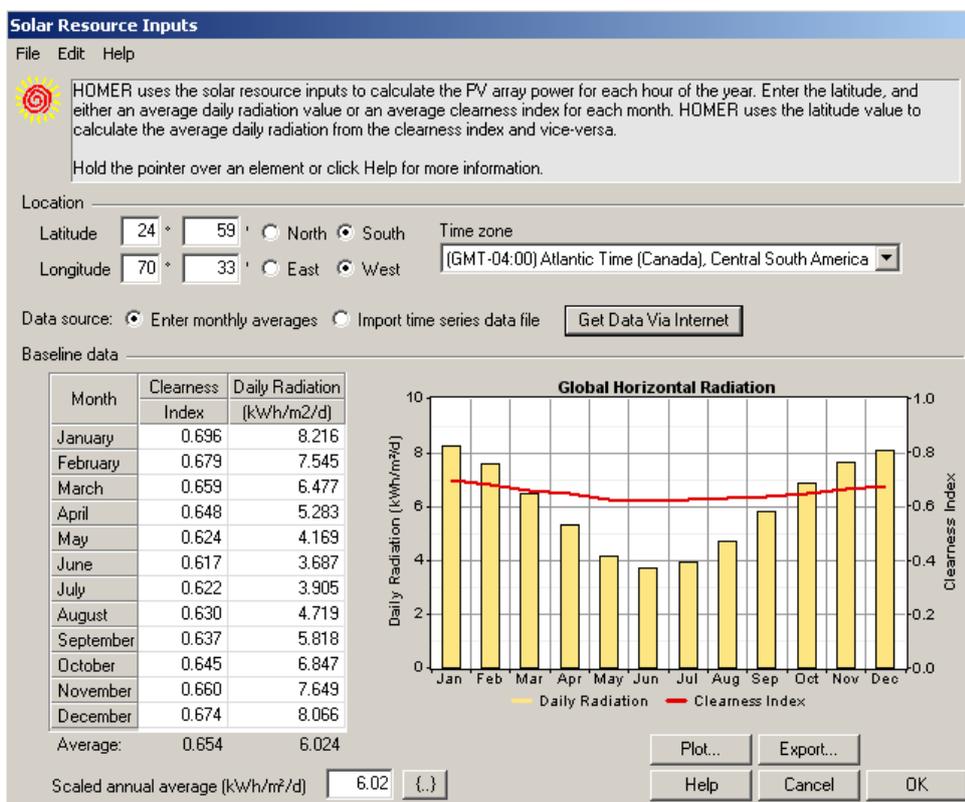


Abbildung 22 Verlauf Globalstrahlung in HOMER 2.68 aus Quelle NASA – RetScreen

### 5.2.2.2 Vergleich und Auswertung der Globalstrahlungsquellen

Für die weitere Auslegung des PV-Generators ist eine Entscheidung über die Validität der Globalstrahlungsdaten zu treffen gewesen. Der in 5.2.2.1 allgemein festgestellte Unterschied bei Verwendung von Daten aus unterschiedlichen Quellen musste vor Beginn der Simulation detaillierter geprüft werden.

	Breite (Latitud)	Länge (Longitud)	Höhe (Elevación)
Höhe 1968	24.60°S	70.33°W	1968 m
Iquique	20.22°S	70.41°W	34 m
Antofagasta	23.65°S	70.40°W	26 m
Taltal	25.41°S	70.48°W	33 m
Copiapó	27.37°S	70.33°W	391 m

Tabelle 4 Ortsangaben

Ziel war es, eine Systematik der Abweichungen zu ermitteln, um Rückschlüsse auf die Verwendungsmöglichkeit bezüglich der Höhe 1968 ziehen zu können. Der Vergleich wurde für die in Nordchile gelegenen Städte Iquique, Antofagasta, Taltal und Copiapó vorgenommen. Für diese Städte war aufgrund ihrer klimatischen Zuordnung sowie ihrer räumlichen Nähe zur Höhe 1968 eine Vergleichbarkeit anzunehmen. Weiter südlich gelegene Städte wurden nicht berücksichtigt. Als Referenzwert wurde für Nordchile  $2.555 \frac{kWh}{m^2a}$  angesetzt.

Abweichung vom Referenzwert 2.555 kWh/(m <sup>2</sup> d) in %					
Ort	Explorador Solar	HOMER 2.68	SunTool OffGrid	Sunny Design Web	PVsyst
Iquique	11,04	23,33	11,84	21,06	14,80
Antofagasta	12,50	19,56	10,09	23,80	23,88
Taltal	18,28	19,41	11,18	-	17,26
Copiapó	9,74	20,37	8,97	23,42	23,58
Höhe 1968	-1,86	13,94	11,73	-	5,23

Tabelle 5 Abweichungen der Globalstrahlungsdaten aus unterschiedlichen Quellen in %

Durch den Vergleich wurde festgestellt:

- Für die Städte betrug der Unterschied von Explorador Solar und Suntool Off-Grid mit Ausnahme der Stadt Taltal zum vorgegebenen Referenzwert weniger als 12%.
- HOMER 2.68 und Sunny Design Web wiesen bei den Städten Abweichungen im Bereich von 20% auf.

- Die Abweichungen von PVsyst ohne Addition der diffusen Strahlung für Antofagasta und für Copiapó waren deckungsgleich zu den Ergebnissen von Sunny Design Web. Diese Ortschaften waren in der Datenbank vorhanden. Die Werte der anderen Orte wurden von PVsyst nach Eingabe der Koordinaten selbst interpoliert.
- Bei den Richtungen der Abweichungen konnten keine Regelmäßigkeiten festgestellt werden. Die Reihenfolge der einstrahlungsstärksten Städte unterschied sich bei den einzelnen Anwendungen.
- Bei Addition der diffusen Strahlung in PVsyst ergab sich keine erkennbar systematische Annäherung an die Werte einer der anderen Anwendungen. Die summierten Werte lagen aber (teilweise deutlich) über den Daten des Explorador Solar.
- Für die zur Simulation ausgewählte Höhe 1968 war ein Unterschied von über 13% vom Explorador Solar zu HOMER 2.68 bzw. Suntool Off-Grid bezogen auf den Referenzwert festzustellen. Die Differenz zu PVsyst lag bei 7%. Für Sunny Design Web lagen keine Daten vor.

Für die Abweichungen im geringen Prozentbereich wurde davon ausgegangen, dass diese Größenordnungen auf Unschärfe in der Standortbestimmung, Unterschiede in der Verarbeitung der Datenquellen sowie Rundungsdifferenzen zurückzuführen war. Erhebliche Unterschiede wurden auf die abweichende Berücksichtigung der diffusen Strahlung zurückgeführt. Des Weiteren konnten nicht alle Anwendungen Daten der konkreten Örtlichkeit bereitstellen, sondern interpolierten diese.

Als Auswirkungen auf das weitere Vorgehen wurde festgehalten:

- Im Falle der Durchführung der Simulation für die Lage auf Höhe 1968 war eine Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Anwendungen nicht ohne weiteres möglich. Die zugrundeliegenden Strahlungsdaten unterschieden sich teilweise erheblich.
- Die Eingabe von Daten aus einer Datenquelle per Hand war nicht in allen Anwendungen möglich.
- In der Regel wurden Daten für die größeren Städte in Chile bereitgestellt. Auch hier unterschieden sich die Daten teilweise sehr stark. Die Auswahlmöglichkeit der Städte war nicht deckungsgleich.
- Mit Ausnahme von Copiapó handelte es sich um Küstenstädte. Eine Übertragung der Daten auf das im Hochgebirge liegende Objekt per Extrapolation war nicht gerechtfertigt.

### 5.2.3 Einfluss des Neigungswinkels und der diffusen Strahlung aus Bodenreflexion

Der Einfluss der diffusen Strahlung aus Bodenreflexion wurde mittels Suntool Off-Grid untersucht. Die Untersuchung erfolgte für Höhe 1968 mit den Globalstrahlungsdaten des Explorador Solar. Es standen folgende Bodenreflexionsvarianten zur Auswahl:

- Standard
- Wald
- Asphalt
- Sand
- Steine
- Alter Beton
- Feuchtes Gras und Trockenes Gras
- Neuer Beton
- Alter Schnee und Neuer Schnee

Als vor Ort realistische Möglichkeiten wurden verglichen Standard, Sand, Steine sowie alter und neuer Schnee. Die anderen Varianten wurden im Umfeld des Observatoriums ausgeschlossen. Die Schneeszenarien wurden wegen der Hochgebirgslage betrachtet, spielen aber vor Ort tatsächlich keine relevante Rolle. Für die genannten Varianten wurde jeweils der optimale Neigungswinkel einer Inselanlage sowie eines Hybridsystems mit Netzeinspeisung untersucht. Der optimale Neigungswinkel wurde definiert als der Winkel, bei dem die Netzeinspeisung den höchsten Gesamtertrag und Inselssysteme den höchsten Ertrag im einstrahlungsschwächsten Monat erreichen. Die Neigungswinkel sind Tabelle 6 zu entnehmen. Die Winkel in der Anwendung wurden variiert bis die gemäß der Definition zu erreichenden Bedingungen erfüllt wurden. Sie wurden auf volle 5° gerundet.

	Standard	Sand	Steine	Alter Schnee	Neuer Schnee
Hybrid/Netzeinspeisung	20°	20°	20°	30°	35°
Stand Alone	40°	40°	40°	45°	50°

**Tabelle 6 Optimale Neigungswinkel in Abhängigkeit der Bodenreflexion**

Die so ermittelten Winkel wurden mit der Anwendung PVsyst gegengeprüft. In dieser Anwendung standen die Variationen Sand und Steine nicht zur Verfügung. Verwendet wurde alternativ die Einstellung Standard. Strahlungsdaten waren die Daten der Messstelle Antofagasta.

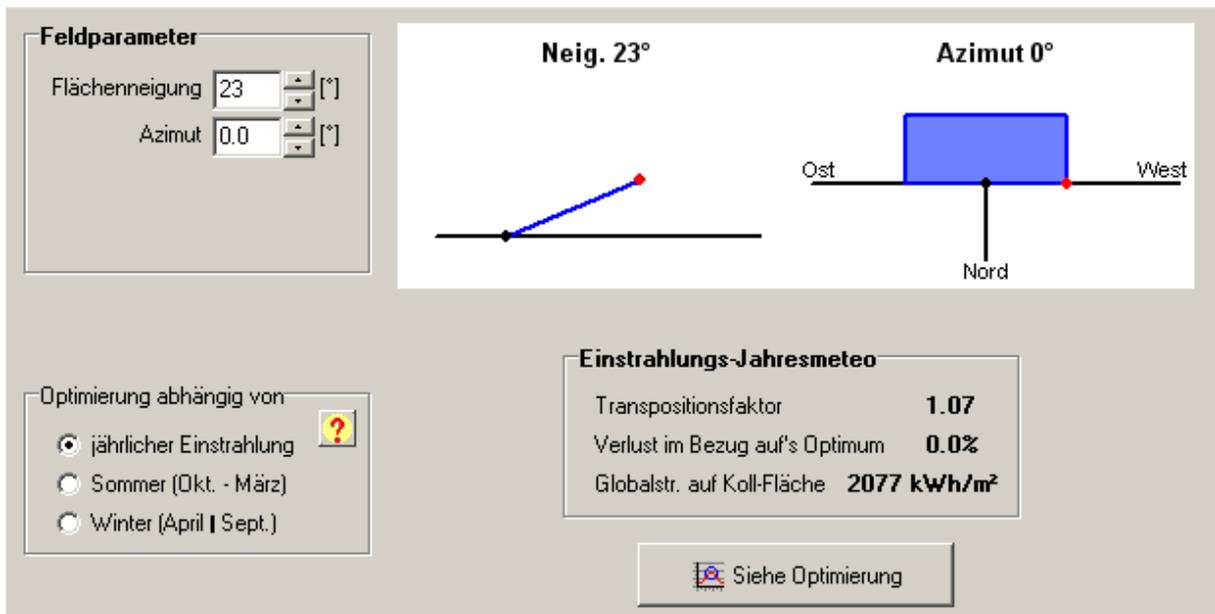


Abbildung 23 Bestimmung optimaler Neigungswinkel für Netzeinspeisung mit PVsystem

Bei beiden Optimierungen konnte der durch Suntool Off-Grid ermittelte Winkel bestätigt werden. Für Netzeinspeisung (Abbildung 23) lag er im Bereich von 20° und bei Inselanlagen (Abbildung 24) in der Größenordnung von 40°.

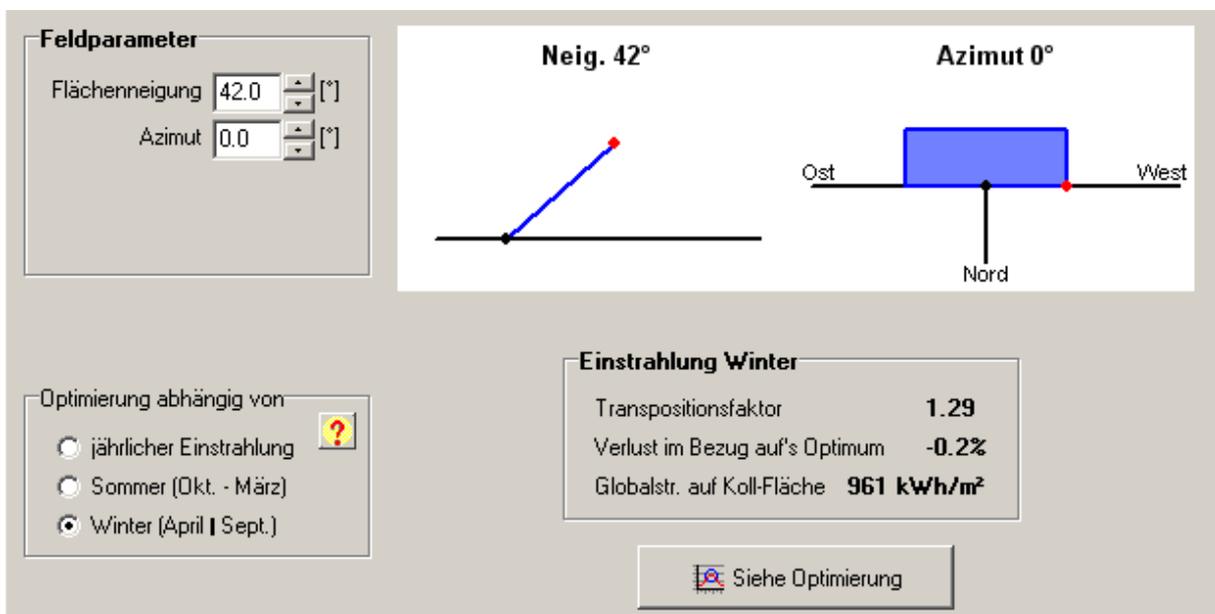


Abbildung 24 Bestimmung optimaler Neigungswinkel für Inselssysteme mit PVsystem

Unterschiede aufgrund der Bodenbedeckung wurden mit Suntool Off-Grid weiter untersucht. Für netzeinspeisende Anlagen wurden als sehr gering die Unterschiede bei den Bodentypen Standard, Sand und Steine festgestellt. Die Abweichung zu den beiden Bodenreflexionen mit Schnee waren deutlicher, blieben jedoch unterhalb von  $100 \frac{kWh}{m^2 a}$ .

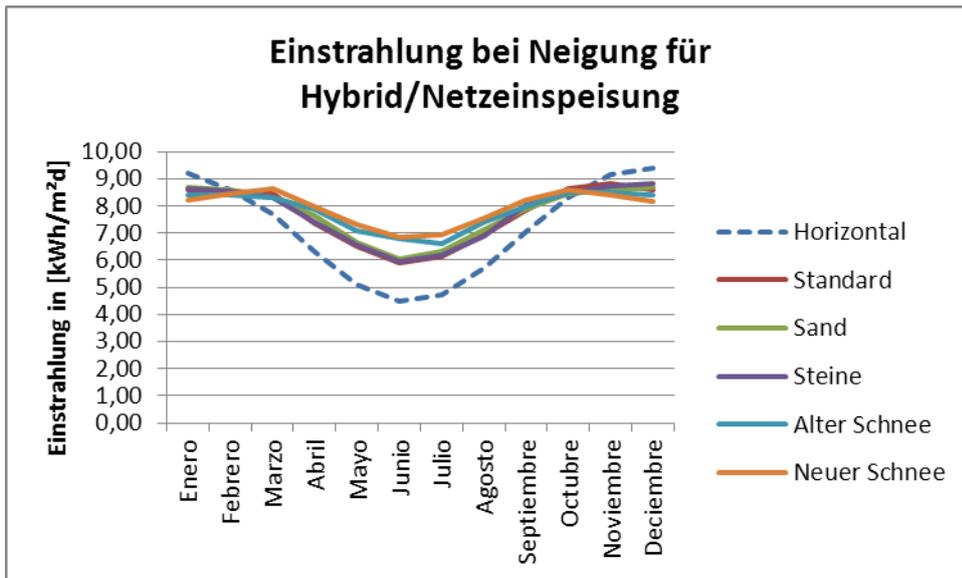


Abbildung 25 Einstrahlung für optimale Neigungswinkel bei Netzeinspeisung

Analog wurde die Auswertung bei optimalem Neigungswinkel für Inselanlagen durchgeführt. Wiederrum war nur ein geringer Unterschied zwischen den Bodenreflexionen Standard, Sand und Steine zu erkennen. Die Abweichung zur Reflexion mit Schnee betrug maximal  $158 \frac{kWh}{m^2 a}$ .

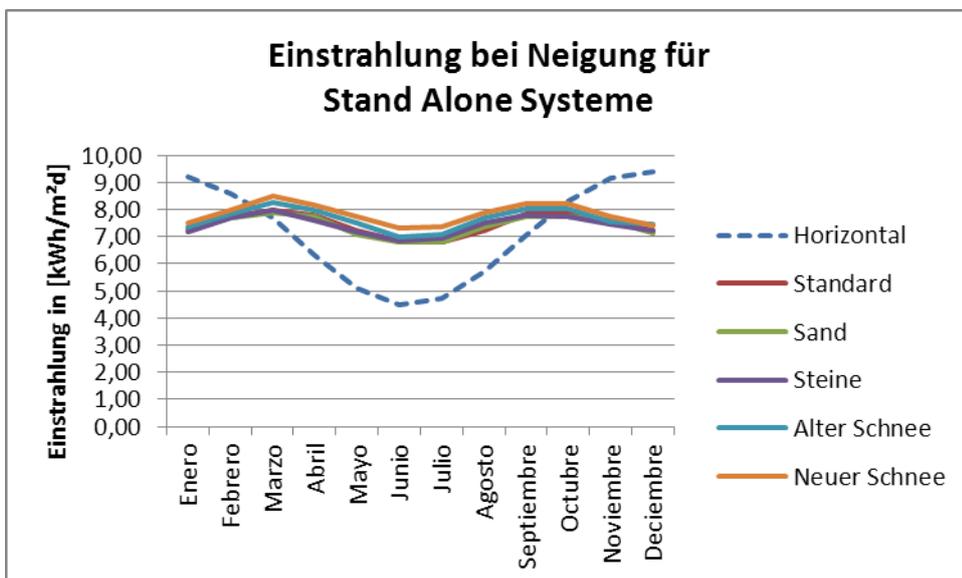


Abbildung 26 Einstrahlung für optimale Neigungswinkel Stand Alone Systeme

Aus der Überprüfung des Einflusses der Bodenreflexion wurde entnommen, dass lediglich bei Schneebedeckung mit signifikanten Ertragsunterschieden zu rechnen ist. Für die anderen untersuchten Bodenarten waren die Abweichungen minimal. Da es sich bei diesen um den gleichen festgestellten optimalen Neigungswinkel handelte, stehen im Fall der Projektdurchführung keine baulichen Handlungsmöglichkeiten zur Verfügung um nach getroffener Standortentscheidung Einfluss auf den Ertrag nehmen zu können. Die ermittelten Ergebnisse empfehlen, dass aus Sicht des möglichen Energieertra-

ges für ein Hybridsystem mit Netzeinspeisung nach einem sandigen Umfeld und für eine Inselanlage nach einem steinigem Umfeld zu suchen ist. Die Größenordnungen der Unterschiede liegen im niedrigen zweistelligen Bereich der Einheit  $\frac{kWh}{m^2a}$ .

	Horizontal	Standard		Sand		Steine		Alter Schnee		Neuer Schnee	
	0°	20°	40°	20°	40°	20°	40°	30°	45°	35°	50°
Januar	9,19	8,58	7,27	8,69	7,24	8,65	7,18	8,39	7,38	8,19	7,48
Februar	8,59	8,56	7,76	8,57	7,70	8,55	7,67	8,42	7,81	8,44	7,97
März	7,70	8,47	7,98	8,29	7,89	8,32	7,98	8,32	8,27	8,63	8,50
April	6,30	7,37	7,79	7,65	7,75	7,39	7,60	7,89	7,99	7,99	8,18
Mai	5,10	6,50	7,20	6,67	7,07	6,58	7,17	7,07	7,50	7,33	7,76
Juni	4,47	5,91	6,84	6,04	6,79	5,96	6,85	6,78	6,99	6,82	7,31
Juli	4,70	6,13	6,78	6,31	6,81	6,18	6,94	6,61	7,08	6,93	7,37
August	5,70	6,96	7,24	7,14	7,37	6,88	7,50	7,40	7,71	7,57	7,86
September	7,03	7,85	7,82	7,90	7,74	8,02	7,78	7,99	8,03	8,19	8,20
October	8,31	8,62	7,88	8,47	7,73	8,49	7,76	8,49	8,00	8,57	8,23
November	9,15	8,82	7,54	8,58	7,60	8,72	7,47	8,49	7,56	8,40	7,72
Dezember	9,41	8,59	7,21	8,70	7,11	8,81	7,23	8,42	7,46	8,18	7,39
Ø Jahr	7,13	7,69	7,44	7,75	7,40	7,71	7,43	7,85	7,65	7,93	7,83
Total Jahr	2602,43	2807,53	2715,34	2827,43	2699,82	2813,31	2710,32	2865,96	2791,18	2895,72	2857,75

**Tabelle 7 Auswertung Bodenreflexion bei optimalen Neigungswinkeln aus Suntool Off-Grid**

Sehr deutlich war der Einfluss der Neigung auf die Verlaufskurven zu erkennen. Sowohl das Hybridsystem als auch die Inselanlage erzielten in den Sommermonaten weniger Ertrag als ein horizontaler Generator. In den Wintermonaten war der Ertrag hingegen deutlich höher. Die Zahlenwerte sind Tabelle 7 zu entnehmen. Das Delta zwischen ertragsärmstem und ertragsreichstem Monat einer Inselanlage betrug  $1,1 \frac{kWh}{m^2d}$ . Im Vergleich dazu betrug dieses Delta auf der horizontalen Fläche mit  $4,9 \frac{kWh}{m^2d}$  mehr als das Vierfache.

Ort	horizontal	20°	40°
Iquique	1.812,99	1.846,58	1.701,82
Antofagasta	1.714,26	1.768,49	1.651,85
Copiapó	1.769,88	1.856,06	1.759,54

**Tabelle 8 Jahresertrag 1 MWp Anlage in MWh bei Variation der Neigung Sunny Design Web**

Die mit der Anwendung Suntool Off-Grid ermittelte Ertragssteigerung durch Änderung des Neigungswinkels konnte durch Prüfung mit Sunny Design Web teilweise bestätigt werden. Bei einem Neigungswinkel im Bereich 20° war der absolute Ertrag auch bei dieser Anwendung am größten. Für Inselanlagen wurde keine Ertragssteigerung festgestellt. Die Minderung des Deltas der monatlichen Erzeugung konnte mit dieser Anwendung nicht bestimmt werden.

Die Ergebnisse der Variation des Neigungswinkels mit HOMER 2.68 sind in Tabelle 2 aufgezeigt. Wiederum konnte die Ertragssteigerung bei dem optimalen Neigungswinkel für Hybridsysteme nachgewiesen werden. Die Ergebnisse für Inselanlagen ergaben mit Ausnahme der Stadt Iquique ebenfalls eine Steigerung des Gesamtertrages.

Ort	horizontal	20°	40°
Iquique	1.566,28	1.598,67	1.493,46
Antofagasta	1.642,17	1.720,25	1.643,92
Copiapó	1.625,69	1.733,32	1.684,55
Höhe 1968	2.079,72	2.232,30	2.162,34

Tabelle 9 Jahresertrag 1 MWp Anlage in MWh bei Variation der Neigung HOMER 2.68

Die erfolgte Glättung der Jahresganglinie ist aus dem Vergleich von Abbildung 27 mit Abbildung 28 zu ersehen.

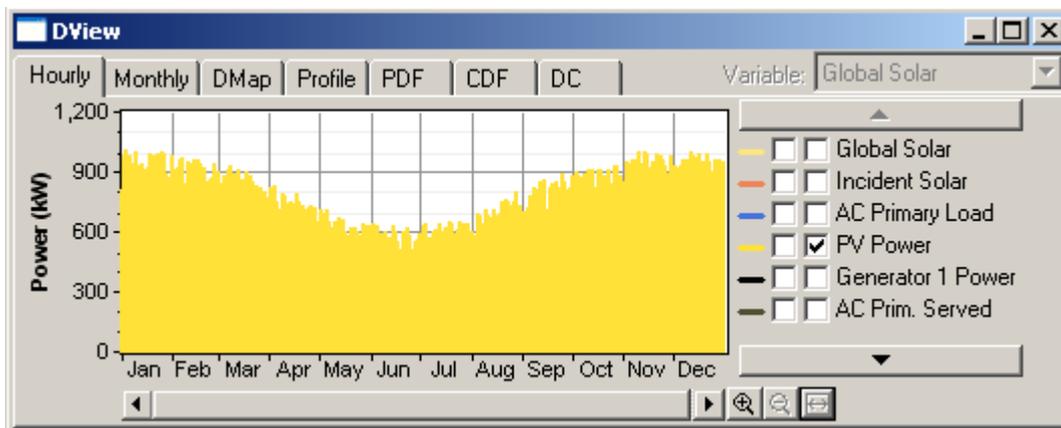


Abbildung 27 Erzeugungsganglinie horizontale Anlage Höhe 1968 in HOMER 2.68

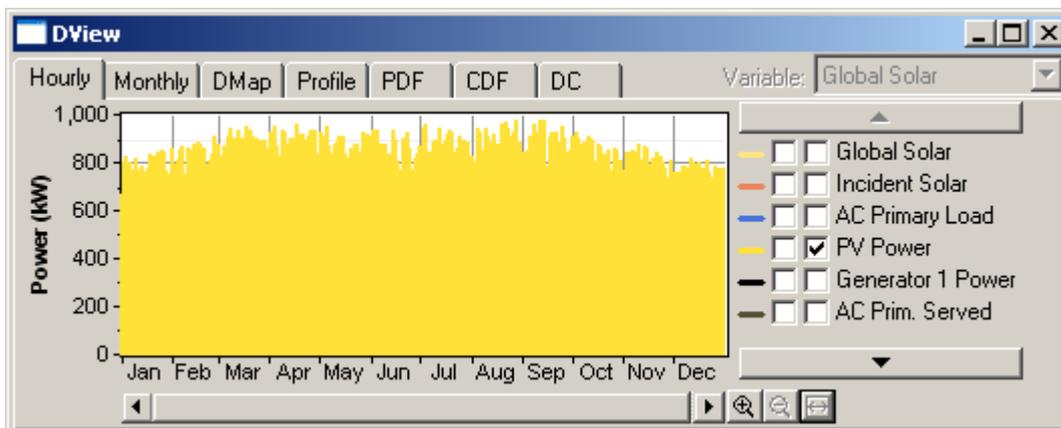


Abbildung 28 Erzeugungsganglinie Neigungswinkel 40° Höhe 1968 in HOMER 2.68

Die absoluten Ertragsergebnisse unterschieden sich bei den eingesetzten Softwareanwendungen. Mit den gewonnenen Ergebnissen konnte grundsätzlich eine geeignete Montage empfohlen werden. Auswirkung wird eine Ertragssteigerung und/oder eine Glättung der Ganglinie sein. Der Winkel wird durch das eingesetzte System bestimmt.

## 5.2.4 Nachführung

Nachdem der Einfluss der horizontalen Ausrichtung festgestellt wurde, sollte darauf folgend die Auswirkung von Nachführungen geprüft werden. Dazu wurde mit Sunny Design Web eine 1 MWp Anlage in Antofagasta mit fünf Installationsszenarien dimensioniert:

- I Horizontale Ausrichtung
- II Ausrichtung Azimut starr bei gegebenen Neigungswinkeln
- III Ausrichtung Azimut starr und Neigung nachgeführt
- IV Ausrichtung Azimut nachgeführt und Neigung starr
- V Zweiaxiale Nachführung

Variationen	I	Ila	Ilb	III	IVa	IVb	V
Azimut	Starr 180°	Starr 180°	Starr 180°	Starr 180°	Nachgeführt	Nachgeführt	Nachgeführt
Neigung	0°	20°	40°	Nachgeführt	Starr 20°	Starr 40°	Nachgeführt
Jährlicher Energieertrag	1.714,26	1.768,49	1.651,85	1.643,13	2.060,43	2.191,78	2.287,72

**Tabelle 10 Jahresertrag in MWh einer 1 MWp Anlage in Antofagasta Sunny Design Web**

Der Einfluss der Neigung wurde in den Variationen I und II untersucht. Die Ergebnisse ergaben sich analog zu den in 5.2.3 gewonnenen Erkenntnissen. Die Variationen III bis V stellten unterschiedliche Nachführungen gegenüber. Der geringste Ertrag wurde bei starrer Azimutausrichtung und nachgeführtem Neigungswinkel festgestellt. Die höchsten Erträge lieferten die Anlagen mit nachgeführter Azimutausrichtung. In dieser Kategorie lag der Ertrag mit dem optimalen Neigungswinkel für Off-Grid-Anlagen über dem Ertrag für netzeinspeisende Hybridsysteme. Nachgewiesen wurde, dass zweiaxial nachgeführte Anlagen den höchsten Ertragswert liefern. Es wurde ein Mehrertrag von  $519 \frac{MWh}{a}$  im Vergleich zur ertragreichsten starren Konstruktion ermittelt.

Im folgenden Schritt wurden die gleichen Unterscheidungen mit HOMER 2.68 untersucht. Basis war wiederum eine 1 MWp Anlage in Antofagasta. Mit HOMER 2.68 können monatliche, wöchentliche, tägliche und permanente Nachführung untersucht werden. Aufgeführt sind die Ergebnisse einer permanenten Nachführung.

Variationen	I	Ila	Ilb	III	IVa	IVb	V
Azimut	Starr 180°	Starr 180°	Starr 180°	Starr 180°	Nachgeführt	Nachgeführt	Nachgeführt
Neigung	0°	20°	40°	Nachgeführt	Starr 20°	Starr 40°	Nachgeführt
Jährlicher Energieertrag	1.672,17	1.720,25	1.643,92	1.859,07	1.792,24	1.792,24	2.326,68

**Tabelle 11 Jahresertrag in MWh einer 1 MWp Anlage in Antofagasta HOMER 2.68**

Wiederum erbrachte eine zweiachsig nachgeführte Anlage den höchsten Ertragswert. Ebenfalls bestätigt wurde, dass Nachführungen der Azimutausrichtung eine Steigerung des Ertrages bewirken. Die Nachführung der Neigung brachte im Gegensatz zur SMA Software ebenfalls eine Steigerung. Diese lag in absoluten Zahlen über der Steigerung der Azimut nachgeführten Systeme.

Aufgrund dieses Unterschiedes wurde an anderen Standorten ebenfalls der Vergleich dieser Installationsart durchgeführt. Mit Sunny Design Web wies diese Installationsart immer einen Minderertrag zur den starren Installationen auf. Mit HOMER 2.68 wurde jeweils eine Ertragssteigerung erreicht. Grundsätzlich ist durch Nachführung ein höherer Ertrag zu erreichen.

## **5.2.5 Abschätzung PV-Generator**

### **5.2.5.1 Lastprofil**

Im nächsten Schritt wurden die Größenordnungen der einzusetzenden Generatoren abgeschätzt. Für die Dimensionierung des PV-Generators wurde das in Abbildung 29 aufgezeigte Lastprofil durch die ESO bereitgestellt. Das Lastprofil galt für alle 7 Wochentage [17]. Für jahreszeitliche Schwankungen (Anhang Abbildung 71) konnte festgestellt werden, dass im Winter zwischen 12:00 Uhr und 19:00 Uhr ein geringerer Bedarf vorhanden war. Diese Minderung war auf einen geringeren Kühlbedarf während dieser Jahreszeit zurück zu führen. Insgesamt war markant, dass die Ganglinie der Grundlast in ihrer Form einer Einstrahlungsganglinie ähnelte.

Die dargestellten Leistungspeaks haben eine Stärke von etwa 1,8 MW. Ursache für diese Lastspitzen ist das sogenannte Coating. Dabei handelt es sich um die Reinigung der Oberfläche der Teleskopspiegel von kleinen Partikeln und organischen Verschmutzungen. Nach Informationen der ESO ist dieser Vorgang drei bis sechsmal im Jahr nötig. Die Peaks haben eine Dauer von etwa fünf Minuten. Zur Deckung dieses Bedarfs wurde der Einsatz von Superkondensatoren oder Schwungrädern diskutiert. Diese Technologien dienen der kurzfristigen Speicherung hoher Kapazitäten. [38]. In Abstimmung mit den Projektbeteiligten wurde entschieden, die Lastspitzen für die Simulation nicht zu berücksichtigen.

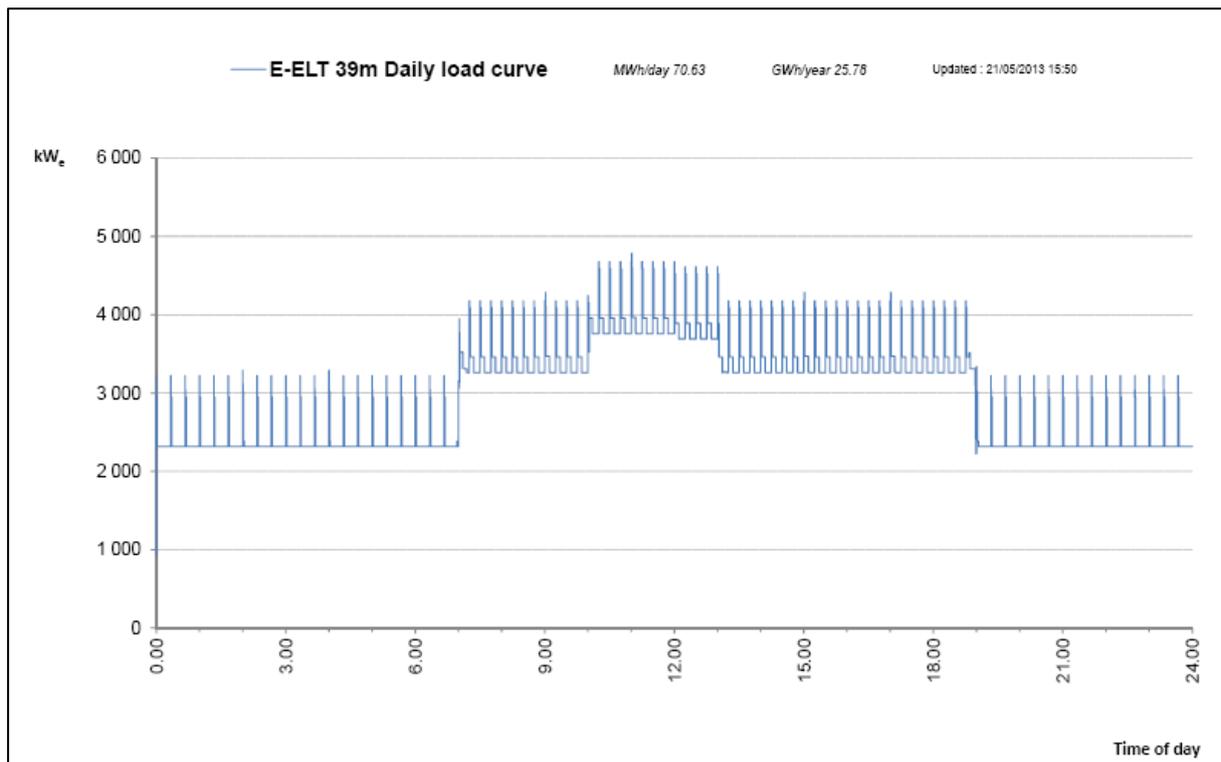


Abbildung 29 Lastprofil E-ELT [17]

Der Tagesbedarf aus dieser Vereinfachung betrug 68,6 MWh. Der Jahresstromverbrauch ergab sich dadurch zu 25,8 GWh. An den Tagen an denen das Coating erforderlich ist, müssen 120 MWh mehr Energie bereitgestellt werden. In Summe der sechs Tage ergibt sich eine Strommenge von weniger als 3% des vereinfachten Jahresstromverbrauchs.

Anzahl Lastspitzen pro Tag	800
Dauer	5 min
Dauer	0,083 h
Leistung Lastspitze	1.800 kW
Tagessumme Lastspitzen	120,00 MWh
Tagessumme Grundlast	68,60 MWh
Tagessumme gesamt	188,60 MWh

Tabelle 12 Zusammensetzung des Lastprofils

Die Nichtberücksichtigung der Lastspitzen konnte somit aus Sicht der Energiemenge gerechtfertigt werden. Bezüglich der zur Deckung erforderlichen Spitzenleistung ist eine Berücksichtigung allerdings zwingend vorzunehmen.

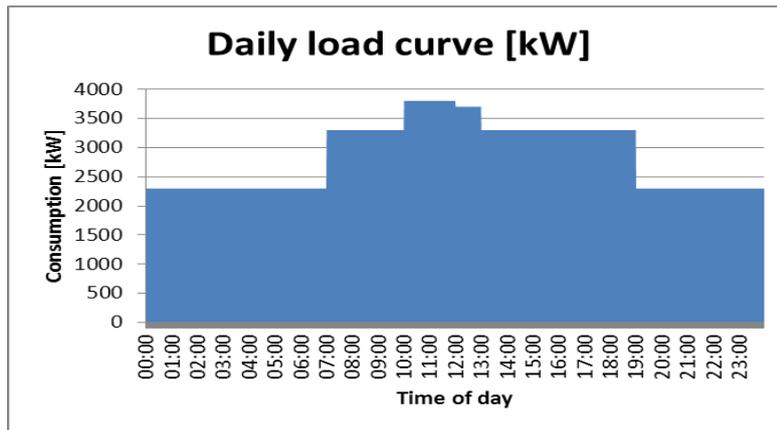


Abbildung 30 Lastprofil modifiziert

Das für die Simulation zugrundeliegende Lastprofil zeigte nach der Vereinfachung den in Abbildung 30 dargestellten Verlauf. Für die Jahressganglinie wurde in den Monaten Juni, Juli und August eine Verringerung des Bedarfs um 5% zwischen 12:00 Uhr und 19:00 Uhr angesetzt.

### 5.2.5.2 Auslegung

Die erste Abschätzung der Anlagengröße wurde über Formel (5-1) vorgenommen [40, S. 36].

$$P_{PV} = E_a * \frac{1}{\eta_{sys}} * \frac{SF}{E_{PV}} \quad (5-1)$$

Mit den Werten

- $E_a$  (Jahresenergieverbrauch) = 25.800 MWh
- $\eta_{sys}$  (Systemwirkungsgrad) = 0,5
- SF (Solaranteil) = 60%
- $E_{PV}$  (Energieertrag) =  $2000 \frac{MWh}{MWp*a}$

ergab diese erste Abschätzung eine erforderliche Anlagengröße von 15,5 MWp.

Wert	Variation	Anmerkung
Ea I	28.380 MWh/a	110% $Ea_0$
Ea II	32.250 MWh/a	125% $Ea_0$
Ea III	38.700 MWh/a	150% $Ea_0$
Ea IV	51.600 MWh/a	200% $Ea_0$
$\eta_{Sys}$ 1	0,4	Minderung $\eta_{Sys_0}$
$\eta_{Sys}$ 2	0,7	Steigerung $\eta_{Sys_0}$
$\eta_{Sys}$ 3	0,8	Steigerung $\eta_{Sys_0}$
SF a	70%	Steigerung $SF_0$
SF b	80%	Steigerung $SF_0$
SF c	90%	Steigerung $SF_0$

**Tabelle 13 Variation der Eingangswerte zur Bestimmung der Größe des PV-Generators**

Die Eingangsdaten der ersten Abschätzung wurden anschließend mit Ausnahme des Energieertrages variiert. Damit ergaben sich bei den unterschiedlichen Kombinationen die in Tabelle 14 dargestellten Anlagengrößen.

Kombination	I1a	I1b	I1c	II1a	II1b	II1c
Anlagengröße MWp	24,83	28,38	31,93	28,22	32,25	36,28
Kombination	I2a	I2b	I2c	II2a	II2b	II2c
Anlagengröße MWp	14,19	16,22	18,24	16,13	18,43	20,73
Kombination	I3a	I3b	I3c	II3a	II3b	II3c
Anlagengröße MWp	12,42	14,19	15,96	14,11	16,13	18,14
Kombination	III1a	III1b	III1c	IV1a	IV1b	IV1c
Anlagengröße MWp	33,86	38,70	43,54	45,15	51,60	58,05
Kombination	III2a	III2b	III2c	IV2a	IV2b	IV2c
Anlagengröße MWp	19,35	22,11	24,88	25,80	29,49	33,17
Kombination	III3a	III3b	III3c	IV3a	IV3b	IV3c
Anlagengröße MWp	16,93	19,35	21,77	22,58	25,80	29,03

**Tabelle 14 Leistungsgrößen des PV-Generators in MWp bei Variation der Eingangswerte**

Extremwert für die leistungsstärkste Anlage mit 58 MWp stellt die Kombination des größten Verbrauches mit dem geringsten Systemwirkungsgrad und dem höchsten Solaranteil dar. Die geringste Leistung wurde bei der Kombination der geringsten Verbrauchsmenge mit dem höchsten Systemwirkungsgrad und dem geringsten Solaranteil mit einer Größe von 12 MWp ermittelt. Aus diesen Kombinationen wurde für die weitere Simulation die Größe des PV-Generators zu 5, 10, 15, 20, 50 und 70 MWp festgelegt.

### 5.3 Konventioneller Generator

In Kombination mit dem PV-Generator wurde der Einsatz eines Verbrennungsmotors für das Hybrid-System vorgesehen. Der Verzicht auf ein konventionelles Aggregat würde Größenordnungen des PV-Generators und des Batteriespeichersystems erfordern, welche theoretisch den Bedarf decken könnten, in der Praxis jedoch keine Akzeptanz finden. Gewählt wurde die Verwendung von Gasturbinen.

Wie in Kapitel 3.6 beschrieben, erfolgt die Stromversorgung für das VLT durch eine mit Flüssiggas betriebene Gasturbine als Hauptaggregat und drei kleinere Dieselgeneratoren. Die drei Dieselgeneratoren fungieren als Backup-System. Die Turbine wird seit 2008 betrieben und benötigt pro Jahr zwei Wartungen a zwei Tage. In Abbildung 31 ist zu sehen, dass der Zuwachs des Jahresstromverbrauchs bei einer Kombination der beiden Observatorien von derzeit 10 Gigawattstunden auf 40 Gigawattstunden geschätzt wird. In der Simulation wurde eine Nutzung der am VLT vorhandenen Aggregate für die Versorgung des E-ELT nicht berücksichtigt. Aus der ermittelten erforderlichen Anlagengröße konnte aber in der Diskussion der Ergebnisse eine solche Möglichkeit bewertet werden.

Es bestand die Möglichkeit am E-ELT mit einem großen Aggregat oder mehreren kleinen Aggregaten zu planen. Es wurde der Ansatz mehrere kleine Aggregate einzusetzen gewählt.

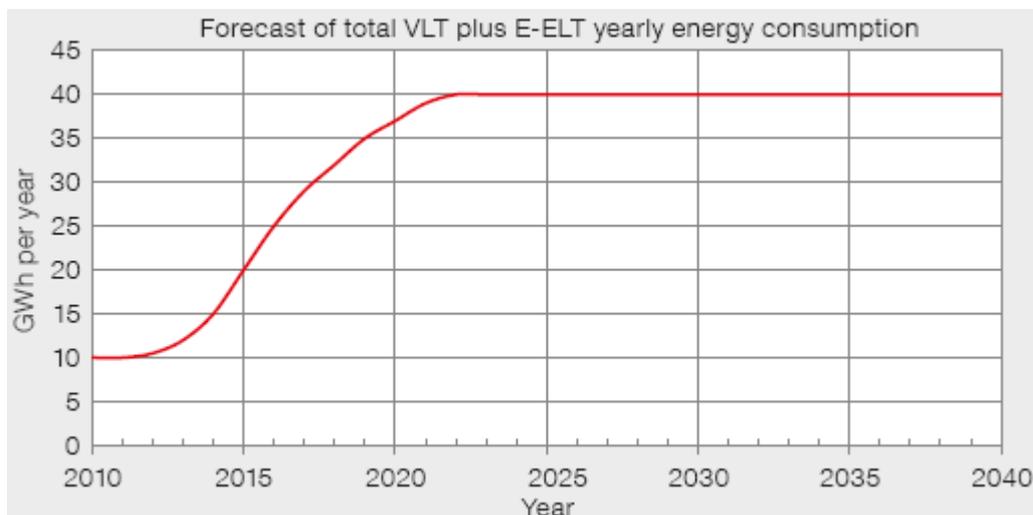


Abbildung 31 Steigerung Energieverbrauch durch Inbetriebnahme E-ELT [13, S. 5]

Die Entscheidung wurde getroffen, da bei Verwendung mehrerer kleiner Aggregate, diese in den für sich optimalen Leistungsbereichen arbeiten können und gegebenenfalls einzeln zu- und abgeschaltet werden können. Ein einzelnes großes Aggregat bietet eine solche Möglichkeit nicht. Für die Aggregatgrößen wurden wiederum die bereitgestellten Verbrauchsdaten zu Grunde gelegt. Der Zeitpunkt des maximalen Lastfalls liegt zwischen 10:00 Uhr und 12:00 Uhr. Dieser Verlauf fällt sehr günstig mit dem Verlauf der zu erwarteten PV-Stromerzeugung zusammen. Für die Auslegung musste entschieden

werden, welcher Zeitpunkt maßgeblich für die Größe des konventionellen Generators ist. Bei einer Dimensionierung auf die maximale Last musste davon ausgegangen werden, dass der PV-Generator tagsüber keinen Strom produziert (Verschattung, Ausfall der Gesamtanlage) und gleichzeitig durch die Akkumulatoren keine Energie bereitgestellt werden kann. Dieser Fall wurde als unwahrscheinlich eingeschätzt, konnte aber nicht vollständig ausgeschlossen werden. Für den minimalen Leistungsansatz wurden zwei Größen geprüft: Die erforderliche Leistung zum Zeitpunkt keiner Sonnenstromproduktion aufgrund der Tageszeit und gleichzeitig entleertem Akkumulator sowie dieselbe erforderliche Leistung abzüglich der durch das Speichersystem dauerhaft bereitstellbaren Leistung. Es wurde festgestellt, dass durch die gegenseitige Abhängigkeit der Leistungsgrößen für eine erste Simulation Annahmen getroffen werden mussten um anschließend die Sensitivitäten bei unterschiedlichen Anlagengrößen zu untersuchen.

Gewählt wurde den Generator auf die Größe der erforderlichen Leistung bei Nacht und ohne Unterstützung durch den Akkumulator auszulegen. Durch Addition einer Leistungsreserve wurde eine erforderliche Leistung von 3,6 Megawatt zugrunde gelegt. Diese Leistung sollte durch drei Turbinen mit jeweils 1.200 Kilowatt bereitgestellt werden.

## 5.4 Systemdarstellung und zu untersuchende Sensitivitäten

### 5.4.1 Festlegungen

Die für die Simulation eingesetzten IT-Hilfsmittel boten unterschiedliche Möglichkeiten der graphischen Aufbereitung. In Abbildung 32 ist die Systemkonfiguration bei HOMER 2.68 dargestellt.

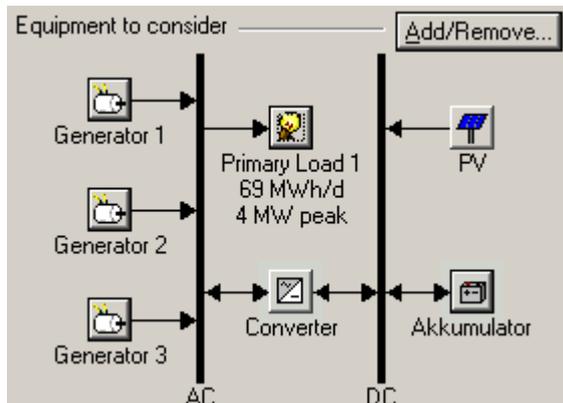


Abbildung 32 Systemkonfiguration in HOMER 2.68

Eingegeben waren die durch die ESO bereitgestellten Verbrauchsdaten. Die Zufallsvariabilität (Random Variability) wurde mit 1% eingegeben. Bei Erhöhung auf 10% wurde ein Peakwert von 5,4 MW bei einem Tagesverbrauch von 68 MWh erreicht. Dieser Verbrauch sollte durch einen PV-Generator und drei Gasturbinen gedeckt werden. Für die Speicherung überschüssiger Solarenergie wurde der Einsatz von Akkumulatoren vorgesehen. Die Darstellung des gleichen Systems in der Anwendung PVsystem ist in Abbildung 33 aufgezeigt.

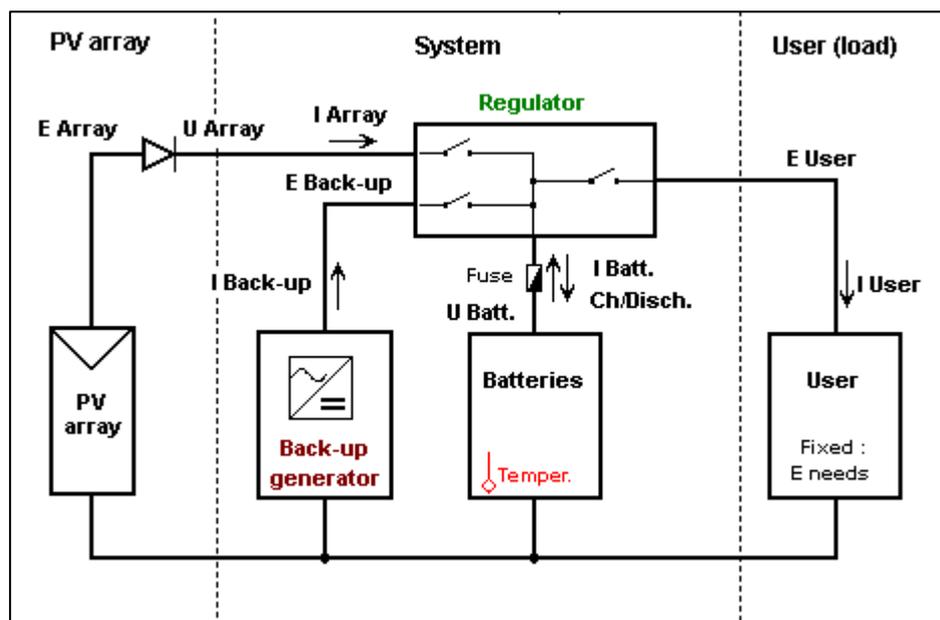


Abbildung 33 Systemkonfiguration in PVsystem

Aus den bisher gewonnenen Erkenntnissen zu Datenquellen, Einstrahlung, Einfluss der Bodenreflexion sowie Installationsgeometrie mussten Festlegungen zum weiteren Vorgehen getroffen werden.

Grundsätzlich festgelegt wurde:

- Die Systemkonfiguration erfolgt mit HOMER 2.68 (Schwerpunkt wirtschaftliche Betrachtung) und mit PVsyst (Schwerpunkt technische Dimensionierung). Die spezifischen Erkenntnisse werden als Rückkopplungen in dem jeweils anderen Programm genutzt.
- Auf die Verwendung von Sunny Design Web und Suntool Off-Grid für die Sensitivitätsanalysen wird verzichtet.
- Als Strahlungsdatengrundlage werden die von PVsyst für die Höhe 1968 extrapolierten Werte verwendet. Die Dateneingabe in HOMER 2.68 erfolgt per Hand.
- Das vereinfachte Verbrauchsprofil wird verwendet.
- Die Größenordnungen der Generatoren für die ersten Untersuchungen werden aus den Erkenntnissen und Abschätzungen der Kapitel 5.2 und 5.3 entnommen.

#### 5.4.2 Sensitivitätsanalysen

Nach den Festlegungen zur Simulation, wurde bestimmt welche Sensitivitäten untersucht werden sollten. In Tabelle 15 sind die vor Durchführung der Simulationen überlegten Variationen und deren Zielsetzung bzw. die erwarteten Ergebnisse dargestellt. Es wurde davon ausgegangen, dass im Verlauf der Simulationen weitere Fragestellungen und zusätzlicher Analysebedarf festgestellt werden würde.

Variation	Erwartetes Ergebnis
Größe des PV-Generators	Ermittlung der erforderlichen Akkumulatorkapazität Unterschiede Nachführung und starre Installation Grenzen der solaren Stromerzeugung
Größe und Anzahl der konv. Generatoren	Ermittlung Anzahl und Größe der Generatoren
Größe des Akkumulators	Ermittlung erforderliche Speicherkapazität
Änderungen des Kraftstoffpreises	Nutzen der Substituierung von Kraftstoff durch PV-Strom

**Tabelle 15 Überlegungen zu Sensitivitäten**

## 5.5 Dimensionierung

### 5.5.1 Variation der Größe des PV-Generators

Die Untersuchung der Sensitivitäten wurde mit der Variation verschiedener PV-Generatorgrößen begonnen. Es wurden die in 5.2.5.2 abgeschätzten Werte eingesetzt. Für die Installationsarten wurden die Winkel 20° und 40° sowie Azimutnachführung bei 40° Neigung und zweiaxiale Nachführung variiert.

Installationsart	5 MWp	10 MWp	15 MWp	20 MWp	50 MWp	70 MWp
Neigung 20°	10.904	21.807	32.710	43.613	109.033	152.646
Neigung 40°	10.355	20.710	31.065	41.419	103.548	144.968
Neigung 40° + Azimut NF	11.512	23.024	34.536	46.048	115.119	161.167
Zweiaxiale NF	15.431	30.862	46.293	61.723	154.309	216.032

Tabelle 16 Jahresstromproduktion in MWh HOMER 2.68

Um die Anzahl der Leistungsklassen weiter zu minimieren, mussten die vorliegenden Zahlen interpretiert werden. Für die größeren Leistungsklassen sprach die Überlegung, dass Steigerungen des Bedarfes damit abgedeckt werden können. Auswirkung auf das Speichersystem wäre, dass die Beladung bei gleicher Größe des Speichers in kürzerer Zeit erfolgt oder ein kleinerer Speicher möglich wäre. Der in 5.3.5.1 erläuterte Jahresbedarf von 25.800 MWh konnte somit (theoretisch ohne Verwendung eines konventionellen Generators) ab der Leistungsklasse 15 MWp gedeckt werden. Zu Gunsten geringerer Leistungsklassen wurde argumentiert, dass der Verzicht auf einen konventionellen Generator nur durch ein sehr großes Speichersystem und die zugehörige Größe des PV-Generators möglich ist. Als Ergebnis dieser Überlegungen wurde für die weitere Untersuchung festgelegt, sich auf die Anlagengrößen 5 und 10 MWp zu beschränken.

Die Betrachtung der unterschiedlichen Installationsarten bestätigte die in 5.2 gewonnen Erkenntnisse. Die höchste Produktion konnte mit zweiaxial nachgeführten Systemen erzielt werden. Für die starren Systeme wurde bei Verwendung des idealen Neigungswinkels für Netzeinspeisung jeweils ein höherer Ertrag als bei idealem Neigungswinkel für Off-Grid-Systeme erreicht. Die Auswirkungen auf die Tagesganglinien wurden für den 21. Juni und den 21. Dezember verglichen. Beispielhaft sind in Abbildung 34 bis Abbildung 37 die Tagesganglinien für den 21. Dezember dargestellt. Die zugehörige Tagesstromproduktion ist aus Tabelle 17 zu entnehmen.

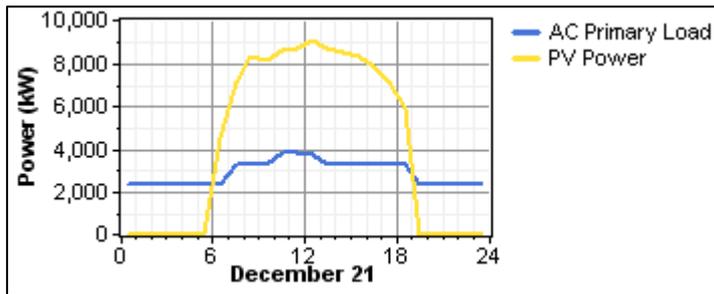


Abbildung 34 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.12. zweiachiale Nachführung 10 MWp Anlage

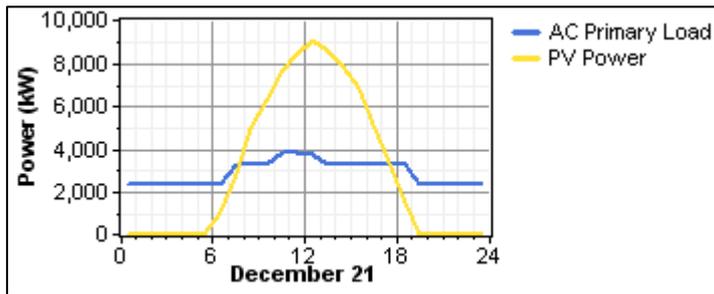


Abbildung 35 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.12. Azimutnachführung 10 MWp Anlage

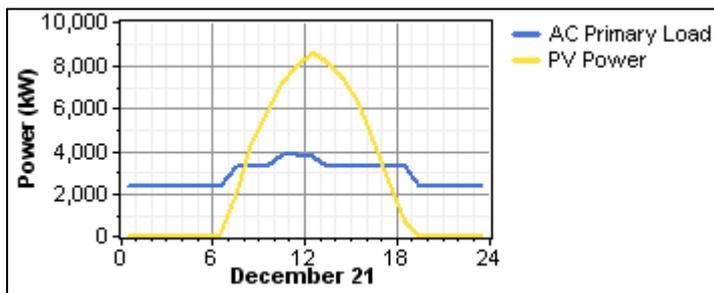


Abbildung 36 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.12. starrer 20°Neigung 10 MWp Anlage

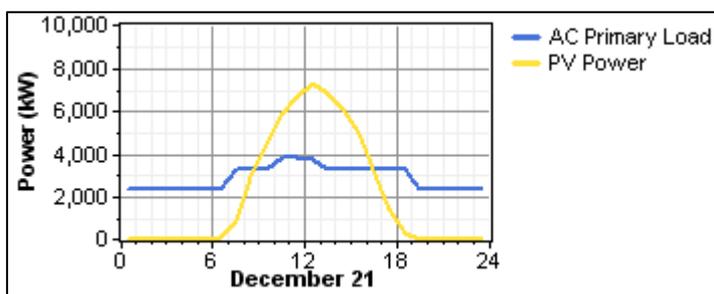
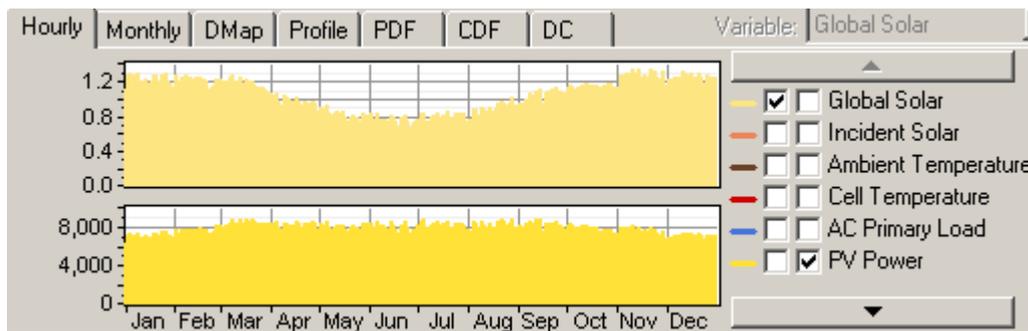


Abbildung 37 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.12. starrer 40°Neigung 10 MWp Anlage

Installationsart	10 MWp	
	21.06.	21.12.
Zweiachiale NF	66	101
Neigung 40° + Azimut NF	55	74
Neigung 20°	49	65
Neigung 40°	55	51

Tabelle 17 Tagesstromproduktion in MWh für unterschiedliche Installationsarten

Die Produktionssteigerung bei zweiachsal nachgeführten Systemen ging einher mit einer gleichzeitigen Begradigung der Tagesganglinie. Die Tagesganglinien der anderen Installationen weisen im Verlauf kaum Unterschiede auf. Jedoch ist das Delta zwischen einstrahlungsstärkstem und -schwächstem Monat sehr unterschiedlich. Bei 20° Neigung beträgt es 16 MWh und bei 40° lediglich 4 MWh. Interessant war, dass die größere Produktion bei der 40° geneigten Anlage im einstrahlungsschwächsten Monat erfolgte.



**Abbildung 38 HOMER 2.68 Einstrahlung und Stromproduktion bei 40°Neigung für 10 MWp**

Besonders groß war die Differenz bei zweiachsialer Nachführung. Sie betrug 35 MWh. Dies stellte die Hälfte des Tagesbedarfes des Observatoriums dar. Damit wurde deutlich, dass durch zweiachsiale Nachführung eine Optimierung der Produktionsmenge bei gleichzeitiger Begradigung der Tagesganglinie und Erhöhung der Unregelmäßigkeit der Jahresganglinie erfolgt.

Für das untersuchte Beispiel des Observatoriums wurde die Begradigung der Tagesganglinie als Vorteil identifiziert. Die Optimierung der Produktionsmenge wurde ebenfalls als grundsätzlicher Vorteil angesehen. Als Nachteil wurde die extreme Differenz zwischen den Monatsdaten gewertet. Für die Planung des Batteriespeichersystems wurde ein möglichst geringes Delta der Produktionsunterschiede als Voraussetzung gefordert. Damit sollte die Gleichmäßigkeit der Ladezyklen gewährleistet werden. Andernfalls wäre bei der kombinierten Dimensionierung von Speicher und PV-Generator der Schwerpunkt auf den PV-Generator gelegt worden. Dieser Schwerpunkt wurde als aktuell falsch bewertet. Die Kosten und die Komplexität von Speichersystemen legen den Schwerpunkt auf die Dimensionierung des Akkumulators.

Für die angestrebte Einschränkung der Variationen mussten zusätzlich zur Anlagengröße Überlegungen für die Installationsart diskutiert werden. Die erwarteten Auswirkungen auf die Komponenten des Hybrid-Systems bei unterschiedlichen Installationsarten sind in Tabelle 18 dargestellt.

Installationsart	Auswirkungen auf PV-Generator	Auswirkungen auf konventionellen Generator	Auswirkungen auf Speicher
Optimaler Neigungswinkel Netzeinspeisung	Geringere Größe bei gleicher Produktionsmenge	Ungleichmäßigere Auslastung im Tages- und im Jahresverlauf	Ungleichmäßiger Größenbedarf im Jahresverlauf
			Ungleichmäßige Befüllung im Tagesverlauf
Optimaler Neigungswinkel Off-Grid-System	Größere Anlage bei vorgegebene Produktionsmenge erforderlich	Gleichmäßige Ertragsprognose führt zu besserer Auslastung im Tages- und Jahresverlauf	Erforderliche Größe zwischen einstrahlungsstarken und einstrahlungsschwachen Monaten variiert am geringsten
Nachführsysteme	Geringere Größe	Erforderliche Größe zwischen einstrahlungsstarken und einstrahlungsschwachen Monaten variiert stark	Erforderliche Größe zwischen einstrahlungsstarken und einstrahlungsschwachen Monaten variiert stark
			Gleichmäßige Beladung im Tagesverlauf möglich

**Tabelle 18 Überlegungen zur Installationsart**

Aus diesen Überlegungen wurde gefolgert, dass eine weitere Untersuchung der Installationsart optimaler Neigungswinkel für Netzeinspeisung nicht mehr zielführend war. Die Steigerung der Produktionsmenge wurde gegen die Auswirkungen auf das Gesamtsystem verglichen und aufgrund der negativen Auswirkungen auf Speicher und konventionellen Generator verworfen. Für die nachgeführten Systeme wurde die gleichmäßige Beladung des Speichers im Tagesverlauf als positiv betrachtet. Aufgrund der großen Differenz zwischen einstrahlungsstarken und einstrahlungsschwachen Monaten wurden die Nachführsysteme jedoch ebenfalls verworfen. Für die weitere Betrachtung verblieb die Installationsart einer starren Neigung mit optimalem Winkel für Off-Grid-Systeme.

### 5.5.2 Variationen des konventionellen Generators

Nachdem in 5.5.1 für den PV-Generator die Größe 5-10 MWp und als Installationsart ein starrer Neigungswinkel von 40° bei fester Azimutausrichtung festgelegt wurden, erfolgte im nächsten Arbeitsschritt die erste Variation des konventionellen Generators. Dazu wurden noch kein Speichersystem und kein PV-Generator angesetzt. Bei Verwendung eines Speichersystems sollte in nachfolgenden Schritten dann eine geringere Generatorgröße ermittelt werden.

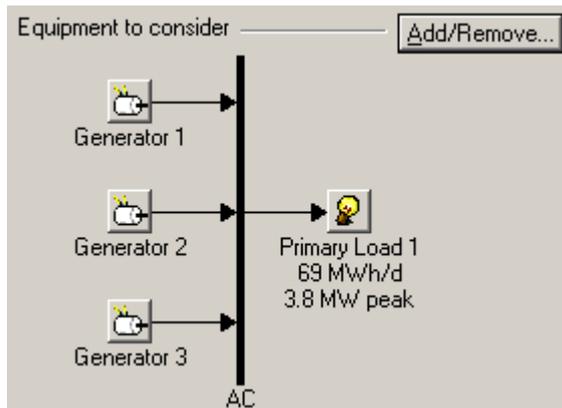


Abbildung 39 HOMER 2.68 Systemkonfiguration bei Variation des konventionellen Generators

Wie in 5.3 abgeschätzt, wurden für die erste Simulation drei Gasturbinen mit jeweils 1.200 kW Leistung angesetzt. Dieser Ansatz stellte sich als zu gering heraus. Um den Bedarf unter den gewählten Rahmenbedingungen decken zu können, mussten die Gasturbinen jeweils eine Leistung von 1.400 kW aufweisen. In diesem Szenario wurde keine Random Variability angesetzt. Bei Eingabe eines Wertes von 20%, betrug die erforderliche Generatorgröße bereits zweimal 1.900 kW und einmal 1.800 kW.

Grundsätzlich gilt, dass die Zufallsvariabilität als umso höher anzusetzen ist, je kleiner die Anzahl der Verbraucher ist. Mit Vernachlässigung der Lastspitzen wurden bereits Vereinfachungen vorgenommen. Im Falle des Observatoriums hätte dies eine entsprechend hohe Random Variabilität erfordert. In Abbildung 40 ist die Änderung der erforderlichen Generatorleistung bei verschiedenen Prozenten der Random Variabilität dargestellt. Es handelte sich um einen annähernd linearen Zusammenhang. Damit wurde bestätigt, dass die Kenntnis der Bedarfskennlinie ein wesentliches Auslegungskriterium darstellt. Genaue Daten und hohe Sicherheit dieser Werte sind für die Anlagendimensionierung von entscheidender Bedeutung.

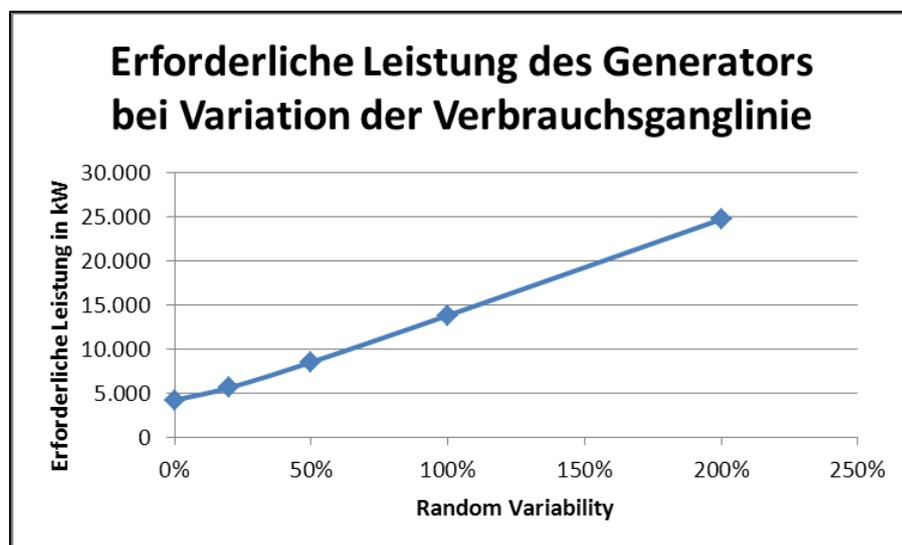


Abbildung 40 Erforderliche Generatorleistung bei Variation der Random Variability

Im nächsten Schritt wurde das Einsatzverhalten der drei Gasturbinen betrachtet. Betrachtet wurde zunächst die Konstellation von drei Turbinen mit jeweils 1.400 kW Leistung. In Abbildung 41 sind die drei Ganglinien und der Lastgang des Observatoriums für einen Tag dargestellt. Zu erkennen ist:

- Turbine 1 läuft permanent mit ihrer Nennleistung von 1.400 kW
- Turbine 2 läuft während des Tagesverbrauchs mit ihrer Nennleistung von 1.400 kW, sonst mit einer Leistung von 1.000 kW
- Turbine 3 wird nur während des Tagesverbrauchs zugeschaltet um die Spitzenlast abzudecken

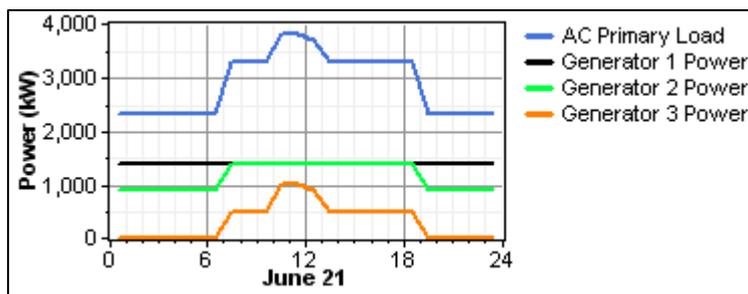


Abbildung 41 HOMER 2.68 Ganglinien Gasturbinen

Als Alternativen wurden anschließend Anzahl und Leistung variiert. Im Falle des Einsatzes von einem Generator mit einer Leistung von 4.200 kW war die Ganglinie deckungsgleich mit dem Verbrauch. Dies bedeutete, dass zu 50% der Zeit die Turbine mit 2.300 kW, was einem Anteil von 54,8% entspricht, betrieben wurde.

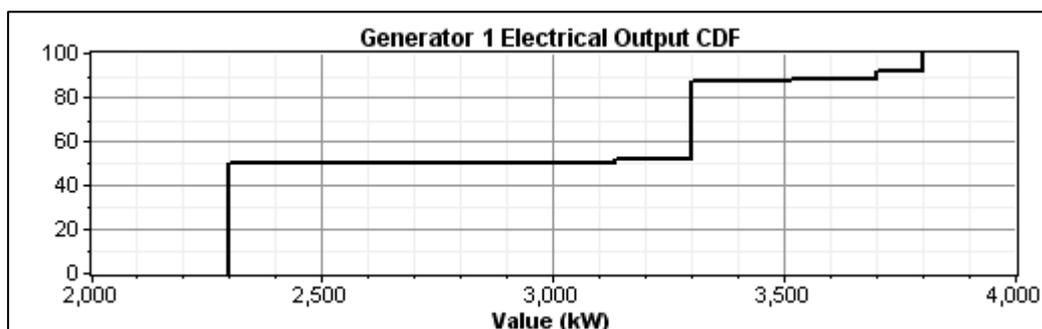


Abbildung 42 HOMER 2.68 Verteilung der Turbinenleistung bei Einsatz einer Turbine

Bei Einsatz von zwei Turbinen wurde vorgegeben, dass eine Turbine die Grundlast deckt und die zweite Turbine für den Tagesbedarf zugeschaltet wird. In Abbildung 43 ist ersichtlich, dass Turbine 1 durchgängig mit ihrer Nennleistung von 2.300 kW in Betrieb ist und Turbine 2 mit einer Nennleistung von 1900 kW bei Bedarf zugeschaltet wird.

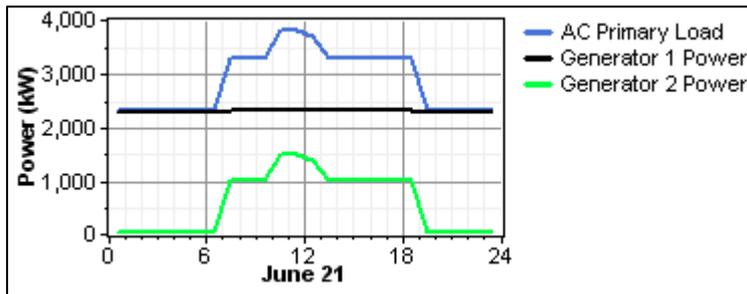


Abbildung 43 HOMER 2.68 Ganglinien bei Einsatz von zwei Turbinen

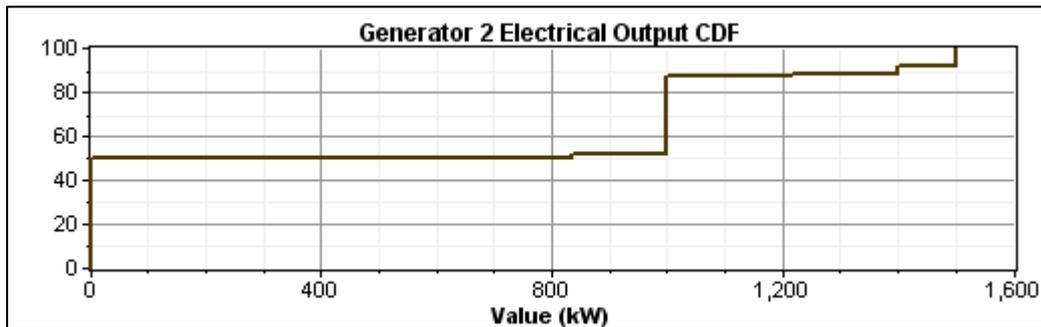


Abbildung 44 HOMER 2.68 Turbinenleistung von Turbine 2 bei Einsatz von zwei Turbinen

Zu 50% ihrer Einsatzzeit läuft Turbine 2 mit einer Leistung von 1.000 kW. Dies entspricht 52,6 Prozent ihrer Nennleistung.

Aus den Beobachtungen bei Einsatz unterschiedlicher Turbinenanzahl wurde abgeleitet:

- Der Einsatz einer einzelnen Turbine als alleinige Stromquelle erscheint aufgrund der schlechten Auslastung unzuweckmäßig. Diese schlechte Auslastung kann allerdings kompensiert werden, wenn durch PV-Generator und Batteriespeichersystem die Zeiträume der geringen Auslastung überbrückt werden.
- Bei Einsatz mehrerer Turbinen bestehen sehr viele Variationsmöglichkeiten durch Änderung der Anzahl, der minimalen Einschaltleistung und der Steuerung der Bedarfsdeckung. Die Anzahl der Variationen kann durch externe Vorgaben eingeschränkt werden. Hierzu zählen beispielsweise Vorgaben zur Backupfähigkeit.
- Aufgrund des Lastprofils ergibt die Verwendung von Turbinen mit gleicher Nennleistung, dass nur zu Zeiten des Spitzenbedarfes alle Turbinen in ihrem optimalen Leistungsbereich arbeiten. Für eventuelle Wartungsarbeiten können in diesem Fall jedoch einzelne Aggregate abgeschaltet und ersetzt werden. Diese Arbeiten müssen dann bei dem vorliegenden Lastprofil jeweils außerhalb des Tagesverbrauchs durchgeführt werden.

Die Dimensionierung der konventionellen Generatoren wurde unter der Maßgabe angesetzt, dass keine Solarstromproduktion erfolgt bei gleichzeitig leerem Batteriespeicher. Für diesen Fall ist ohne Berücksichtigung

sichtigung von Random Variabilität eine erforderliche Leistung von 4.200 kW ermittelt worden. Durch Variation von Anzahl und Leistung der eingesetzten Turbinen konnten unterschiedliche Ganglinie dargestellt werden. Als Ziel des PV-Hybridsystems wurde die Substituierung möglichst hoher Anteile dieser konventionellen Stromversorgung festgelegt. Somit mussten aus den bisher gewonnenen Erkenntnissen schlüssige Vorgaben zum weiteren Vorgehen gemacht werden, um die gegenseitige Abhängigkeit der Größen der einzelnen Systemkomponenten handhabbar dimensionieren zu können.

Im nächsten Schritt wurde durch Zusammenführung von konventioneller Stromerzeugung mit PV-Stromerzeugung erstmals ein hybrides System simuliert.

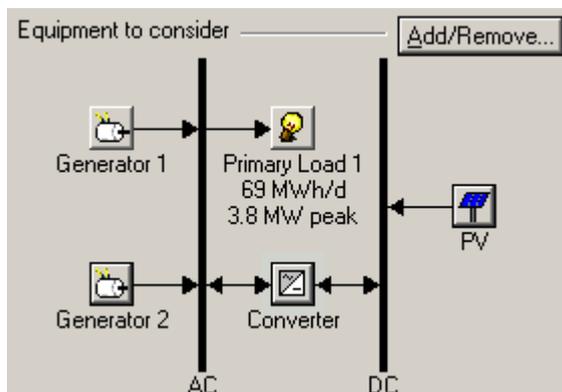


Abbildung 45 Hybridsystem aus PV-Generator und konventionellen Turbinen HOMER 2.68

Grundüberlegung war, den Tagesbedarf durch die PV-Anlage zu decken und den Nachtbedarf durch zwei Gasturbinen. Bei Variation der Größe der PV-Anlage wurde geprüft, wie sich das Einsatzbild der konventionellen Generatoren darstellt.

PV-Generator	5 MWp	10.355 MWh/a
Turbine I	2.500 kW	16.326 MWh/a
Turbine II	1.500 kW	494 MWh/a
Random Variability	0%	
PV-Generator	10 MWp	20.710 MWh/a
Turbine I	2.500 kW	12.676 MWh/a
Turbine II	1.500 kW	317 MWh/a
Random Variability	0%	
PV-Generator	15 MWp	31.065 MWh/a
Turbine I	2.500 kW	11.949 MWh/a
Turbine II	1.500 kW	239 MWh/a
Random Variability	0%	

Tabelle 19 Stromproduktion bei Variation der Größe des PV-Generators

Die in Tabelle 19 dargestellten Ergebnisse wurden hinsichtlich ihrer Fähigkeit zur Deckung des Jahres- und des Tagesbedarfs beurteilt. Der Jahresbedarf von 25 GWh wurde bei einer PV-Anlagengröße von 5 MWp mit einer Jahresstromproduktion von 27,2 GWh des gesamten Systems erreicht. Die solare Deckungsrate betrug 41%. Die Prüfung der Tagesganglinien während der einstrahlungsschwachen Monate ergab, dass die Deckung des Bedarfes auch tagsüber nur durch Unterstützung zumindest einer der konventionellen Turbinen möglich ist. Beispielhaft ist ein solcher Verlauf in Abbildung 46 dargestellt.

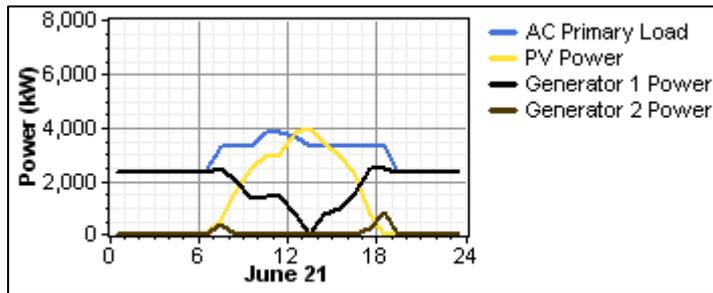


Abbildung 46 Tagesverlauf der Stromproduktion 5 MWp HOMER 2.68

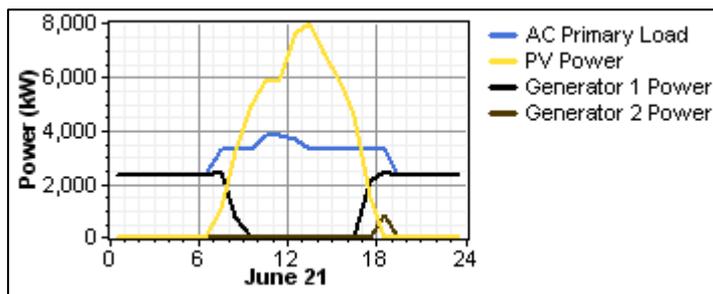


Abbildung 47 Tagesverlauf der Stromproduktion 10 MWp HOMER 2.68

Der Vergleich der beiden Tagesverläufe ergab, dass im Falle der 5 MWp Anlage in einstrahlungsschwachen Zeiträumen kaum überschüssige Solarenergie zur Ladung eines Speichersystems produziert wird. Für die konventionellen Generatoren wurde festgestellt, dass diese während der Uhrzeit 09:00-10:00 Uhr noch mit circa 50% ihrer Nennleistung erforderlich sind. Bei der 10 MWp-Anlage waren nur noch 19% erforderlich und bei der 15 MWp-Anlage war für diese Uhrzeit keine konventionelle Stromerzeugung mehr notwendig.

Die Ergebnisse bestätigten die in 5.5.1 geschätzte Größe für den PV-Generator. Weiterhin wurde bei Betrachtung der erzeugten Jahresstrommenge im Zusammenhang mit den Tagesganglinien festgestellt, dass durch den Einsatz eines Batteriespeichersystems eine Verkleinerung der konventionellen Generatoren möglich ist. Ausgehend von einer 10 MWp-Anlage sollte im nächsten Schritt durch Einsatz eines Speichers die konventionelle Stromerzeugung mit einer Leistung von 4.000 kW verringert werden.

## 5.5.3 Speicherdimensionierung

### 5.5.3.1 Grobabschätzung

In 5.5.1 wurde ermittelt, dass der Jahresstrombedarf des Observatoriums durch eine 15 MWp Anlage erzeugt werden kann. Für eine erste Abschätzung des erforderlichen Speichervolumens wurde das in Abbildung 48 dargestellte System konfiguriert. Die PV-Anlage wurde als 15 MWp Anlage mit einem Neigungswinkel von 40° ohne Nachführung eingegeben. Die Jahresstromproduktion betrug in diesem Fall 31 GWh. Random Variabilität des Verbrauchs wurde keine eingegeben, womit ein Jahresstromverbrauch von 25,8 GWh zugrunde lag.

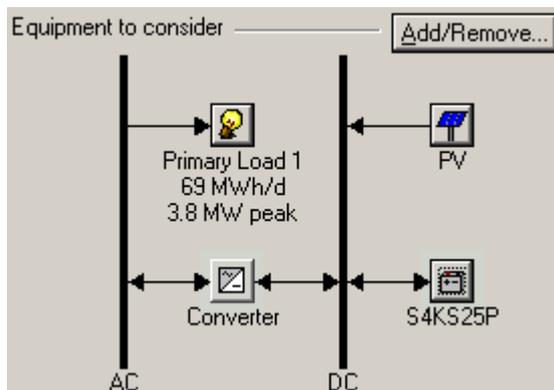


Abbildung 48 System zur ersten Abschätzung der Speichergröße HOMER 2.68

In einer Vorüberlegung wurde am modifizierten Lastprofil die zu erwartende Speichergröße abgeschätzt. Es wurde vereinfacht angenommen:

- Sonnenscheindauer 07:00 Uhr bis 19:00 Uhr
- Ab Sonnenaufgang bis Sonnenuntergang Bedarfsdeckung komplett durch PV-Generator
- Ab Sonnenuntergang Bedarfsdeckung durch Batteriespeichersystem

Der Verbrauch zu den Nachtstunden betrug nach dieser vereinfachten Annahme 27 MWh. Somit ergab sich aus dem bekannten Tagesbedarf von 68 MWh ein Bedarf während der Sonnenscheindauer von 41 MWh. Bei Annahme eines Speicherwirkungsgrades von 0,9 wurde aus der Simulation eine Speichergröße im Bereich von 31 MWh erwartet.

Die Ergebnisse der Simulation lagen deutlich von den erwarteten Werten entfernt. Die Größenordnung führte an die Grenze der zur Verfügung stehenden Software. Um überhaupt Ergebnisse zu erhalten, musste eine deutliche Erhöhung der PV-Leistung auf 20 MWp, was eine Jahresstromproduktion von 41.419 MWh ergab, vorgenommen werden. Die bei dieser Einstellung ermittelte Speichergröße betrug 49,3 MWh. Der Zahlenwert gibt den nutzbaren Speicher an.

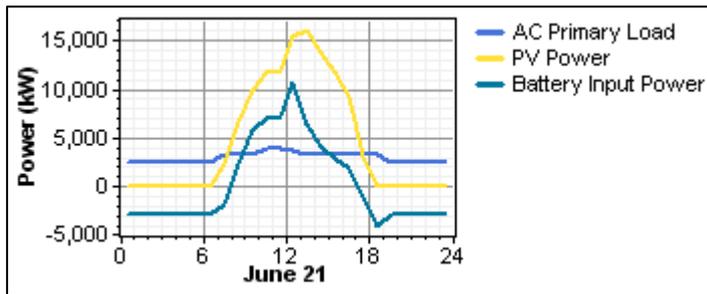


Abbildung 49 Ganglinien für die Bestimmung der maximalen Speichergröße HOMER 2.68

Die Nutzbarkeit der erzielten Ergebnisse für eine praktische Anwendung musste in Frage gestellt werden. Bereits die abgeschätzte Speichergröße von 28 MWh lag deutlich über aktuell durchgeführten Projekten [49]. Der bei der ersten Simulation ermittelte Speicherbedarf von fast 50 MWh nutzbarem Speicher für ein System aus PV-Generator und Batteriespeicher als alleinige Versorgungsquellen für das Observatorium wurde als unrealistisch verworfen. Stattdessen wurde die Notwendigkeit der Verwendung eines konventionellen Generators durch diese Daten bestätigt. Für die folgenden Simulationen wurde das in Abbildung 48 dargestellte System um konventionelle Gasturbinen erweitert.

### 5.5.3.2 Detaillierte Dimensionierung

Da die in 5.5.3.1 ermittelten Werte zur Speichergröße kritisch hinterfragt werden mussten, wurde für die detaillierte Dimensionierung auf Berechnungsformeln zurückgegriffen [40, S. 35].

$$\text{Batteriegröße} = \frac{\text{Überbrückungszeit} * \frac{E_a}{365}}{\eta} \quad (5-2)$$

Die Batteriegröße wird in Formel (5-2) in der Einheit Kilowattstunden ausgegeben. Alternativ steht für die Angabe in Amperestunden Formel (5-3) zur Verfügung.

$$\text{Batteriegröße} = \text{Batteriegröße in kWh} * \frac{1000}{\text{Batteriespannung}} \quad (5-3)$$

Mit den Werten

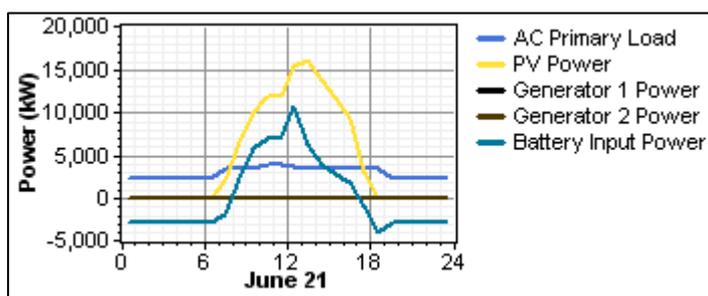
- Überbrückungszeit = 0,5 Tage
- $E_a$  (Jahresenergieverbrauch) = 25.800 MWh
- $\eta$  (Systemwirkungsgrad) = 0,9
- Batteriespannung = 24 V

ergab sich ein erforderliches Speichervolumen von 39,25 MWh bzw. 1635 Ah. Die gewählte Überbrückungszeit von einem halben Tag, entsprach dem Ansatz nur für die Nachtstunden die Versorgung durch das Batteriespeichersystem vorzunehmen. Bei Erhöhung der gewünschten Überbrückungszeit auf einen kompletten Tag betrug das erforderliche Speichervolumen bereits 78,5 MWh bzw. 3270 Ah. Die durch die Formeln ermittelten Werte betragen 20% weniger als die aus der Simulation ausgegebenen Werte und befanden sich im Bereich der grob abgeschätzten erwarteten Speichergöße. Dies führte zur Überlegung, den Wert 35-40 MWh als Speichergöße zu simulieren. Die sich daraus ergebende Größe der konventionellen Generatoren sollte anschließend gegen die ausschließlich konventionelle Stromerzeugung verglichen werden.

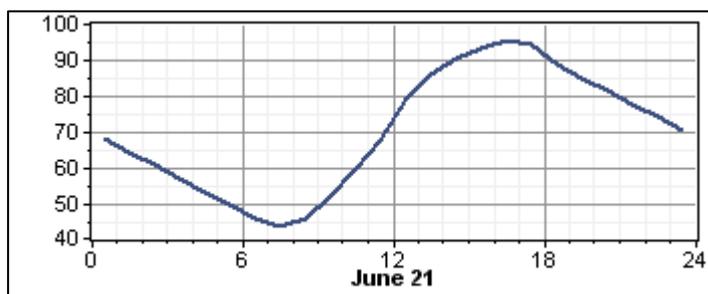
Für die Dimensionierung I sind die Komponenten in Tabelle 20 angegeben. Da das Ausgangssystem bereits Energieautarkie sicherstellte, wurden keine umfangreichen Ergebnisänderungen zu 5.5.3.1 erwartet. Die Jahresstromproduktion durch die PV-Anlage verblieb bei 41.4 MWh. Die beiden Turbinen wurden lediglich an zwei einstrahlungsschwachen Tagen im Juni eingesetzt.

PV-Generator	20 MWp	41.419 MWh
Turbine I	2.500 kW	7 MWh
Turbine II	1.500 kW	32 MWh
Turbine III	-	
Speichergöße	49,3 MWh	
Random Variability	0%	41.459 MWh

**Tabelle 20 Systemkonfiguration und Stromproduktion Dimensionierung I**



**Abbildung 50 HOMER 2.68 Leistung der unterschiedlichen Generatoren Dimensionierung I**



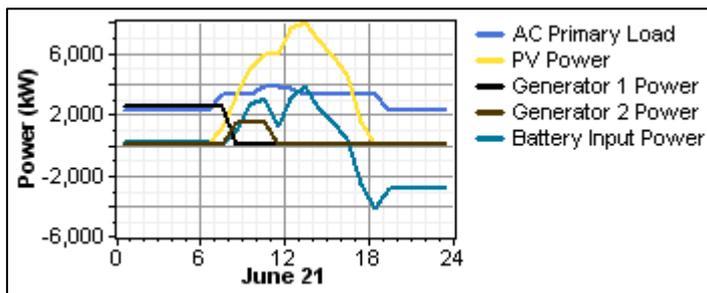
**Abbildung 51 HOMER 2.68 Typischer Tagesverlauf Ladestatus Batterie Dimensionierung I**

Im nächsten Schritt (Tabelle 21) wurde die Größe des PV-Generators auf 10 MWp verringert.

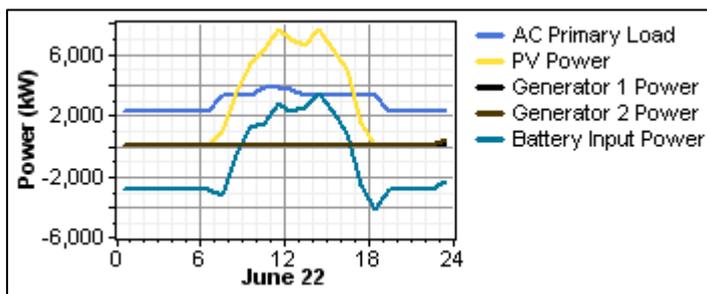
PV-Generator	10 MWp	20.710 MWh
Turbine I	2.500 kW	6.807 MWh
Turbine II	1.500 kW	2.999 MWh
Turbine III	-	
Speichergröße	49,3 MWh	
Random Variability	0%	30.517 MWh

**Tabelle 21 Systemkonfiguration und Stromproduktion Dimensionierung II**

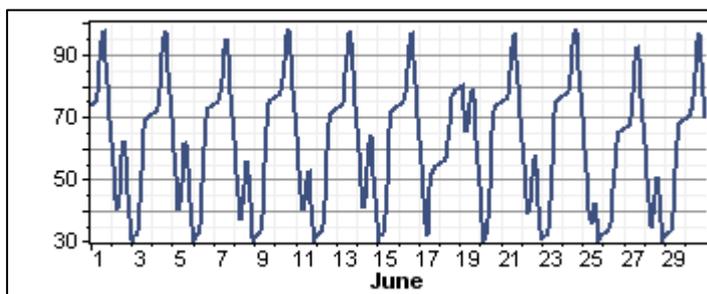
In dieser Konstellation wurde eine Strommenge von 30.517 MWh pro Jahr produziert. Der Anteil der konventionellen Turbinen betrug 32%. In Abbildung 52 ist dargestellt, dass die Nachtversorgung abwechselnd durch die konventionellen Generatoren und durch das Speichersystem erfolgt. Für den darauffolgenden Tag ist in Abbildung 53 dargestellt, dass die Nachtversorgung ausschließlich durch den Speicher erfolgt. Die Ladeverlaufsganglinie besaß ein Intervall von drei Tagen.



**Abbildung 52 HOMER 2.68 Nachtversorgung durch Turbinen oder Speicher Dimensionierung II**



**Abbildung 53 HOMER 2.68 Nachtversorgung durch Speichersystem Dimensionierung II**



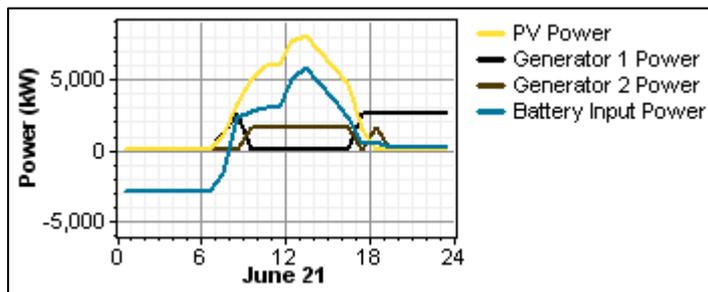
**Abbildung 54 HOMER 2.68 Regelmäßigkeit des Ladezustandes Dimensionierung II**

In Dimensionierung III (Tabelle 22) wurde die per Formel errechnete Speichergröße simuliert.

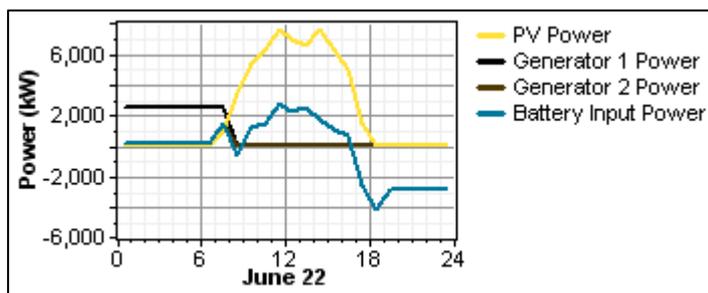
PV-Generator	10 MWp	20.710 MWh
Turbine I	2.500 kW	5.745 MWh
Turbine II	1.500 kW	4.217 MWh
Turbine III	-	
Speichergröße	39,9 MWh	
Random Variability	0%	30.672 MWh

**Tabelle 22 Systemkonfiguration und Stromproduktion Dimensionierung III**

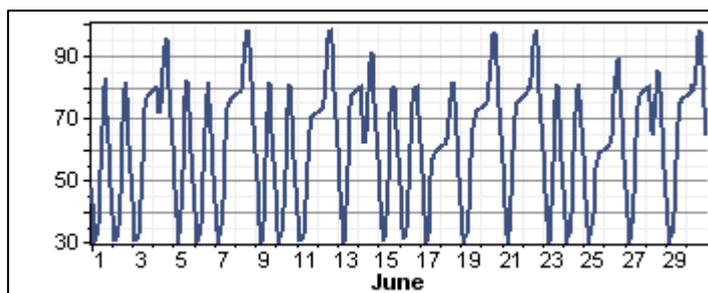
Die Stromproduktion lag mit 30.672 MWh im Bereich der Dimensionierung II. Der Anteil der konventionellen Erzeugung änderte sich nicht. Die Energiebereitstellung über Tag und Nacht erfolgte in einem zu Dimensionierung II vergleichbaren Zyklus (Abbildung 55 und Abbildung 56). Für das Speichersystem nahm die Regelmäßigkeit des Ladestatus weiter ab.



**Abbildung 55 HOMER 2.68 Nachtversorgung durch Turbinen oder Speicher Dimensionierung III**



**Abbildung 56 HOMER 2.68 Nachtversorgung durch Turbinen oder Speicher Dimensionierung III**



**Abbildung 57 HOMER 2.68 Regelmäßigkeit des Ladezustandes Dimensionierung III**

Mit den gewonnenen Ergebnissen der Dimensionierungen I – III konnte eine grundsätzliche Eignung des entworfenen Hybrid-Systems für die Stromversorgung des Observatoriums nachgewiesen werden:

- der benötigte Strombedarf konnte durch PV-Generator und Gasturbinen gedeckt werden
- das Batteriespeichersystem kann die Turbinen während der Nacht ersetzen

Mit Dimensionierung IV (Tabelle 23) wurde anschließend versucht die eingesetzten Komponenten zu optimieren. Dabei wurden wechselseitig Generatorgröße und Speicherkapazität verringert.

PV-Generator	8,5 MWp	17.603 MWh
Turbine I	1.400 kW	6.806 MWh
Turbine II	1.000 kW	5.945 MWh
Turbine III	-	
Speichergröße	8,4 MWh	
Random Variability	0%	30.354 MWh

Tabelle 23 Systemkonfiguration und Stromproduktion Dimensionierung IV

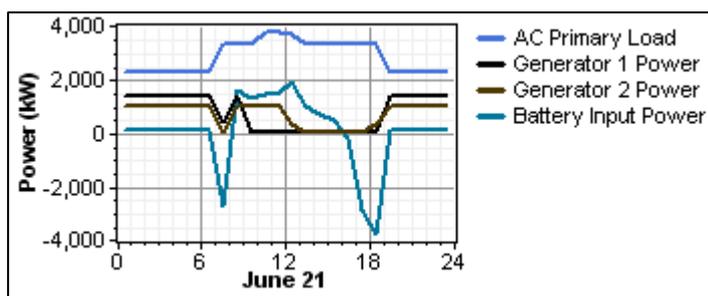


Abbildung 58 HOMER 2.68 Typische Tageganglinie in Dimensionierung IV

Mit der Dimensionierung IV konnte die Nachtversorgung nicht mehr durch das Speichersystem sichergestellt werden. Der Speicher bewirkte eine Minimierung des Turbineneinsatzes am Morgen und am Abend (Abbildung 58). Der Verlauf des Ladezustandes wurde wieder regelmäßiger. Die Entleerung des Speichers früh am Morgen und zum Sonnenuntergang erfolgte sehr schnell.

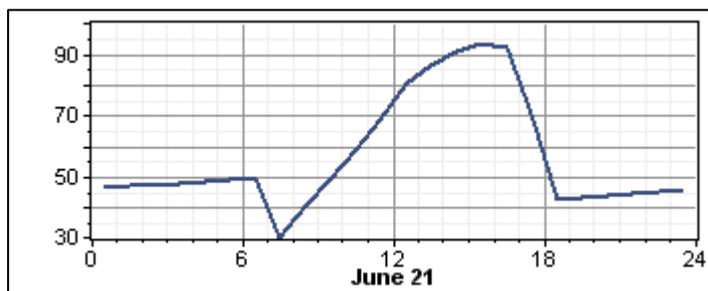


Abbildung 59 HOMER 2.68 Regelmäßigkeit des Ladezustandes Dimensionierung IV

Die in Simulation IV erreichten Werte konnten nicht weiter minimiert werden. Die Größenordnungen der Generatoren sowie der ermittelte Speicherbedarf, stellten das kleinste System für eine Stromversorgung des Observatoriums mit der zur Verfügung stehenden Software dar. Die solare Deckungsrate betrug 57%.

Technisch wurden vier verschiedene Systeme für eine Off-Grid-Stromversorgung des Observatoriums ermittelt und simuliert. Für das System D wurden vier Dimensionierungen durchgeführt.

	Systemkomponenten	Größe
A	Generator konventionell	4,2 MW
B	Generator konventionell PV-Generator	4,0 MW 5 MWp
C	PV-Generator Batteriespeichersystem	20 MWp 49,3 MWh
D	Generator konventionell PV-Generator Batteriespeichersystem	2,4 MW 8,5 MWp 8,4 MWh

**Tabelle 24 Simulierte Systemkonfigurationen**

Die Zielsetzung des Hybridsystems war, einen möglichst hohen Anteil an konventionellem Kraftstoff zu substituieren. Die Verbrauchswerte ergaben, dass durch Einsatz der PV-Anlage in System B fast 4.000 m<sup>3</sup> Flüssiggas jährlich eingespart werden konnten. Bei Einsatz eines Batteriespeichersystems in System D konnten weitere 500 m<sup>3</sup> eingespart werden. Es können durch die Hybridsysteme jeweils jährlich etwa zehn Tonnen CO<sub>2</sub> vermieden werden.

	Systemkomponenten	Gas m <sup>3</sup> /a	CO <sub>2</sub> t
A	Generator konventionell	8.749	20,3
B	Generator konventionell PV-Generator	4.774	11,1
C	PV-Generator Batteriespeichersystem	-	
D	Generator konventionell PV-Generator Batteriespeichersystem	4.262	9,9

**Tabelle 25 Kraftstoffverbrauch und CO<sub>2</sub> Emission der simulierten Varianten**

#### 5.5.4 Betriebswirtschaftliche Aspekte

Vor einer Investition im Energiebereich werden gewöhnlich mehrere technischen Optionen oder Varianten für ein Projekt konzipiert und vergleichend gegenübergestellt. Als Basis für den wirtschaftlichen Vergleich definiert man eine Nullvariante. Die Variante mit den niedrigsten Ausgaben bzw. spezifischen Kosten gilt als vorteilhafteste in Relation zu den übrigen Varianten. Sobald eine Vorzugsvariante zur Realisierung ausgewählt wurde, erfolgen weitere technische Optimierungen und eine detaillierte betriebswirtschaftliche Berechnung [21, S. 164].

Für die in Tabelle 24 aufgezeigten Systeme konnten nur eingeschränkt die erforderlichen Kosten ermittelt werden. Die benötigten Daten wurden teilweise nicht bereitgestellt. Um dennoch eine wirtschaftliche Einschätzung treffen zu können, wurden folgende Annahmen getroffen:

Konventioneller Generator	
Investition pro MW in €	400.000
Wartungskosten in €/(GWh*a)	50.000
Kraftstoffpreis absolut in €/m <sup>3</sup> LPG	500
PV-Generator	
Investition pro MWp in €	2.500.000
Wartungskosten in €/(MWp*a)	25.000
Batteriespeichersystem	
Investition pro MWh in €	2.500.000
Wartungskosten in €/(MWh*a)	50.000

**Tabelle 26 Annahmen für die wirtschaftliche Betrachtung**

Die Werte wurden als Ergebnis der Betrachtung verschiedener Beispiele im Internet sowie aus Gesprächen und Einschätzungen beteiligter Unterstützer festgelegt. Ohne Berücksichtigung von Verzinsungen erbrachte der Vergleich der Kosten für Investition und Betrieb die in Abbildung 60 dargestellten Verläufe. In der Berechnung wurden keine Opportunitätsgewinne und deren Verzinsung berücksichtigt. Emissionsgebühren für die Produktion von CO<sub>2</sub> wurden vernachlässigt.

Bei Betrachtung der Grafik bestätigten sich die vor der Simulation erwarteten Annahmen. In Variante C bewirkten die hohen Investitionskosten für das Speichersystem den deutlichen Abstand zu den anderen simulierten Varianten. Der technischen Möglichkeit eine Versorgung des Observatoriums rein durch regenerative Energiequellen und ein Speichersystem stehen aktuell betriebswirtschaftlich unverhältnismäßig hohe Kosten gegenüber. Zum Zeitpunkt der Thesiserstellung konnte diese Variante nicht empfohlen werden.

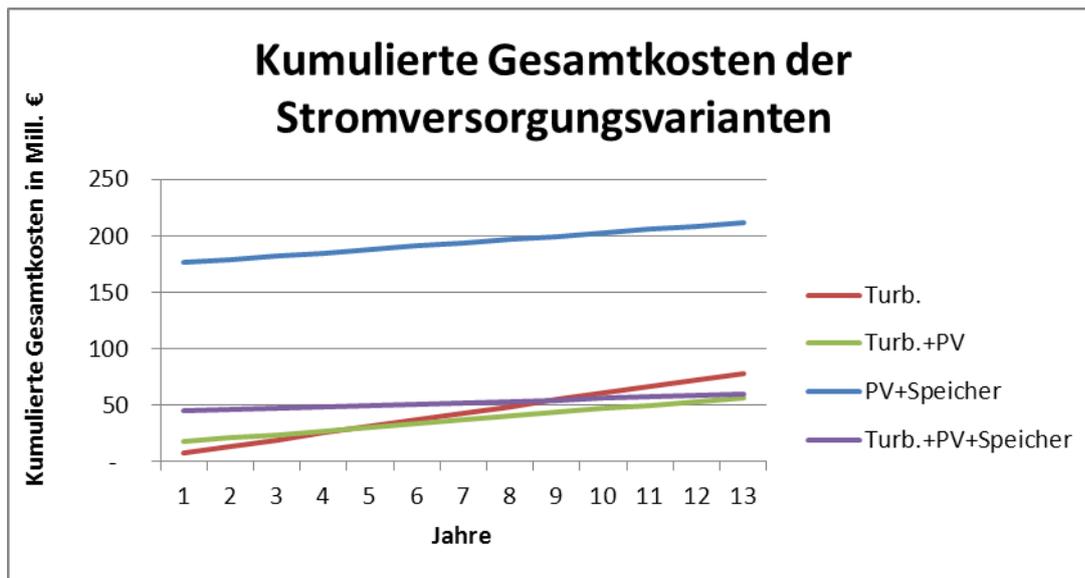


Abbildung 60 Variantenvergleich bei Betrachtung von Investitions- und Betriebskosten

Der Vergleich sowohl technisch möglicher als auch wirtschaftlich sinnvoller Varianten erstreckte sich somit auf die Varianten A, B und D. Die rein konventionelle Stromversorgung in Variante A stellte sich durch niedrigere Investitionskosten anfangs günstiger dar. Mit zunehmender Laufzeit wirkten sich die durch die Kraftstoffpreise bedingten höheren Betriebskosten negativ auf diese Variante aus. Bei Variation der Eingabewerte wurde festgestellt, dass das Erreichen des Schnittpunktes sehr stark von der Entwicklung der Kraftstoffpreise abhängt. Steigerungen oder Senkungen nehmen überproportional Einfluss. Weiterhin führt die hier im Beispiel vernachlässigte Berücksichtigung von Effekten wie Opportunitätszinsen und Emissionsgebühren zu Verschiebungen des Schnittpunktes. Dennoch wurde festgestellt, dass ein rein konventionelles System mit zunehmender Laufzeit keine wirtschaftliche Alternative darstellt. Aus diesen Betrachtungen sowie dem Anspruch nach nachhaltiger Stromerzeugung für das Observatorium wurde Variante A als Handlungsempfehlung verworfen.

Das Resultat aus dem Vergleich der beiden verbliebenen Varianten ergab sich aus der Synergie der verworfenen Varianten. Die Investitionskosten für das Speichersystem ergaben eine Ausgangsdifferenz zum Hybridsystem ohne Speicher. Die kraftstoffbedingten höheren Betriebskosten von Variante B verminderten während der Nutzung diese Differenz auf Basis der getroffenen Annahmen innerhalb von 14 Jahren. Beide Varianten konnten somit grundsätzlich empfohlen werden. Beiden war gleich, dass sie durch den Einsatz erneuerbarer Energien sowohl ökologisch als auch ökonomisch im Vergleich zu Variante A Vorteile erbrachten. Der Vergleich zu Variante C ergab für beide in einem realistischen Betrachtungszeitraum deutlich geringere Kosten. Der Vergleich untereinander ergab, dass mit zunehmendem Betrachtungszeitraum die Variante D der Variante B vorzuziehen ist.

## 6 Diskussion der Simulationsergebnisse

### 6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Im folgenden Kapitel sollen die wesentlichen Ergebnisse dieser Arbeit zusammengefasst und interpretiert werden. Dazu wird auf Besonderheiten der Ergebnisse eingegangen und deren Bedeutung für verschiedenen Szenarien dargestellt. Anschließend werden die Ergebnisse im Rahmen einer kritischen Betrachtung mit vergleichbaren Forschungen diskutiert.

Die Untersuchung der Einstrahlungswerte ergab teilweise deutlich voneinander abweichende Werte. Die Bewertung der Vergleichbarkeit von Strahlungsdaten wurde und wird in anderen Arbeiten Forschungen durchgeführt. Eine Erhöhung der Werthaftigkeit zur Verfügung gestellter Strahlungsdaten ist mit zunehmender Projektanzahl in Chile zu erwarten. Der Vergleich der theoretischen Werte und tatsächlich erreichter Werte wird ggf. Korrekturfaktoren hervorbringen. Unbenommen bleibt die Tatsache, dass Chile sehr gute Rahmenbedingungen für solare Energienutzung besitzt. Die Einstrahlung pro Quadratmeter kann für die untersuchte Region im Tagesdurchschnitt mit deutlich über 7 kWh angesetzt werden. Daraus ergibt sich eine Jahressumme von  $2555 \frac{kWh}{m^2a}$ . Diese Werte stellen konservative Angaben dar und können im Einzelfall noch höher ausfallen.

Grundlage der Dimensionierung bildete ein geschätztes Lastprofil. Die durch das Coating erforderlichen Lastspitzen wurden vernachlässigt und eine Vereinfachung des Profils vorgenommen. Die Vereinfachung wurde aufgrund ihrer geringen Auswirkungen auf die benötigte Strommenge gerechtfertigt. Diese machten weniger als 3% der Grundlast aus. Eine Änderung der geschätzten Grundlast hat somit entscheidenderen Einfluss auf die erforderliche Strommenge. Die Tagessumme von 68 MWh und die Jahressumme von 25,8 GWh entsprechen dem Verbrauch von etwa 6.500 Zweipersonenhaushalten.

Für eine rein konventionelle Stromerzeugung mit Gasturbinen wurde eine erforderliche Leistung von 4,2 MW ermittelt. Erfolgte die Bedarfsdeckung durch eine Turbine, benötigte diese 9.195 m<sup>3</sup> Flüssiggas. Bei Verteilung dieser Leistung auf drei Turbinen ergab sich ein Jahresverbrauch von 8.749 m<sup>3</sup>. Der Vergleich ergab, dass das einzelne Aggregat zur Hälfte der Zeit mit einer Leistung von 54,8% seiner Nennleistung betrieben wurde. Bei Einsatz mehrerer Turbinen konnten die jeweiligen Wirkungsgrade erhöht werden und führten zu geringerem Kraftstoffverbrauch.

Anschließend erfolgte die Erweiterung des konventionellen Systems um eine PV-Anlage und ein Batteriespeichersystem. Die Größe des PV-Generators wurde zu Beginn aus Formelberechnungen auf 15,5 MWp geschätzt. Als Installationsart wurde eine starre Installation gewählt. Es wurde ermittelt,

dass durch zweiaxiale Nachführung eine Größenordnung von 500 MWh pro MWp Mehrertrag erzielt werden kann. Bei dem derzeit für das SING Verteilungsnetz kalkulierten Strompreis von  $120 \frac{\text{US\$}}{\text{MWh}}$  ergibt dies jährlich 60.000 US\$ Mehrertrag pro MWp. Es wurde nicht geprüft, inwieweit diese Ertragserhöhung die höheren Investitions- und Betriebskosten für das Nachführsystem ausgleichen kann.

Die Simulationsergebnisse erbrachten für ein Hybrid-System aus PV-Anlage und Gasturbine eine erforderliche Anlagengröße von 5 MWp. Bei dieser Größenordnung erreichte die solare Deckungsrate 41% und der Flüssiggasverbrauch wurde auf 4.774 m<sup>3</sup> gesenkt.

Für eine Alleinversorgung des Observatoriums durch eine PV-Anlage wurde eine Anlagengröße von 20 MWp ermittelt. Die erforderliche nutzbare Speicherkapazität betrug für diesen Fall 49,3 MWh. Ausgehend von den Zwischenergebnissen wurde sukzessive die Größe des Speichers minimiert. Die daraus bestimmten Komponentengrößen betragen 8,5 MWp PV-Leistung, 2,4 MW Turbinenleistung und 8,4 MWh nutzbare Speicherkapazität. Die Turbinenleistung für das System wurde von zwei unterschiedlich großen Aggregaten erbracht. Der jährlichen Gasverbrauch konnte um weitere 512 m<sup>3</sup> gesenkt und die solare Deckungsrate auf 57% erhöht werden. Die Leistung der Gasturbinen lag für das berechnete System im Bereich der verfügbaren Leistung des Backup-Systems am VLT. Es kann somit auch die Nutzung der bereits vorhandenen Aggregate als mögliche Lösung diskutiert werden.

Die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der eingesetzten Systeme wurde stark vereinfacht vorgenommen. In Ermangelung konkreter Herstellerangaben wurden auf der Basis von Preisangaben aus diversen Gesprächen und unterschiedlichen Internetquellen die Investitions- und Betriebskosten in Abhängigkeit zur Größenordnung der eingesetzten Komponenten angesetzt. Im Ergebnis zeigte sich, dass die günstigen Investitionskosten von konventionellen Stromerzeugungsaggregaten bereits nach kurzer Zeit bei Einsatz eines PV-Generators amortisiert werden. Den wesentlichen Anteil haben die vermiedenen Kraftstoffkosten. Für das Beispiel wurde mit den vereinfachten Annahmen mit einem PV-Gasturbine-Hybridsystem nach fünf Jahren der Ausgleich bei den kumulierten Gesamtkosten erreicht. Die Amortisation bei Einsatz eines Batteriespeichersystems erforderte aufgrund der höheren Investitionskosten für diese Technologie neun Jahre. Im Vergleich der beiden Hybridssysteme glichen sich die kumulierten Gesamtkosten nach 14 Jahren an.

## 6.2 Kritische Betrachtung und Einordnung

Die quantitativen Ergebnisse dieser Arbeit hängen maßgeblich von der verwendeten Datenauflösung und den bereitgestellten Lastprofilen ab. Durch die intensive Betrachtung der Strahlungsdaten zu Beginn der Simulation konnte für die regenerative Energiequelle diese Abhängigkeit deutlich gemindert werden. Die Ergebnisse dieser Arbeit deckten sich mit den Erkenntnissen aus vergleichbaren Forschungen [32]. Die angegebene tägliche Einstrahlung pro Quadratmeter mit 7 kWh bzw. einer Jahressumme von  $2555 \frac{kWh}{m^2a}$  kann als verlässliche Datengrundlage gewertet werden.

Die Untersuchung diffuser Strahlungsanteile aus Bodenreflexion wurde mit unterschiedlichen Neigungswinkeln durchgeführt. Die festgestellten geringen Abweichungen der Bodentypen Standard, Sand und Steine sowie größere Unterschiede zu Schneebedeckung sind in einschlägigen Untersuchungen schon erfolgt und stellen keine neuen Erkenntnisse dar. Die beiden ermittelten optimalen Neigungswinkel von  $20^\circ$  für Netzkopplung bzw.  $40^\circ$  für Inselssysteme können durch Rundung und Variation der Lokalität geringfügig abweichen.

Die Auswirkungen unterschiedlicher Installationsarten und Nachführungen sind qualitativ in anderen Forschungen bereits durchgeführt worden. Die Ertragserhöhung durch Nachführsysteme ist eine allgemein bekannte Tatsache. Die in der vorliegenden Arbeit ermittelte Größenordnung ergab für zwei-axiale Nachführsysteme Ertragssteigerungen von 20-30% und liegt damit im Bereich aktuell [34] gelehrter Informationen.

Die Eignung von Nachführsystemen für Batteriespeichersysteme wird in manchen Artikeln [50] als positiv eingeschätzt. Die Ertragserhöhung impliziert geringere Speicherkapazität. Die Begradigung der Tagesganglinie bewirkt in der Tageseinzelbetrachtung eine bessere Planbarkeit der Batterienutzung. Nach den Erkenntnissen der vorliegenden Arbeit beschränkt sich eine solche Aussage auf netzgekoppelte Anlagen. Für Inselanlagen wurde die Auswirkung auf die Jahresganglinie als erheblicher Nachteil eingeschätzt und keine Minderung der erforderlichen Speichergroße ermittelt.

Das als Beispiel betrachtete Objekt existiert derzeit noch nicht. Es wurde mit geschätzten Verbräuchen gearbeitet. Die Ähnlichkeit von Verbrauchsganglinie und Einstrahlung begünstigt den Einsatz von Photovoltaik und erfordert gleichzeitig eine geringere Speicherkapazität. Da dieser Verbrauchsverlauf durch den hohen Kühlbedarf bedingt ist, kann die Ähnlichkeit der beiden Verläufe als sehr wahrscheinlich angenommen werden. Die gemachten Vereinfachungen der Lastspitzen sind jedoch kritisch zu sehen. Die Lastspitzen machen im Beispiel nur 3% vom Stromverbrauch aus. Die Vereinfachung ist für die benötigte Strommenge zulässig. Da sie lediglich während des Coating auftreten, ist von einer sehr geringen benötigten Menge auszugehen. Inwieweit diese Lastspitzen alternativ durch Schwung-

räder oder Kondensatoren gedeckt werden können, muss durch weitergehende Untersuchungen ermittelt werden. Auch bei einer eventuellen netzgebundenen Lösung stellen die Lastspitzen ein wesentliches Kriterium dar. Die Höhe wirkt sich im On-Grid-System auf die Tarifklassifizierung aus.

Die Simulation der konventionellen Generatoren ergab, dass eine Staffelung mehrerer Aggregate Vorteile für den Wirkungsgrad der konventionellen Generatoren hat. Diese Erkenntnis wird auch für aktuelle Konzepte [44] von PV-Diesel-Hybrid-Systemen angewandt. In Variante A wurde die erforderliche Leistung von 4.200 kW für ein solches System durch drei Gasturbinen bereitgestellt. Zwei Gasturbinen mit einer erforderlichen Gesamtleistung von 2.400 kW wurden in Variante D eingesetzt. Diese Leistung entspricht der vorhandenen Leistung der Backup-Systeme am VLT. In die Auswahlüberlegung kann somit die Nutzung dieser Aggregate einfließen. Die Investitionskosten des konventionellen Aggregates würden entsprechend komplett wegfallen. Nachteilig wären der im Vergleich zu Flüssiggas teurere und umweltschädlichere Dieselmotorkraftstoff sowie der Wegfall des Backup-Systems für das VLT. Kritisch anzumerken ist, dass zur Bestimmung von Anzahl und erforderlichen Leistungen der konventionellen Generatoren hochwertigere Planungssoftware aus dem Bereich Maschinenbau eingesetzt werden sollte. Die in der Thesis erzielten konkreten Ergebnisse sind entsprechend kritisch zu betrachten, stimmen in ihrer grundlegenden Aussage allerdings mit etablierten Kenntnissen zum Stand der Technik überein.

Auf Erzeugerseite besteht zusätzliches Potential in der Berücksichtigung weiterer regenerativer Energiequellen. Insbesondere sollte die Betrachtung von Windenergie durchgeführt werden. Für das im Hochgebirge gelegene Beispiel ist dadurch eine zusätzliche Möglichkeit zur Minimierung des konventionellen Generators und der benötigten Speichergröße zu erwarten.

Die insgesamt positive Bewertung eines Batteriespeichersystems bestätigt vergleichbare Ansätze [49] zur Optimierung von Hybrid-Systemen. Die in den Simulationen erzielten qualitativen Ergebnisse müssen jedoch kritisch hinterfragt werden. Der für eine komplette Substituierung des konventionellen Generators erhaltene Wert von etwa 50 MWh stellte eine aktuell wirtschaftlich nicht handhabbare Größenordnung dar. Auch technisch ist eine solche Speichermenge im Bereich Elektrochemie derzeit ohne vergleichbare Beispiele. Berücksichtigend, dass dieser Wert nur die Versorgungssicherheit für eine Nacht darstellt, ist bei Anforderungen nach längeren Überbrückungszeiten mit deutlich extremen Werten zu rechnen. Damit wurde bestätigt [40, S. 22], dass eine Alleinversorgung durch eine PV-Anlage in Kopplung mit einem Speichersystem derzeit unverhältnismäßige Komponentengrößen erfordert.

Bei der Ermittlung des Minimalwerts von 8,4 MWh befand sich die eingesetzte Software im Randbereich ihrer Leistungsfähigkeit. Variationen der eingesetzten Komponenten während der Dimensionie-

rung IV lieferten nur noch eingeschränkt verwertbare Ergebnisse. Die im Vergleich zu einem aus PV-Generator und Gasturbinen bestehenden System vergleichsweise geringe Reduzierung der konventionellen Energieerzeugung kann durch optimierten Einsatz des Speichers sehr wahrscheinlich noch weiter reduziert werden. In der vorliegenden Thesis wurde lediglich der Einsatz von Bleiakkumulatoren simuliert. Aus den Untersuchungen wurde gefolgert, dass die Kombination von unterschiedlichen elektrochemischen Speichern sowohl zur Abdeckung von Grundlasten als auch von Spitzenlasten erforderlich ist. Als aktuell verfügbare Techniken stehen dafür Kombinationen aus Lithium-Ionen, Natrium-Schwefel oder Redox-Flow Akkumulatoren zur Verfügung. An dieser Stelle ist der Einsatz von spezieller Simulationssoftware für elektrochemische Speicherlösungen zu empfehlen.

Die Untersuchungen konnten für das Observatorium einen wirtschaftlichen Vorteil bei Einsatz von Hybridsystemen im Allgemeinen gegenüber rein konventioneller Stromerzeugung aufzeigen. Für den Bereich Erzeugung konnte als grundsätzlicher Vorteil der simulierten Hybridsysteme die Minderung von Betriebskosten durch die Einsparungen des Kraftstoffes dargestellt werden. Nicht detailliert berücksichtigt wurde der Einfluss von Transport- und Lagerkosten des Kraftstoffes. Hier besteht weiteres ökologisches und ökonomisches Potential. Überlegungen zum Einsatz der Power-to-Gas Technologie wurden aufgrund der vergleichbar geringen Kraftstoffmenge für die Turbinen nicht fortgeführt.

Wesentlicher negativer Aspekt eines Speichersystems sind die derzeit sehr hohen Investitionskosten. Mit zunehmendem Einsatz sind hier Skaleneffekte im Bereich der Produktion zu erwarten. Damit können die ermittelten Zeiträume für deutlich abgesenkt werden [49].

Die bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit getroffenen Vereinfachungen mindern die Wertigkeit der dargestellten absoluten Zahlen. Die ermittelten Jahreszahlen und die kumulierten Gesamtkosten werden bei Berücksichtigung von Zinseffekten, Verwendung von konkreten Herstellerdaten, Berücksichtigung von Preissteigerungen und Beachtung von Emissionsgebühren andere Werte ergeben. Die Ergebnisse erläutern die grundlegenden Vor- und Nachteile der simulierten Varianten und sind Beitrag für die Entscheidungsfindung [21, S. 164].

Als Resultat dieser Thesis wird die Umsetzung von Variante B, die Stromversorgung des Observatoriums durch ein PV-Gasturbinen-Hybridsystem, vorgeschlagen. Bei Änderungen der ökonomischen Rahmenbedingungen zugunsten von Variante D, stellt die Erweiterung um ein Batteriespeichersystem eine alternative Lösungsmöglichkeit dar.

## 7 Zusammenfassung

Aufgabenstellung dieser Masterthesis war es, die Kombination von Photovoltaik mit Batteriespeichersystemen unter den Rahmenbedingungen in Chile zu untersuchen. Als konkretes Anwendungsbeispiel wurde das von der Europäischen Südsternwarte geplante European Extremely Large Telescope simuliert. Für einen geschätzten Jahresstromverbrauch von 25,8 GWh wurde die Dimensionierung einer Inselanlage vereinbart. In der Simulation wurden die kostenfrei zur Verfügung stehenden Softwareanwendungen HOMER 2.68, Suntool 1.2, Sunny Design Web und PVsyst V6.18 verwendet.

Zu Beginn wurden Einstrahlungswerte aus unterschiedlichen Datenquellen untersucht. Verglichen wurden die Werte des speziell für Chile entwickelten Explorador Solar mit den durch die Anwendungen bereitgestellten Daten. Als Ergebnis konnte die Einstrahlung pro Quadratmeter für die untersuchte Region im Tagesdurchschnitt mit deutlich über 7 kWh angesetzt werden. Die sich daraus ergebende Jahressumme von  $2555 \frac{kWh}{m^2a}$  beträgt etwa das 2,5-fache der durchschnittlichen Einstrahlungsleistung in Deutschland und bestätigte damit die sehr guten klimatischen Rahmenbedingungen in Chile.

Grundsystem für die Dimensionierung stellte eine Hybridanlage bestehend aus konventioneller Gasturbine und PV-Generator dar. Diese wurde schrittweise um ein Batteriespeichersystem erweitert. Zusätzlich wurden rein konventionelle Stromversorgung und die Kombination von PV-Anlage und Batteriespeichersystem ohne Verbrennungsaggregat untersucht.

Als erforderliche Größenordnung für die PV-Anlage wurde eine Leistung von 5 MWp ermittelt. Bei Einsatz eines Batteriespeichersystems mit einer verfügbaren Speicherkapazität von 8,4 MWh wurde eine notwendige Erhöhung auf 8,5 MWp ermittelt. Dadurch konnte der konventionelle Generator von 4,2 MW auf 2,4 MW reduziert und die solare Deckungsrate von 41% auf 57% gesteigert werden. Durch Einsatz eines PV-Generators konnten im Vergleich zu konventioneller Stromerzeugung etwa 4.000 m<sup>3</sup> Flüssiggas jährlich eingespart werden. Durch diese Einsparung amortisierte sich die Investition in deutlich weniger als 10 Jahren. Ein Batteriespeichersystem verringerte den Verbrauch nochmals um mehr als 500 m<sup>3</sup>, benötigte durch die hohen Investitionskosten allerdings einen deutlich längeren Amortisationszeitraum.

Der Lösungsvorschlag entspricht qualitativ einer Machbarkeitsstudie und kann zur Entscheidungsfindung für die Energieversorgung des Projektes beitragen. Bei Verfügbarkeit detaillierterer Verbrauchsangaben, Einsatz von leistungsfähigerer Software sowie Verwendung aktueller Systemkomponentendaten kann aufbauend auf dieser Thesis der präsentierte Vorschlag qualitativ weiter entwickelt und ausgearbeitet werden.

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] Battery University: *Learn about batteries*. Elektronische Veröffentlichung: <http://batteryuniversity.com/learn/>, Zugriff am 19.09.2013.
- [2] Berndt, Karla: *Inulina para la industria alimenticia*. In: *Innovación y Negocios.de*. Heft 30, 2013, S. 22-23.
- [3] Berndt, Karla: *Innovación social: educación, formación y capacitación – la mirada de expertos alemanes*. In: *Innovación y Negocios.de*. Heft 31, 2013, S. 30-33.
- [4] Brahm, Carsten: *Hard- und Software eines mikrocontrollergesteuerten Reglers zur Schnellladung von Lithium-Ionen-Akkus*. Bachelorthesis HAW Hamburg, Hamburg, 2013.
- [5] Camara chilena de la Construcción: *Diseño y Dimensionamiento de Sistemas Solares Fotovoltaicos*. 1ª Edición, Santiago de Chile: 2013.
- [6] CCInfo: *Akkumulatoren*. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.elektronikinfo.de/strom/akkus.htm>, Zugriff am 07.09.2013.
- [7] Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer: *Zielgruppenanalyse Erneuerbare Energien in Chile 2010 Solar und Wind*. Santiago de Chile: 2010. Elektronische Veröffentlichung: [www.chile.ahk.de](http://www.chile.ahk.de), Zugriff am 01.09.2013.
- [8] Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer: *Erneuerbare Energien in Chile 2012 Solarkraftwerke (CSP, PV) und Speichertechnologien im Chilenischen Energiemarkt Zielmarktanalyse*. Santiago de Chile: 2012. Elektronische Veröffentlichung: [www.chile.ahk.de](http://www.chile.ahk.de), Zugriff am 01.09.2013.
- [9] Deutsch-Chilenische Industrie- und Handelskammer: *Zielmarktanalyse in Chile 2012: Energieeffizienz in der Lebensmittelindustrie und im Einzelhandel*. Santiago de Chile: 2012. Elektronische Veröffentlichung: [www.chile.ahk.de](http://www.chile.ahk.de), Zugriff am 01.09.2013.
- [10] Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit (GTZ) GmbH: *Energiapolitische Rahmenbedingungen für Strommärkte und erneuerbare Energien, 23 Länderanalysen, Kapitel Chile*. Eschborn, 2007. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.gtz.de>, Zugriff am 01.04.2012.
- [11] Deutscher Wetterdienst: *Strahlungskarte Globalstrahlung in der Bundesrepublik Deutschland, Mittlere Jahressummen, Zeitraum: 1981-2010*. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.dwd.de>, Zugriff am 17.01.2014.
- [12] Dodds Figueroa, Claudio: *Exportar concentrados de cobre o aumentar capacidad pirometalúrgica?*. In: *Latino minería*. Heft 82, 2013, S. 51-54.
- [13] European Southern Observatory: *Grid Electricity Supply for the VLT and E-ELT*. Garching: 2011. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.eso.org/public/industry/projects.html>, Zugriff am 30.09.2013.

- [14] Fraunhofer ICT: *Batterie-Glossar*. Elektronische Veröffentlichung: <http://www1.ict.fraunhofer.de/deutsch/scope/ae/bg.html>, Zugriff am 21.09.2013.
- [15] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: *SPEICHERSTUDIE 2013, Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern*. Freiburg: 2013. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/speicherstudie-2013.pdf>, Zugriff am 12.09.2013.
- [16] Katharina Jenny: *Proyecto estructural de productividad y costos de Codelco*. Santiago de Chile: SIMIN 2013, 07.08. 2013.
- [17] Kalaitzoglou, Dimitrios: *Lastgänge Observatorium*. E-Mail: [dkalaitz@eso.org](mailto:dkalaitz@eso.org), erhalten am 23.01.2014.
- [18] Kaldemeyer, Cord: *Optimierung des Stromeigenverbrauchs aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen durch den Einsatz von Stromspeichern in Gewerbe und Landwirtschaft*. Bachelorthesis Fachhochschule Flensburg, Flensburg, 2013.
- [19] Kaltschmitt, Martin: *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 5. Auflage, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2013.
- [20] Körner, Lars: *Fragen Suntool Off-Grid*. E-Mail: [lars.koerner@solarworld.de](mailto:lars.koerner@solarworld.de), erhalten am 07.01.2014.
- [21] Konstantin, Panos: *Praxisbuch Energiewirtschaft Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*. 2. bearbeitete und aktualisierte Auflage, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2009.
- [22] Lippkau, Anja; Kampschulte, Timon: *Simulation of hybrid systems*. In: Sun & Wind Energy. Heft 02, 2007, S. 106-110
- [23] Mery, Benjamín; Vacarezza, Tomás: *Tendencias actuales de precios y tecnologías en plantas de generación fotovoltaica*. Trabajo de investigación Universidad Católica Santiago de Chile, Santiago de Chile, 2011.
- [24] Ministerio de Agricultura: *Visión, Logros y Desafíos*. Versión preliminar, Santiago de Chile: 2013.
- [25] Nickelcells: *Die Nickel-Eisen (NiFe) Batterie*. Elektronische Veröffentlichung: <http://nickelcells.com/index.html>, Zugriff am 22.09.2013.
- [26] o. V.: *La evolución de los proyectos mineros y energéticos*. In: Minería chilena. Heft 385, 2013, S. 65-71.
- [27] o. V.: *Collahuasi inaugurará en octubre Pozo Almonte*. In: Minería chilena. Heft 385, 2013, S. 87-91.
- [28] o. V.: *Estrechando relaciones con la comunidad*. In: Minería chilena. Heft 388, 2013, S. 26-29.

- [29] o. V.: *Puertos para la minería*. In: Minería chilena. Heft 388, 2013, S. 148-155.
- [30] Perpiñán Lamigueiro, Oscar: *ENERGÍA SOLAR Fotovoltaica*. 2012. Elektronische Veröffentlichung: <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf>, Zugriff am 05.09.2013.
- [31] Photovoltaik-web: *Anschluss einer Batterie an die PV-Anlage*. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.photovoltaik-web.de/batteriesysteme-akkusysteme-pv/aufbau-batteriespeichersystem-pv.html>, Zugriff am 27.08.2013.
- [32] Pinto Valdivia, Felipe: *Desarrollo de un algoritmo de cálculo para la obtención de la radiación solar en superficies de inclinación y orientación arbitraria, a partir del dato de radiación global diaria promedio mensual en superficie horizontal*. Trabajo realizado para optar al título profesional de técnico superior en energías renovables y eficiencia energética Centro de Formación Técnica del Medio Ambiente Santiago de Chile, Santiago de Chile: 2014.
- [33] pv magazine: *Marktübersicht Batteriespeichersysteme*. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.pv-magazine.de/marktubersichten/batteriespeichersysteme/>, Zugriff am 27.08.2013.
- [34] Quaschnig, Volker: *Regenerative Energiesysteme Technologie-Berechnung-Simulation*. 8. aktualisierte und erweiterte Auflage, München: Hanser Verlag, 2013.
- [35] Reyes Román, Arturo: *Hacia una iniciativa Green Mining en la Región de Antofagasta*. In: AREAMINERA. Heft Agosto, 2013, S. 36.
- [36] Ritter, Robert: *Energieverbrauch Bergbau*. E-Mail: [Robert.Ritter@mabb.tu-freiberg.de](mailto:Robert.Ritter@mabb.tu-freiberg.de), erhalten am 30.08.2013.
- [37] Sauer, Dirk Uwe: *Optimierung des Einsatzes von Blei-Säure-Akkumulatoren in Photovoltaik-Hybrid-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der Batteriealterung*. Diss. Universität Ulm, Ulm, 2003.
- [38] Schenke, Gregor: Hilfsblätter zu „Photovoltaik und Solartechnik, Teil B“. Emden: 2013. Elektronische Veröffentlichung: [http://www.et-inf.fho-empden.de/~el-malab/PVSolar/download/PV\\_Solar\\_1.pdf](http://www.et-inf.fho-empden.de/~el-malab/PVSolar/download/PV_Solar_1.pdf), Zugriff am 21.12.2013.
- [39] Schwarzburger, Heiko; Grab, Herbert: *Ein Drittel der Batterie gespart*. In: photovoltaik. Heft 02, 2014, S. 50-55.
- [40] SMA Solar Technology AG: *Offgrid-Kompendium, Solare Insel- und Backup-Versorgung*. Niestetal, 2012. Elektronische Veröffentlichung: <https://www.sma.de/service/downloads.html>, Zugriff am 13.10. 2013.
- [41] SMA Solar Technology AG: *Was ist eigentlich ein PV-Diesel-Hybridssystem?*. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.sma-sunny.com/2013/06/19/was-ist-eigentlich-ein-pv-diesel-hybridssystem/>, Zugriff am 09.08.2013.
- [42] SNS Notstromsysteme: *Wissenswertes über Akkus*. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.sns-notstrom.de/sns/news/24-03-2005.php>, Zugriff am 29.08.2013.

- [43] Striecker, Ralf: *Anfrage zweiachiale Nachführung*. E-Mail: [Ralf.Striecker@sma-sudamerica.com](mailto:Ralf.Striecker@sma-sudamerica.com), erhalten am 28.01.2014.
- [44] Tait, Stefan: *Integración de energía fotovoltaica en redes de generadores diesel*. Santiago de Chile: ExpoSolar Chile, 2013.
- [45] Tapia, Daniela: *El despegue de las ERNC?*. In: Nueva Minería y Energía. Heft 56, 2013, S. 122-124.
- [46] Universidad de Chile: *Explorador de Energía Solar*. Elektronische Anwendung im Internet: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/Solar2/>, Zugriff vom 01.08.2013-06.05.2014.
- [47] Wikipedia: *Chile*. Elektronische Veröffentlichung: <http://de.wikipedia.org/wiki/Chile>, Zugriff am 06.03.2014.
- [48] Worldbank: *Chile*. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.worldbank.org/en/country/chile>, Zugriff am 05.03.2014.
- [49] Yunicos AG: *100 Prozent stabile Energie aus fluktuierenden Quellen*. Elektronische Veröffentlichung: <http://www.yunicos.com/de/home/>, Zugriff am 17.10.2013.

## 9 Anhang

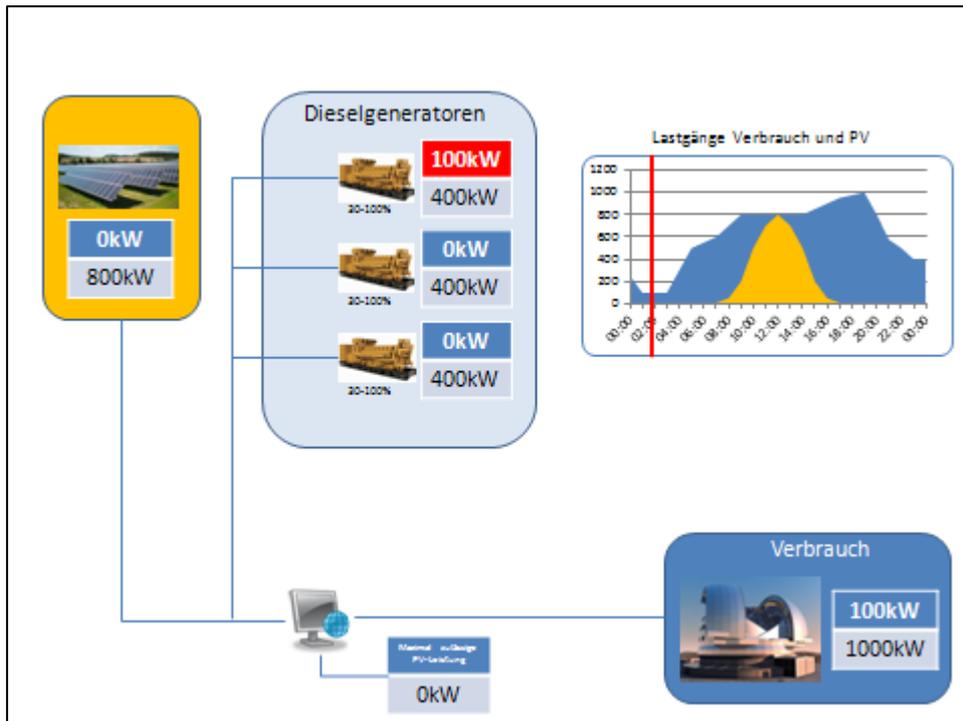


Abbildung 61 Situation 03:00 Uhr (I)

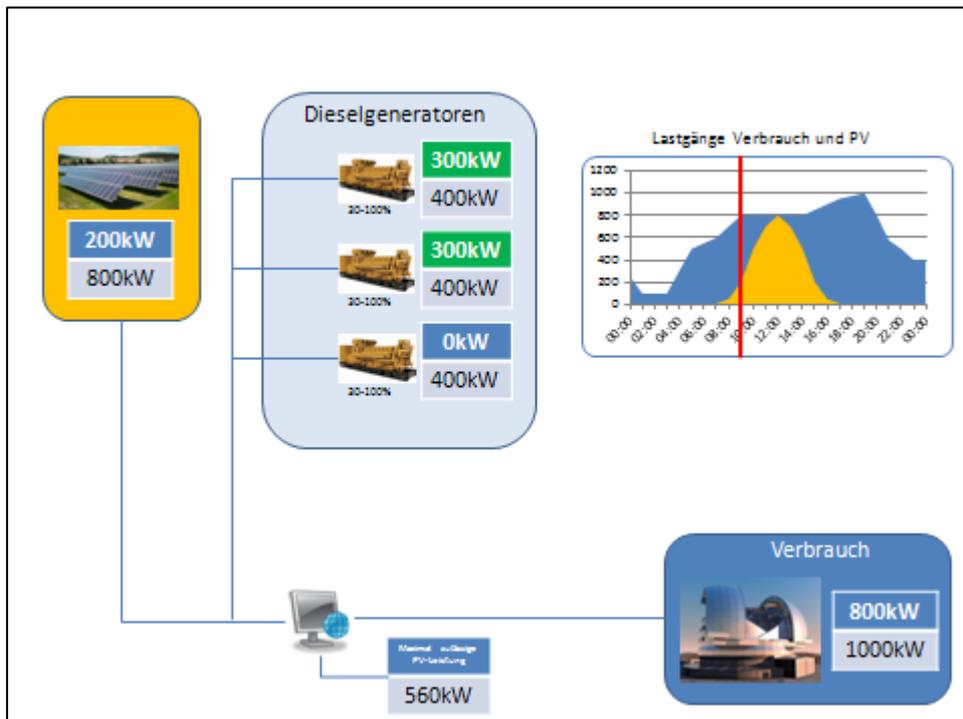


Abbildung 62 Situation 09:00 Uhr

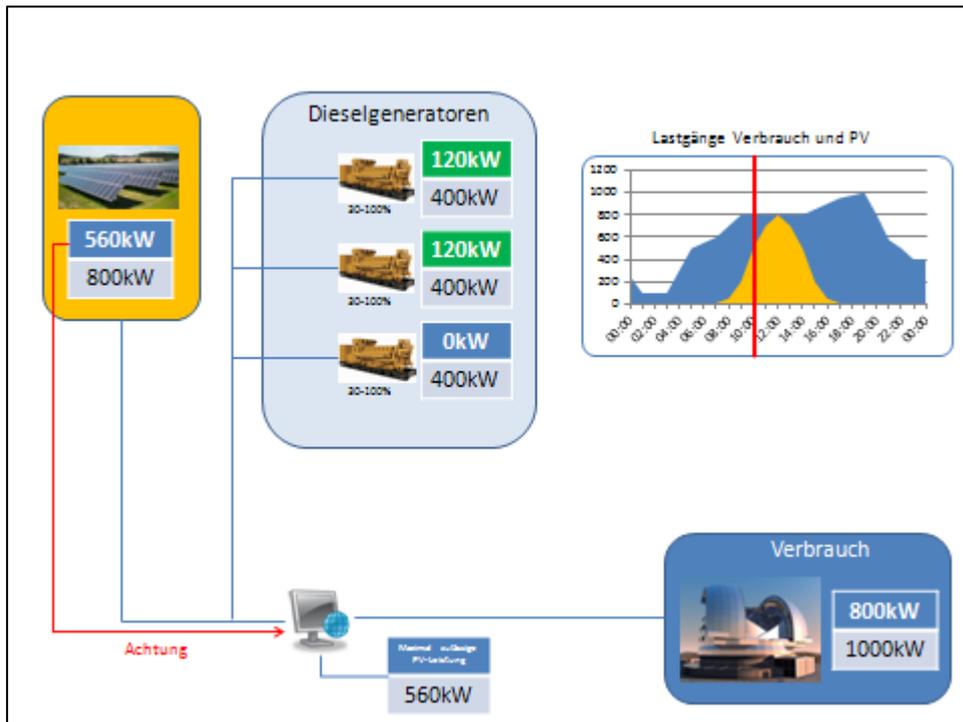


Abbildung 63 Situation 11:00 Uhr (I)

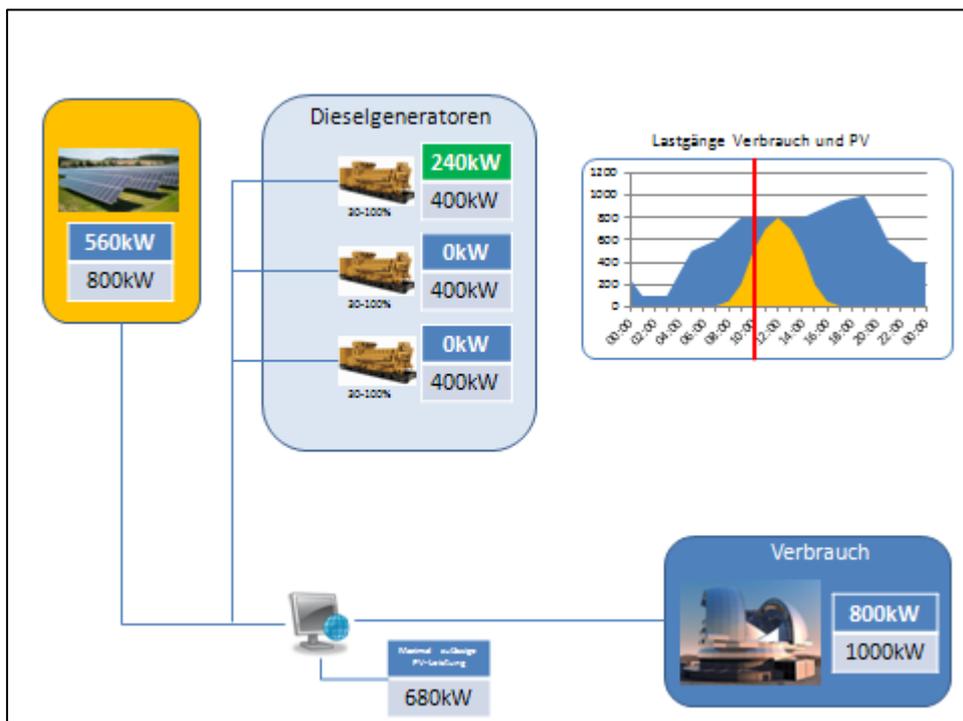


Abbildung 64 Situation 11:00 Uhr (II)

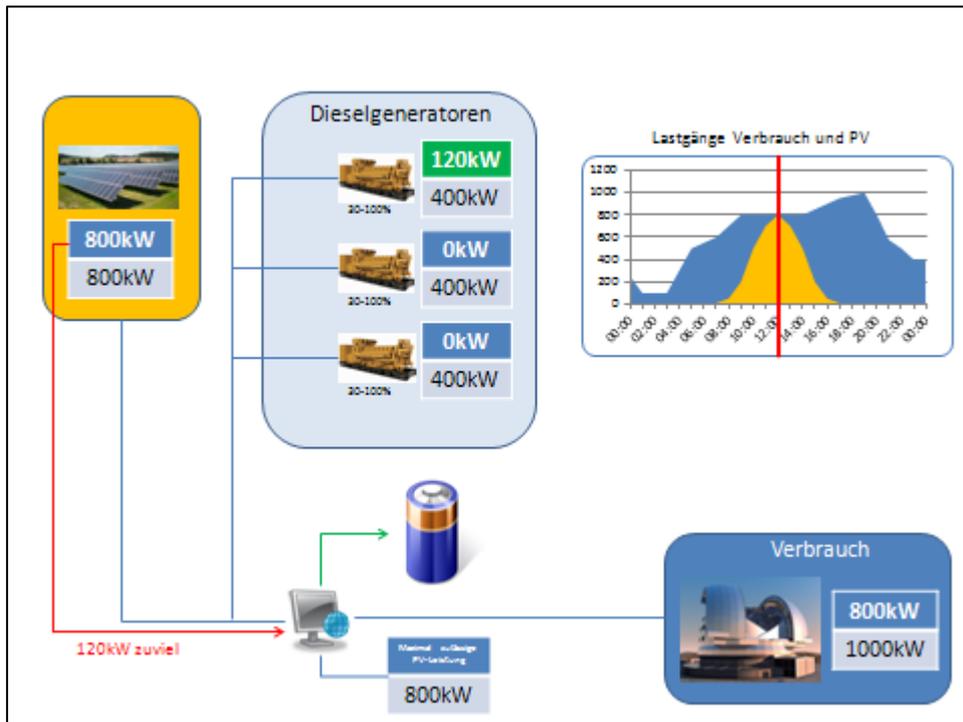


Abbildung 65 Situation 12:00 Uhr

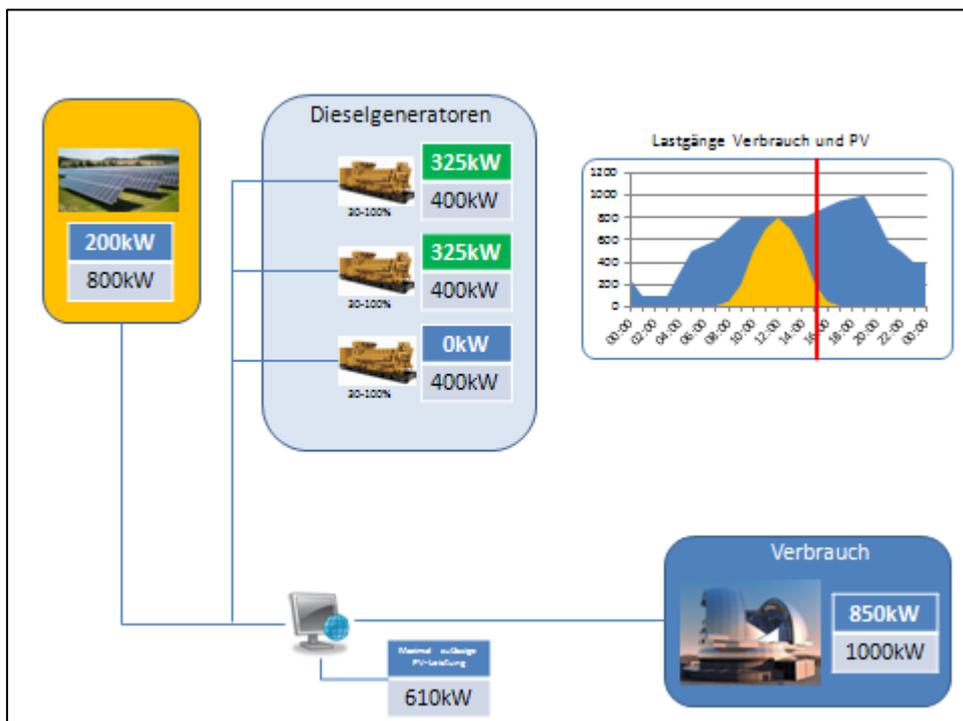


Abbildung 66 Situation 17:00 Uhr

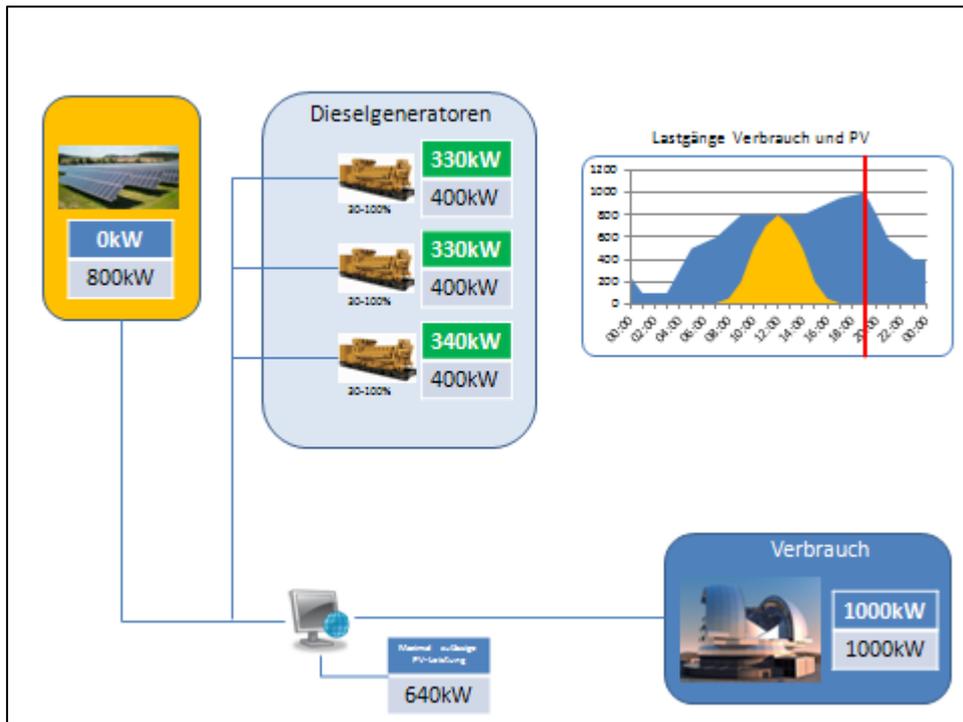


Abbildung 67 Situation 19:00 Uhr

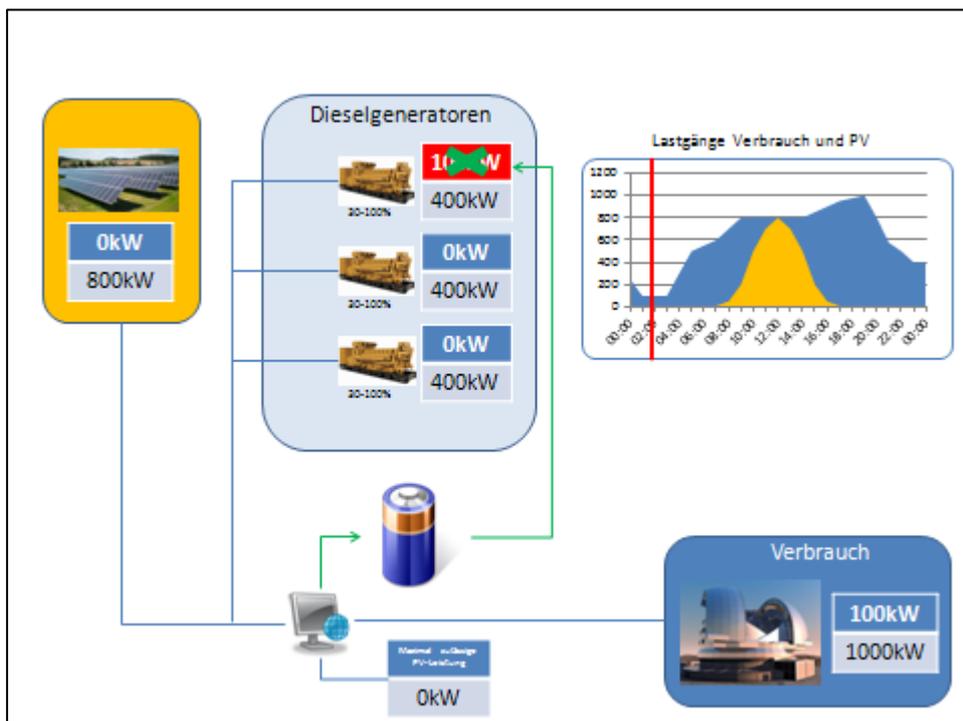


Abbildung 68 Situation 03:00 Uhr (II)



Abbildung 69 Konstruktion der Anlage E-ELT auf dem Cerro Armazones [13, S. 5]



Abbildung 70 Darstellung der Möglichkeiten eines Netzanschlusses [17]

Iquique					
Mes	Explorador Solar	HOMER 2.68	SunTool OffGrid	Sunny Design Web	PVsys
Enero	7,98	7,233	7,86	7,0	6,98
Febrero	7,62	7,038	7,39	6,9	6,86
Marzo	6,96	6,156	6,65	6,7	6,26
Abril	5,73	5,090	5,48	4,9	5,23
Mayo	4,73	3,886	4,55	4,2	4,63
Junio	4,72	3,146	4,01	3,8	4,39
Julio	4,00	3,388	4,18	3,6	4,54
Agost	4,65	3,916	4,79	3,9	4,94
Septiembre	5,66	4,863	5,97	5,0	5,78
Octubre	6,91	5,919	7,11	6,1	7,06
Noviembre	7,76	6,645	7,92	7,0	7,49
Diciembre	8,11	7,229	8,22	7,3	7,46
Ø Año	6,23	5,367	6,17	5,5	5,96
Total Año	2273,00	1958,92	2252,48	2017	2177

**Tabelle 27 Globalstrahlung in kWh/(m²d) Iquique**

Antofagasta					
Mes	Explorador Solar	HOMER 2.68	SunTool OffGrid	Sunny Design Web	PVsys
Enero	8,23	7,529	8,09	6,9	6,84
Febrero	7,81	7,215	7,57	6,8	6,74
Marzo	6,87	6,239	6,74	6,2	6,17
Abril	5,48	5,008	5,54	4,8	4,73
Mayo	4,50	3,946	4,61	3,7	3,70
Junio	3,94	3,294	4,03	3,2	3,24
Julio	3,97	3,747	4,25	3,5	3,43
Agost	4,44	4,285	4,90	4,1	4,13
Septiembre	5,38	5,416	6,12	5,1	5,16
Octubre	6,85	6,375	7,34	6,2	6,14
Noviembre	7,72	7,096	8,08	6,7	6,77
Diciembre	8,41	7,514	8,33	6,9	6,98
Ø Año	6,13	5,630	6,29	5,3	5,33
Total Año	2235,65	2055,13	2297,12	1946,9	1944,81

**Tabelle 28 Globalstrahlung in kWh/(m²d) Antofagasta**

Taltal					
Mes	Explorador Solar	HOMER 2.68	SunTool OffGrid	Sunny Design Web	PVsys
Enero	8,04	7,734	8,05	-	7,70
Febrero	7,55	7,124	7,53	-	7,41
Marzo	6,56	5,999	6,59	-	6,32
Abril	5,03	4,828	5,50	-	5,02
Mayo	3,95	3,778	4,41	-	4,20
Junio	3,43	3,395	3,84	-	3,15
Julio	3,67	3,613	4,12	-	3,41
Agost	4,30	4,426	4,90	-	4,74
Septiembre	5,08	5,469	6,04	-	5,63
Octubre	6,09	6,519	7,24	-	6,95
Noviembre	7,11	7,159	8,09	-	7,77
Diciembre	7,94	7,737	8,38	-	7,31
Ø Año	5,72	5,641	6,22	-	5,79
Total Año	2087,95	2058,99	2269,33	-	2114,11

**Tabelle 29 Globalstrahlung in kWh/(m²d) Taltal**

Copiapó					
Mes	Explorador Solar	HOMER 2.68	SunTool OffGrid	Sunny Design Web	PVsystem
Enero	8,43	7,674	8,32	7,3	7,27
Febrero	7,87	6,950	7,78	6,8	6,74
Marzo	6,88	5,962	6,65	5,8	5,66
Abril	5,38	4,775	5,56	4,2	4,20
Mayo	4,27	3,619	4,40	3,4	3,41
Junio	3,75	3,238	3,85	3,1	3,05
Julio	3,98	3,409	4,15	3,4	3,36
Agost	4,92	4,230	5,05	4,2	4,22
Septiembre	6,16	5,397	6,33	5,2	5,33
Octubre	7,43	6,579	7,51	6,4	6,46
Noviembre	8,24	7,356	8,35	6,8	6,96
Diciembre	8,60	7,788	8,61	7,8	7,61
Ø Año	6,32	5,574	6,37	5,36	5,35
Total Año	2306,07	2034,67	2325,93	1957	1952,61

**Tabelle 30 Globalstrahlung in kWh/(m²d) Copiapó**

Umgebung Observatorium Höhe 1968					
Mes	Explorador Solar	HOMER 2.68	SunTool OffGrid	Sunny Design Web	PVsystem
Enero	9,19	8,216	7,93	-	8,06
Febrero	8,59	7,545	7,42	-	8,06
Marzo	7,70	6,477	6,57	-	6,82
Abril	6,30	5,283	5,47	-	5,64
Mayo	5,10	4,169	4,46	-	4,97
Junio	4,47	3,687	3,91	-	4,56
Julio	4,70	3,905	4,13	-	4,82
Agost	5,70	4,719	4,87	-	5,38
Septiembre	7,03	5,818	6,04	-	5,98
Octubre	8,31	6,847	7,23	-	7,49
Noviembre	9,15	7,649	7,96	-	8,47
Diciembre	9,41	8,066	8,23	-	9,43
Ø Año	7,13	6,024	6,18	-	6,63
Total Año	2602,43	2198,74	2255,18	-	2421,25

**Tabelle 31 Globalstrahlung in kWh/(m²d) Höhe 1968**

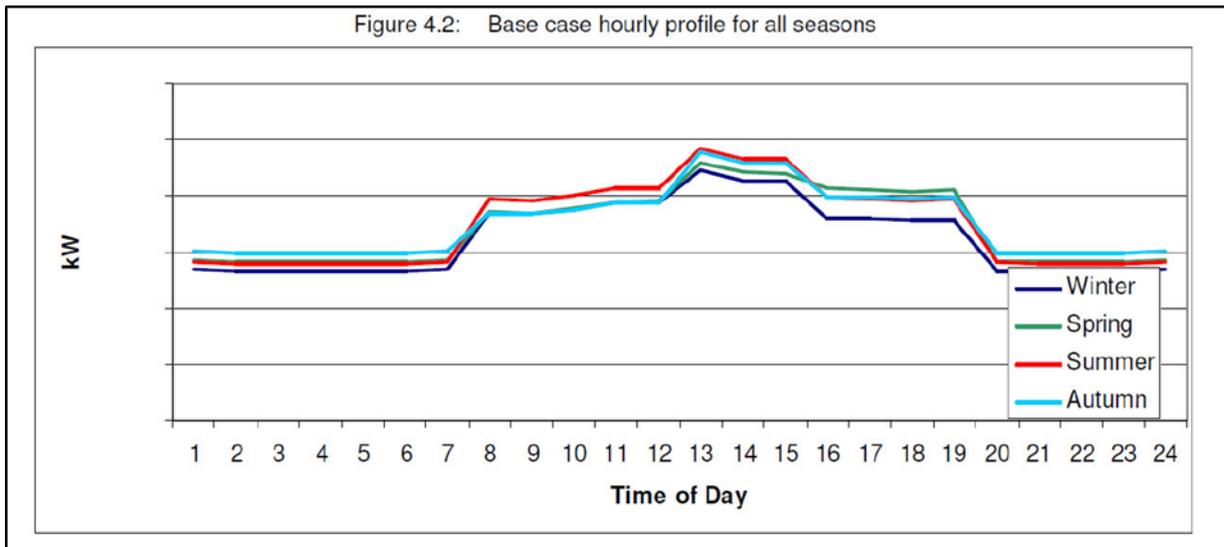


Abbildung 71 Lastgang E-ELT nach Jahreszeiten [17]

**Primary Load Inputs**  
File Edit Help

Choose a load type (AC or DC), enter 24 hourly values in the load table, and enter a scaled annual average. Each of the 24 values in the load table is the average electric demand for a single hour of the day. HOMER replicates this profile throughout the year unless you define different load profiles for different months or day types. For calculations, HOMER uses scaled data: baseline data scaled up or down to the scaled annual average value.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Label:  Load type:  AC  DC Data source:  Enter daily profile(s)  Import time series data file

Baseline data  
Month:  Day type:

Hour	Load (kW)
00:00 - 01:00	2,300.000
01:00 - 02:00	2,300.000
02:00 - 03:00	2,300.000
03:00 - 04:00	2,300.000
04:00 - 05:00	2,300.000
05:00 - 06:00	2,300.000
06:00 - 07:00	2,300.000
07:00 - 08:00	3,300.000
08:00 - 09:00	3,300.000
09:00 - 10:00	3,300.000
10:00 - 11:00	3,800.000
11:00 - 12:00	3,800.000

**Daily Profile**

**DMap**

**Seasonal Profile**

Random variability  
Day-to-day:  %  
Time-step-to-time-step:  %

Scaled annual average (kWh/d)

	Baseline	Scaled
Average (kWh/d)	68,317	68,317
Average (kW)	2,847	2,847
Peak (kW)	4,624	4,624
Load factor	0,616	0,616

Abbildung 72 Lastgangeingabe HOMER 2.68

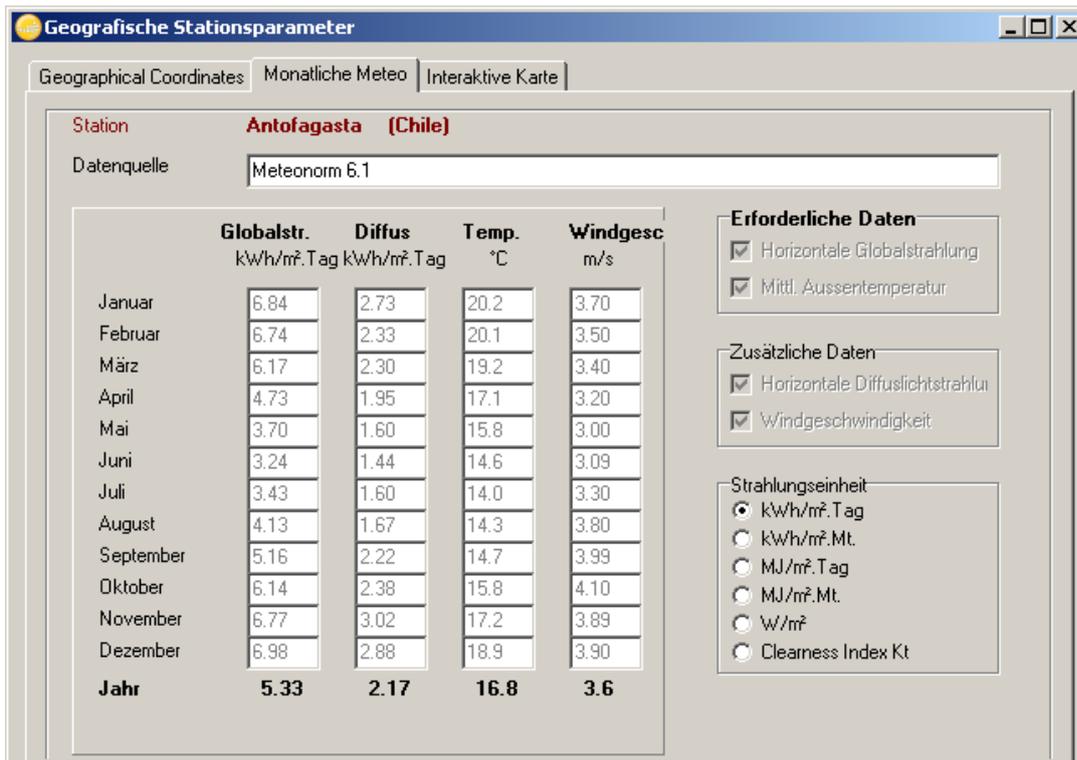


Abbildung 73 Geographische Stationsparameter in PVsyst nach Meteonorm 6.1

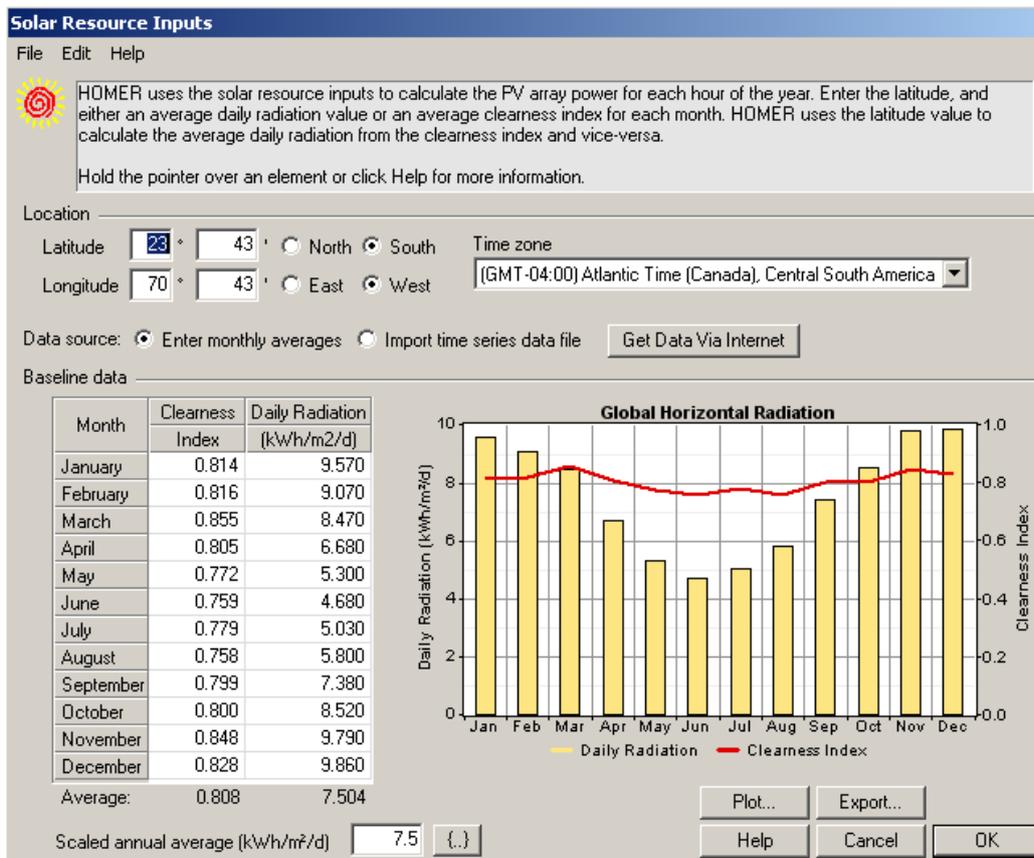


Abbildung 74 Übertragene Strahlungsdaten in HOMER 2.68

**Definition des Netzsystems, Variante "Neu Simulationsvariante"**

**Globalkonfiguration des Systems**  
 1 Anzahl Typen von Unterfelder  
 Vereinfachtes Schema

**Zusammenfassung des Globalsystems**

Anzahl der Module	20000	PV-Nennleistung	5000 kWp
Moduloberfläche	33534 m <sup>2</sup>	Maximale PV Leistung	4764 kWdc
Anz. Wechselrichter	3	AC Nennleistung	3750 kWac

Homogenes System

**Sub-array name and Orientation**  
 Name: Homogenes System  
 Orient: Fix geneigte Oberfläche  
 Tilt: 20°  
 Azimuth: 0°

**Dimensionierungshilfe**  
 No Sizing, ben Sie gewünschter Pnenn-Wert: 5000.0 kWp  
 ... oder verfügbare Fläche ein: 33534 m<sup>2</sup>

**Auswahl des PV-Moduls**  
 Verfügbar: Geordnete Module  Leistung  Technologie  
 SolarWorld: 250 Wp 26V Si-poly SW 250 Poly Since 2011 SolarWorld, 5/2011  
 Öffnen

ungefähre benötigte Module: 20000  
 Dimens. der Spannungen: 30°C: 25.6 V  
 Voc (-10°C): 42.7 V

**Wechselrichterwahl**  
 All die Wechselrichter: Sortierung der Wec: Leistung  Spannung (mz)   
 SMA: 1250 kW 500 - 820 V LF Tr 50/60 Hz Sunny Central 1250MV-11 Until 2012  
 Öffnen

Anz. Wechselrichter: 3  
 Betriebsspannung: 500-820 V  
 Globale Wechselrichterleist.: 3750 kWac  
 Anwendung von multi-M  
 Max. Eingangsspannung: 1000 V  
**Wechselrichter mit 2 MPPT**

**Felddimensionierung**  
 Anzahl Strangmodule  
 Mod. in Reihe: 20 (muss sein)  zwischen 20 und 23  
 Anz. Stränge: 1000  zwischen 750 und 1000  
 Leistungsverlust: 1.8 %  
 Verhältnis Pnenn: 1.33  
 Siehe Bestimmung

Betriebsbedingungen  
 Vmpp (60°C): 513 V  
 Vmpp (20°C): 633 V  
 Voc (-10°C): 853 V  
 Oberflächenstrahlung: 1000 W/m<sup>2</sup>  
 Impp (STC): 8077 A  
 Isc (STC): 8713 A  
 Isc (bei STC): 8640 A

die Wechselrichterleistung ist leicht unterdimensioniert

Max. Daten  STC  
 max. Arbeitsleistung zu 1000 W/m<sup>2</sup> und 50°C: 4388 kW  
**Feldnennleist. (STC): 5000 kWp**

Abbildung 75 Systemkonfiguration 5MWp in PVsystem

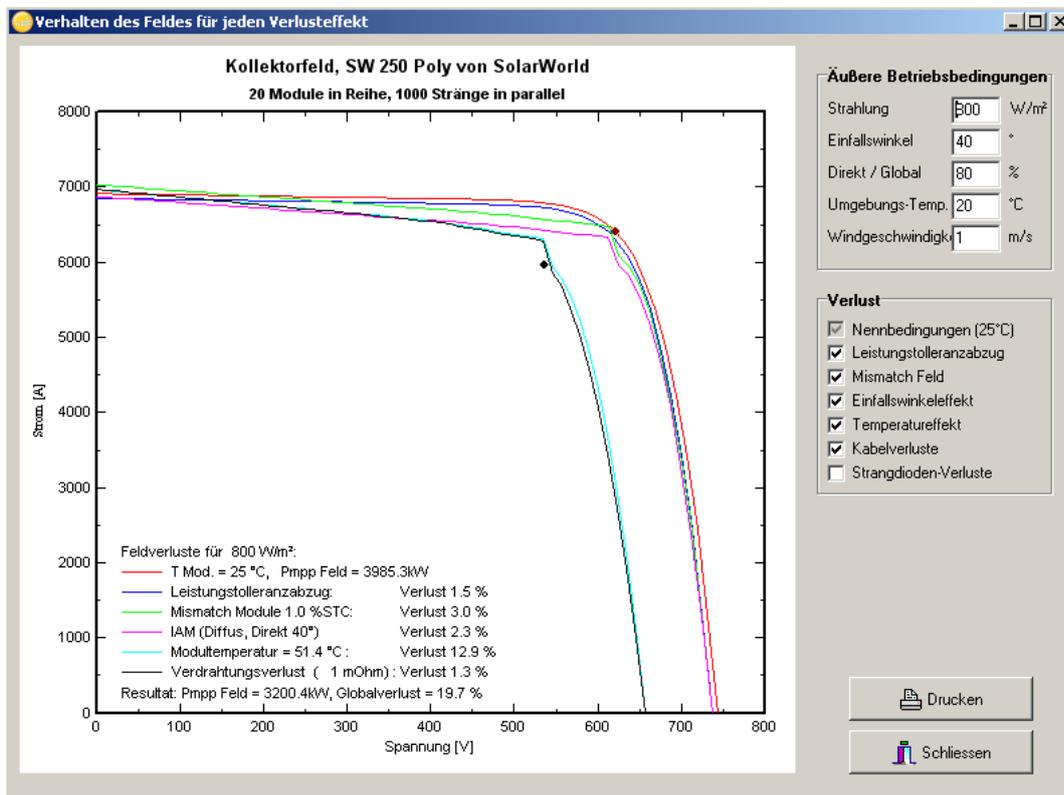


Abbildung 76 PVsystem: Feldverluste bei 5MWp

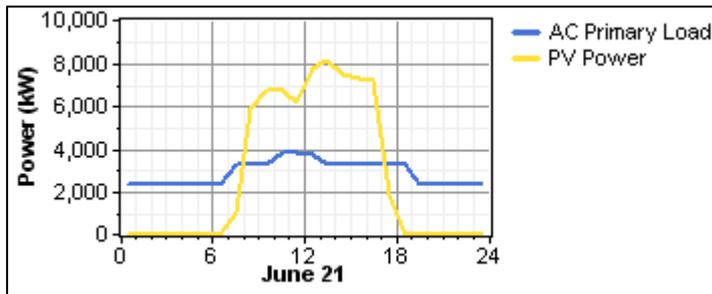


Abbildung 77 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.06. zweiachiale Nachführung 10 MWp Anlage

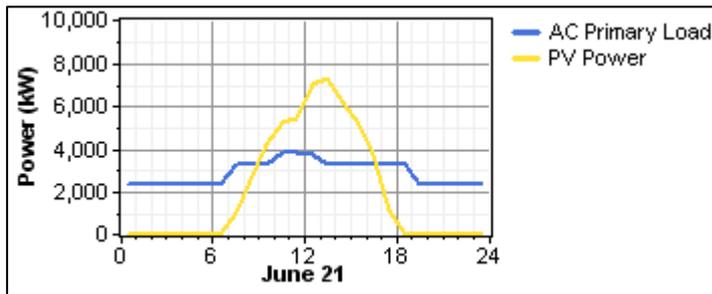


Abbildung 78 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.06. starrer 20°Neigung 10 MWp Anlage

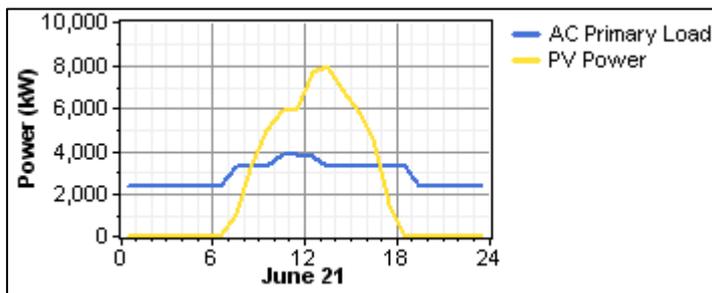


Abbildung 79 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.06. starrer 40°Neigung 10 MWp Anlage

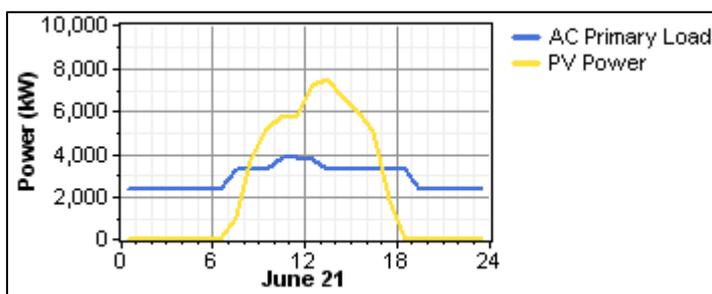


Abbildung 80 HOMER 2.68 Tagesganglinien 21.06. Azimutnachführung 10 MWp Anlage

Random Variability	Erforderliche Leistung in kW
0%	4.200
20%	5.600
50%	8.500
100%	13.800
200%	24.700

Tabelle 32 Erforderliche Generatorleistung bei Änderung der Random Variability HOMER 2.68

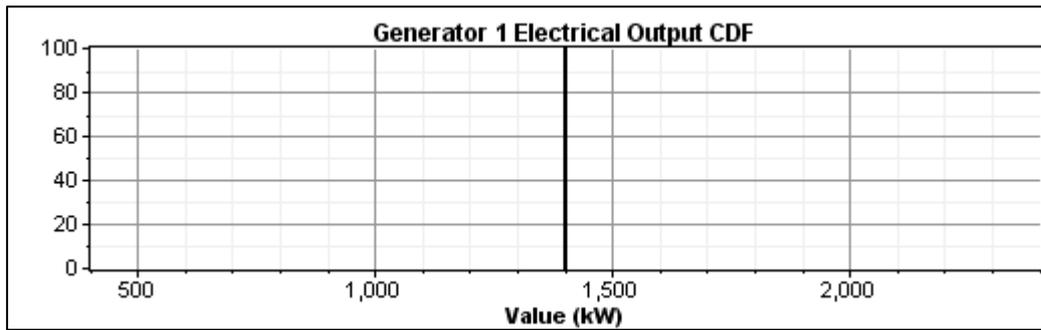


Abbildung 81 HOMER 2.68 Leistung Turbine 1 bei Einsatz von drei gleichen Turbinen

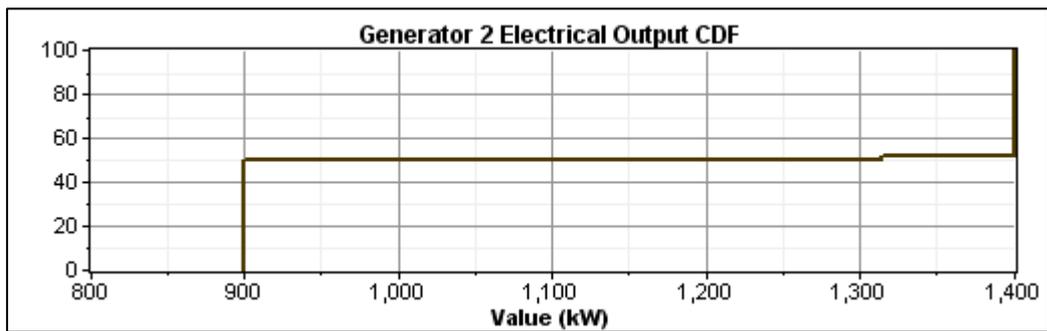


Abbildung 82 HOMER 2.68 Leistung Turbine 2 bei Einsatz von drei gleichen Turbinen

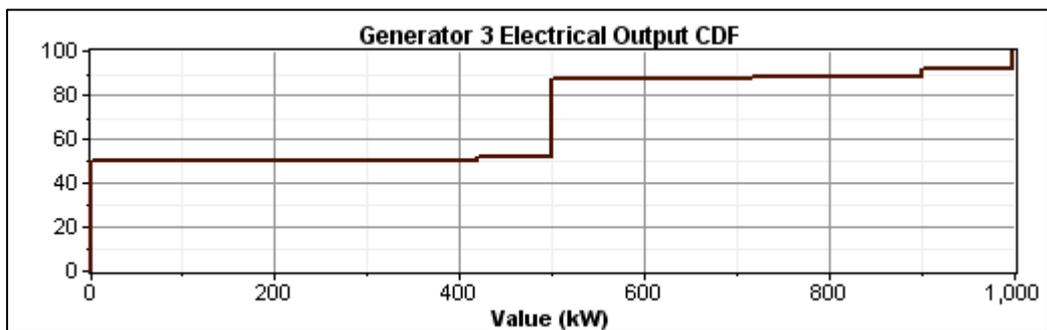


Abbildung 83 HOMER 2.68 Leistung Turbine 3 bei Einsatz von drei gleichen Turbinen

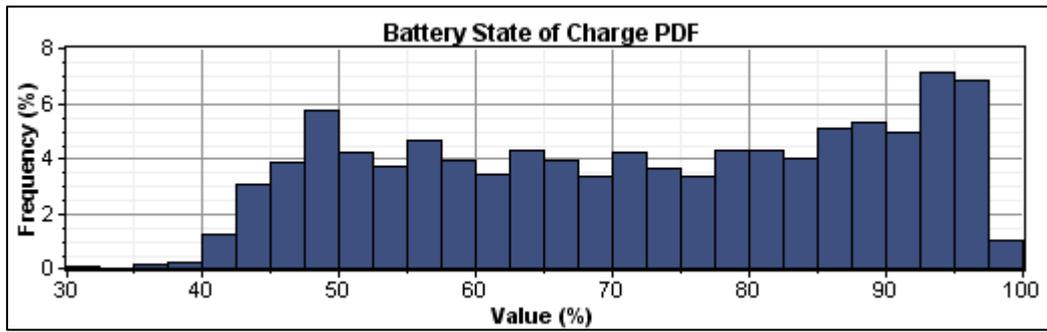


Abbildung 84 HOMER 2.68 Batterieladestatus Dimensionierung I

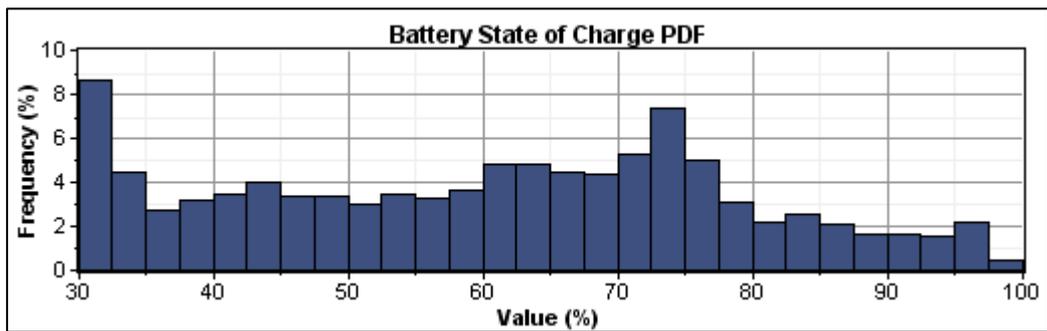


Abbildung 85 HOMER 2.68 Batterieladestatus Dimensionierung II

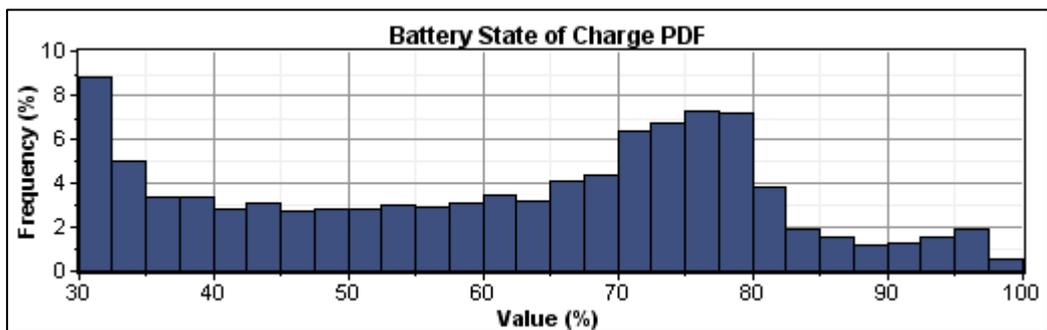


Abbildung 86 HOMER 2.68 Batterieladestatus Dimensionierung III

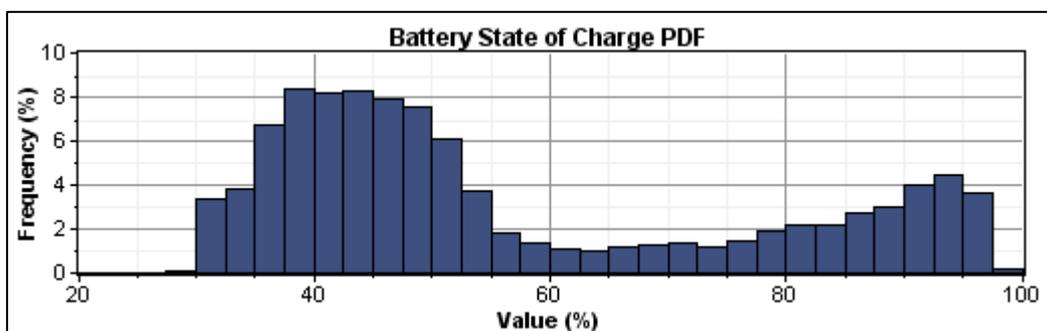


Abbildung 87 HOMER 2.68 Batterieladestatus Dimensionierung IV

Kumulierte Gesamtkosten in Mill. €				
Jahr	A	B	C	D
1	8	17	176	44
2	13	21	179	46
3	19	24	182	47
4	25	27	185	48
5	31	30	188	50
6	37	34	191	51
7	43	37	194	52
8	49	40	197	53
9	55	43	200	55
10	61	47	203	56
11	67	50	206	57
12	72	53	209	58
13	78	57	212	60
14	84	60	215	61
15	90	63	218	62

Tabelle 33 Kostenvergleich der technisch möglichen Varianten

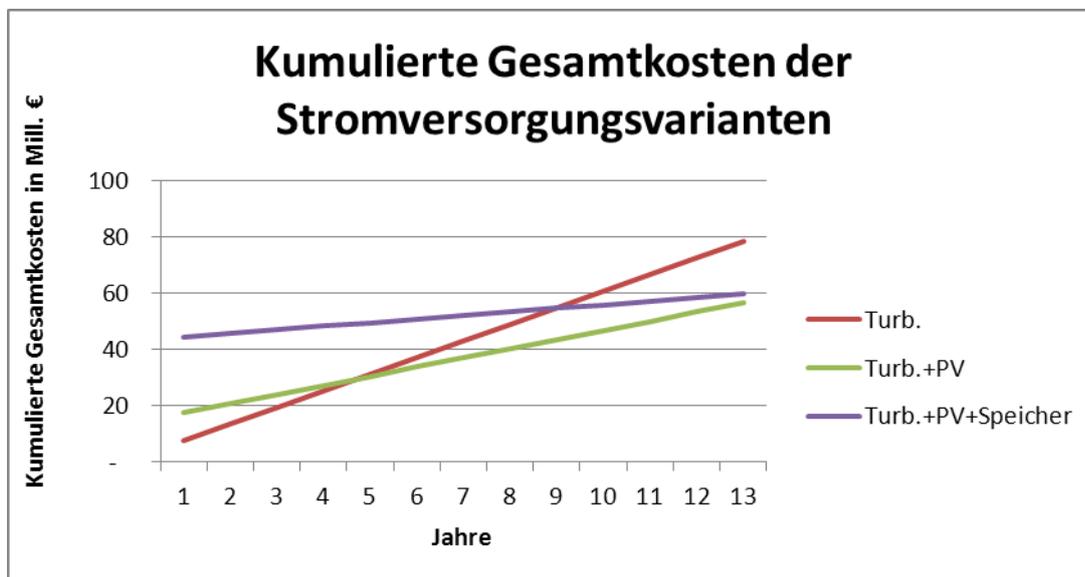


Abbildung 88 Variantenvergleich bei Betrachtung von Investitions- und Betriebskosten II