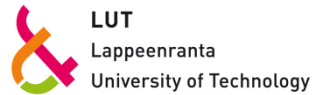




FICHTNER



THERMVOLT

Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit

Schlussbericht

01.11.2014 - 30.06.2016

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.:
- Institut für Solarforschung (DLR SF)
- Institut für Technische Thermodynamik (DLR TT)

Fichtner GmbH (Fichtner)

M+W Germany GmbH (M+W)

Lappeenranta University of Technology (LUT)
(im Unterauftrag des DLR)

Gefördert durch:

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (FKZ 0325760A-C)

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Vorhabensbezeichnung:	THERMVOLT Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit
Zuwendungsempfänger:	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.: - Institut für Solarforschung (DLR SF) - Institut für Technische Thermodynamik (DLR TT) Fichtner GmbH (Fichtner) M+W Germany GmbH (M+W)
Förderkennzeichen:	0325760A, 0325760B, 0325760C
Laufzeit des Vorhabens:	01.11.2014 - 30.06.2016
Projektträger	Projektträger Jülich (PtJ) Forschungszentrum Jülich GmbH 52425 Jülich Ansprechpartner: Klaus Prume
Projektleitung	Stefano Giuliano Pfaffenwaldring 38 – 40, 70569 Stuttgart Telefon: +49 711 6862 633, E-Mail: stefano.giuliano@dlr.de
Autoren des Berichts:	Stefano Giuliano¹, Michael Puppe¹, Heiko Schenk¹, Tobias Hirsch¹, Massimo Moser², Tobias Fichter², Jürgen Kern², Franz Trieb², Manfred Engelhard³, Stephan Hurler³, Adrian Weigand³, Dietmar Brakemeier⁴, Johannes Kretschmann⁴, Ursula Haller⁴, Roland Klingler⁴, Christian Breyer⁵, Svetlana Afanasyeva⁵ ¹ DLR - Institut für Solarforschung ² DLR - Institut für Technische Thermodynamik ³ M+W Germany GmbH ⁴ Fichtner GmbH ⁵ Lappeenranta University of Technology
Status:	31.12.2016

Gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren

INHALT	III
ABBILDUNGEN.....	V
TABELLEN	XI
SYMBOLS.....	XIII
I AUFGABENSTELLUNG UND VORHABENABLAUF.....	I
1 Aufgabenstellung	i
2 Voraussetzungen für das Vorhaben.....	ii
3 Vorhabenplanung und –ablauf	ii
4 Wissenschaftlicher und technischer Stand vor Vorhabenbeginn	ii
5 Zusammenarbeit.....	iv
II DURCHFÜHRUNG DES VORHABENS.....	1
1 Arbeitspakete und erreichte Ziele.....	1
AP 1 Anforderungen und Spezifikationen (verantwortlich: M+W).....	1
AP 2 Auslegung und Modellierung der Kraftwerke und Komponenten (verantwortlich: DLR)	12
AP 2.1 CSP Kraftwerke (verantwortlich: DLR-SF).....	13
AP 2.2 PV Kraftwerke (verantwortlich: M+W)	22
AP 2.3 Batteriespeicher (verantwortlich: M+W)	27
AP 2.4 Gasturbinenkraftwerke (verantwortlich: Fichtner)	28
AP 3 Techno-ökonomische Analyse auf Systemebene (verantwortlich: DLR)	29
AP 3.1 Konzeptauswahl für PV Kombi-Kraftwerke (verantwortlich M+W).....	29
AP 3.2 Konzeptauswahl für CSP-PV Kombi-Kraftwerke (verantwortlich: Fichtner) 29	
AP 3.3 Modellierung des Gesamtsystems (verantwortlich: DLR-TT).....	30
AP 3.4 Auswertung des Betriebsverhaltens und Jahresertragsberechnungen (verantwortlich: DLR-TT).....	40
AP 3.5 Wirtschaftliche und ökologische Analyse (verantwortlich: Fichtner).....	46
AP 4 Analyse auf Ebene einer nationalen Stromversorgung (verantwortlich: DLR- TT).....	72
AP 4.1 Modellbildung im Energiesystemmodell REMix-CEM (verantwortlich DLR- TT)	72

AP 4.2	Parameterstudie auf Ebene eines nationalen Stromversorgungssystems (verantwortlich: DLR-TT).....	82
AP 5	Analyse der Marktperspektive (verantwortlich: Fichtner)	94
2	<i>Zahlenmäßiger Nachweis</i>	95
3	<i>Notwendigkeit und Angemessenheit geleisteter Arbeit</i>	95
4	<i>Nutzung und Verwertbarkeit – Fortschreibung des Verwertungsplanes</i>	95
5	<i>Bekanntgewordener Fortschritt außerhalb des Vorhabens</i>	95
6	<i>Erfolgte und geplante Veröffentlichungen</i>	95
III	ZUSAMMENFASSUNG	97
IV	QUELLEN	101
ANLAGEN		103

Abbildungen

Abbildung 1: Gemeinsame Randbedingungen.....	2
Abbildung 2: Die Standorte Quarzazate, Marokko (MOR) und Taiba, Saudi Arabien (KSA)	3
Abbildung 3: Gegenüberstellung der verwendeten skalierten nationalen Lastprofile für Marokko (MOR) und Saudi Arabien (KSA)	5
Abbildung 4: Gegenüberstellung der verwendeten skalierten nationalen Lastprofile für Marokko und Saudi Arabien (Winterwoche)	5
Abbildung 5: Gegenüberstellung der verwendeten skalierten nationalen Lastprofile für Marokko und Saudi Arabien (Sommerwoche).....	5
Abbildung 6: Gegenüberstellung der verwendeten „typischen Tagen“ für Marokko und Saudi Arabien	6
Abbildung 7: Anlagenschema der CSP Parabolrinnenkraftwerke	7
Abbildung 8: Anlagenschema der CSP Solarturmkraftwerke mit Salzschnmelze.....	8
Abbildung 9: Beispiele für Komponenten der Photovoltaikkraftwerke	9
Abbildung 10: Anlagenschema der PV-Batterie-GT-Kombikraftwerke	10
Abbildung 11: Schnittstellen zwischen Simulationsmodellen in THERMVOLT	12
Abbildung 12: Solar Only - Grundsätzlicher Betriebsmodus am Beispiel Salzturmkraftwerk.....	13
Abbildung 13: Hybridbetrieb - Grundsätzlicher Betriebsmodus am Beispiel Salzturmkraftwerk.....	14
Abbildung 14: Lastkurve für CSP Kraftwerke in AP2.1	14
Abbildung 15: Auswahl dreier typischer Betriebstage im März mit dem Thermölsystem – thermische Leistung	16
Abbildung 16: Auswahl dreier typischer Betriebstage im März mit dem Thermölsystem - elektrische Leistung.....	17
Abbildung 17: Ergebnis für das Heliostatenfeld für das Turmkraftwerk (Norden= nach rechts).....	19
Abbildung 18: Beispiel für einen typischen sonnigen Tag (#30 des Jahres)	20
Abbildung 19: Beispiel für einen teilweise bewölkten Tag (# 9 des Jahres).....	21
Abbildung 20: Ausschnitt der PV-Feldplanung, fest aufgeständert	22
Abbildung 21: überschlägige Ermittlung der Verluste durch Überdimensionierung (PV)	23
Abbildung 22: Draufsicht eines MS-Subsystems, fest aufgeständert.....	23

Abbildung 23: Schrägansicht des PV-Systems, fest aufgeständert.....	24
Abbildung 24: typische Tagesproduktionskurven PV, fest aufgeständert und nachgeführt.....	24
Abbildung 25: Simulationsergebnisse PV Quarzazate, nachgeführt und fest aufgeständert.....	25
Abbildung 26: Simulationsergebnisse PV Taiba, nachgeführt und fest aufgeständert	26
Abbildung 27: Aufstellungsbeispiel von Batteriespeicherlösungen am PV Inverter Standort	27
Abbildung 28: Benutzeroberfläche von INSEL (Beispiel mit CSP Turmkraftwerk).....	31
Abbildung 29: Validierungsergebnisse – Abhängigkeit der Modellgenauigkeit in Abhängigkeit des Energieertrages (PT-OIL Referenzkonfiguration, Tagesanalyse)	33
Abbildung 30: Gegenüberstellung des stündlichen Solarfeldertrages und des Speicherfüll-standes (PT-OIL, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Winterwoche	33
Abbildung 31: Validierungsergebnisse – Abhängigkeit der Modellgenauigkeit in Abhängigkeit des Energieertrages (CR-SALT Referenzkonfiguration, Tagesanalyse)	34
Abbildung 32: Gegenüberstellung des stündlichen Solarfeldertrages und des Speicherfüll-standes (CR-SALT, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Winterwoche	35
Abbildung 33: Gegenüberstellung der stündlichen Solarstrahlung auf dem geneigten Kollektor und des Solarfeldertrages (PV-fix, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Winterwoche	36
Abbildung 34: Gegenüberstellung der stündlichen Solarstrahlung auf dem geneigten Kollektor und des Solarfeldertrages (PV-fix, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Sommerwoche	36
Abbildung 35: Gegenüberstellung des PV-Solarfeldertrages und des Batteriefüllstandes (PV-nachgeführt, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Winterwoche	37
Abbildung 36: Gegenüberstellung des PV-Solarfeldertrages und des Batteriefüllstandes (PV-nachgeführt, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Sommerwoche.....	37
<i>Abbildung 37: Screenshot eines CSP-PV Modells in INSEL (Parabolrinne, Salz)</i>	<i>39</i>
<i>Abbildung 38: Screenshot eines PV-Batterie-gasturbinen Kraftwerks in INSEL</i>	<i>40</i>
Abbildung 39: Beispielhafter Optimierungsvorgang in INSEL – MOR Run 22	42
Abbildung 40: Stundenwerte der Stromproduktion – MOR Run 29, typische Winterwoche.....	43
Abbildung 41: Stundenwerte der Stromproduktion – MOR Run 29, typische Sommerwoche.....	44

Abbildung 42 – Stundenwerte der Stromproduktion – MOR Run 23, typische Winterwoche.....	45
Abbildung 43: Stundenwerte der Stromproduktion – MOR Run 23, typische Sommerwoche.....	45
Abbildung 44: vorläufige LCOE als Funktion der CO ₂ -Emissionen – MOR, Run 12.....	46
Abbildung 45: Visualisierung der projizierten globalen installierten Kapazität von PV und CSP in linearer (links) und logarithmischer (rechts) Skalierung.....	48
Abbildung 46: Vergleich der der Capex Projektionen in diesem Forschungsprojekt mit denen von Saudi Aramco basierend auf den base case Annahmen für Solarturm, fest aufgeständerte PV-Kraftwerke und Batteriesysteme in Kraftwerksmaßstab für den Zeitraum von heute bis Mitte der 2020er Jahre.....	50
Abbildung 47: Überblick des automatisierten Rechnungs- und Auswertungsverfahrens mit INSEL und Python	51
Abbildung 48: Beispielhafte Darstellung der Ergebnisse aus dem Excel-tool für die finanziellen Berechnungen für den Fall 2015, Baseload, base-Kostenannahmen und ein Limit von 40 g/kWh CO ₂ -Emissionen (unten) bzw. ohne Emissionslimit (oben). Die Variante CP4 (CSP-PV, fix montierte Module) erreicht die niedrigsten LCOE.	53
Abbildung 49: Beispielhafte Darstellung der Ergebnisse einer Anlage. Aus den einzelnen Punkten wird eine Minimalkurve der LCOE über die CO ₂ Emissionen erstellt.	54
Abbildung 50: Spezifische Rohrleitungskosten für Multitower Systeme anhand der Receiverleistung. Rechts: Einfache Feldkonfigurationen zur Bestimmung der Leitungslängen.	55
Abbildung 51: Übersicht der relevanten Konfigurationen, deren Ergebnisse in diesem Abschnitt dargestellt sind	56
Abbildung 52: Spezifische LCOE und CO ₂ -Emissionen der PV-Varianten im Fall Marokko, 2015, Typical day Lastszenario	57
Abbildung 53 Spezifische LCOE und CO ₂ -Emissionen der CSP und CSP-PV Varianten im Fall Marokko, 2015, Typical day Lastszenario.....	58
Abbildung 54: Spezifische LCOE und CO ₂ -Emissionen aller Anlagenvarianten im Fall Marokko, 2015, Typical day Lastszenario	58
Abbildung 55: Spezifische LCOE und CO ₂ -Emissionen aller Anlagenvarianten im Fall Saudi-Arabien, 2030, Baseload Lastszenario.....	59
Abbildung 56: LCOE und CO ₂ -Emissionen mit einem GuD-Kraftwerk	60
Abbildung 57: Marokko, 2015, Baseload, Referenz GuD: 9,93 ct/kWh @ 590 gCO ₂ /kWh.....	62
Abbildung 58: Marokko, 2020, Baseload	62
Abbildung 59: Marokko, 2030, Baseload, Referenz GuD: 15,11 ct/kWh @ 579 gCO ₂ /kWh.....	62

Abbildung 60: Marokko, 2015, Typical Day, Referenz GuD: 12,35 ct/kWh @ 638 gCO ₂ /kWh.....	63
Abbildung 61: Marokko, 2020, Typical Day	63
Abbildung 62: Marokko, 2030, Typical Day, Referenz GuD: 17,78 ct/kWh @ 626 gCO ₂ /kWh.....	63
Abbildung 63: Saudi-Arabien, 2015, Baseload, Ref. GuD: 13,08 ct/kWh @ 425 gCO ₂ /kWh.....	64
Abbildung 64: Saudi-Arabien, 2020, Baseload.....	64
Abbildung 65: Saudi-Arabien, 2030, Baseload, Ref. GuD: 13,66 ct/kWh @ 417 gCO ₂ /kWh.....	64
Abbildung 66: Saudi-Arabien, 2015, Typical Day, Ref. GuD: 13,74 ct/kWh @ 433 gCO ₂ /kWh.....	65
Abbildung 67: Saudi-Arabien, 2020, Typical Day	65
Abbildung 68: Saudi-Arabien, 2030, Typical Day, Ref. GuD: 14,28 ct/kWh @ 425 gCO ₂ /kWh.....	65
Abbildung 69: Marokko, 2030, Baseload, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV und Batterie variiert)	66
Abbildung 70: Marokko, 2030, Typical Day, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV und Batterie variiert)	67
Abbildung 71: Marokko, 2030, Typical Day, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV base, Batterie variiert)	68
Abbildung 72: Saudi Arabien, 2030, Baseload, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV und Batterie variiert)	68
Abbildung 73: Saudi Arabien, 2030, Typical Day, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV und Batterie variiert)	69
Abbildung 74: Heatmap für Marokko, Jahr 2030, Lastfall „Typical Day“ und maximal 40gCO ₂ /kWh.....	69
Abbildung 75: Überblick Stromerzeugungs- und Speichertechnologien in REMix-CEM	73
Abbildung 76: Vergleich Modellierungsansätze KPRO und REMix-CEM für nicht-lineare Zusammenhänge exemplarisch am Teillastverhalten einer Gasturbine	74
Abbildung 77: Vergleich Modellierung Einfluss Außentemperatur mittels KAPRO (nichtlinearer Ansatz) und REMix-CEM (piecewise linear Ansatz)	74
Abbildung 78: Netto Stromerzeugung 50 MW Gasturbine in verschiedenen Lastfällen und bei unterschiedlichen Temperaturniveaus modelliert mit REMix- CEM (Annahme: atmosphärischer Druck konstant bei 844 mbar).....	76
Abbildung 79: Ansatz Modellierung solarthermische Kraftwerke in REMix-CEM.....	78
Abbildung 80: Beispielhafter Dispatch eines 100 MW Solarturmkraftwerks mit 6h Speicher und Zusammenspiel der innerhalb von REMix-CEM individuell modellierten Hauptkomponenten Solarfeld, thermischer Speicher, Back- Up System und Dampfturbine.	78

Abbildung 81: Validierung des Modellierungsansatzes für solarthermische Kraftwerke.....	79
Abbildung 82: Ansatz für die Modellierung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien in REMix-CEM	81
Abbildung 83: Vergleich des Dispatches eines PV-Batterie-Systems an einem Frühlingstag modelliert mit INSEL und REMix-CEM	82
Abbildung 84: Installierte Bruttoleistung (links) und Anteile an der jährlichen Stromproduktion aggregiert nach Technologie für die jeweiligen Parametervariationen („Lastkurve Marokko - 60% EE“).....	85
Abbildung 85: Ersetzte Kraftwerks- und Speicherkapazität im Modelllauf „HIGH Lilon X“ gegenüber Modelllauf „BASE“ („Lastkurve Marokko 60% EE“)	85
Abbildung 86: Vergleich Systemdispatch zwischen Modelllauf „BASE“ und „HIGH-Lilon“ („Lastkurve Marokko - 60% EE“)	86
Abbildung 87: Vergleich durchschnittlicher Versorgungskosten des Gesamtsystems („Lastkurve Marokko - 60% EE“).....	87
Abbildung 88: Vergleich installierter Leistung in den Modelllauf „BASE“ und „HIGH Lilon X“ (links) und der spezifischen Versorgungskosten (rechts). Im Modelllauf „HIGH Lilon X recalculated“ wurde das Versorgungssystem des Modelllaufs „HIGH Lilon“ dem Energiesystemmodell fix vorgeben, allerdings mit Kostenparametern des Modelllaufs „BASE“ parametrisiert.	87
Abbildung 89: Installierte Bruttoleistung (links) und Anteile an der jährlichen Stromproduktion aggregiert nach Technologie in Fallstudie („Lastkurve Marokko - 80% EE“) für die jeweiligen Parametervariationen.....	88
Abbildung 90: Vergleich durchschnittlicher Versorgungskosten des Gesamtsystems („Lastkurve Marokko - 80% EE“).....	88
Abbildung 91: Installierte Bruttoleistung (links) und Anteile an der jährlichen Stromproduktion aggregiert nach Technologie in Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“ für die jeweiligen Parametervariationen.	89
Abbildung 92: Monatliche Stromproduktion im Modelllauf „BASE“ der Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“)	89
Abbildung 93: Vergleich durchschnittlicher Versorgungskosten des Gesamtsystems („Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“).....	90
Abbildung 94: Installierte Bruttoleistung (links) und Anteile an der jährlichen Stromproduktion aggregiert nach Technologie in Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“ für die jeweiligen Parametervariationen.	90
Abbildung 95: Vergleich durchschnittlicher Versorgungskosten des Gesamtsystems („Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“).....	91
Abbildung 96: Ersetzte Kraftwerksleistung im Modelllauf „HIGH Lilon“ in der Fallstudie („Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“ gegenüber dem gleichen Modelllauf in der Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“	92
Abbildung 97: Marokko, 2015, Baseload, Referenz GuD: 9,93 ct/kWh @ 590 gCO ₂ /kWh.....	105
Abbildung 98: Marokko, 2020, Baseload	105

Abbildung 99: Marokko, 2030, Baseload, Referenz GuD: 15,11 ct/kWh @ 579 gCO ₂ /kWh.....	105
Abbildung 100: Marokko, 2015, Typical Day, Referenz GuD: 12,35 ct/kWh @ 638 gCO ₂ /kWh.....	106
Abbildung 101: Marokko, 2020, Typical Day.....	106
Abbildung 102: Marokko, 2030, Typical Day, Referenz GuD: 17,78 ct/kWh @ 626 gCO ₂ /kWh.....	106
Abbildung 103: Saudi-Arabien, 2015, Baseload, Ref. GuD: 13,08 ct/kWh @ 425 gCO ₂ /kWh.....	107
Abbildung 104: Saudi-Arabien, 2020, Baseload.....	107
Abbildung 105: Saudi-Arabien, 2030, Baseload, Ref. GuD: 13,66 ct/kWh @ 417 gCO ₂ /kWh.....	107
Abbildung 106: Saudi-Arabien, 2015, Typical Day, Ref. GuD: 13,74 ct/kWh @ 433 gCO ₂ /kWh.....	108
Abbildung 107: Saudi-Arabien, 2020, Typical Day.....	108
Abbildung 108: Saudi-Arabien, 2030, Typical Day, Ref. GuD: 14,28 ct/kWh @ 425 gCO ₂ /kWh.....	108

Tabellen

Tabelle 1: Arbeitspakete – Gliederung und Verantwortlichkeiten	ii
Tabelle 2: Zusammenfassung der Spezifikationen der Standorte MOR und KSA	3
Tabelle 3: Zusammenfassung der Spezifikationen für die CSP Parabolrinnenkraftwerke	7
Tabelle 4: Zusammenfassung der Spezifikationen für die CSP Solarturmkraftwerke	8
Tabelle 5: Zusammenfassung der Spezifikationen für die PV Kraftwerke	9
Tabelle 6: Zusammenfassung der Spezifikationen für die Batteriespeicher	10
Tabelle 7: Zusammenfassung der Spezifikationen für die Gasturbinen Kraftwerke	11
Tabelle 8: Zusammenfassung der Spezifikationen für die Gas- und Dampfturbinenturbinen Kraftwerke mit 50MW _{el}	11
Tabelle 9: Zusammenfassung der Spezifikationen für die Motorenkraftwerke	11
Tabelle 10: Spezifikationen für die Parabolrinnensysteme im Design Point	15
Tabelle 11: Ergebnisse der Jahresertragsberechnungen für Rinnensysteme	18
Tabelle 12: Spezifikationen für das Turmsystem im Auslegungszeitpunkt	19
Tabelle 13: Ergebnisse der Jahresertragsberechnungen für Turmsysteme	21
Tabelle 14: Ergebnisse für das PV System	26
<i>Tabelle 15: Übersicht der Konzepte</i>	<i>30</i>
<i>Tabelle 16: Validierungsergebnisse – Vergleich der PT-OIL Referenzkonfiguration</i>	<i>33</i>
<i>Tabelle 17: Validierungsergebnisse – Vergleich der CR-SALT Referenzkonfiguration</i>	<i>34</i>
<i>Tabelle 18: Ergebnisse der Validierung - Gasturbine</i>	<i>38</i>
<i>Tabelle 19: Ergebnisse der Validierung - GuD</i>	<i>38</i>
<i>Tabelle 20: Ergebnisse der Validierung - Motoren</i>	<i>38</i>
<i>Tabelle 21: Überblick über die in INSEL gerechneten Konfigurationen (Gleiches gilt für Saudi Arabien)</i>	<i>42</i>
<i>Tabelle 22: Vorhersagen der globalen installierten Kapazität von PV und CSP nach jeweiligen Studien</i>	<i>47</i>
<i>Tabelle 23: Lernraten, Verdopplungen und Capex von CSP, PV und Batterien in den drei Marktszenarien</i>	<i>49</i>
<i>Tabelle 24: Aufgliederung der Solarturm Capex in die Hauptkostenkomponenten</i>	<i>49</i>
<i>Tabelle 25: Aufgliederung der Parabolrinnen Capex in die Hauptkostenkomponenten</i>	<i>50</i>
Tabelle 26: Validierung für: 100% Last, 28°C Außentemperatur, 844 mbar	75
Tabelle 27: Validierung für: 75% Last, 28°C Außentemperatur, 844 mbar	75

Tabelle 28: Validierung für: 50% Last, 28°C Außentemperatur, 844 mbar	76
Tabelle 29: Netto Stromerzeugung und netto Wirkungsgrad in verschiedenen Lastfällen und bei unterschiedlichen Temperaturniveaus modelliert mit REMix- CEM (Annahme: atmosphärischer Druck konstant bei 844 mbar).....	77
Tabelle 30: Vergleich Performance Parabolic Trough - Oil (100 MW, SM 2.1, TES 8h) im Modell INSEL und REMix-CEM	79
Tabelle 31: Vergleich Performance Parabolic Trough - Molten Salt (100 MW, SM 2.55, TES 12h) im Modell INSEL und REMix-CEM.....	80
Tabelle 32: Vergleich Performance Solar Tower - Molten Salt (112 MW, SM 2, TES 8h) im Modell INSEL und REMix-CEM	80
Tabelle 33: Vergleich Nettostromerzeugung PV und Lithium-Ionen Batterien (PV 155 MW _p , Batterie 71 MW, 500 MWh Speicher,) im Model INSEL und REMix-CEM.....	81
Tabelle 34: Grundlegendes Modelsetup für Modellierung einer nationalen Energieversorgung	83
Tabelle 35: Kennzahlen der Fallstudien	83
Tabelle 36: Überblick Parametervariationen innerhalb der Fallstudien	84

Symbole

Abkürzungen

Die verwendeten Abkürzungen wurden im Text erläutert.

Formelzeichen

Die verwendeten Formelzeichen wurden im Text erläutert.

Indizes

Die verwendeten Indizes wurden im Text erläutert.

I Aufgabenstellung und Vorhabenablauf

1 Aufgabenstellung

Solarthermische Kraftwerke (CSP) ermöglichen durch die Integration von thermischen Speichern und/ oder einer fossilen Hybridisierung eine von der fluktuierenden Sonnenstrahlung entkoppelte und somit bedarfsgerechte Stromerzeugung sowie eine Grundlastfähigkeit des Kraftwerkes.

Die Photovoltaik (PV) konnte in den letzten Jahren ihre Stromgestehungskosten deutlich senken. Allerdings ist die Stromerzeugung aus PV abhängig von der fluktuierenden Verfügbarkeit der Solarstrahlung und kann dadurch nur zu sehr geringem Maße zur Versorgungssicherheit eines Energiesystems beitragen. Für fluktuierende Stromerzeugungstechnologien wie PV oder Windkraft müssen flexible Reservekapazitäten vorgehalten werden, um jederzeit einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Aktuelle Studien zeigen, dass bei einem größeren Anteil an fluktuierend erzeugtem Strom die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet werden kann und daher der Anteil an erneuerbarem Strom aus fluktuierenden Erzeugungstechnologien begrenzt werden muss, wenn nicht im ausreichendem Maße Speicher- und flexible Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden.

Grundsätzlich können photovoltaische Kombi-Kraftwerke bzw. virtuelle Kraftwerke hinsichtlich einer bedarfsgerechten Einspeisung und Erbringung von Systemdienstleistungen die gleiche Funktionalität ermöglichen wie solarthermische Kraftwerke. Die PV Kombi-Kraftwerke haben einen Batteriespeicher und einen fossilen Backup (Gasturbine) und werden im Verbund miteinander betrieben. Beim ausschließlichen Vergleich der Erzeugungskosten von CSP und PV ist letztere deutlich im Vorteil. Bezieht man jedoch die Speicher bzw. Backup-Kosten mit ein, um die Erzeugungskosten bei gleicher Systemdienstleistung zu vergleichen, ist je nach Speichertechnologie und -kosten die Antwort nicht einfach möglich. Die Frage stellt sich, zu welchen Kosten und mit welchen CO₂-Emissionen ist heute und zukünftig zu rechnen bei gleicher Systemdienstleistung?

Neben dem Vergleich von CSP und PV, um Strom aus solarer Energie zu gewinnen, wird derzeit vermehrt die Kombination aus beiden vorgeschlagen: CSP-PV Kombi-Kraftwerke. Ob diese Kombination besonders vorteilhaft ist, wurde bisher nicht wissenschaftlich vertieft untersucht und ist Bestandteil des Vorhabens.

Übergeordnetes Ziel des Vorhabens ist ein systemtechnischer, wirtschaftlicher und ökologischer Vergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kombi-Kraftwerken im Kraftwerksmaßstab sowie dessen Kombinationen. Ergebnisse des Projektes sollen systemtechnische und wirtschaftliche Ergebnisse und Vergleiche sowie Konzepte sein, wie man aus Sonnenenergie über solarthermische Kraftwerke oder photovoltaische Kombi-Kraftwerke und dessen Kombinationen kostengünstigen und jederzeit verfügbaren, regelbaren Strom erzeugen kann.

2 Voraussetzungen für das Vorhaben

Das Projektziel entspricht den förderpolitischen Vorgaben des 6. Energieforschungsprogramms, Abschnitt 3.5: „Solarthermische Kraftwerke“, sowie 3.7 „Integration erneuerbarer Energien und regenerative Energieversorgungssysteme“.

3 Vorhabenplanung und –ablauf

Ausgehend vom Stand der Technik erarbeiten alle Partner gemeinsam die Anforderungen und Spezifikationen (AP1). In AP2 werden die einzelnen Kraftwerks-Untersysteme ausgelegt, optimiert und modelliert. Darauf aufbauend werden in AP3 die Konzepte für die Gesamtsysteme für a) solarthermische Kraftwerke (inkl. thermischem Speicher & fossiler Zufeuerung), b) PV Kombi-Kraftwerke (inkl. Batteriespeicher & fossiler Backup) und c) CSP-PV Kombi-Kraftwerke definiert und in einer gemeinsamen Simulationsumgebung modelliert, Jahresertragsberechnungen durchgeführt und das Betriebsverhalten ausgewertet. Anschließend folgt eine wirtschaftliche und ökologische Analyse. In AP 4 wird eine länderspezifische Analyse einer Versorgung mit hohen Anteilen Erneuerbaren Energien anhand zweier Beispielländer im Energiesystemmodell REMix durchgeführt und dabei die Konkurrenzfähigkeit von solarthermischen Kraftwerken, PV und Batteriespeichern untersucht. In AP5 werden die Marktpotenziale von PV Kombi-Kraftwerken und CSP Kraftwerken bzw. deren Kombinationen abgeschätzt.

	Verantwortlich	Beteiligte
AP 1 Anforderungen und Spezifikationen	M+W	DLR, Fichtner
AP 2 Auslegung und Modellierung der Kraftwerke und Komponenten	DLR	Fichtner
AP 2.1 CSP Kraftwerke	DLR	LUT
AP 2.2 PV Kraftwerke	M+W	LUT
AP 2.3 Batteriespeicher	M+W	
AP 2.4 Gasturbinenkraftwerke	Fichtner	
AP 3 Techno-ökonomische Analyse auf Systemebene	DLR	LUT
AP 3.1 Konzeptauswahl für PV Kombi-Kraftwerke	M+W	DLR, M+W
AP 3.2 Konzeptauswahl für CSP-PV Kombi-Kraftwerke	Fichtner	Fichtner
AP 3.3 Modellierung des Gesamtsystems	DLR	Fichtner
AP 3.4 Auswertung des Betriebsverhaltens und Jahresertragsberechnungen	DLR	Fichtner
AP 3.5 Wirtschaftliche und ökologische Analyse	Fichtner	DLR, M+W, LUT
AP 4 Länderspezifische Analyse einer Vollversorgung anhand eines Beispiellandes	DLR	
AP 4.1 Modellbildung in REMix	DLR	
AP 4.2 Parameterstudie	DLR	
AP 5 Analyse der Marktperspektive	Fichtner	DLR, M+W, LUT

Tabelle 1: Arbeitspakete – Gliederung und Verantwortlichkeiten

4 Wissenschaftlicher und technischer Stand vor Vorhabenbeginn

Solarthermische Kraftwerke ermöglichen durch die Integration von thermischen Speichern und/ oder einer fossilen Hybridisierung eine von der fluktuierenden Sonnenstrahlung entkoppelte und somit bedarfsgerechte Stromerzeugung sowie eine Grundlastfähigkeit des Kraftwerkes. Daher gelten sie als die flexiblen Grundlastkraftwerke der erneuerbaren Energien. Für solarthermische Kraftwerke werden keine Reservekapazitäten im Stromverbundsystem benötigt, wie dies beispielsweise beim Betrieb von Anlagen mit fluktuierender Stromerzeugung (PV, Wind) der Fall ist. Nur wenige Technologien unter den

Erneuerbaren Energien bieten diese Möglichkeit, weshalb den solarthermischen Kraftwerken ein entscheidender Anteil an der zukünftigen globalen Stromerzeugung zugesprochen wird.

Die Photovoltaik hat in den letzten Jahren ihre Stromgestehungskosten deutlich gesenkt und ist insbesondere in den USA derzeit sehr erfolgreich. Dies liegt unter anderem daran, dass der US Markt aufgrund der Parallelität von Sonneneinstrahlung und Spitzenlast momentan Solarenergie in den Abendstunden nur einen geringen Wert beibringt. Zudem ist aufgrund der relativ konstanten jährlichen Stromnachfrage derzeit genügend gesicherte Back-up Kapazität vorhanden, welche die volatile Einspeisung aus fluktuierenden Stromerzeugungstechnologien ausgleichen kann, weshalb regelbare solarthermische Kraftwerke derzeit in den USA kaum zum Zuge kommen. Dies wird sich allerdings zwangsläufig bei einem größeren Anteil fluktuierend erzeugtem Strom ändern, da sich dadurch die Wertigkeit des produzierten Stroms an der residualen Systemnachfrage orientieren wird und vermehrt Systemdienstleistungen für einen sicheren Betrieb des Versorgungssystems benötigt werden. Werden nicht ausreichend flexible Speicher- und Erzeugungstechnologien bereitgestellt, wird der Ausbau von fluktuierenden Erneuerbaren Energien, wie PV, an eine technisch machbare Grenze stoßen. Nach einer Studie von NREL [1] liegt diese Grenze in den USA bei einem Anteil von ca. 20-25% der fluktuierenden Erzeugungstechnologien an der Gesamterzeugung. Eine äußerst dynamische PV Marktentwicklung wird für die kommenden Jahre für die Region Nordafrika und Mittlerer Osten erwartet [2].

Grundsätzlich können photovoltaische Kombi-Kraftwerke bzw. virtuelle Kraftwerke hinsichtlich einer bedarfsgerechten Einspeisung und Erbringung von Systemdienstleistungen die gleiche Funktionalität erbringen wie solarthermische Kraftwerke. Auf dem Markt sind bereits erste PV-Inselsysteme mit Batteriespeicher und Dieselgenerator verfügbar [3], [4]. Beim ausschließlichen Vergleich der Erzeugungskosten von CSP-Kraftwerken und PV-Kraftwerken ist die PV im Vorteil. Bezieht man jedoch die Speicher bzw. Backup-Kosten zur Netzhaltung in die Kalkulation ein, ist je nach Speichertechnologie und -kosten die Antwort nicht einfach möglich [5], [6], [7]. Eine weitere wichtige Fragestellung ergibt sich aus der Kombination von CSP und PV in einem gemeinsamen Kraftwerksprojekt. Beispielsweise kann der Eigenbedarf eines CSP Kraftwerkes tagsüber wenn das Solarfeld betrieben wird und besonders hoch ist über PV gedeckt werden oder in einem CSP-Kombikraftwerk die Einbindung dahingehend optimiert werden, dass tagsüber die Anlage rein solar betrieben wird und die fehlende „fossile“ Kapazität durch PV kompensiert wird. Inzwischen wurden mehrere derartiger Konzepte vorgestellt und bereits für konkrete Projekte geplant. Bei CSP-PV-Kombikraftwerken werden die grundsätzlichen Vorteile sowohl von CSP- wie auch PV-Kraftwerken genutzt, um die Nachteile der jeweils anderen Technologie zu reduzieren. Konkret senken die niedrigeren Stromgestehungskosten von PV diejenigen des gesamten Kombikraftwerks, wobei die Speicherfunktionalität und gesicherte Kapazitätsverfügbarkeit von CSP die technische Funktionalität des CSP-PV-Kombikraftwerks erweitert [4]. Die Frage stellt sich, zu welchen Kosten und mit welchen CO₂-Emissionen ist heute und zukünftig zu rechnen? Hierzu sind den Antragstellern keine ganzheitlichen und fundierten Ergebnisse bekannt, welche die aktuelle (2015) und mittelfristige (2030) Situation abdecken.

- [1] Denholm P. and Mehos M., 2011. Enabling Greater Penetration of Solar Power via the Use of CSP with Thermal Energy Storage, Technical Report, NREL/TP-6A20-52978
- [2] Burger S., 2013. Middle East and North Africa Solar Market Outlook, 2013 – 2017: A New Energy Era for the World's Oil Giants, GTM Research and Emirates Solar Industry Association, Boston and Abu Dhabi
- [3] IRENA 2012, Electricity Storage and Renewables for Island Power: A Guide for Decision Makers
- [4] Werner C. and Breyer Ch., 2012. Analysis of Mini-Grid Installations: An Overview on System Configurations, 6th European Conference on PV-Hybrids and Mini-Grids, Chambéry, April 26-27
- [5] Breyer Ch., 2012. Economics of Hybrid Photovoltaic Power Plants, Dissertation, Faculty of Electrical Engineering and Computer Science, University of Kassel
- [6] Breyer Ch., 2012. Economics of Hybrid Photovoltaic Power Plants, 27th EU PVSEC, Frankfurt, September 24-28
- [7] Breyer Ch., Blechinger P., Hlusiak M., 2012. CO₂ Reduction Benefits and Costs Induced by PV Systems, 27th EU PVSEC, Frankfurt, September 24-28

5 Zusammenarbeit

Im Verbundprojekt arbeiten die Partner gemäß ihrer Qualifikation zielführend zusammen. Die arbeitsteilige Zusammenarbeit ist aus dem Arbeitsprogramm ersichtlich (siehe Tabelle 1). Damit wird die Expertise eines jeden Projektpartners bestmöglich genutzt, um die Projektzielstellung zu erreichen. Als Projektkoordinator tritt das DLR auf, mit den Verbundpartnern M+W und Fichtner. Im Unterauftrag des DLR ist die LUT (Lappeenranta University of Technology).

II Durchführung des Vorhabens

1 Arbeitspakete und erreichte Ziele

AP 1 Anforderungen und Spezifikationen (verantwortlich: M+W)

Im Arbeitspaket 1 wurden die relevanten Systeme zur Stromerzeugung aus Sonnenenergie identifiziert und mit Kennzahlen beschrieben. Die Auswahl erfolgte nach Kriterien wie zum Beispiel dem Stand der Industrietauglichkeit und der Finanzierbarkeit sowie der grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit der Systeme. Photovoltaische sowie solarthermische Stromerzeugungssysteme sind prinzipiell geeignet auch im netzgekoppelten Kraftwerksmaßstab betrieben zu werden. Der Beitrag der Systeme zur Versorgungssicherheit einer Region ist auch dadurch zu bewerten, dass der Abruf der Leistung entsprechend der Lastanforderung unabhängig vom solaren Dargebot erfolgen kann, somit kommen Energiespeichersysteme in Betracht. Für CSP Systeme werden thermische Speichereinheiten betrachtet wobei für den Fall der Photovoltaik hier Stromspeichersysteme in Form von stationären Batteriespeichern bewertet werden. Kombinationen der Systeme werden in den weiteführenden Arbeitspaketen beschrieben. Alle Daten wurden in einem Lastenheft zusammengefasst welches die Grundlage für die Arbeiten im Projekt bildet und einen einheitlichen Rahmen vorgibt. Weiterhin wurden die Anforderungen und Bewertungskriterien für die Entwicklung und Optimierung der Kraftwerkskonzepte hier festgelegt sowie gemeinsame Randbedingungen definiert.

Hierzu gehören:

- Festlegung der Basisdaten (Leistungsgröße, Speicherkapazität, ...)
- Auswahl zu untersuchender Standorte und Märkte und Bereitstellen der meteorologische Daten (DNI, Temperatur,...)
- Festlegung des Lastmanagements (Residuallast, Grundlast, Mittellast, Spitzenlast)
- Komponentenspezifikationen (CSP, PV, Batterie, GT,...)
- Vorgabe des EE-Anteils bzw. der zulässigen CO₂ Emissionen
- Definition des Wirtschaftlichkeitsmodell sowie der Investitionskosten und Betriebskosten für die Referenzjahre 2015, 2020 und 2030.

Das Lastenheft befindet sich in der Anlage zu diesem Abschlussbericht.

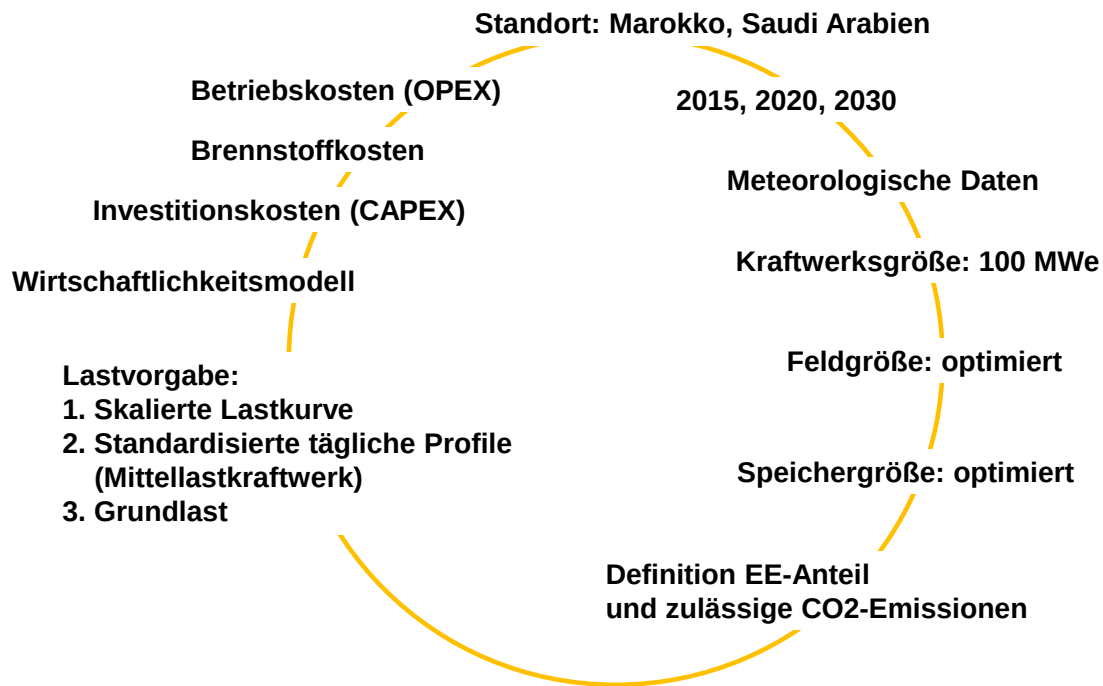


Abbildung 1: Gemeinsame Randbedingungen

Um der Vergleichbarkeit von CSP mit PV/Batterien gerecht zu werden, wurde die Leistungsgröße mit 100 Megawatt Ausgangsleistung definiert. Für beide Systemkonfigurationen sind diese Kraftwerksgrößen bereits realisiert und werden als sinnvoll erachtet. Kleinere Kraftwerksgrößen würden das Optimum der spezifischen Kostenkurve für CSP Kraftwerke nicht treffen, bei PV Kraftwerken ist der Einfluss der Kraftwerksgröße im Megawattmaßstab weitgehend linear und stellt somit keinen Nachteil dar.

Die Speicherbarkeit des Stromes wurde durch die Anzahl der frei abrufbaren Vollaststunden der Kraftwerksleistung definiert. Um die Versorgungssicherheit zu unterstützen kommen 6-10 Stunden Speicher in Betracht. Das würde im Fall von PV den Bau einer stationären Batteriespeicheranlage von 600 MWh – 1000 MWh bedeuten. Speicher dieser Größenordnung sind bislang noch nicht realisiert, jedoch sind Anlagenkomplexe mit z.B. 800 MWh derzeit in Asien in der Planung. In den anderen Arbeitspaketen ist die Speichergröße bei der späteren Anlagenunterstützung eine Optimierungsvariable.

Die Standorte der Kraftwerke wurden so definiert, dass im Wesentlichen der von CSP Systemen benötigte hohe Anteil direkter Sonneneinstrahlung gewährleistet ist. Zunächst sollte im Projekt nur der Standort Quarzazate in Marokko bearbeitet werden, ein weiterer Standort in Taiba, Saudi Arabien wurde ergänzend hinzugenommen.

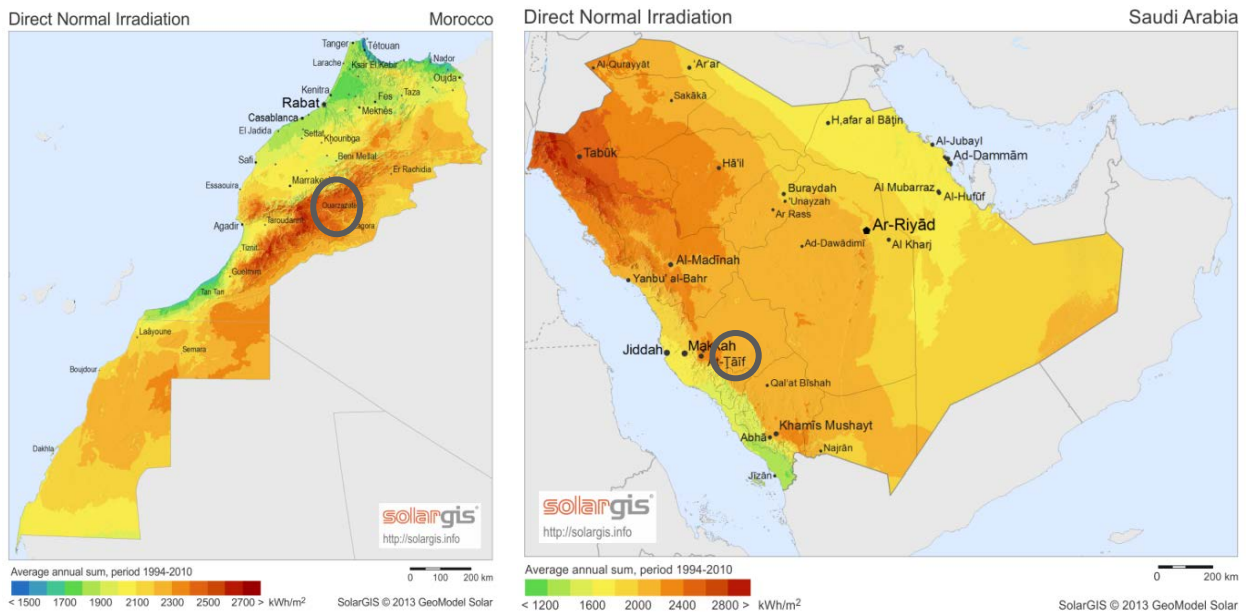


Abbildung 2: Die Standorte Quarzazate, Marokko (MOR) und Taiba, Saudi Arabien (KSA)

Location overview			
Location		Ouarzazate, Morocco	Taiba, KSA
Latitude	°N	31.1	24.3
Altitude	m	1150	24.33
Annual DNI	kWh/m ²	2373	2408
Annual GHI	kWh/m ²	2118	2338
Ambient temperature @DP	°C	30	47
Fossil fuel		Diesel	Natural gas

Tabelle 2: Zusammenfassung der Spezifikationen der Standorte MOR und KSA

Beide Standorte bieten den Vorteil der hohen direkten Sonneneinstrahlung. Des Weiteren ist die Nutzbarkeit der Solarsysteme in diesen Ländern durch die gegebene Infrastruktur der Stromübertragungsnetze und Verteilnetze direkt gegeben und zum Teil auch im Industriemaßstab erprobt. Ein weiterer Zubau von CSP und PV Systemen in diesen Regionen ist zu erwarten.

Die Ergänzung eines weiteren Kraftwerksstandortes in Saudi Arabien begründet sich wie folgt:

Die Wahl Marokkos als einziges Studienland würde eine gewisse Eingrenzung der Aussagekraft der Ergebnisse bedeuten, da dieses Land allein nicht repräsentativ für die Bandbreite von sowohl möglichen erneuerbaren Potentialen als auch von Lastprofilen sein kann. Daher wird im Projekt ein zweites Land analysiert: Saudi Arabien.

Obwohl dies mit Mehraufwand in den INSEL- und REMix-Rechnungen verbunden ist, erscheint diese Wahl sinnvoll, da die Last Marokkos kaum Saisonalität aufweist (d.h. es gibt kaum Unterschiede zwischen der Spitzenlast im Sommer und im Winter), während die

sommerliche Peak-last in Saudi Arabien ungefähr zwei Mal größer ist als die winterliche Peak-last.

Es wird erwartet, dass diese Unterschiede zusammen mit dem unterschiedlichen Angebot an Solar- und ggf. Windenergie in den zwei Ländern sowie deren jährliche Verteilung eine wichtige Rolle bei den Ergebnissen spielen wird.

Trotz alledem sei an dieser Stelle ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die REMix-Rechnungen keine „Fallstudien“ sein werden und nicht als solche betrachtet werden können, da sie auf vereinfachten Annahmen (z.B. grüne Wiese, ein-Knoten Modell, keine Sektorkopplung) beruhen.

Bzgl. der Lastkurven wurden die bis dato intern abgestimmten Lastfälle internationalen Experten vorgestellt und mit ihnen diskutiert. Diese Möglichkeit hat sich im Rahmen der SolarPACES-Konferenz, Task I (Grid Integration) ergeben.

Die vorgestellten Lastprofile für die INSEL-Berechnungen sind im Folgenden zusammengefasst:

1. Skalierte Lastkurve für:
 - a. Marokko
 - b. Saudi Arabien
2. Standardisierte tägliche Profile (Mittellastkraftwerk):
 - a. Tagesprofil 1 (in Anlehnung an das durchschnittliche Tagesprofil in Marokko, mit ausgeprägtem Abendpeak)
 - b. Tagesprofil 2 (in Anlehnung an das durchschnittliche Tagesprofil in Saudi Arabien, eher durchlaufend)
3. Grundlast

Hintergrund für die Wahl dieser Lastprofile ist der Wunsch, sowohl die unterschiedlich ausgeprägte Saisonalität (skalierte nationale Lastkurven) als auch eine mögliche Ausschreibung eines EVU - wenn auch vereinfacht - zu berücksichtigen (durchschnittliches Tagesprofil).

Die Autoren dieser Studie betonen, dass die Wahl der Lastprofile einen bedeutsamen Einfluss auf die Ergebnisse haben wird. Zugleich sind die Lastvorschläge auf breite Zustimmung gestoßen und es wurden keine weiteren Ergänzungen angeregt.

In den folgenden Abbildungen (Abbildung 3 – Abbildung 6) sind die Lastfälle für Marokko (MOR) und Saudi Arabien (KSA) zusammengefasst.

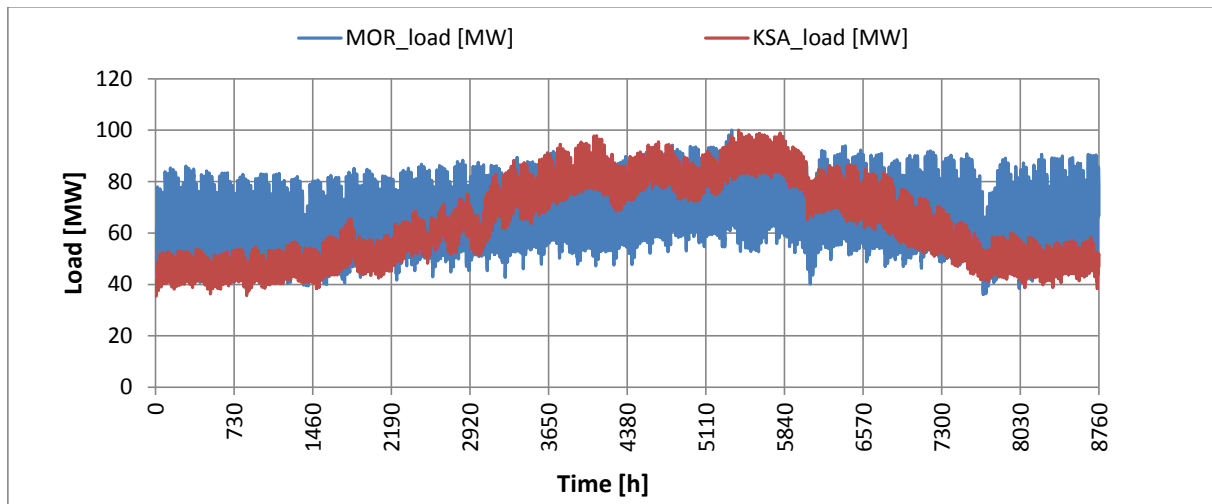


Abbildung 3: Gegenüberstellung der verwendeten skalierten nationalen Lastprofile für Marokko (MOR) und Saudi Arabien (KSA)

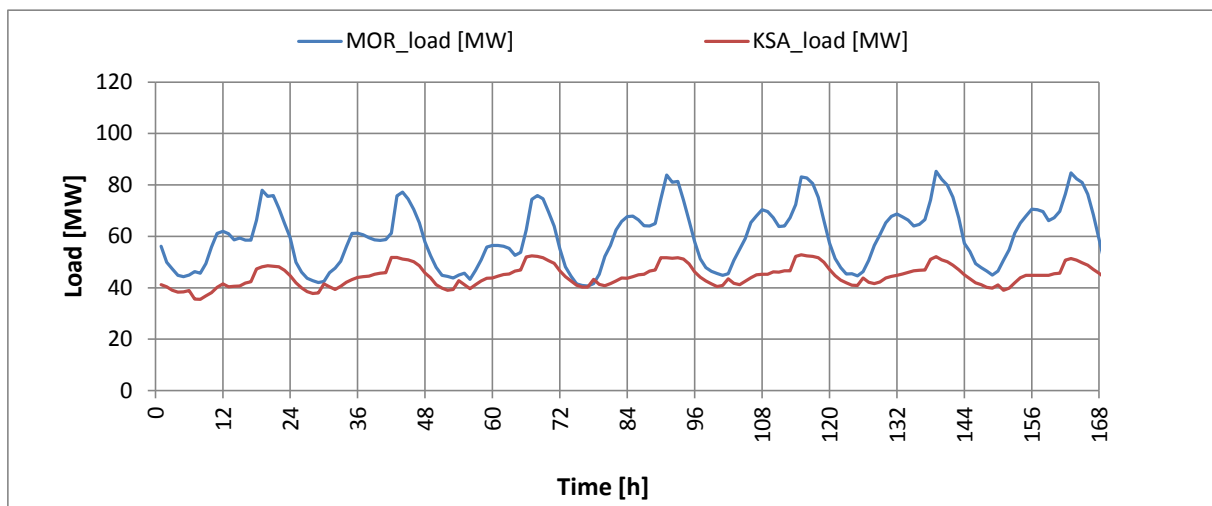


Abbildung 4: Gegenüberstellung der verwendeten skalierten nationalen Lastprofile für Marokko und Saudi Arabien (Winterwoche)

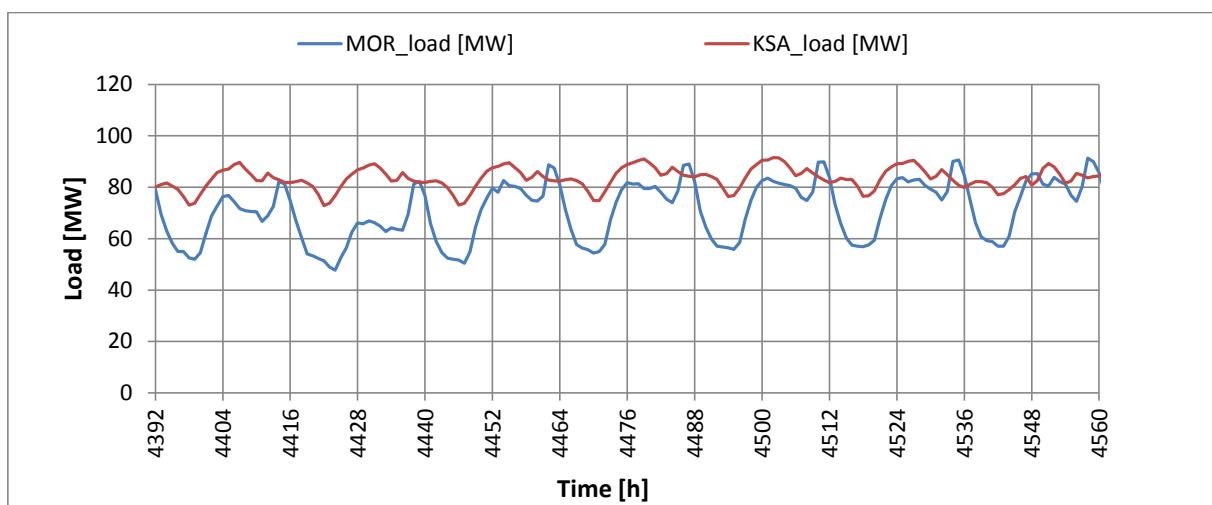


Abbildung 5: Gegenüberstellung der verwendeten skalierten nationalen Lastprofile für Marokko und Saudi Arabien (Sommerwoche)

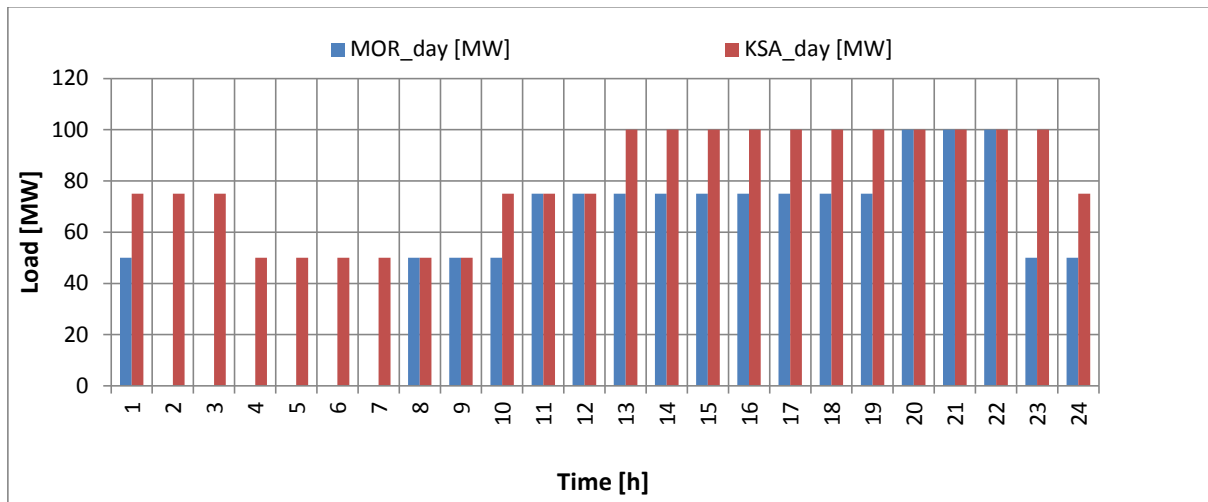


Abbildung 6: Gegenüberstellung der verwendeten „typischen Tagen“ für Marokko und Saudi Arabien

Eine weitere standardisierte Lastkurve wurde lediglich für Validierungszwecke benutzt (s. Abbildung 14).

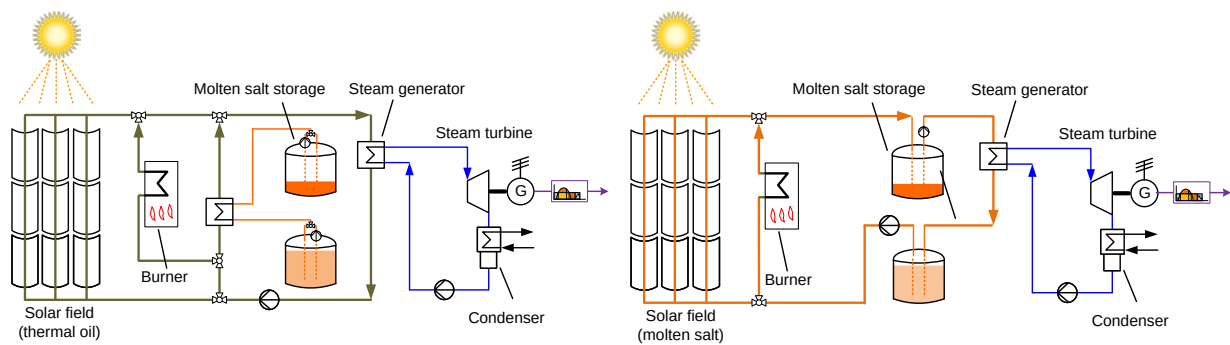
Bei der Komponentenspezifikation wurden folgende Systeme betrachtet:

- CSP Parabolrinne mit Thermoöl und Salzschnmelze als Wärmeübertragungsmedium
- CSP Turmkraftwerk im Betrieb mit Salzschnmelze
- Photovoltaikkraftwerke mit fester Aufständerung sowie mit einachsigen Nachführsystemen
- Stationäre Batteriesysteme aufgebaut aus Lithium-Ionen Speicherzellen
- Fossile Kraftwerke mit Gasturbinen, Gas- und Dampfturbinen Kombinationen sowie Verbrennungsmotoren

Für die jeweiligen Systeme wurden Performance- und Kostenkennzahlen ermittelt, die für alle durchgeführten Untersuchungen genutzt wurden. Die Festlegung sowohl technischer als auch wirtschaftlicher Randbedingungen hat Einfluss auf die Ergebnisse und wurde daher mit besonderer Sorgfalt unter Einbeziehung verschiedener Quellen durchgeführt. Die in den folgenden Abschnitten gezeigten Tabellen listen die wesentlichen Parameter auf, die dieser Studie zugrunde liegen und damit das Fundament der Studie darstellen. Sie erlauben einen Vergleich mit den Untersuchungen anderer Autoren.

Den angegebenen wirtschaftlichen Zahlen in den folgenden Tabellen für die Jahre 2020 und 2030 liegt ein Lernratenansatz zugrunde. Dabei sind in Klammern ‚low‘ und ‚high‘ Einschätzungen bezüglich der Marktentwicklung und entsprechenden Kosten angegeben (siehe auch AP 3.5). ‚System cost‘ ist im Sinne von ‚overnight capex‘ zu verstehen.

Bei Parabolrinnenkraftwerken kann auf eine lange Historie existierender Anlagen zurückgegriffen werden, um die Kennwerte für 2015 zu ermitteln, vor allem im Betrieb mit Thermoöl als Wärmeübertragungsmedium welches neben dem Dampferzeuger für den Turbinenkreislauf auch den thermischen Salzschnmelzespeicher versorgt. Rinnensysteme welche direkt mit Salzschnmelze in den Receiverrohren arbeiten sind ebenfalls im Betrieb, es handelt sich jedoch derzeit noch um Testprojekte.



a) Wärmeübertragung durch Thermoöl

b) Wärmeübertragung durch Salzschnmelze

Abbildung 7: Anlagenschema der CSP Parabolrinnenkraftwerke

	2015	2020	2030
HTF	Thermal oil VP1	Thermal silicon oil	Solar Salt
Solar Collector	Ultimate Trough	Ultimate Trough	Ultimate Trough
Collector operating temperature (@DP)	293°C – 393°C	293°C – 430°C	290 – 550
η solar (@DP)	75,0 *	74,5 *	71,4 *
Nominal live steam conditions	383 °C / 103 bar	420 °C / 110 bar	540 °C / 150 bar
η PB, gross	37,2%	38,3	42,3%
Cooling type	ACC	ACC	ACC
η plant, gross (@DP)	28,1 *	28,8 *	29,4 *
η plant, net (annual)	17,2 *	17,5 *	18,8 *
Solar field investment cost	220 €/m ² (@1.000.000m ² , EoS 0,88)**	172 €/m ² (165 / 184) (@1.000.000m ² , EoS 0,88)**	144 €/m ² (136 / 166) (@1.000.000m ² , EoS 0,88)**
Storage investment	40 €/kWhth (@1000MWh, EoS 0,85)	33,0 €/kWhth (31,8 / 35,1) (@1000MWh, EoS 0,85)	23.0 €/kWhth (21.8 / 25.6) (@1000MWh, EoS 0,85)
Power block direct investment cost	1000 €/kW _{el} **	968 €/kW _{el} ** (958 / 983)	923 €/kW _{el} ** (909 / 951)
Contingency (% CAPEX)	27%	27%	16%
O+M cost (% CAPEX)	2,3 %	2,3 %	2,3
Years of Operation	25	25	25

* Bei CSP-Kraftwerken sind das Ergebnisse und abhängig von der Systemkonfiguration. Die Werte werden in AP2 und AP3 genau ermittelt.

** Basis 100MW_{el}, SM2

Den Zahlen für das Jahr 2020 und 2030 liegt ein Lernratenansatz zugrunde, dabei sind in Klammern ‚low‘ und ‚high‘ Einschätzungen bezüglich der Marktentwicklung und entsprechenden Kosten angegeben.

‚Cost‘ ist im Sinne von ‚overnight capex‘ zu verstehen.

Tabelle 3: Zusammenfassung der Spezifikationen für die CSP Parabolrinnenkraftwerke

Im Bereich der Turmkraftwerke kommen nur Systeme mit Salzschnelze in Betracht. Weitere Systeme aus bereits realisierten Projekten mit Sattedampf, überhitztem Dampf, sowie gasförmigen Wärmeübertragungsmedien wurden aufgrund der schwierigen Speicherbarkeit nicht betrachtet.

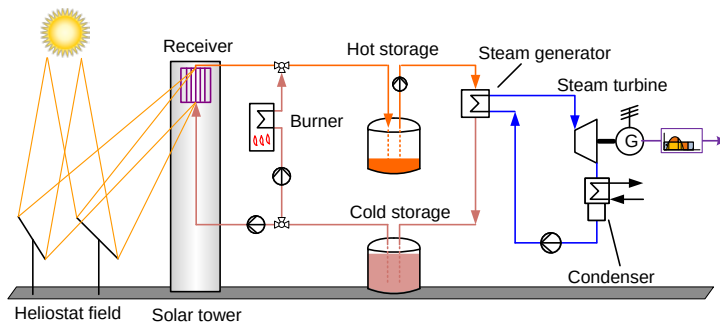


Abbildung 8: Anlagenschema der CSP Solarturmkraftwerke mit Salzschnelze

	2015	2020	2030
HTF	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt
Heliostat	Sanlucar 120	Sanlucar 120	Sanlucar 120
Receiver temperature @DP	290°C – 565°C	290°C – 580°C	290°C – 600°C
η solar (@DP)	55% *	57% *	59% *
Nominal live steam conditions	553°C / 150bar	565°C / 165bar	585°C / 250bar
η PB, gross (@DP)	42,1%	42,8%	43,4%
Cooling type	ACC	ACC	ACC
η plant, gross (@DP)	23,4% *	24,6% *	25,8% *
η plant, net (annual)	12,2% *	13,2% *	14,1% *
Heliostat investment cost	130 €/m ² (@900.000m ² , EoS 0,9)	104 €/m ² (99 / 113) (@900.000m ² , EoS 0,9)	90 €/m ² (84 / 104) (@900.000m ² , EoS 0,9)
Tower investment cost	C_{tower} [Mio.€] = $1.7678 \cdot e^{0,006931h}$	C_{tower} [Mio.€] = $1.7678 \cdot e^{0,006931h}$	C_{tower} [Mio.€] = $1.7678 \cdot e^{0,006931h}$
Receiver investment cost	125 €/kWth (@600MWth, EoS 0,85)	97 €/kWth (92 / 106) (@600MWth, EoS 0,85)	78 €/kWth (73 / 90) (@600MWth, EoS 0,85)
Storage investment cost	25 €/kWth (@1000MWth, EoS 0,85)	22.6 €/kWth (21.8 / 23.9) (@1000MWth, EoS 0,85)	19.3 €/kWth (18.3 / 21.5) (@1000MWth, EoS 0,85)
Power block direct investment cost	1000 €/kW _{el} **	968 €/kW _{el} ** (958 / 983)	923 €/kW _{el} ** (909 / 951)
Contingency (% CAPEX)	30%	26% (23 / 27)	15% (15 / 21)
O+M cost (% CAPEX)	2,3%	2,3%	2,3%
Years of Operation ...	25	25	25

* Bei CSP-Kraftwerken sind das Ergebnisse und abhängig von der Systemkonfiguration. Die Werte werden in AP2 und AP3 genau ermittelt.

** Basis 100MW_{el}, SM2

Den Zahlen für das Jahr 2020 und 2030 liegt ein Lernratenansatz zugrunde, dabei sind in Klammern ‚low‘ und ‚high‘ Einschätzungen bezüglich der Marktentwicklung und entsprechenden Kosten angegeben.

‚Cost‘ ist im Sinne von ‚overnight capex‘ zu verstehen.

Tabelle 4: Zusammenfassung der Spezifikationen für die CSP Solarturmkraftwerke

Für die Photovoltaikkraftwerke (vgl. Abbildung 9) werden im Vergleich zu den Solarthermischen Kraftwerken durch weniger Kennzahlen charakterisiert, da der Aufbau der Systeme ebenfalls vergleichsweise einfach ist. Im Wesentlichen bestimmen sich die Kosten aus den PV Modulen und dem Elektrogewerk mit den Wechselrichtern. Weitere Systemkomponenten wie das Montagegestell (mit und ohne Nachführung) sowie die Systemintegration sind hier nicht dominant (Tabelle 5).



a) 1-achsig nachgeführte PV Anlage
(Quelle: First Solar)



b) Wechselrichter mit integrierter MV Trafostation (Quelle: SMA)

Abbildung 9: Beispiele für Komponenten der Photovoltaikkraftwerke

	2015	2020	2030
PV Manufacturer	JA Solar	JA Solar	JA Solar
Module efficiency (mass products, poly Si)	16.5 %	19.6 %	22.7 %
System Cost (@100 MWp, standard conditions, HV connect, fixed mounting)	1050 €/kWp	809 €/kWp (736 / 907)	584 €/kWp (490 / 767)
System Cost (@100 MWp, standard conditions, HV connect, single-axis tracking)	1250 €/kWp	963 €/kWp (876 / 1080)	695 €/kWp (583 / 913)
O+M cost	1,5 %	1,5 %	1,5 %
Degradation	0.5 %/y	0.5 %/y	0.5 %/y

Tabelle 5: Zusammenfassung der Spezifikationen für die PV Kraftwerke

Gemäß den Randbedingungen wurde die Ausgangsleistung der PV Anlage mit 100 MW definiert. Eine Anlage in dieser Größenordnung wird typischerweise aus einer Vielzahl von standardisierten Anlagenblöcken aufgebaut, hierbei wurden die Berechnungen auf einen 2 MW AC Standardblock optimiert. Fünf dieser Blöcke ergeben ein PV Subsystem von 10 MW AC welches auf der Mittelspannungsebene zusammengeschaltet wird. Dabei ergibt sich ein wirtschaftliches Optimum durch Überbelegung des PV Generatorfeldes gegenüber der Wechselrichterleistung um den Faktor 1,4 (1408 kWp für 1000 kW Wechselrichter), die Verluste durch Überlastung der Wechselrichter treten nur an wenigen Stunden auf und belaufen sich unter 3 %.

Die Batteriespeichereinheiten werden im Verbund mit den PV Systemen betrieben, als Backup Stromerzeugung kommt eine Anlage basierend auf Fossilen Brennstoffen in Betracht

(Abbildung 10). Ein Auszug der Spezifikationen der Batteriespeicher ist in Tabelle 6 dargestellt.

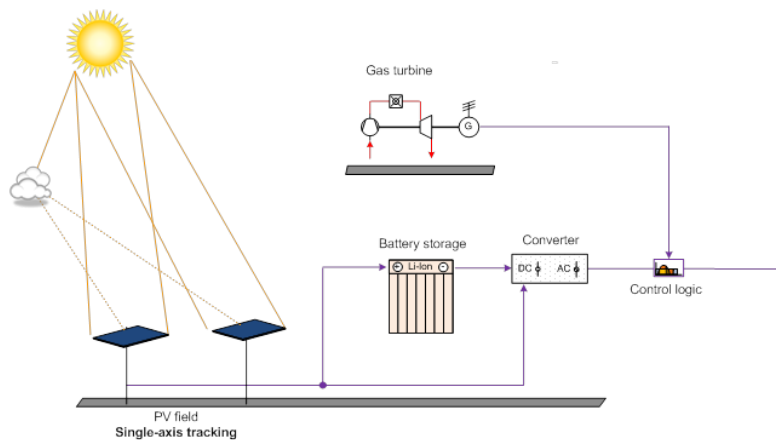


Abbildung 10: Anlagenschema der PV-Batterie-GT-Kombikraftwerke

	2015	2020	2030
System	Li-Ion	Li-Ion	Li-Ion
Power	200 k€	147 k€	80 k€
Sales price per kW (DC-AC power electronics, transformer, switchgear MV, control)		(126 / 175)	(50 / 135)
Energy Sales price per kWh	400 k€	294 k€	159 k€
(Cel, I BMS, Battery, Control)		(251 / 350)	(101 / 269)
O+M cost	2,5 %	2,5 %	2,5 %
Max. number of cycles	6 000	10 000	10 000
Self-discharge - first 24h [%cap/day]	5%	3%	3%
- after first 24h [%cap/month]	1.8%	1.8%	1.7%
Charge losses / discharge losses	3.5% / 3.5%	3.5% / 3.5%	3% / 3%
Acceptable deepness of discharge	85 %	95 %	97 %

Tabelle 6: Zusammenfassung der Spezifikationen für die Batteriespeicher

Die zugrunde gelegten Kosten für die Batteriespeicher wirken sich stark auf die Stromgestehungskosten der PV – Batterie – Gasturbinen/Gasmotoren Kombinationen aus. Wie in den vorangegangenen Tabellen beruhen die Kosten der Zukunftsszenarien auf den angenommenen Lernraten. Im Arbeitspaket 3 wird hierzu näher eingegangen.

Stromerzeugungsanlagen basierend auf fossilen Brennstoffen werden in Kombination mit PV und Batterien eingeplant um im Bedarfsfall die Stromversorgung sicher zu stellen. In den folgenden Tabellen Tabelle 7 bis Tabelle 9 werden mit Gas und Diesel betriebene Turbinen- und Motorenanlagen mit den jeweiligen Kennzahlen aufgelistet.

Gasturbine GT, 50 MW_{el}

	2015	2020	2030
System	GT	GT	GT
Gross efficiency (gas / diesel)	40% / 39.1%	40% / 39.1%	41% / 40.1%
Power	400 k€	400 k€	400 k€
Sales price per MW			
O+M cost (% CAPEX)	1.25%	1.25%	1.25%

Tabelle 7: Zusammenfassung der Spezifikationen für die Gasturbinen Kraftwerke

Gas- und Dampfkraftwerk GuD 50 MW_{el} (Combined Cycle CC)

	2015	2020	2030
System	CC (GuD)	CC (GuD)	CC (GuD)
Gross efficiency (gas / diesel)	52 / 48.9	52 / 48.9	52 / 49.8
Power	1120 k€	1120 k€	1120 k€
Sales price per MW			
O+M cost (% CAPEX)	1,5 %	1,5 %	1,5 %

Tabelle 8: Zusammenfassung der Spezifikationen für die Gas- und Dampfturbinenturbinen Kraftwerke mit 50MW_{el}

Gas- und Dampfkraftwerk GuD 400 MW (Combined Cycle CC)

	2015	2020	2030
System	CC (GuD)	CC (GuD)	CC (GuD)
Gross efficiency (gas / diesel)	59 / 55.5	59 / 55.5	60 / 56.4
Power	740 k€	740 k€	740 k€
Sales price per MW			
O+M cost (% CAPEX)	1,5 %	1,5 %	1,5 %

Motorenkraftwerke (Internal Combustion Engine ICE)

16,6 MW Einheiten Gasmotor

17,1 MW Einheiten Dieselmotor

	2015	2020	2030
System	ICE	ICE	ICE
Gross efficiency (gas / diesel)	45.3% / 44.1%	45.3% / 44.1%	46.3% / 45.1%
Power	1000 k€	980 k€	900 k€
Sales price per MW			
O+M cost (% CAPEX)	1.75%	1.75%	1.75%

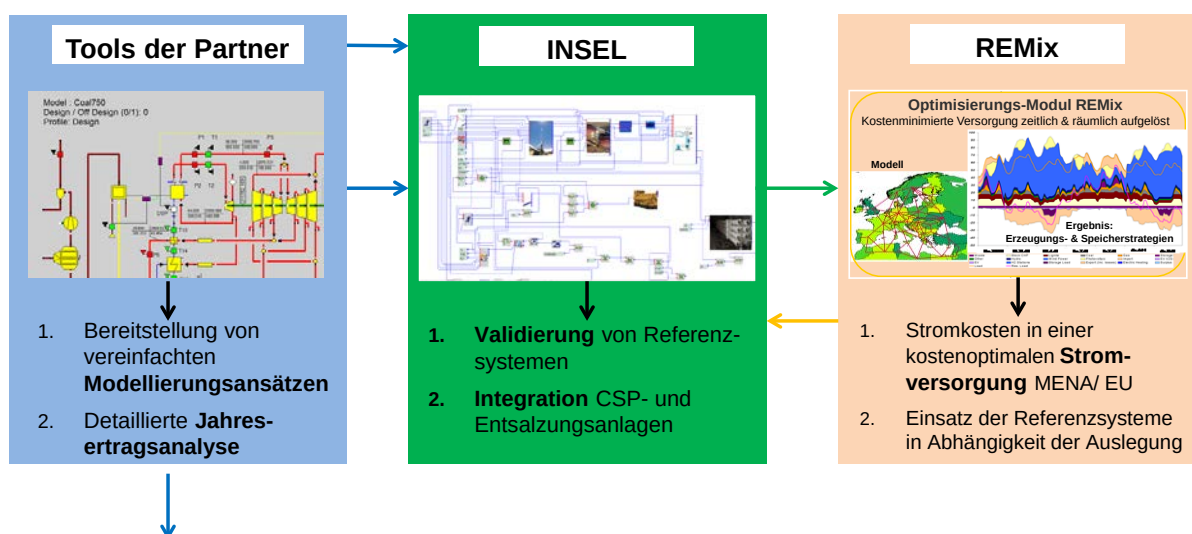
Tabelle 9: Zusammenfassung der Spezifikationen für die Motorenkraftwerke

AP 2 Auslegung und Modellierung der Kraftwerke und Komponenten (verantwortlich: DLR)

Das Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, für die im Lastenheft ausgewählten Anlagen eine konzeptionelle Auslegung der Anlagenkomponenten durchzuführen. Ausgehend von den solaren Ressourcen sowie den Randbedingungen der verfügbaren Anlagenkomponenten werden diese Kraftwerkstypen bzw. -komponenten optimiert und dimensioniert. Hierzu hat jeder Partner im jeweiligen Unterarbeitspaket sein Teilsystem mit einer kommerziellen oder validierten Software (z.B. CSP mit Epsilon, PV mit PVsyst,...) modelliert. Vorhandene Simulationsmodelle wurden entsprechend adaptiert, um die neuen Teilsystemkonfigurationen abzubilden.

Als Ergebnisse stehen Referenzkraftwerke zur Verfügung, welche im Detail spezifiziert werden. Zudem dienen die Simulationsergebnisse aus AP2 als Datenbasis für die Validierung der in AP3 zu erstellenden Gesamtsystemmodelle in der Simulationsumgebung INSEL und für die in AP4 durchgeführten Analysen in REMix.

Als gemeinsame Datengrundlage wurde von allen Partnern ein „Data book Referenzkraftwerke für AP2“ (detaillierte Spezifikationen) erstellt. Details hierzu befinden sich im Anhang.



CSP: DLR-SF mit Epsilon und eigenem Excel Tool; Nachrechnung durch Fichtner mit SolPro

PV: M+W und LUT mit PV-Syst

Batteriespeicher: M+W und LUT mit eigenen Modellen

Konventionelle fossile Kraftwerke: Fichtner mit KPro

Abbildung 11: Schnittstellen zwischen Simulationsmodellen in THERMVOLT

AP 2.1 CSP Kraftwerke (verantwortlich: DLR-SF)

Ziel des Arbeitspaketes ist es, Referenzkraftwerke zu definieren. Wie im Lastenheft festgelegt, werden unter den CSP Technologien ein Parabolrinnenkraftwerk mit Thermoöl, ein Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnmelze, sowie ein Solarturmkraftwerk mit Salzschnmelze ausgewählt. Die Modellierung der Referenzkraftwerke wird im folgenden Abschnitt beschrieben.

Zur Validierung des in AP3 verwendeten Simulationswerkzeugs INSEL wird zunächst mit den am DLR etablierten Vorgehensweisen zur Auslegung von Parabolrinnenkraftwerken und Turmkraftwerken eine Anlagenauslegung durchgeführt. Über vorgegebene Schnittstellen werden anschließend die gleichen Anlagen mit INSEL in AP3 berechnet und verglichen. Solarthermische Anlagen werden oft in den Betriebsmodi Solar-Only oder Hybrid betrieben (siehe folgende Abbildungen). Solar-Only bedeutet, die Anlage erzeugt nur dann Strom, wenn solare Ressourcen als direkte Solarstrahlung oder Energie im Speicher vorliegen. Im Hybrid Modus ist ein zusätzlicher Fossiler Brenner vorhanden, der das Kraftwerk in Abwesenheit solarer Ressourcen betreiben kann. Es wird eine Lastkurve für die Stromerzeugung vorgegeben, welche die Anlage unabhängig von der Solarstrahlung erfüllen muss. Zur Validierung von INSEL wird der Betrieb im Hybrid-Modus betrachtet.

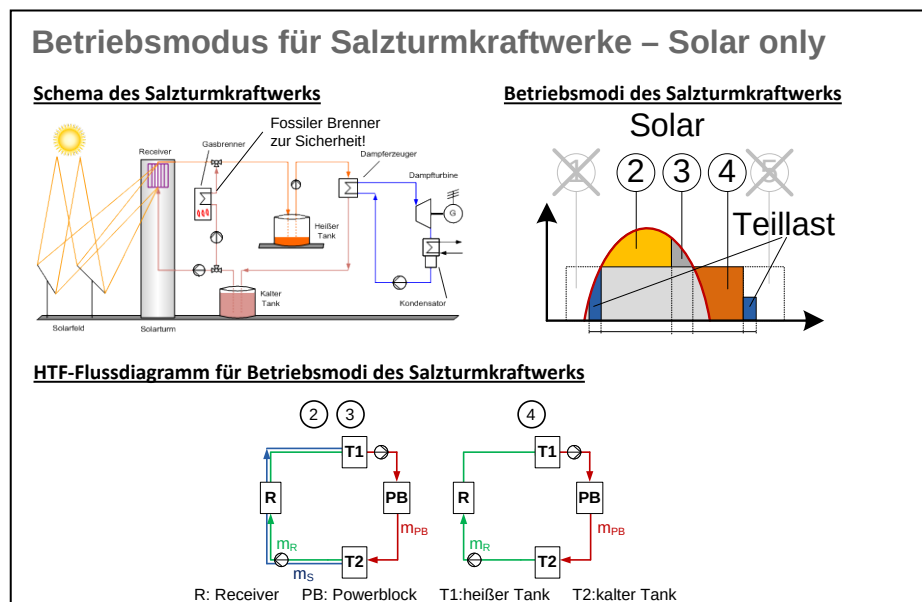


Abbildung 12: Solar Only - Grundsätzlicher Betriebsmodus am Beispiel Salzturmkraftwerk

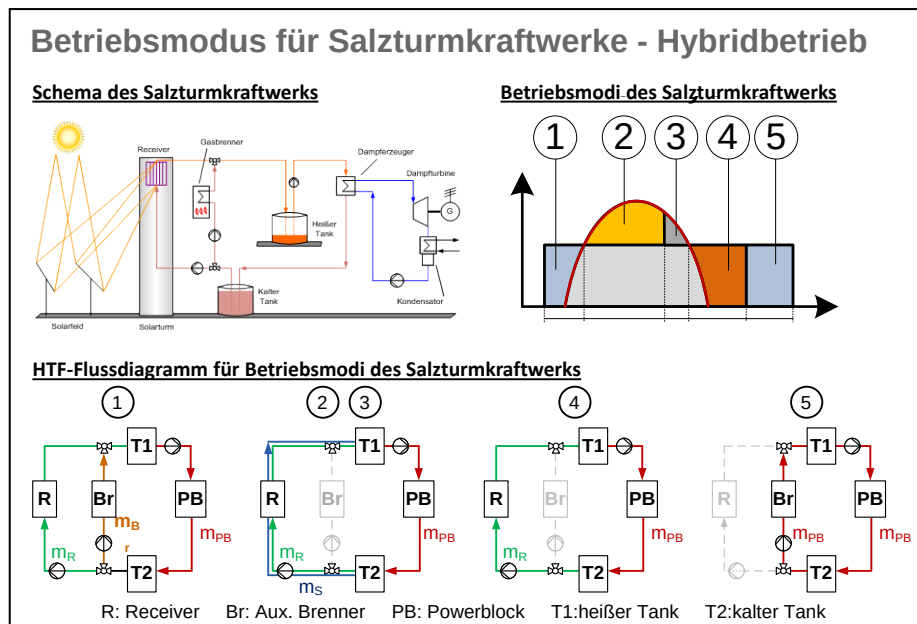


Abbildung 13: Hybridbetrieb - Grundsätzlicher Betriebsmodus am Beispiel Salzturmkraftwerk

Die Lastkurve für den hybriden Betrieb wurde im Lastenheft definiert und soll einem realistischen Einsatzszenario im Zielmarkt entsprechen. Zum Zweck der Validierung wird eine einzelne Lastkurve untersucht, im Laufe des Projekts wurden mehrere realistische Szenarien berechnet werden. Die y-Achse zeigt den Vorgabewert für die relative Bruttostromerzeugung zur gegebenen Stunde des Tages (x-Achse). Die erste Stunde beginnt um 0:00 Uhr des Tages, die Stromproduktion beginnt um 4:00 Uhr.

Die Auswahl der Betriebsstrategie in jeder Stunde der Jahresertragsberechnung erfolgt nach folgenden Kriterien:

- Das Modell wählt die benötigte thermische Energiequelle in der Reihenfolge aus: Solarfeld → Thermischer Speicher → Hybridbrenner
- Es kann Energie aus mehreren Quellen gleichzeitig bezogen werden
- Der Start-up Vorgang wird nach mehr als 3 Stunden Betriebsstillstand aktiviert

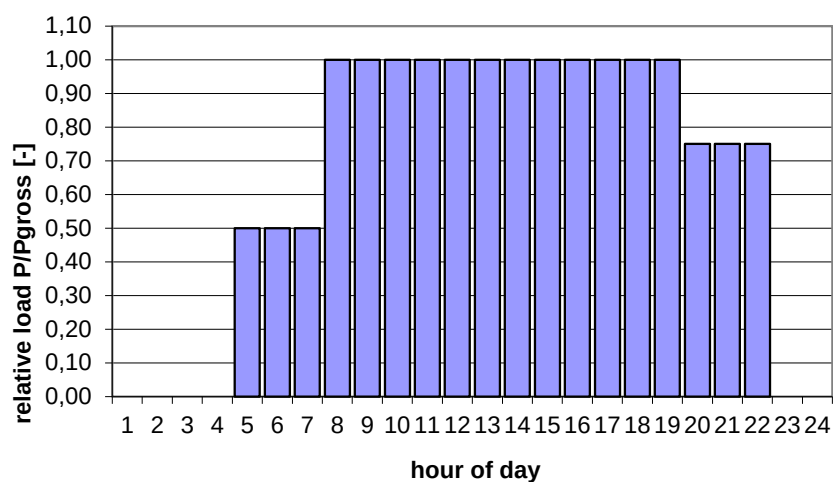


Abbildung 14: Lastkurve für CSP Kraftwerke in AP2.1

Modellierung der Parabolrinne mit Thermoöl und mit Salzschnmelze

Für die Vergleichsrechnungen im AP 2.1 werden jeweils ein Parabolrinnensystem mit Thermoöl und eines mit Salzschnmelze betrachtet. Die wichtigsten Parameter sind in nachfolgender Tabelle zu finden. Die Größe der Komponenten, also elektrische Leistung des Kraftwerksblocks, Speicherkapazität und Solarfeld wurden nach Erfahrungswerten festgelegt nicht jedoch wirtschaftlich optimiert. Wirtschaftliche Optima hängen von vielen Randbedingungen ab und da es sich um einen Modellvergleich handelt, sind Abweichungen von diesem wirtschaftlichen Optimum in dieser Phase des Projektes tolerierbar. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Zusammenfassung aus dem Databook.

Bezeichnung	Einheit	Thermoöl	Salzschmelze
Design Point / Auslegungszeitpunkt		21.3., 12:00 Uhr (solar noon) 850 W/m²	
<u>Kollektor</u>			
Kollektortyp	[-]	Ultimate Trough	Ultimate Trough
Nettoaperturfläche	[m]		1771
Aperturweite	[m]		7,5
Optischer Wirkungsgrad	[°C]	80	78
HCE-Typ	[-]	Schott PTR90	Schott PTR70
<u>Solarfeld</u>			
Anzahl Kollektoren pro Loop	[-]		4
Anzahl Loops	[-]	128	148
Solar Multiple (bei 850 W/m² senkrechte Einstrahlung und sauberen Spiegeln)	[-]	2,1	2,55
Wärmeträgermedium	[-]	Thermoöl (VP1)	Salzschmelze (SolarSalt)
Design Eintritts- und Austrittstemperatur	[°C]	293 / 393	290 / 550
Designleistung	[MW _{th}]	560	612
Designwirkungsgrad	[%]	75,0	70,8
<u>Kraftwerksblock</u>			
Frischdampfparameter	[bar / °C]	103 / 383	150 / 540
Art der Rückkühlung	[-]	Trockenkühlung	
Kondensationsbedingungen	[mbar / °C]	155 / 54	
El. Wirkungsgrad, brutto	[%]	37,5	42,3
El. Wirkungsgrad, netto	[%]	33,6	39,9
<u>Kraftwerk</u>			
Speicherkapazität	[h]	8	12
Nennleistung, brutto	[MW _{el}]		100
Nennleistung, netto	[MW _{el}]	89,8	94,3
El. Wirkungsgrad, brutto	[%]	28,1	29,9
El. Wirkungsgrad, netto	[%]	25,2	28,2
Solaranteil	[%]		100

Tabelle 10: Spezifikationen für die Parabolrinnensysteme im Design Point

Die Jahresertragsrechnungen wurden mit einem DLR-internen Ertragsprognose-Tool berechnet, welches hauptsächlich auf Energieflüssen beruht, das sowohl für Parabolrinnen- als auch Turmsystem verfügbar ist. Das Tool rechnet überwiegend stationär, wobei An- und Abfahrvorgänge transient berücksichtigt werden (siehe [1] für detailliertere Informationen). Die im AP 2.1 angesetzte Lastvorgabe basiert auf der elektrischen Bruttoleistung, während im Berechnungstool nur die dem Powerblock zugeführte Leistung vorgeschrieben werden kann. Hierdurch ergeben sich Einschränkungen, die bei der späteren Validierung mit INSEL

berücksichtigt werden müssen. Zusätzlich gibt es beim Thermoölsystem noch die Einschränkung, dass bei Speicherentladung nur mit abgesenkter Last gefahren werden kann. Durch den indirekten Speicher wird die Öl- und somit die Frischdampftemperatur abgesenkt, wodurch bei gleichbleibendem Massenstrom die Last sinkt. Eine Erhöhung des Massenstromes zur Kompensation der niedrigen Last ist nicht erwünscht, da diese zu erhöhten Rücklauftemperaturen führen würde, wodurch sich die Speichertemperaturen ändern würden. Auch kann diese Lastreduzierung nicht mit dem Zusatzbrenner kompensiert werden, da dieser parallel zum Speicher und nicht in Serie geschaltet ist. In vorliegender Jahresrechnung wird die Last bei Speicherentladung beim Thermoölsystem auf maximal 90% begrenzt. Beim Salzsystem gibt es diese Einschränkung nicht. Die im vorangegangenen Kapitel beschriebene Betriebsstrategie ist folgendermaßen implementiert:

- Das Modell versucht die Lastvorgabe mit folgender (solargeführter) Reihenfolge abzudecken: Solarfeld => Speichersystem => Zusatzbrenner
- Für das Thermoölsystem ist die Maximallast im Speicherentladefall 90%; diese Begrenzung gilt nicht für das Salzsystem
- Falls während eines Zeitschrittes (1 Stunde) Solarfeld und Zusatzbrenner oder eines beider System zusammen mit dem Speicher den Kraftwerksblock betreiben, so wird angenommen, dass die Lastgrenze (90%) gilt, sobald der Speicher mehr als 50% der benötigten thermischen Leistung liefert.
- Nach dem Abkühlvorgang ist das Solarfeld im Antifreeze-Modus. Dieser Bedarf wird immer aus dem Zusatzbrenner gedeckt.
- Im Modell benötigt der Kraftwerksblock für den Anfahrvorgang 1 Stunde und eine halbe Vollaststunde an thermischer Energie nach 3 Stunden Stillstandszeit. Die eingebaute Betriebsstrategie erkennt dies und leitet den Anfahrvorgang rechtzeitig ein, um die Lastvorgabe zu erfüllen.

Die nachfolgenden Grafiken zeigen den Betrieb des Thermoölsystems im Modell für 3 typische Betriebstage im März. Wie zu sehen, kann je nach Einstrahlungsbedingungen Energie im Speicher vorgehalten werden, um einen Großteil der Lastvorgabe zu decken. Falls die Lastvorgabe nicht gedeckt werden kann, wird der Zusatzbrenner zu Hilfe genommen.

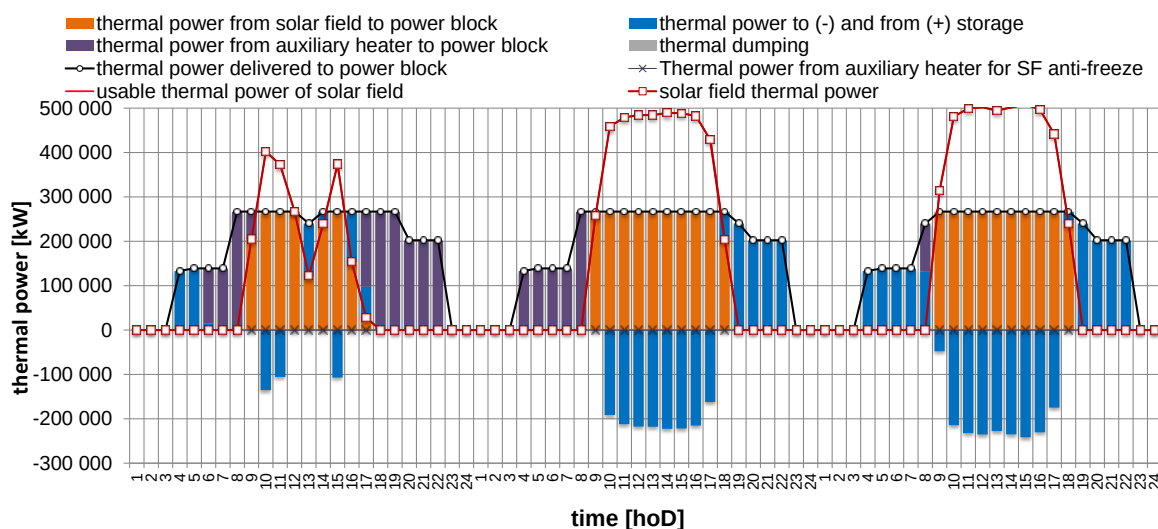


Abbildung 15: Auswahl dreier typischer Betriebstage im März mit dem Thermoölsystem – thermische Leistung

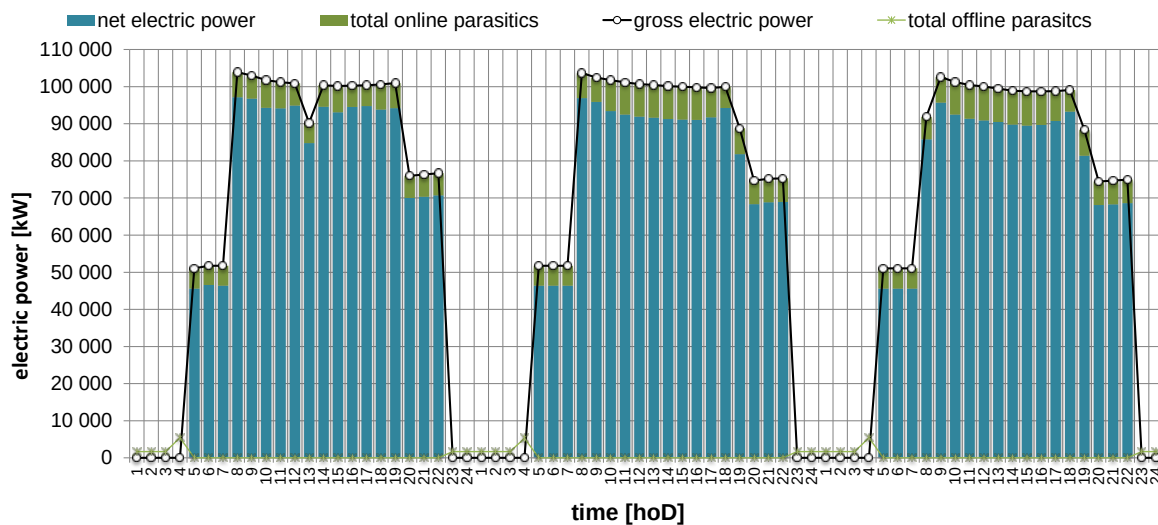


Abbildung 16: Auswahl dreier typischer Betriebstage im März mit dem Thermoölsystem - elektrische Leistung

In nachfolgender Tabelle sind die Jahreserträge und Wirkungsgrade für beide Rinnensysteme aufgeführt. Es gilt zu beachten, dass wie bereits erwähnt, die Lastvorgabe nicht zu 100% getroffen wird, da das Tool keine iterativen Berechnungen erlaubt. So ist beispielsweise der Nettojahresertrag des Thermoölsystems 524 GWh_{el} und der des Salzsystems 540 GWh_{el}. Beim Salzsysteem führen die höheren Temperaturen zwar zu niedrigeren Solarfeldwirkungsgraden, aber höheren Powerblockwirkungsgraden. Jedoch kann mit dem Salzsysteem dank des großen Speichers ein Solaranteil bis 72,7 % erreicht werden, während mit dem Ölsystem nur 65,2 % zu verzeichnen sind. Die höheren Powerblockwirkungsgrade und höhere Spreizung der Betriebstemperaturen führen zu kompakteren und kostengünstigeren Speichersystemen und weiteren wirtschaftlichen Vorteilen des Salzsystems, die hier noch nicht betrachtet werden.

Bezeichnung	Einheit	Thermoöl	Salzschmelze
Jährliche Summen			
<u>Energien</u>			
Solarenergieeinstrahlung gesamt	[GWh]	2086	2412
Energie vom Solarfeld	[GWh]	1039	1082
Kraftstoffverbrauch	[GWh _{th}]	615	431
Genutzte Wärme zur Stromerzeugung	[GWh _{th}]	1577	1409
Bruttostromerzeugung gesamt	[GWh _{el}]	568	574
Nettostromerzeugung gesamt	[GWh _{el}]	524	540
<u>Wirkungsgrade</u> ¹			
Solarfeld	[%]	49,8	42,8
Speicherwirkungsgrad	[%]	94,8	97,3
Powerblock el. Wirkungsgrad, brutto	[%]	36,0	40,8
Kraftwerk el. Wirkungsgrad, brutto ²	[%]	21,0	20,2

¹ Mittelwert über die Betriebsstunden des jeweiligen Systems

² Verhältnis aus solarer + fossiler Energie zu Stromertrag

Kraftwerk el. Wirkungsgrad, netto	[%]	19,4	18,9
<u>Sonstiges</u>			
Solaranteil	[%]	65,2	72,7
Betriebsstunden	[h]	6570	6570
Volllaststunden	[h]	5683	5744

Tabelle 11: Ergebnisse der Jahresertragsberechnungen für Rinnensysteme

Modellierung des Solarturmkraftwerks mit Salzschnelze:

Anhand der Vorgaben aus dem Lastenheft wurde zunächst ein Modell des Kraftwerks in EpsilonProfessional erstellt [2]. Anhand des vorgegebenen Powerblock Bruttowirkungsgrads der Referenzanlage (42,5% bei 100MW_{el}, 2015) und eines SolarMultiple von 2,4 wird die benötigte thermische Leistung des Receivers im Auslegungszeitpunkt berechnet: ca. 560 MW_{th}. Eine Zusammenfassung der Spezifikationen der Referenzanlage ist in Tabelle 12 dargestellt.

Die Auslegung der Solarfelder erfolgt mit Hilfe des Programms HFLCAL [3]. HFLCAL ist eine Software zur Auslegung und wirtschaftlichen Optimierung von solaren Turmsystemen und Heliostatfeldern. Es ermöglicht die Berechnung der optimalen Turmhöhe, der Aperturfläche des Receivers sowie der Anzahl der Heliostate und deren Anordnung im Feld für einen gegebenen Standort und Receiverleistung. Die Optimierung basiert auf Jahresrechnungen anhand gewichteter, repräsentativer Stützpunkte. Entgegen dem Vorgehen von Raytracing-Programmen, wird in HFLCAL ab dem Heliostat mit einem einzigen Strahl pro Heliostat gerechnet, der mit einer normierten Verteilungsfunktion auf den Receiver trifft. Dieses vereinfachte Verfahren spart bei hinreichender Genauigkeit der optischen Verluste deutlich Rechenzeit [3]. Am Receiver wird die Wärmebilanz unter Berücksichtigung der Abstrahlungs-, Reflexions-, und Konvektionsverluste mit einem vereinfachten Receivermodell abgebildet, und somit die für diesen Zeitpunkt vom Receiver absorbierte Leistung zu bestimmten Zeitpunkten im Jahr geliefert. Durch die anschließende Erstellung geeigneter Kennfelder, die stündliche Informationen über die Wirkungsgrade und Receiverleistungen enthalten, kann die Betriebscharakteristik der solaren Komponenten für das gesamte Jahr erzeugt werden. Die folgende Abbildung zeigt das Ergebnis für die Heliostatfeldoptimierung des Referenzsystems.

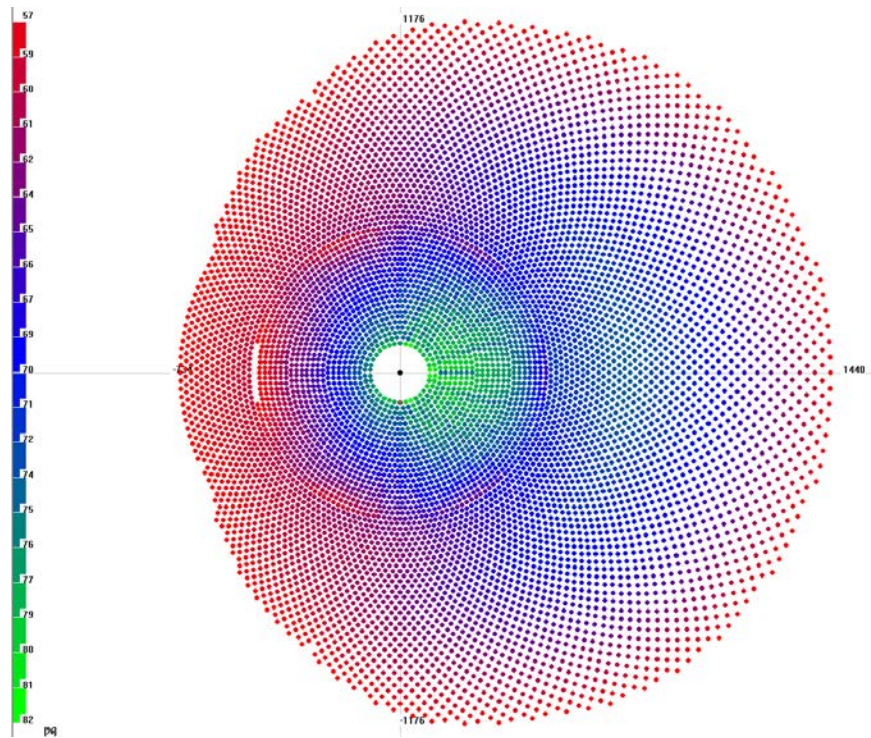


Abbildung 17: Ergebnis für das Heliostatenfeld für das Turmkraftwerk (Norden= nach rechts)

Bezeichnung	Einheit	Wert
Design Point / Auslegungszeitpunkt		21.3., 12:00 Uhr (solar noon) 965 W/m ²
<u>Solarfeld & Receiver</u>		
Anzahl Heliostate	[-]	7887
Turmhöhe	[m]	269,6
Thermische Nennleistung Receiver	[MW _{th}]	559,8
Receiver Aperturfläche	[m ²]	1105
Receiver Temperaturen	[°C]	292 .. 565
Feldwirkungsgrad	[%]	67,7
Receiverwirkungsgrad	[%]	89,7
Solarer Wirkungsgrad	[%]	60,7
<u>Kraftwerksblock</u>		
Frischdampfparameter	[bar / °C]	150 / 553
Art der Rückkühlung	[-]	Trockenkühlung
Kondensationsbedingungen	[mbar / °C]	155 / 54
El. Wirkungsgrad, brutto	[%]	42,5
El. Wirkungsgrad, netto	[%]	37,8
<u>Kraftwerk</u>		
Speicherkapazität	[h]	6
Nennleistung, brutto	[MW _{el}]	100
Nennleistung, netto	[MW _{el}]	89,1
El. Wirkungsgrad, brutto	[%]	25,8
El. Wirkungsgrad, netto	[%]	22,9
Solaranteil	[%]	100

Tabelle 12: Spezifikationen für das Turmsystem im Auslegungszeitpunkt

Die Berechnung des Jahresertrags erfolgt mit einem auf Energieströmen und statischen Zuständen basierendem Simulationstool. Die Berechnung erfolgt mit vorliegenden DNI- und Wetterdaten von Quarzazate (Marokko) in stündlicher Auflösung, wobei die Werte als Mittelwert der jeweiligen Stunde zu interpretieren sind. Die Receiver- und Solarfeldcharakteristik wird in Form von Matrizen eingebettet, die vom Sonnenwinkel und der Direktnormalstrahlung abhängig sind. Das Modell beinhaltet eine vereinfachte Betrachtung der Start-up Vorgangs, wobei nach drei Stunden seit dem letzten Betrieb eine vorgegebene Energiemenge zum Anlagenstart reserviert wird. Für jeden Zeitschritt wird, insofern Stromerzeugung vorgesehen ist, eine Prognose der benötigten thermischen Leistung zur geplanten Stromerzeugung berechnet. Anschließend wird abhängig vom Speicherfüllstand und der verfügbaren Solareinstrahlung über den Betriebsmodus entschieden (Laden, Entladen, Hybrid, etc.). Dann werden die Wirkungsgrade, Verlust-Stromverbräuche und die elektrische Einspeisung dieser Stunde berechnet.

In den Abbildungen Abbildung 18 und Abbildung 19 sind exemplarische Betriebstage des Solarturmkraftwerks dargestellt, in Tabelle 13 die Ergebnisse der Jahresertragsberechnung des Referenzsystems.

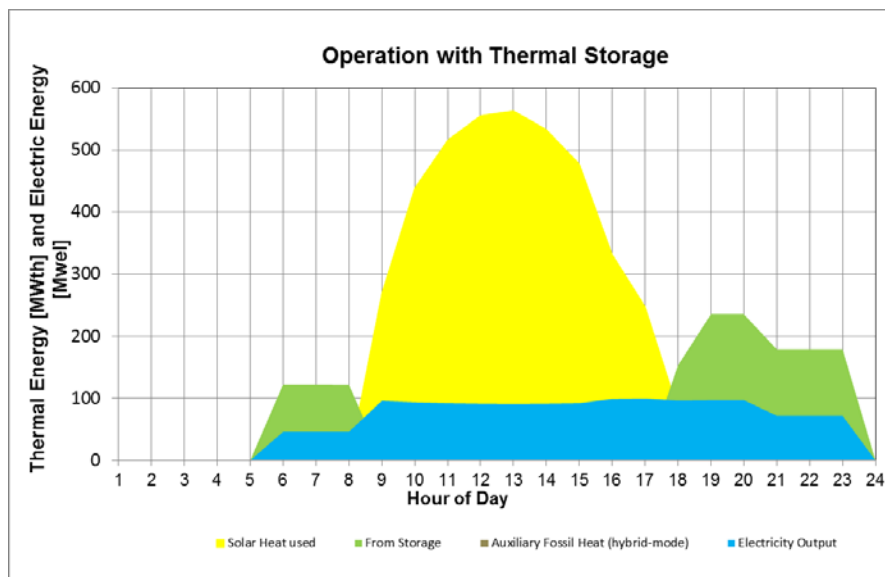


Abbildung 18: Beispiel für einen typischen sonnigen Tag (#30 des Jahres)

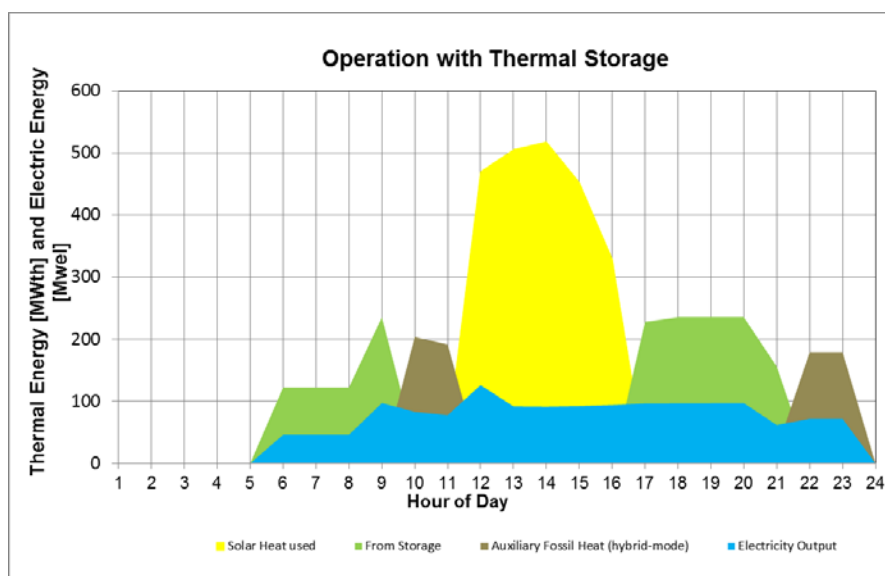


Abbildung 19: Beispiel für einen teilweise bewölkten Tag (# 9 des Jahres)

Tabelle 13: Ergebnisse der Jahresertragsberechnungen für Turmsysteme

Bezeichnung	Einheit	Wert
Jährliche Summen		
<u>Energien</u>		
Solarenergieeinstrahlung gesamt	[GWh]	2264
Energie vom Solarfeld	[GWh]	1328
Energie vom Receiver	[GWh _{th}]	1141
Kraftstoffverbrauch	[GWh _{th}]	305,5
Genutzte Wärme zur Stromerzeugung	[GWh _{th}]	1342
Bruttostromerzeugung gesamt	[GWh _{el}]	539,9
Bruttostromerzeugung solar	[GWh _{el}]	419,0
Nettostromerzeugung gesamt	[GWh _{el}]	495,1
Nettostromerzeugung solar	[GWh _{el}]	383,5
<u>Wirkungsgrade</u>		
Feldwirkungsgrad	[%]	58,7
Receiverwirkungsgrad	[%]	77,7
Solarer Wirkungsgrad	[%]	45,6
Powerblock el. Wirkungsgrad, brutto	[%]	40,2
Powerblock el. Wirkungsgrad, netto	[%]	36,9
Kraftwerk el. Wirkungsgrad, netto	[%]	19,3
<u>Sonstiges</u>		
Solaranteil	[%]	77,5
Betriebsstunden	[h]	6205
Solarer Kapazitätsfaktor	[%]	43,8

AP 2.2 PV Kraftwerke (verantwortlich: M+W)

Für dieses Arbeitspaket wurde im ersten Schritt ein grundlegender Planungsblock für ein Photovoltaik-Kraftwerk definiert, der sich direkt an modernen, kommerziell angebotenen PV-Kraftwerken orientiert, und für die gewählten Standorte sowie die zugrundeliegenden Standort- und Wetterdaten optimiert ist.

Als Ergebnis dieser Optimierung wurde eine Einheit definiert, die sich wie folgt zusammensetzt:

- 8800 PV-Module (multikristallin, 72 Zellen) zu je 320 Watt Nennleistung (Bauart JA Solar JAP6 72-320/3BB)
- 440 Modulstrings zu je 20 Modulen
- 2 Wechselrichter zu je 1000 kVA Dauerleistung (Bauart SMA SunnyCentral CP1000-XT)
- 1 Mittelspannungs-Transformatorstation, 2 MVA

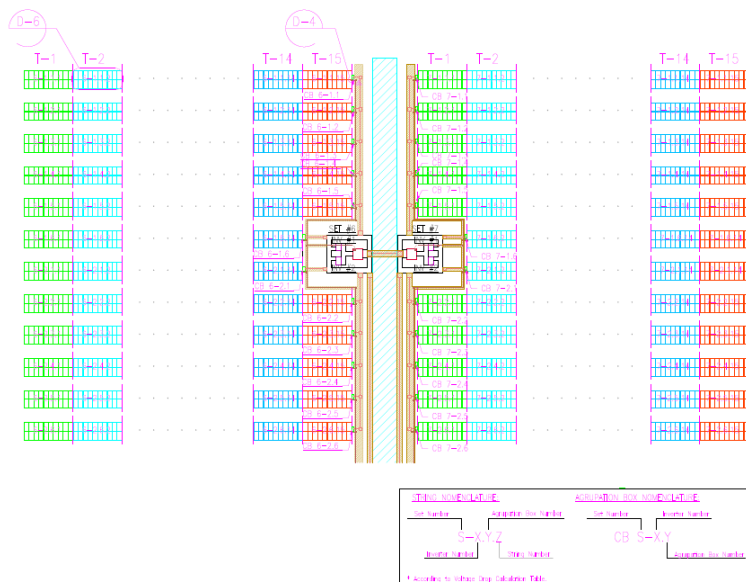


Abbildung 20: Ausschnitt der PV-Feldplanung, fest aufgeständert

Diese Systemdimensionierung führt zu einer nennenswerten Überbelegung des PV-Generatorfelds gegenüber der verfügbaren Umwandlungsleistung der Wechselrichter: 2816 kWp Generatorleistung zu 2000 kVA Wechselrichter, oder 140,8% Überbelegung.

Anhand der festgelegten Wetterdaten für den Systemstandort konnte sichergestellt werden, dass trotz dieser Systemdimensionierung keine nennenswerten Verluste durch Überlastung der Wechselrichter auftreten (ca. 2 bzw. 3% der theoretisch verfügbaren Energie kann hier nicht verarbeitet werden). Dies gilt sowohl für eine starre, fest aufgeständerte Südausrichtung des Generatorfelds als auch für eine einachsige nachgeführte Anlage mit horizontaler Drehachse in Nord-Süd-Ausrichtung. Folglich wurde keine Änderung an den Blockparametern für das nachgeführte System vorgenommen, um die Vergleichbarkeit der beiden Varianten möglichst weitgehend zu erhalten.

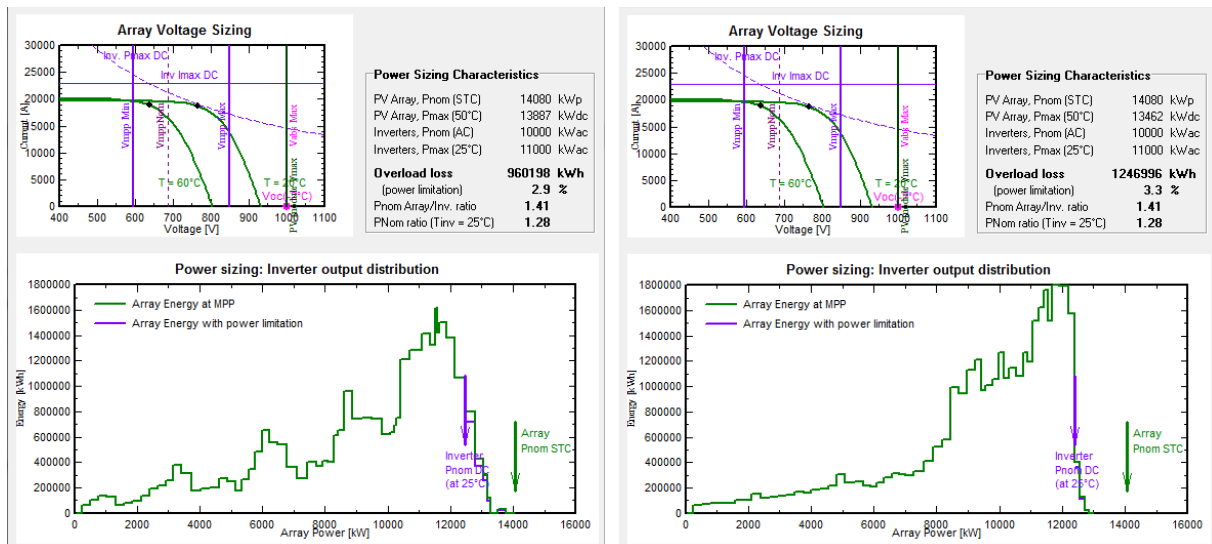


Abbildung 21: überschlägige Ermittlung der Verluste durch Überdimensionierung (PV)

Als übergeordnete Planungseinheit wurde ein Subsystem auf Mittelspannungs-Ebene angenommen, das sich aus fünf der oben beschriebenen 2MW-Planungsblöcken zusammensetzt. Diese Größenbestimmung wurde aufgrund der einfachen Verarbeitbarkeit eines 10MW-Subsystems getroffen; eine Plausibilisierung und ggf. Optimierung der Systemgröße v.a. auf Grundlage einer Effizienzberechnung des Mittelspannungssystems soll noch erfolgen, auch im Hinblick auf die optimale Integration eines Batteriespeichers (s.u.).

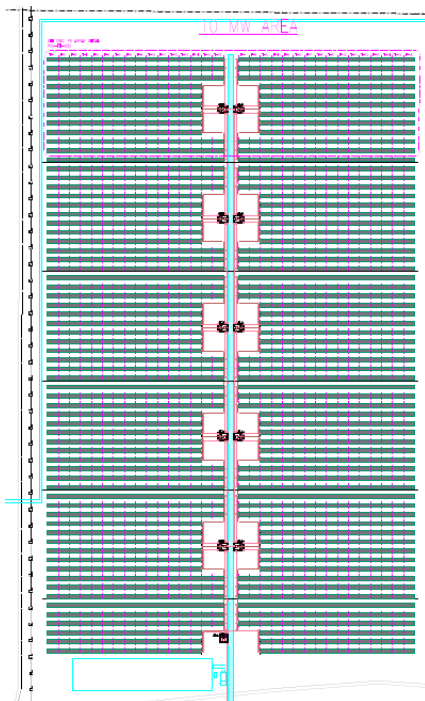


Abbildung 22: Draufsicht eines MS-Subsystems, fest aufgeständert



Abbildung 23: Schrägansicht des PV-Systems, fest aufgeständert

Für ein solches PV-Subsystem mit 10 MW (AC) Nennleistung wurde jeweils ein Simulationsmodell für die fest aufgeständerte und die nachgeführte Variante in PVSYST v6.38 erstellt, und auf Grundlage der festgelegten Wetterdaten eine Simulation des Anlagenertrags im Stundenraster erstellt. Die in Abbildung 24 dargestellten Produktionskurven für die fest aufgeständerte und die nachgeführte Variante stammen aus diesen Simulationsläufen.

Dargestellt wurden hier die Produktionskurven für den 9.1., den 30.1. sowie den 19.6. des festgelegten Wetterdatensatzes. Die ersten beiden Daten sind dabei ausgewählt worden, um eine Vergleichbarkeit mit den o.g. Werten des CSP-Systems zu erlauben; das letzte, um einen „idealen“ Betriebstag des Systems zu visualisieren (sonniger Tag nahe der Sommersonnwende). Die Leistungsgrenze der Wechselrichter bei hohen Einstrahlungen (über ca. 850 W/m² ist hier bereits erkennbar).

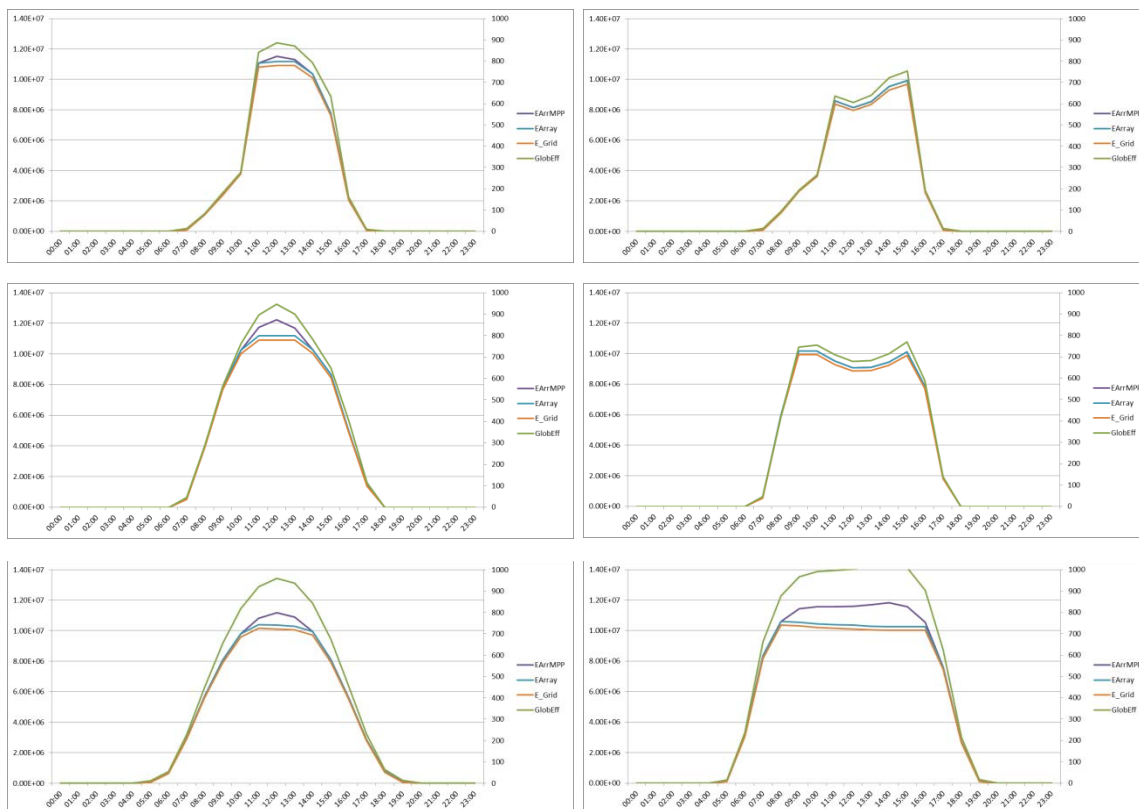


Abbildung 24: typische Tagesproduktionskurven PV, fest aufgeständert und nachgeführt

Zum Zweck der Validierung der später für die Systemsimulation eingesetzten Software wurde noch keine Skalierung des Systems auf die endgültige Größe durchgeführt. Für den Fall eines Systems mit 100 MW (AC) Brutto-Nennleistung ohne Speicherintegration bestünde diese Skalierung in einer einfachen Multiplikation, denn ein solches System würde sich lediglich aus zehn der oben beschriebenen 10 MW-Subsysteme zusammensetzen; die Produktion wäre in diesem Fall eine simple Verzehnfachung eines Subsystems. Eine Überdimensionierung des gesamten Systems, um eine tägliche Energiespeicherladung zu ermöglichen, ist darin allerdings noch nicht enthalten. Aufbauend auf den Simulationsergebnissen (s.u.) ist von einer nötigen Überdimensionierung von über 200% des PV-Systems auszugehen, um eine dauerhaft mögliche Bereitstellung von 100 MW Leistung über 6h aus dem Batteriespeichersystem zu gewährleisten. Das entspräche einer Gesamtgröße des PV-Systems von mehr als 200 MW (AC). Dies ist eine ähnliche Größenordnung wie das Solar Multiple im CSP-Auslegungsfall: bei 140,8% DC/AC-Verhältnis entspricht eine 200MW-Anlage einem Multiple von 2,816.

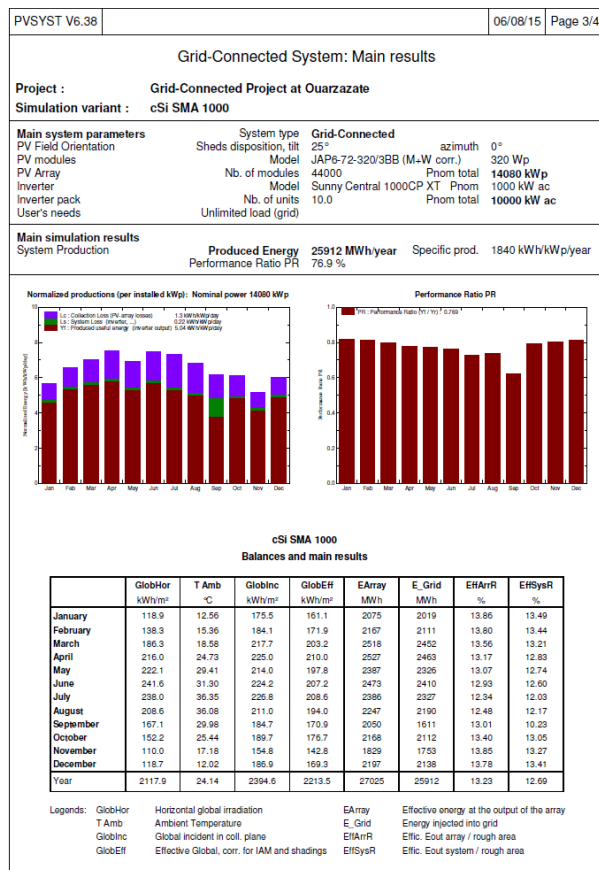
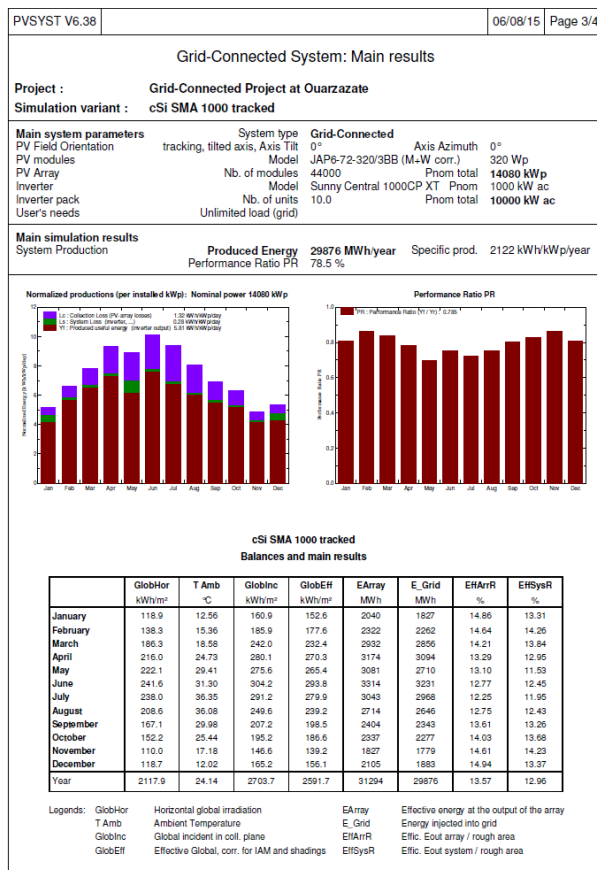


Abbildung 25: Simulationsergebnisse PV Quarzazate, nachgeführt und fest aufgeständert

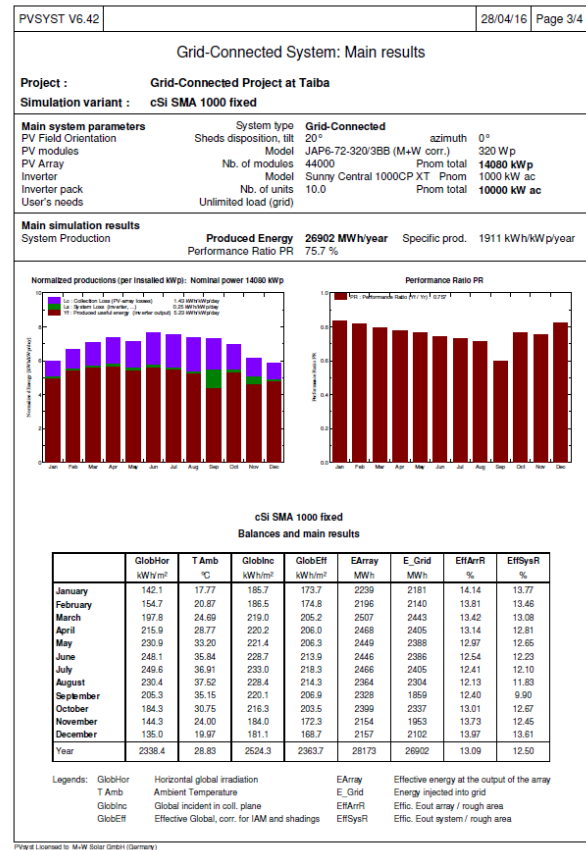
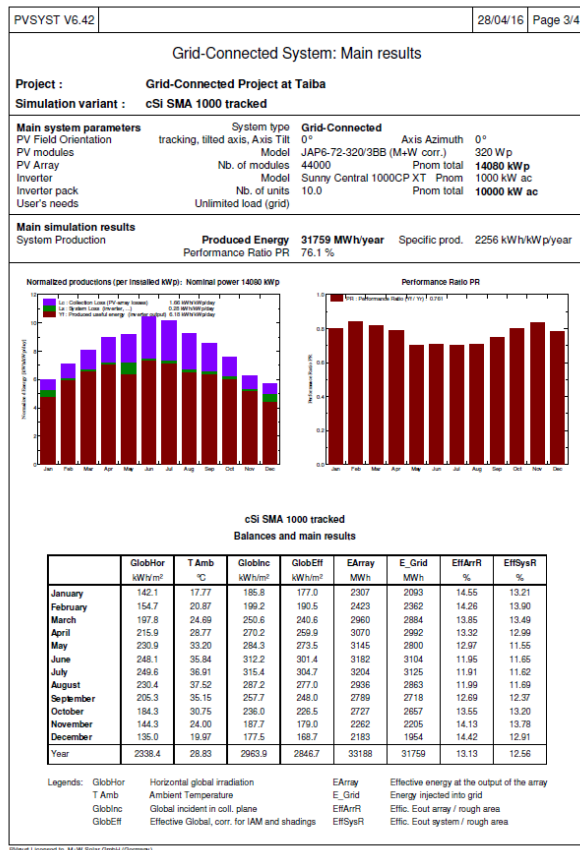


Abbildung 26: Simulationsergebnisse PV Taiba, nachgeführt und fest aufgeständert

10 MW (AC)	Quarzazate Marokko, fest	Quarzazate Marokko, nachgef.	Saudi Arabien Taiba, fest	Saudi Arabien Taiba, nachgef.
Ertrag MWh/J	25912	29876	26903	31759
spez. Ertrag kWh/kWp/J	1840	2122	1911	2256
spez. Ertrag kWh/kW(AC)/J	2591	2988	2690	3176
spez. Ertrag kWh/kW(AC)/T	7.10	8.19	7,4	8,7

Tabelle 14: Ergebnisse für das PV System

In der zugrunde gelegten Planung wird die Option offengehalten, die Batteriespeicher-Einheiten im PV-Generatorfeld integriert zu installieren. Dies bedeutet, dass an dem Standort für Wechselrichter und Transformatorstation in jedem Block eine Fläche von 15 x 12 m (180 m²) freigehalten wird, die die Aufstellung von vier 40-Fuß-Überseecontainern ermöglicht. Dies ist ausreichend für ca. 12 MWh Speicherkapazität samt der nötigen Steuer- und Leistungselektronik. Hintergrund dieser Planung ist es, in erster Linie, den Nutzungsgrad der systeminternen Wechselstromkomponenten (zumindest auf Mittelspannungsebene) durch gemeinsame Nutzung für PV und Speicher zu erhöhen, und doppelten konstruktiven Aufwand zu vermeiden. Eine Reduzierung von Übertragungs- und Umwandlungsverlusten auf der Strecke vom PV-Generator zum Speicher wird als Nebeneffekt ebenfalls erwartet.

AP 2.3 Batteriespeicher (verantwortlich: M+W)

Für die Versorgungssicherheit werden beim PV Kraftwerk Stromspeichereinheiten in Form von Batteriespeichern eingeplant. Gemäß den am Markt verfügbaren Komponenten zeichnen sich Containerlösungen ab, welche circa 4 MWh Energie in einen Standard 40 Fuß Container beherbergen. Zusätzlich werden Batteriewechselrichter aufgestellt, um die Gleichspannung der Batteriecontainer auf Wechselspannung zu übertragen und um die geordnete Ladecharakteristik für die Batterien zu erzeugen. Es besteht grundsätzlich die Möglichkeit, die Stromspeicher außerhalb des PV Kraftwerkes aufzustellen bzw. diese in das PV Feld mit zu integrieren. Letztere Möglichkeit würde Kosteneinsparungen durch gemeinsame Nutzung von Mittelspannungsschaltanlagen und Transformatoren durch PV und Batterien bedeuten.

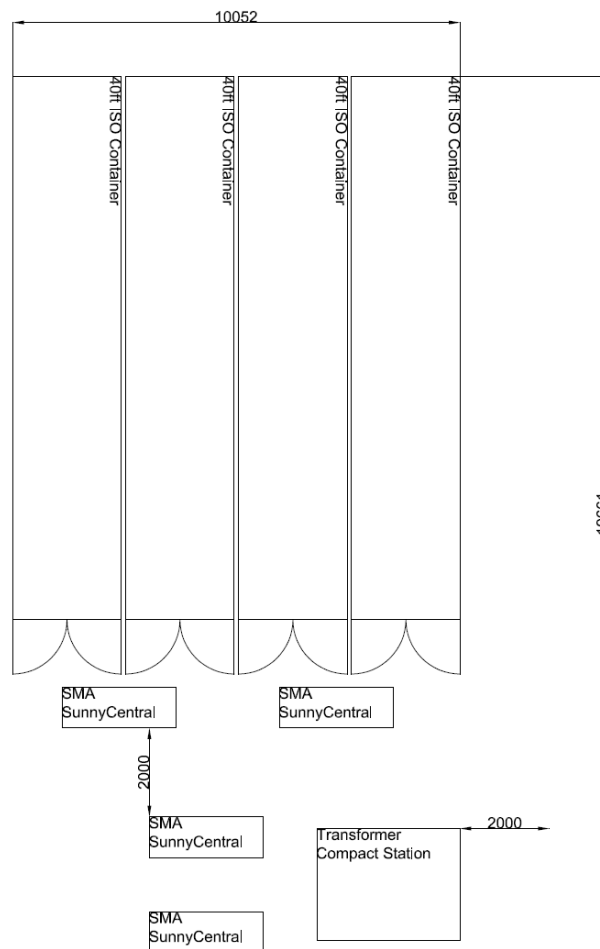


Abbildung 27: Aufstellungsbeispiel von Batteriespeicherlösungen am PV Inverter Standort

Bei der vorgeschlagenen PV Kraftwerkskonfiguration im AP 2.2 sind Inverter-Stationen von 2 MVA AC vorgesehen, welche durch die Trafostation an einen Mittelspannungsring angeschlossen sind. Um die Stromversorgung für 6 Stunden nach Sonnenuntergang aufrecht zu erhalten, kommen an jede 2 MVA PV Stationen eine 6 MVA Batteriekonfiguration dazu, diese kann aus 4 Batteriecontainern plus 2 Batteriewechselrichtern mit je 1 MVA Leistung bestehen.

Für die Modellierung dieser PV-Batterie-Kombination erfolgt die Zusammenarbeit mit LUT. Hier werden die Energieflüsse von aus den standardisierten PV Kraftwerksmodulen und den Batterien entsprechend der Möglichkeiten der Stromerzeugung der PV und den Bedarfen der zugrunde gelegten Lastkurve optimiert.

AP 2.4 Gasturbinenkraftwerke (verantwortlich: Fichtner)

Neben den eigentlichen Gasturbinenkraftwerken wurden auch GuD-Kraftwerke (Gas- und Dampfturbine) und Motorenkraftwerke untersucht. Insbesondere letztere gewinnen aktuell zunehmend an Bedeutung.

Bei den Gasturbinendaten wurde hierbei auf Gasturbinen-Kennfelder zurückgegriffen, die Fichtner im Rahmen von Projekten von Herstellern erhalten hat. Nach Auswertung dieser Kennfelder wurden die Daten normiert und eine fiktive Gasturbine mit einer Leistung bei ISO-Bedingungen (15 °C, 60 % Luftfeuchte, 1013 mbar) von 50 MW und einem Wirkungsgrad von 40 % zu Grunde gelegt.

Das untersuchte GuD-Kraftwerk wurde mit Hilfe des Kreisprozessberechnungsprogramms KPRO modelliert. Mit Hilfe dieses Modells wurden Teillastrechnungen durchgeführt. Auf Basis der Ergebnisse dieser Rechnung wurden sowohl für die elektrische Leistung wie auch für den Wirkungsgrad Näherungsgleichungen entwickelt, mit deren Hilfe man die Abhängigkeit dieser Größen von Umgebungstemperatur, Luftdruck und Last beschreiben kann. Dabei wurden zwei Kraftwerksgrößen, nämlich ein GuD-Kraftwerk von 50 MW und ein GuD-Kraftwerk von 400 MW zu Grunde gelegt. Die Wirkungsgrade wurden mit Hilfe der Gas Turbine World Handbooks zu 52 % und 59 % bei ISO-Bedingungen festgelegt. Da es sich hierbei um Wirkungsgrade auf Basis von Durchflusskühlung handelt, es sich aber bei den untersuchten Kraftwerken um Luftkondensatoren handelt, ist der Wirkungsgrad entsprechend geringer. Wird ein GuD-Kraftwerk mit Diesel befeuert, so verändern sich die Leistung und der Wirkungsgrad ebenfalls.

Gas- und Dieselmotoren wurden ebenfalls mit Hilfe von Herstellerangaben aus Projekten modelliert. Auch hier wurden entsprechende Näherungsgleichungen für die Leistung und den Wirkungsgrad in Abhängigkeit von Umgebungstemperatur, Luftdruck und Last erstellt. In Anbetracht der Zielgröße des Referenzkraftwerks wurden sinnvolle Motorgrößen der 10 MW und 17 MW Klassen bei ISO-Bedingungen (hier 25 °C und 1013 mbar) definiert und die Näherungsgleichungen jeweils für Diesel-Betrieb sowie für Gas-Betrieb ermittelt. Die Brutto-Wirkungsgrade der zu Grunde gelegten Motorenkraftwerke liegen bei ISO-Bedingungen zwischen ca. 43 % und 45 % je nach Größe und Brennstoff.

Neben den Näherungsgleichungen für Leistung und Wirkungsgrad wurden auch folgende Daten ermittelt und im Databook für AP2 zusammengestellt:

- Eigenbedarf
- Degradation
- Laständerungsgeschwindigkeit
- Mindestlast
- Anfahrzeiten
- Mindestbetriebs- und Stillstandszeit
- Verfügbarkeit
- Investkosten
- Betriebskosten
- Anfahrkosten
- Bauzeit
- Lebensdauer

AP 3 Techno-ökonomische Analyse auf Systemebene (verantwortlich: DLR)

In diesem Arbeitspaket wurden aus den in AP2 definierten Kraftwerkstypen und -komponenten integrierte „stand alone“ Gesamtkraftwerke dimensioniert. CSP Kraftwerke haben einen thermischen Speicher und eine Möglichkeit der fossilen Zufeuerung bzw. des fossilen Betriebes. Die PV-Kraftwerke haben einen Batteriespeicher und einen fossilen Backup und werden im Verbund miteinander betrieben, um grundsätzlich die gleiche Funktionalität wie ein CSP-Kraftwerk zu gewährleisten. Die Kraftwerke werden entsprechend der Vorgaben aus AP1 dimensioniert und optimiert sowie unter dem dort spezifizierten Lastmanagement und der Betriebsstrategien simuliert. Alle Berechnungen in diesem AP wurden auf Basis der im Anhang dargestellten Anlagenspezifikationen („Data book für AP3/4“) durchgeführt.

AP 3.1 Konzeptauswahl für PV Kombi-Kraftwerke (verantwortlich M+W)

AP 3.2 Konzeptauswahl für CSP-PV Kombi-Kraftwerke (verantwortlich: Fichtner)

AP3.1 und AP3.2 werden im Folgenden gemeinsam dokumentiert.

Ausgehend vom Stand der Technik und den Anforderungen aus dem Lastenheft in AP1 musste die Technologieauswahl für die Konzepte für PV-Kombikraftwerke und die Konzepte für CSP-PV Kombikraftwerke definiert werden. Anbei die Zusammenfassung:

- CSP: Parabolrinnenkraftwerk mit Thermoöl, Parabolrinne mit Salz ab 2030, sowie Salzturmkraftwerke sollen untersucht werden.
- PV: Referenz sollen kristalline PV-Module mit einachsigem Tracking sein, welche jetzt und Prognosen zufolge auch in Zukunft den überwiegenden Marktanteil stellen. Fixierte Module werden als Vergleichsfall ebenfalls berechnet, da diese bei gewissen Randbedingungen vorteilhaft sein können.
- Batterie: Nur Li-Ionen Technologie wird im untersuchten Zeitrahmen (2015-2030) als realistisch angesehen. Begründung: Nischenmärkte, für die Technologien sind im Elektrizitätsmarkt bereits vorhanden, großer Forschungs- und Entwicklungsaufwand von staatlichen Institutionen und namhaften Technologiekonzernen, der nahezu vollständig auf Li-Ionen fokussiert ist. Batterietechnologie kann in Märkten mit hohem Anteil EE einerseits die netzstabilisierende Rolle fossiler Grundlastkraftwerke übernehmen und andererseits signifikante Mengen von Elektrizität im Bereich von Stunden bis Tagen sehr effizient speichern. Li-Ionen Batterien weisen starke Kostensenkungen auf, eine Folge von vergleichsweise hohen Lernraten in Kombination mit hohen Wachstumsraten. Die Technologie profitiert ebenfalls von drei Kernmärkten, die jeweils mit hohen Wachstumsraten, die quasi identische Basis-technologie der Li-Ionen Zellen technologisch und wirtschaftlich schnell vorantreiben. Die Kernmärkte sind mobile Kommunikationsanwendungen (Notebooks, Tablets, Smart Phones, etc.), Elektrofahrzeuge (batterieelektrische Fahrzeuge, Plug-in Hybrids, E-Bikes, etc.) und stationäre Speicher, die sowohl als Leistungs- als auch als Energiespeicher eingesetzt werden. Dieses sehr dynamische Marktumfeld sorgt für erhebliche Investitionen in Forschung- und Entwicklung und Herstellungskapazitäten in der Zellenfertigung und senkt entsprechend die Kosten. Desweiteren werden Systemapplikationen am Markt eingeführt und im Rahmen von Stückkostendegressionseffekten kontinuierlich wettbewerbsfähiger. Diese Dynamik weist keine andere Batterietechnologie auch nur ansatzweise auf. Da die reinen Materialkosten vergleichsweise gering sind, ist mit einer

weiteren Verbesserung der Technologie und industrieller Skalierung von stetig sinkenden Stückkosten auszugehen, analog der Kostenentwicklung der PV-Technologie in den vergangenen Jahren. Die führte zur Fokussierung auf Li-Ionen Batterien im Projekt.

- Fossile Kraftwerke: Emissionsgrenzwerte sind bei der Konzeption zu beachten, z.B. können GT-Kraftwerke (je nach Turbine) diese nur bis zu ca. 55% Teillast garantieren. Motoren- und Gasturbinenkraftwerke sind realistischer für die Anwendung in Konzepten in AP3, GuD wird aber mitbetrachtet. Die Frage des verwendeten Brennstoffs (Erdgas, Diesel) der Turbinen ist je nach Standort zu klären.

Mit dieser Auswahl an Technologien wurden in einer gemeinsamen Diskussion 17 Konzepte für ein CSP, PV-Fossil, PV-Batterie, und CSP-PV Kraftwerk erarbeitet, welche den Anforderungen entsprechend eine Funktionalität als regelbare und grundlastfähige Stromerzeugungsanlagen mit hohem Solaranteil anbieten können (siehe *Tabelle 15*):

- Übersicht der Konzepte:
CSP-Kraftwerke: 4 Konzepte → C1 bis C4
PV-Kombi-Kraftwerke: 4 Konzepte → P1 bis P4
CSP-PV-Kombi-Kraftwerke: 9 Konzepte → CP1 bis CP9

Comoponent		CSP				PV-Kombi				CSP-PV								
		C1	C2	C3	C4	P1	P2	P3	P4	CP1	CP2	CP3	CP4	CP5	CP6	CP7	CP8	CP9
CSP	Solar field PT Oil	x												x				x
	Solar field PT Molten Salt		x												x			
	Solar field ST Molten Salt				x					x	x	x	x			x		no field!
	thermal storage MS	x	x	x	x					x	x	x	x	x	x	x	x	x
	fossil HTF/ steam generator	x	x	x	x					x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Steam turbine	x	x	x	x					x	x	x	x	x	x	x	x	x
PV	kristalin module					x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	fix mounting						x				x		x					
	1-axis tracking					x		x	x	x		x		x	x	x	x	x
Battery	Li-Ion storage					x	x	x	x			x	x	opti.	opti.	opti.	opti.	x
Fossil	GT				x			x								x		
	GuD (ACC)								x									
	Motor					x	x											

tracktracking als Sensitivität

tracking nur 1 Ko Pv is i

Tabelle 15: Übersicht der Konzepte

AP 3.3 Modellierung des Gesamtsystems (verantwortlich: DLR-TT)

Ziel in diesem Arbeitspaket ist es, Modelle des Gesamtsystems in einer gemeinsamen Simulationsumgebung zu entwickeln, damit die Berechnungen aller Systeme unter gleichen Randbedingungen durchgeführt werden können. Hierdurch wird die Vergleichbarkeit der Ergebnisse deutlich verbessert und die Kombination der Teilsysteme zu integrierten Gesamtkraftwerken erst sinnvoll möglich. Für diese Aufgabe wurde INSEL ausgewählt.

Nach einer kurzen Einführung über das Simulationstool INSEL, werden zuerst die Vorgehensweise und die Ergebnisse der Validierung vorgestellt. In einem zweiten Schritt wird beschrieben, wie das Gesamtsystem in INSEL modelliert wird.

Das Simulationstool INSEL

INSEL ist eine modulare Simulationsumgebung, die für die Planung, Überwachung und Visualisierung von Energiesystemen, insbesondere auf Anlagenebene, herangezogen werden kann. INSEL bietet fortschrittliche Funktionen zur zeitlich aufgelösten Beschreibung elektrischer und thermischer Systemkomponenten und ihres Zusammenspiels. Die modulare Struktur der Software ermöglicht die Nutzung eigener und vordefinierter Programmelemente, wodurch auch neue Technologien abgebildet werden können. Dadurch ist INSEL eine ideale Schnittstelle zwischen komplexen Komponentenmodellen auf der einen (z.B. Epsilon o.ä.) und systemanalytischen Modellen auf der anderen Seite. Die mittlere Komplexität in INSEL führt zu einer Reduktion der Rechenzeiten; die Modellierung bleibt dennoch so flexibel, dass ein breites Spektrum an Konfigurationen abbildbar ist.

Ein Screenshot der Benutzeroberfläche von INSEL ist in Abbildung 28 gezeigt. Auf der linken Leiste liegt eine Reihe an vordefinierten Modulen vor (Commercial Library). Zu dieser Modellbibliothek gehören u.a. PV-Module, MPP-Tracker, Nachführungsoptimierer und Inverter. Eine CSP-Bibliothek wurde vom DLR im Rahmen voriger Aktivitäten entwickelt. Konventionelle Kraftwerke und Batterien sind noch nicht abgebildet und werden im Rahmen von Thermvolt in Kooperation mit dem Projektpartner Fichtner und der LUT entwickelt.

Die aktive Benutzeroberfläche besteht aus mehreren Blöcken, die zusammengeschaltet werden um eine gesamte Anlage (in dem gezeigten Beispiel eine CSP-Anlage) zu simulieren. INSEL wird typischerweise eingesetzt, um Jahressimulationen von verschiedenen solcher Anlagen zu analysieren und zu vergleichen.

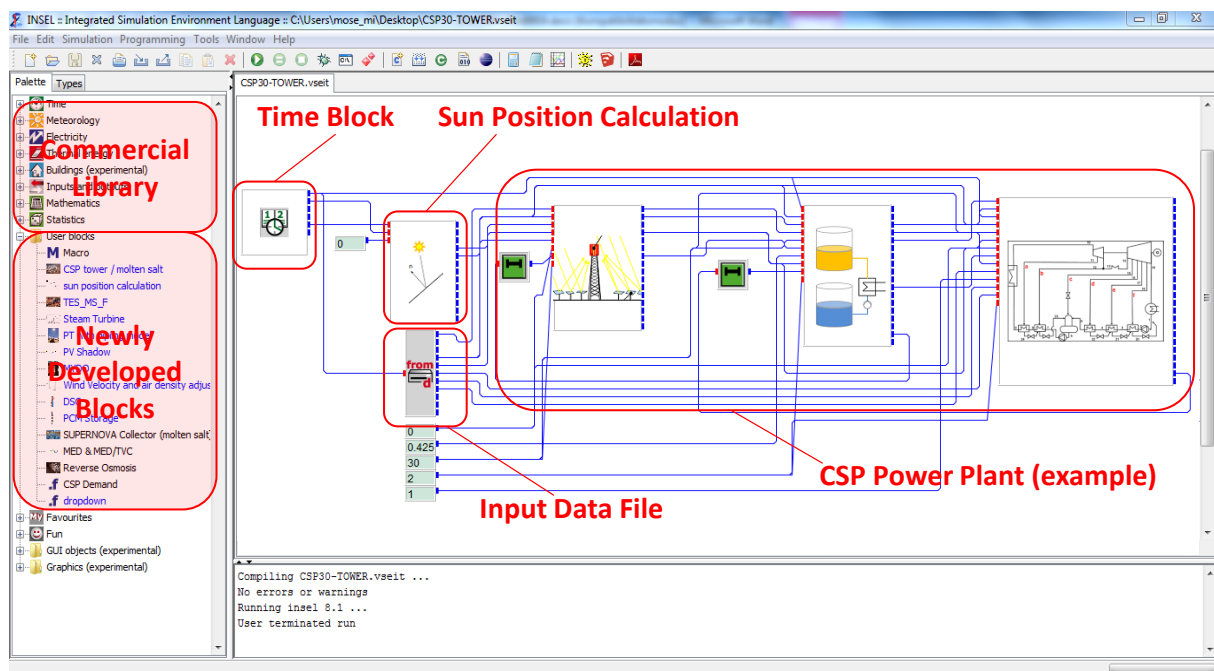


Abbildung 28: Benutzeroberfläche von INSEL (Beispiel mit CSP Turmkraftwerk)

Die wichtigsten Arbeiten im Rahmen von AP 3.3 schlossen die Validierung der INSEL-Modelle mit den detaillierteren Modellen der Projektpartner und ggf. die Anpassung der bestehenden INSEL-Modelle ein, sowie die Entwicklung der fehlenden Komponenten.

Validierung

Im ersten Schritt ist es vorgesehen, eine Validierung des Tools durchzuführen. Hierzu werden die Ergebnisse aus den in AP2 modellierten Teilsystemen mit den Ergebnissen der

Teilsystem-Modelle des Tools verglichen. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Kompetenzen der Partner synergetisch in das Tool und die Projektergebnisse einfließen. Im nächsten Schritt werden diese Teilsysteme dann zu der integrierten Gesamtanlage verschaltet, um für die Berechnungen in AP3.4 genutzt werden zu können.

Grundlage für die Validierung bilden die Ergebnisse aus AP2 und das data book aus AP2.

Folgende Benchmark-Fälle für die Validierung wurden definiert:

1. a) CSP (Speicher + fossil)
b) PV
c) PV(PVSyst) + Batterie
jeweils Validierung im Design Point, 2-3 off-Design Points, Jahresrechnung
Weitere Daten im databook
2. GT, GuD, Motor: design point, 2-3 off-design points,

▪ Validierung CSP-Parabolrinne

Bevor mit der Validierung der CSP-Systeme angefangen werden konnte, musste eine Reihe an Modellanpassungen in INSEL durchgeführt werden. Diese Anpassungen betreffen weder die Komplexität der Modelle noch die dahinterliegenden physikalischen Zusammenhänge, sondern die Steuerung der Anlagen.

In dem Simulationstool der Solarforschung wird die Bruttostromerzeugung als Lastvorgabe definiert, d.h. die stündliche Lastvorgabe von z.B. 50 MW bzw. 75 MW oder 100 MW wird nie genau getroffen. INSEL musste daher als Input für die Lastvorgabe diese Bruttostromerzeugung nehmen und diese Last möglichst genau folgen, um wirklich vergleichbare Ergebnisse zu generieren. Für diesen Zweck wurde eine bereits existierende Lastverfolgungsfunktion in INSEL erweitert. Im Rahmen dieser Anpassung konnten auch die Rechenzeiten für eine Simulation um ca. 50 % (typischerweise von 2 Minuten auf 1 Minute) reduziert werden.

Darüber hinaus wurden verschiedene Betriebsgrenzen wie z.B. eine maximale Speicherentladung für Thermoölsysteme und für den Anfahrvorgang des Power Blocks definiert.

Tabelle 16 fasst die wichtigsten Ergebnisse der Validierung für CSP-Parabolrinnensysteme, die auf Thermo-öl basieren zusammen. Alle wichtigsten Parameter, mit Ausnahme von Q_{dumping} (Spiegeldefokussierung aufgrund von vollgeladenem Speicher) weisen Unterschiede unter 2 % in der Jahressumme auf, was als zufriedenstellend betrachtet wird.

Annual Yields		PT-OIL_SF	PT-OIL_INSEL	Error
Q solar (DNI to field)	MWh/a	2,085,718	2,085,718	0.0%
Q solar field delivered	MWh/a	1,038,783	1,044,717	0.6%
Q dumping	MWh/a	56,841	58,820	3.5%
Qth to storage	MWh/a	299,504	295,062	-1.5%
Qth from storage for electricity production	MWh/a	283,941	279,417	-1.6%
Q PB (used for electricity production)	MWh/a	1,577,291	1,574,070	-0.2%
Qcof for electricity production	MWh/a	554,071	544,778	-1.7%

W parasitics Sum Online	MWh/a	43,464	43,694	0.5%
W gross el. Solar (hybrid co-firing included)	MWh/a	568,283	568,300	0.0%
W net el. Solar (hybrid co-firing included)	MWh/a	524,819	524,605	0.0%
electricity production PB	h	6,570	6,570	0.0%

Tabelle 16: Validierungsergebnisse – Vergleich der PT-OIL Referenzkonfiguration

Abbildung 29 zeigt wie die Unterschiede in der vom Solarfeld gelieferten thermischen Energie (Qsf) von der täglichen Energiesumme abhängen. Es wird ersichtlich, dass je kleiner die Tagessumme (z.B. Tag mit halbvollem Himmel), desto größer ist der Fehler. Eine mögliche Ursache für diese Diskrepanz könnte in der unterschiedlichen Modellierung von transienten Effekten liegen und dass diese Fehler während schlechter Tage relativ mehr ins Gewicht fallen.

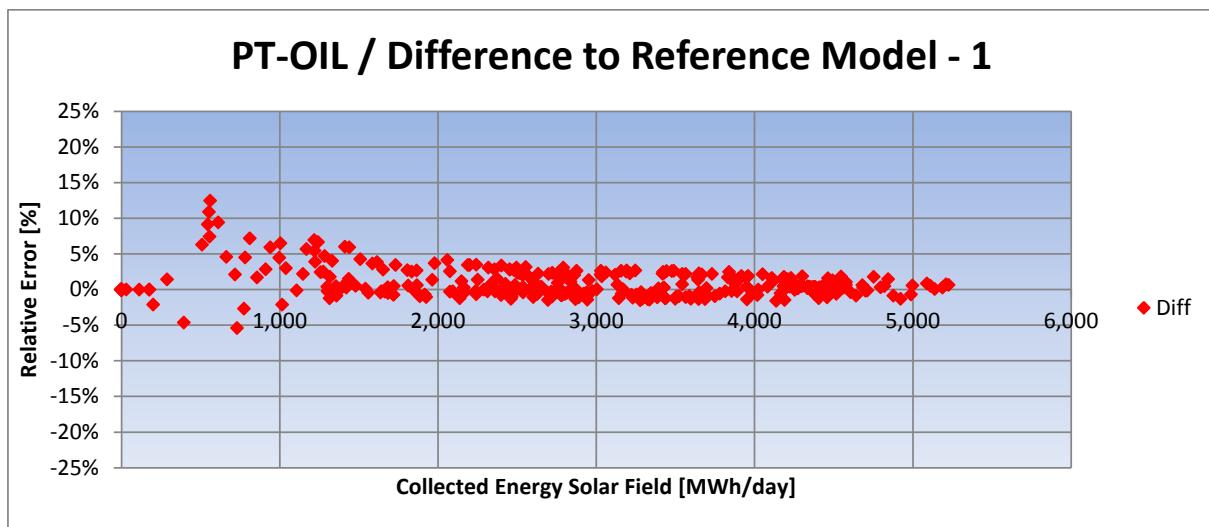


Abbildung 29: Validierungsergebnisse – Abhängigkeit der Modellgenauigkeit in Abhängigkeit des Energieertrages (PT-OIL Referenzkonfiguration, Tagesanalyse)

Abbildung 30 zeigt den Verlauf von Qsf und den Beladungszustand des thermischen Speichers während 4 Wintertagen. Beide Parameter weisen lediglich kleine Unterschiede auf.

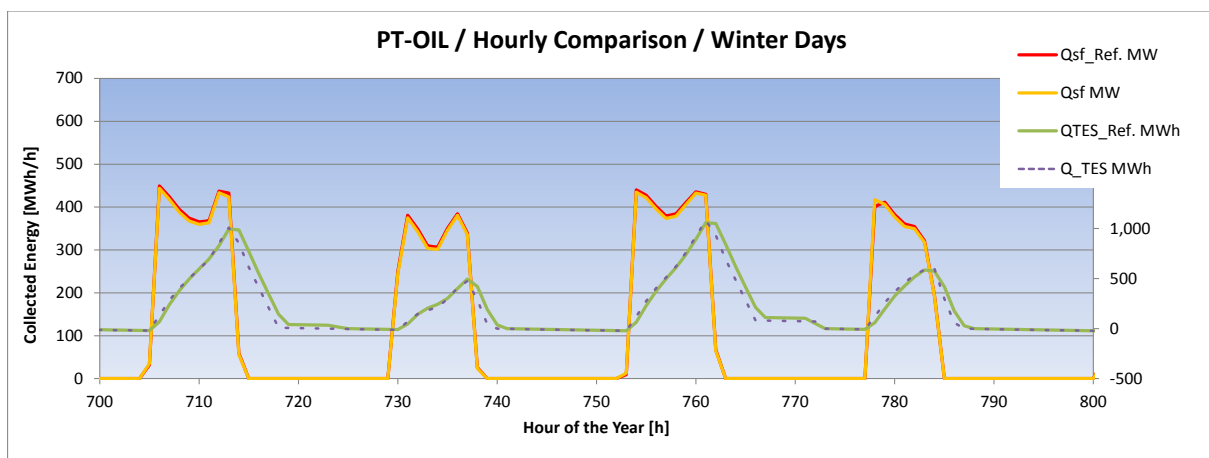


Abbildung 30: Gegenüberstellung des stündlichen Solarfeldertrages und des Speicherfüllstandes (PT-OIL, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Winterwoche

Die Ergebnisse der CSP-Parabolrinnensysteme die auf Salzschnmelze basieren sind ebenso zufriedenstellend; alle wichtigsten Parameter bleiben in der Jahressumme unterhalb der 2 %-Schwelle.

▪ Validierung CSP - Solarturm

Die gleiche Vorgehensweise ist hier für punktfokussierende Systeme dargestellt (Tabelle 17). Auch in diesem Fall gibt es eine ausreichende Übereinstimmung der Ergebnisse.

Annual Yields		CR-SALT_SF	CR-SALT_INSEL	Error
Q solar (DNI to field)	MWh/a	2,264,188	2,264,188	0.0%
Q solar field delivered	MWh/a	1,059,746	1,069,523	0.9%
Q dumping	MWh/a	104,569	103,287	-1.2%
Qth to storage	MWh/a	347,027	352,446	1.6%
Qth from storage for electricity prod.	MWh/a	341,835	347,059	1.5%
Q PB used for electricity prod.	MWh/a	1,368,935	1,383,881	1.1%
Q cof for electricity production	MWh/a	314,380	319,743	1.7%
W parasitics Sum Online	MWh/a	42,701	42,884	-0.4%
W gross el. Solar (hybrid co-firing incl.)	MWh/a	559,252	558,560	-0.1%
W net el. Solar (hybrid co-firing incl.)	MWh/a	519,745	520,001	0.0%

Tabelle 17: Validierungsergebnisse – Vergleich der CR-SALT Referenzkonfiguration

Die Analyse der relativen Fehler bei Qsf (Abbildung 31) zeigt ein ähnliches Verhalten wie bei CSP-PT Systemen.

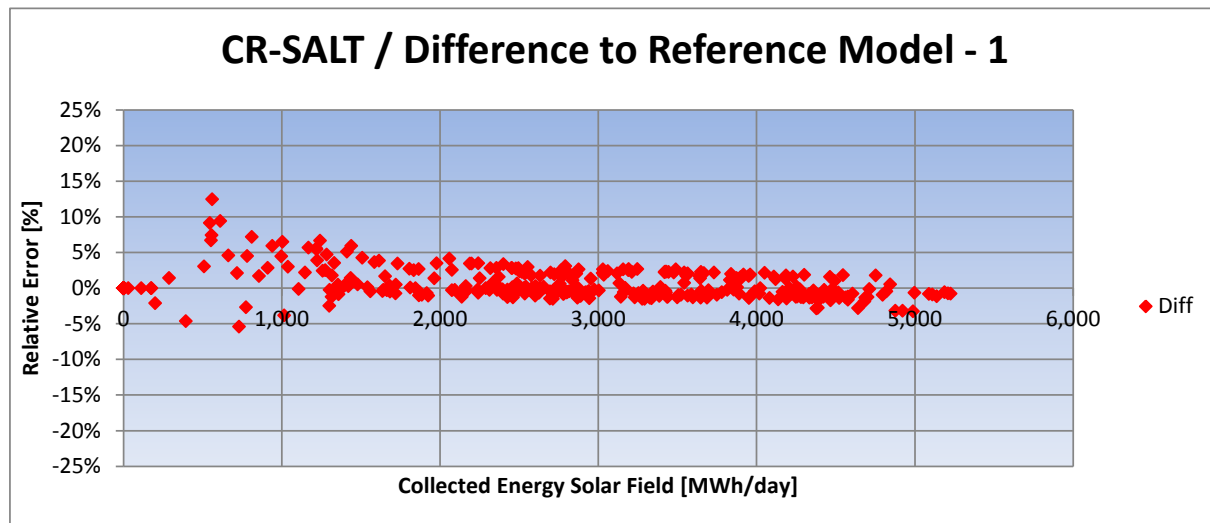


Abbildung 31: Validierungsergebnisse – Abhängigkeit der Modellgenauigkeit in Abhängigkeit des Energieertrages (CR-SALT Referenzkonfiguration, Tagesanalyse)

Auch die Übereinstimmung der stündlichen Werte von Qsf und des Beladezustandes des Speichers wird als ausreichend betrachtet. In Abbildung 32 ist sehr gut die Defokussierung des Heliostatenfeldes bei vollgeladenem Speicher zu sehen.

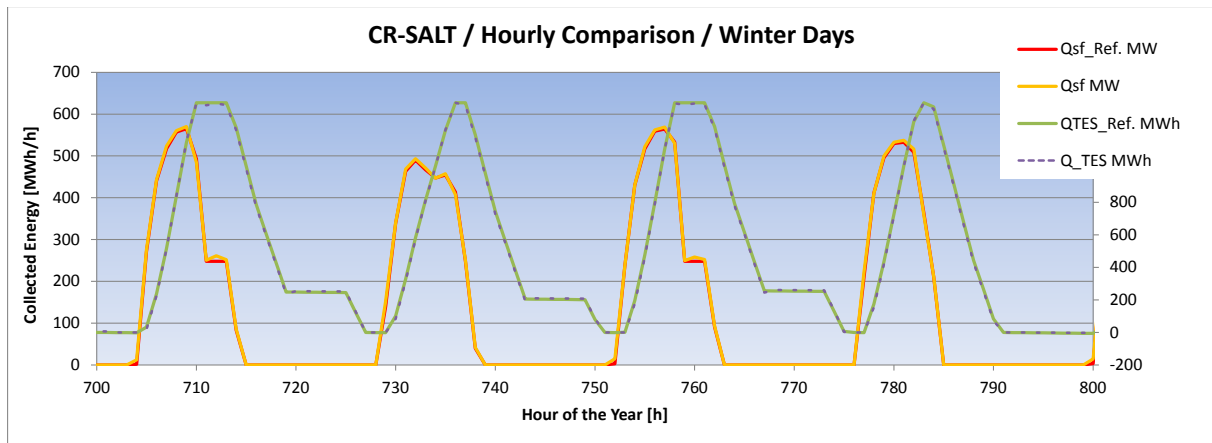


Abbildung 32: Gegenüberstellung des stündlichen Solarfeldertrages und des Speicherfüllstandes (CR-SALT, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Winterwoche

Validierung PV

Im Falle von PV-Systemen mussten keine Anpassung an den Modellen vorgenommen werden, da die notwendigen Module (PV Kollektoren, Beschattungsberechnung, Nachführung, MPP-Tracker und Inverter) bereits in der kommerziellen INSEL-Version vorhanden sind.

Abbildung 33 und in Abbildung 34 zeigen den Vergleich zwischen den stündlichen Werten aus dem Referenzmodell (PV-Syst, von M+W berechnet) und den INSEL-Ergebnisse. Angezeigt werden die effektiv auf dem PV-Kollektor eintreffende Strahlung (GTI) und die elektrische Energie direkt nach dem MPP-Tracker (EArrMPP). Die Berechnung der GTI erfolgt aus einem bereits existierenden kommerziellen INSEL-Modul. Als Inputparameter werden die Position der Sonne sowie Direkt- und Diffusstrahlung angegeben. Es sind kleinere Abweichungen in den GTI-Werten zu sehen, die möglicherweise auf die unterschiedlichen Berechnungsmethoden in dem Referenz- bzw. INSEL-Modell zurückzuführen sind. Diese Unterschiede sind etwas markanter im Winter und während wolkgiger Tage. Die Unterschiede in den GTI-Werten erklären zumindest teilweise die Diskrepanz in der elektrischen Energieproduktion. Trotz dieser Unterschiede ist der Fehler in dem von INSEL berechneten Jahresertrag der Nettostromproduktion deutlich unter 1 %.

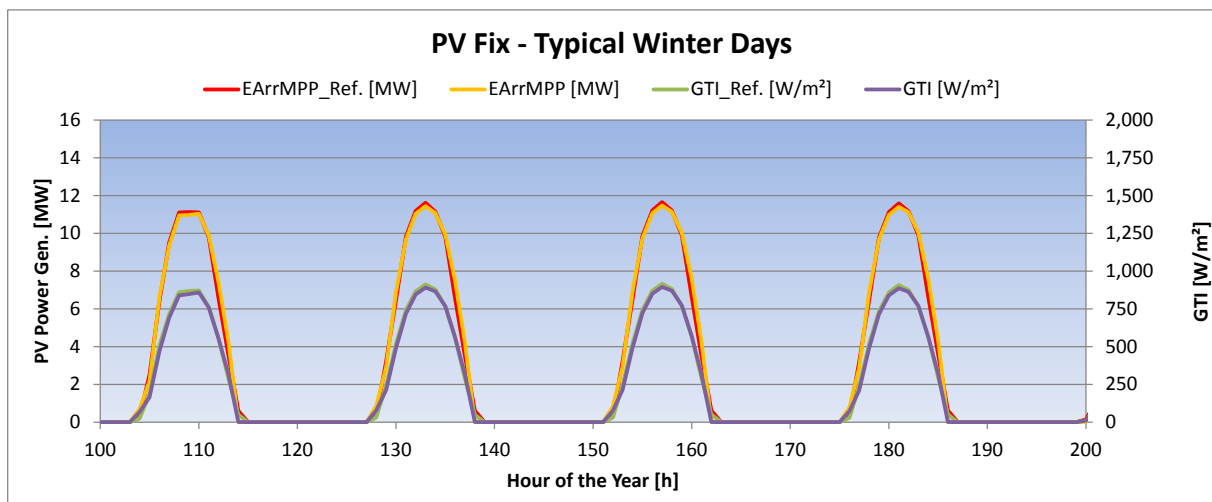


Abbildung 33: Gegenüberstellung der stündlichen Solarstrahlung auf dem geneigten Kollektor und des Solarfeldertrages (PV-fix, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Winterwoche

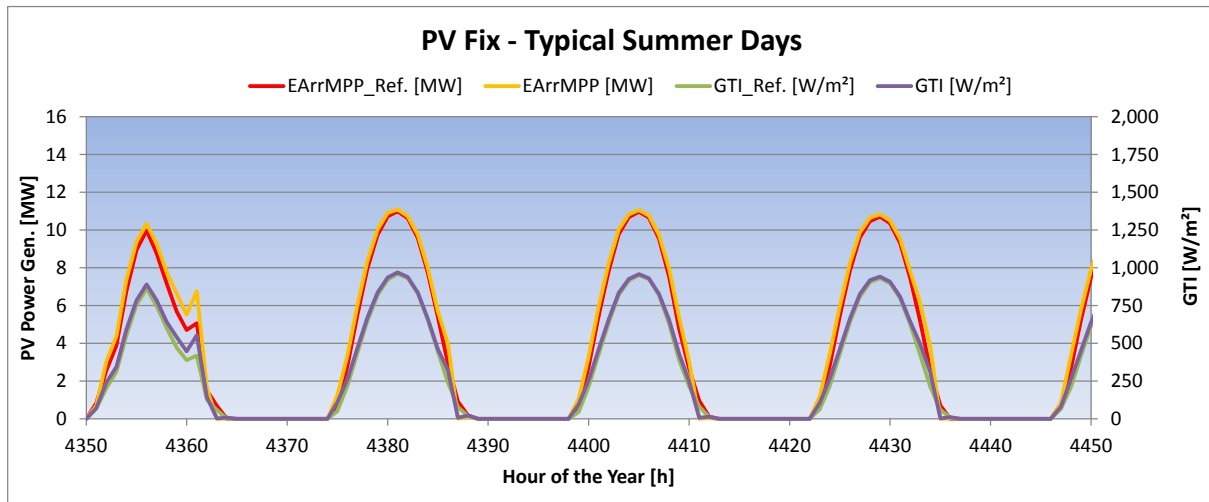


Abbildung 34: Gegenüberstellung der stündlichen Solarstrahlung auf dem geneigten Kollektor und des Solarfeldertrages (PV-fix, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Sommerwoche

Ähnliche Betrachtungen gelten für die Validierung der einachsigen-nachgeführten Systeme. Auch in diesem Fall bleiben die Unterschiede in der Nettostromerzeugung unter 1 % in der Jahressumme.

▪ Validierung PV-Batterie

Ein vereinfachtes Excel-Batteriemodell wurde von der LUT zur Verfügung gestellt. Aus dessen Basis wurde ein neues INSEL-Modell entwickelt und in der INSEL-Bibliothek integriert.

Ein eher qualitativer Ansatz wurde für die Validierung der PV-Batteriesysteme verfolgt. Abbildung 35 und Abbildung 36 zeigen die Ergebnisse der Validierung für PV-Batteriesysteme.

Um die Ergebnisse des INSEL-Batteriemodells (SoC_1, wobei SoC steht für State of Charge) mit denen des Referenzmodells (SoC_1_LUT) vergleichbar zu machen, wurde die PV-Leistung des Referenzmodells (PV_LUT) als Input für die Batteriesimulation in INSEL benutzt. Damit wird erzielt, dass eventuelle Diskrepanzen im Ladezustand der Batterie dem INSEL-Batteriemodell allein zugeordnet werden können. Die Ergebnisse zeigen eine sehr gute Übereinstimmung der Ladezustände der Batterie sowohl im Winter als auch im Sommer.

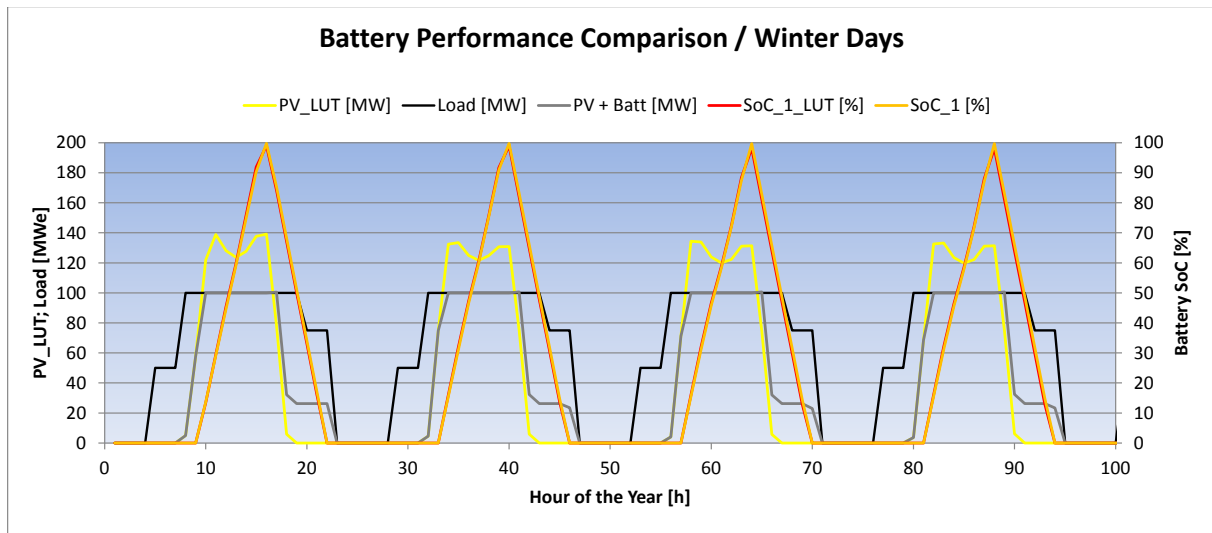


Abbildung 35: Gegenüberstellung des PV-Solarfeldertrages und des Batteriefüllstandes (PV-nachgeführt, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Winterwoche

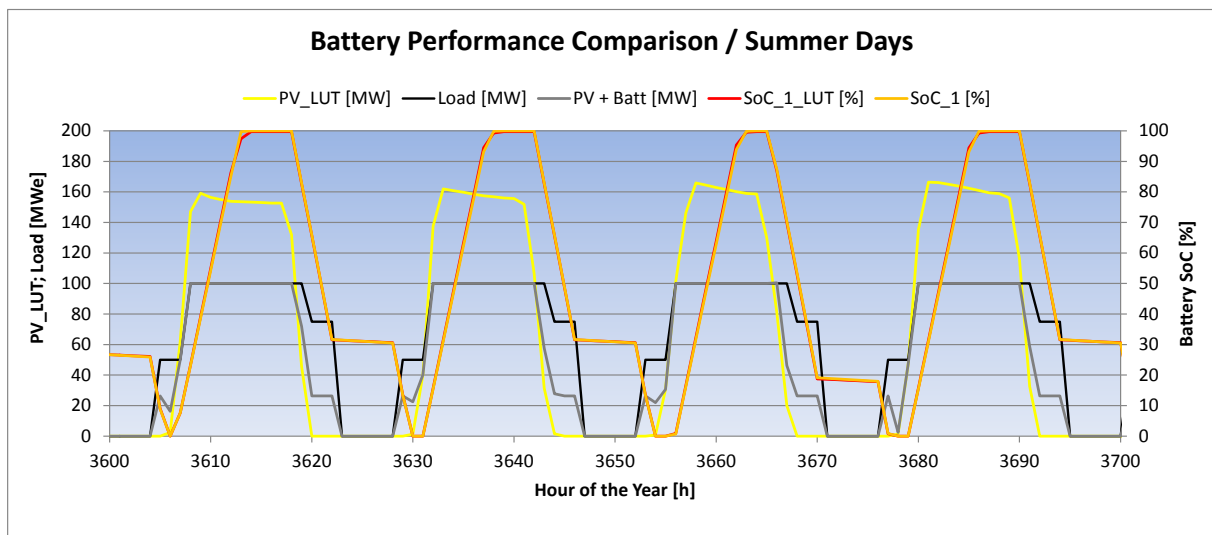


Abbildung 36: Gegenüberstellung des PV-Solarfeldertrages und des Batteriefüllstandes (PV-nachgeführt, Referenzmodell und INSEL) in einer beispielhaften Sommerwoche

Validierung Konventionelle Kraftwerke

Konventionelle Kraftwerke wurden basierend auf den von Fichtner zur Verfügung gestellten Daten in INSEL aufgebaut. Die wichtigsten Ergebnisse bzgl. der Validierung -d.h. die Nettostromerzeugung und der Nettowirkungsgrad- sind in der folgenden Tabellen (Tabelle 18 - Tabelle 20) dargestellt. Sie zeigen eine gute Übereinstimmung für das Design-point sowie für unterschiedliche Teillastzustände.

$P_{\text{net_Gas}}$			
	Fichtner	INSEL	$\Delta \%$
100%	38,787	38,766	0.1%

75%	29,090	29,062	0.1%
50%	19,394	19,358	0.2%
$\eta_{\text{net_Gas}}$			
	Fichtner	INSEL	Δ %
100%	39.36 %	39.35 %	0.0%
75%	36.20 %	36.17 %	0.1%
50%	30.77 %	30.72 %	0.2%

Tabelle 18: Ergebnisse der Validierung - Gasturbine

$P_{\text{net_Gas}}$			
	Fichtner	INSEL	Δ %
100% GT	288,469	288,396	0.0%
75% GT	229,174	226,986	1.0%
50% GT	169,908	165,815	2.4%
$\eta_{\text{net_Gas}}$			
	Fichtner	INSEL	Δ %
100% GT	55.31 %	55.32 %	0.0%
75% GT	53.88 %	53.39 %	0.9%
50% GT	50.79 %	49.56 %	2.4%

Tabelle 19: Ergebnisse der Validierung - GuD

$P_{\text{net_Gas}}$			
	Fichtner	INSEL	Δ %
100%	8,984	8,972	0.1%
75%	6,738	6,668	1.0%
50%	4,492	4,365	2.8%
$\eta_{\text{net_Gas}}$			
	Fichtner	INSEL	Δ %
100%	41.65 %	41.59 %	0.1%
75%	41.83 %	41.40 %	1.0%
50%	41.56 %	40.38 %	2.8%

Tabelle 20: Ergebnisse der Validierung - Motoren

Zudem ist für die spätere techno-ökonomische Bewertung eine Vorab-Festlegung möglichst aller technisch relevanten Inputs erforderlich. Daher wurden diese Input-Daten sowie die Ausgabegrößen (Erträge und Verbräuche) für die Modellierung jedes Benchmarksystems von Fichtner zusammengestellt.

Modellierung der Gesamtsysteme

Nachdem die Teilmodelle mit den jeweiligen Referenztools validiert worden sind, wird das Gesamtsystem in INSEL modelliert.

Für die Gesamtsystemmodelle wurde von allen Partnern aufbauend auf dem Lastenheft als gemeinsame Datengrundlage ein Databook für AP3 und AP4 erstellt (detaillierte Spezifikationen). Details hierzu befinden sich im Anhang.

Darüber hinaus muss in INSEL die Priorisierung der Einspeisung festgelegt werden. Das betrifft vor allem 2 Fälle:

- CSP-PV Kombikraftwerk: in diesem Fall wird angenommen, dass die PV Einspeisungsvorrang hat. Währenddessen wird die Wärme aus dem CSP-Solarfeld komplett im thermischen Speicher gespeichert. Wird die residuale Last, die von der CSP-Turbine gedeckt werden muss, kleiner als die Mindestteillast der Turbine, wird dann die Turbine vorübergehend heruntergefahren.
- PV-fossiles Kraftwerk: auch hier hat die PV Vorrang bei der Einspeisung. Das fossile Kraftwerk wird nur angefahren, wenn die PV-Leistung die Last unterschreitet. Ähnlich wie bei dem CSP-Fall, wird die minimale Teillast der fossilen Kraftwerke berücksichtigt.

Abbildung 37 und Abbildung 38 zeigen einen Screenshot von den zwei konkurrierenden Systemen, d.h. CSP-PV und PV-Batterie-Backup.

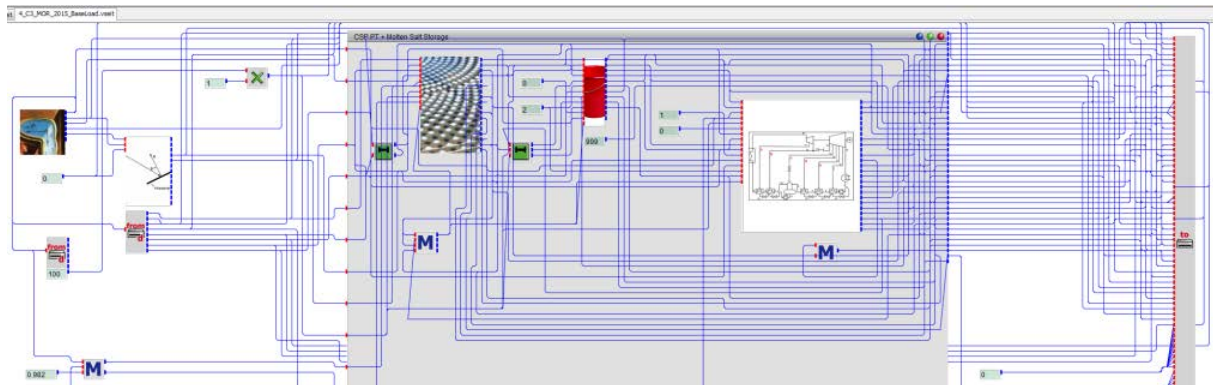


Abbildung 37: Screenshot eines CSP-PV Modells in INSEL

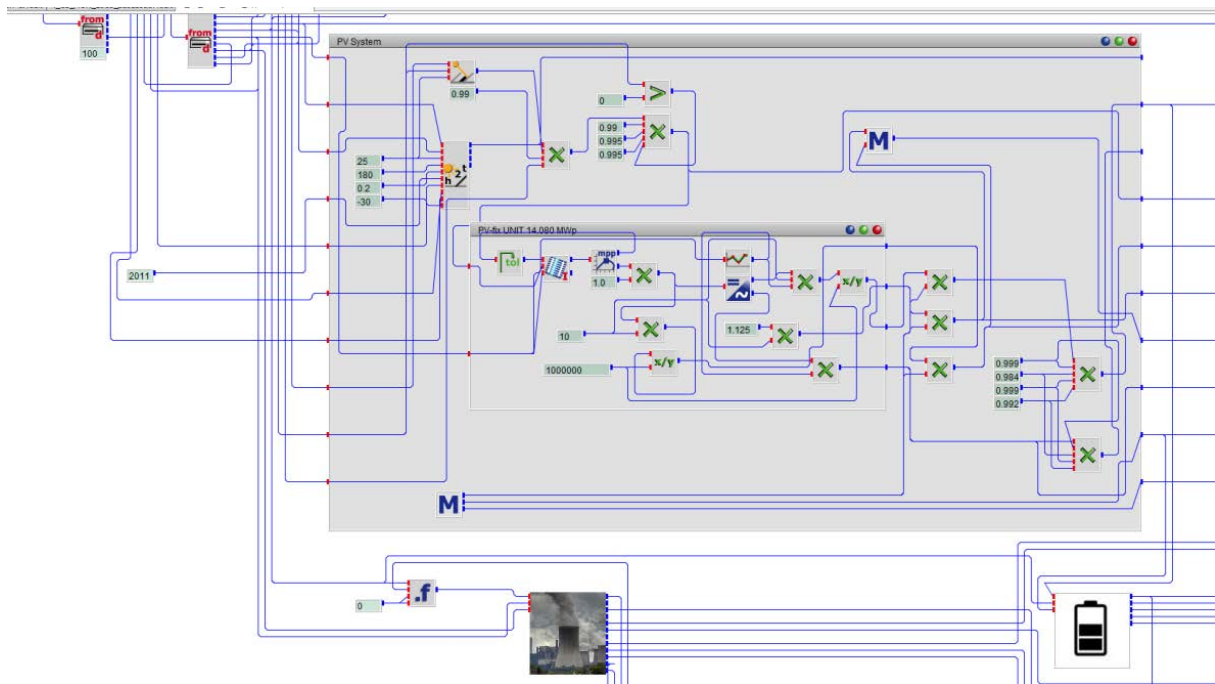


Abbildung 38: Screenshot eines PV-Batterie-Gasturbinen Kraftwerks in INSEL

AP 3.4 Auswertung des Betriebsverhaltens und Jahresertragsberechnungen (verantwortlich: DLR-TT)

Ausgehend von den ausgewählten Konfigurationen (Tabelle 15) wurde eine Priorisierung der INSEL-Rechnungen erstellt, die in *Tabelle 21* zusammengefasst ist. Die Rechnungsläufe oder „Runs“ untersuchen ein breites Spektrum an Technologien, wie z.B. CSP- bzw. PV-Kraftwerke sowie deren Kombinationen (CPV). Zudem werden zwischen den „Runs“ die Lastprofile (Typical Day bzw. Base Load), die Standorte (MOR bzw. KSA) und das Jahr der Analyse (2015 / 2030 / 2020) variiert.

Jeder Run spiegelt damit eine Grundanlagenkonfiguration an einem Standort mit einem Lastprofile dar. Innerhalb eines Runs muss durch Variation der Design-Parameter der jeweiligen Grundanlagenkonfiguration die jeweils beste Konfiguration gefunden werden. Dazu wurden je nach Run zwischen 50 und 350 Jahresrechnungen durchgeführt, wobei die wichtigsten Design-Parameter systematisch geändert werden. Es erfolgte keine vollkommene Optimierung, es ist aber davon auszugehen, dass die untersuchte Bandbreite sowie die Diskretisierung der Design-Parameter ausreichend sind, um die relevanten Optima zu identifizieren.

Die variierten Designparameter sind:

- CSP
 - o Solar Multiple (Verhältnis aus Solarfeldleistung zu Powerblockleistung)
 - o Vollaststunden des thermischen Speichers
- PV
 - o PV Peak-Leistung
 - o Vollaststunden der Batterie

- Konventionelle Kraftwerke
 - o Keine Variation – Die Auslegung basiert auf die jeweiligen Annahmen für das Design-point

Configuration Group	n Run	Configuration specification (Technology, Location, Year, Load Profile)
CSP MOR 2015	1	C1 - MOR - 2015 - typical day
	2	C1 - MOR - 2015 - base load
	3	C3 - MOR - 2015 - typical day
	4	C3 - MOR - 2015 - base load
	5	winner C1/C3 2015 - MOR - scaled national profile
PV MOR 2015	6	P1 - sat - MOR - 2015 - typical day
	7	P2 - fix - MOR - 2015 - typical day
	8	P3 - winner fix/sat - MOR - 2015 - typical day
	9	P4 - winner fix/sat - MOR - 2015 - typical day
	10	winner P1-P4 - winner fix/sat - MOR - 2015 - scaled national profile
	11	winner P1-P4 - winner fix/sat - MOR - 2015 – base load
CPV MOR 2015	12	winner CP3/CP4 - winner PV fix/sat - MOR - 2015 - typical day
	13	winner CP3/CP4 - winner PV fix/sat - MOR - 2015 - base load
	14	winner CP3/CP4 - winner PV fix/sat - MOR - 2015 - scaled national profile
	15	CP8 - winner PV fix/sat - MOR - 2015 - typical day
CSP MOR 2030	16	C2 - MOR - 2030 - typical day
	17	C2 - MOR - 2030 - base load
	18	C3 - MOR - 2030 - typical day
	19	C3 - MOR - 2030 - base load
	20	winner C2/C3 2030 - MOR - scaled national profile
PV MOR 2030	21	P1 - sat - MOR - 2030 - typical day
	22	P2 - fix - MOR - 2030 - typical day
	23	P3 - winner fix/sat - MOR - 2030 - typical day
	24	P4 - winner fix/sat - MOR - 2030 - typical day
	25	winner P1-P4 - winner fix/sat - MOR - 2030 - scaled national profile
	26	winner P1-P4 - winner fix/sat - MOR - 2030 – base load
	27	-
CPV MOR 2030	28	CP3 - winner PV fix/sat - MOR - 2030 - typical day
	29	CP3 - winner PV fix/sat - MOR - 2030 - base load
	30	CP3 - winner PV fix/sat - MOR - 2030 - scaled national profile
	31	CP8 - winner PV fix/sat - MOR - 2030 - typical day
CSP MOR 2020	32	32_C3_MOR_2020_TypicalDay
	33	33_C3_MOR_2020_BaseLoad
PV MOR 2020	34	34_P3_MOR_2020_TypicalDay
	35	35_P3_MOR_2020_BaseLoad
CPV MOR 2020	36	36_CP3_MOR_2020_TypicalDay
	37	37_CP3_MOR_2020_BaseLoad
	38	-
	39	-
CPV (PV-fix) MOR 2020	40	CP4 - MOR - 2015 - typical day
	41	CP4 - MOR - 2015 - base load
	42	-
PV-fix MOR 2020	43	P3 fix - MOR - 2015 – Typical Day
	44	P3 fix - MOR - 2015 – Base Load
	45	P3 fix - MOR - 2030 – Typical Day

	46	P3 fix - MOR - 2030 – Base Load
CPV (PV-fix) MOR 2030	47	CP4 - MOR - 2030 – Typical Day
	48	CP4 - MOR - 2030 – Base Load

Tabelle 21: Überblick über die in INSEL gerechneten Konfigurationen (Gleiches gilt für Saudi Arabien)

Als Beispiel für diese Prozedere gilt Abbildung 39, in der die vorläufigen LCOE sowie die CO₂-Emissionen der jeweiligen Konfigurationen als Funktion der in INSEL durchgeführten Rechenläufe dargestellt sind. In dem Beispiel geht es um ein kombiniertes PV-Batterie-Motor System (Run 22 für Marokko). Die INSEL-Läufe starten mit kleinen PV Leistungen und kleinen Batteriekapazitäten, welche dann sukzessiv erhöht werden. Man kann erkennen, dass die LCOE-Kurve (blaue Kurve) aus mehreren aufeinanderfolgenden Wannenkurven besteht. Pro Abschnitt wird die PV-Leistung konstant gehalten und die Batteriegröße systematisch erhöht; in jedem neuen Abschnitt ist die PV-Leistung größer als im vorigen Abschnitt. Ein globales Minimum der LCOE ist in dem Beispiel beim Rechenlauf 25 zu finden. Für diese Konfiguration (PV-Leistung: 272 MWp; Batteriegröße: 600 MWh) ist auch der Wert der CO₂-Emissionen knapp unterhalb der 40 g/kWh-Grenze. Darüber hinaus kann man sehen, dass rechts von den jeweiligen lokalen Optima die LCOE wieder steigen. Die Batteriegröße wird weiter erhöht und das schlägt sich in den niedrigeren CO₂-Werten nieder, da die Stromüberschüsse kleiner ausfallen. Allerdings schwächt dieser Effekt ab, je weiter die Batteriegröße erhöht wird. Gleichzeitig steigt die LCOE, da die Investitionen für die größeren Batterien ansteigen, diese jedoch zunehmend ineffizient eingesetzt werden, d.h. die volle Kapazität der Batterie wird nur wenige Stunden im Jahr vollkommen ausgenutzt.

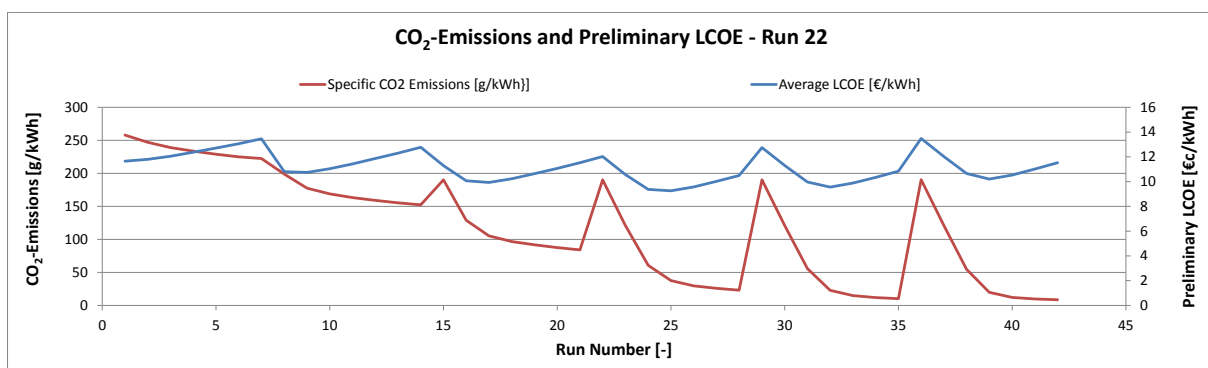


Abbildung 39: Beispielhafter Optimierungsvorgang in INSEL – MOR Run 22

In dem folgenden Abschnitt werden einige beispielhafte Stundenprofile von den 2 vielversprechendsten Konzepten gezeigt, d.h. das kombinierte CSP-PV System (Abbildung 40 und Abbildung 41) und das PV-Batterie-GT System (Abbildung 42 und Abbildung 43). Es werden jeweils die Stundenwerte der gesamten Stromproduktion für eine typische Winterwoche und eine typische Sommerwoche präsentiert.

Abbildung 40 zeigt die Stromproduktion für eine typische Winterwoche für Marokko, Run 29. Die Konfiguration hat folgende Design-Parameter:

- SM CSP: 2.5 -
- TES: 17 Vollaststunden
- PV: 136 MWp
- Batterie: 0 MWh

Obwohl diese Wintertage durch eine gute Direkteinstrahlung charakterisiert sind, es ist nicht möglich, die Anlage durchgehend solar zu betreiben. Nachts muss über mehrere Stunden

der fossile Brenner betrieben werden. Tagsüber deckt die PV-Anlage ein großes Teil der Last; gleichzeitig wird die CSP-Turbine bis zum unteren Teillastlimit gefahren. Das CSP-Solarfeld wird allerdings weiterhin ohne Einschränkungen betrieben und sorgt dafür, dass der thermische Speicher geladen wird. Während der ausgewählten Tage wird der Speicher nie komplett geladen.

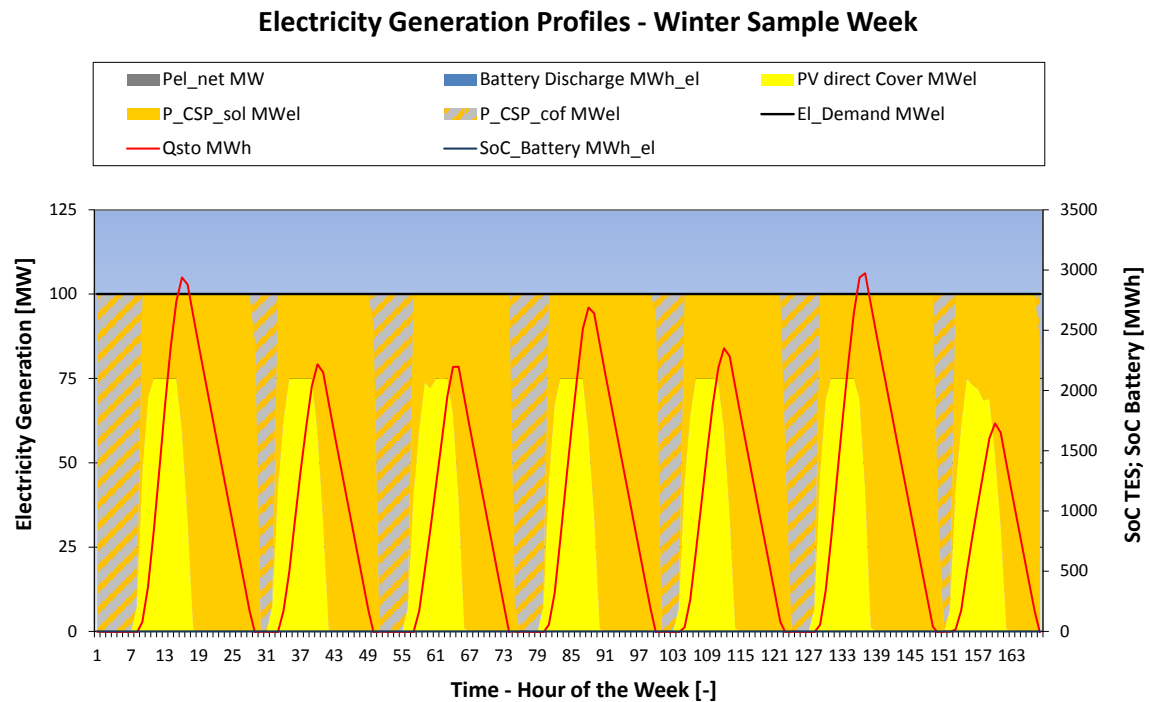


Abbildung 40: Stundenwerte der Stromproduktion – MOR Run 29, typische Winterwoche

Während der typischen Sommertage kann dagegen die Anlage ohne Hilfe des fossilen Brenners betrieben werden. Die CSP-Turbine wird rund um die Uhr gefahren. Durch die günstigeren Sonnenwinkel und die höhere Anzahl an Sonnenstunden kann das Solarfeld mehr Leistung bringen und der thermische Speicher jeden Tag komplett gefüllt werden.

Electricity Generation Profiles - Winter Sample Week

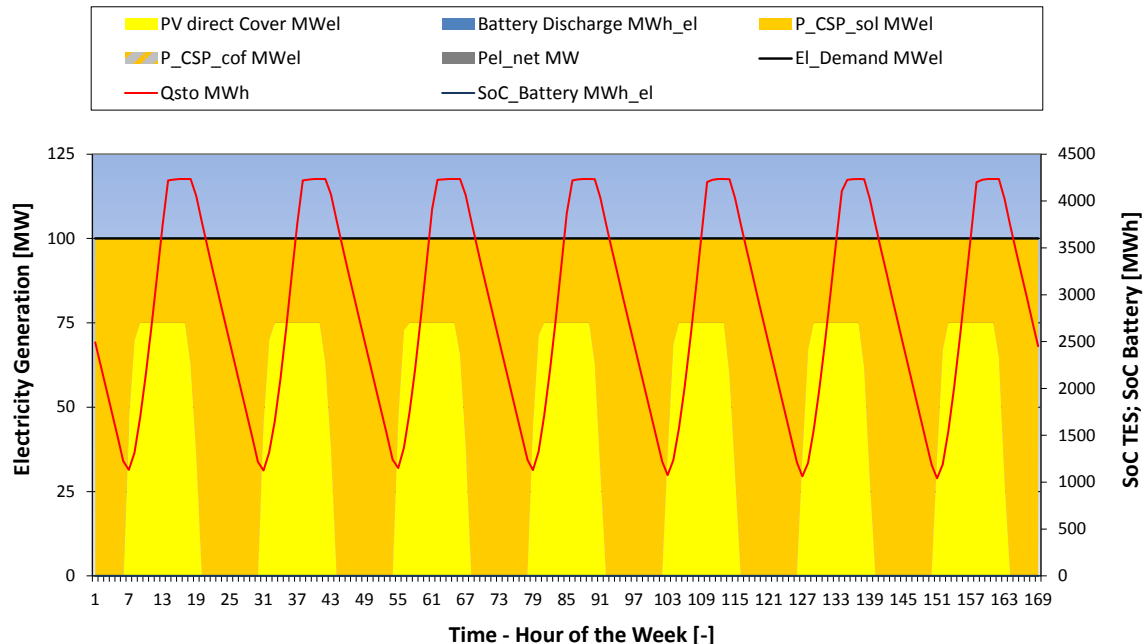


Abbildung 41: Stundenwerte der Stromproduktion – MOR Run 29, typische Sommerwoche

Das zweite Beispiel zeigt die Stundenwerte der Stromproduktion für ein PV-Batterie-GT System. In diesem Fall ist der „typische Tag“ als Lastprofil angenommen worden. Diese Last hat ein ausgeprägter Abendpeak und fällt nachts für mehrere Stunden auf null.

Die Konfiguration hat folgende Design-Parameter:

- PV: 291 MWp
- Batterie: 750 MWh
- GT: 150 MW

Während der ausgewählten typischen Winterwoche schafft es die Anlage annähernd fast ohne das fossile backup-Kraftwerke auszukommen. Die Gasturbine wird nur an wenigen Morgen- bzw. Abendstunden betrieben. Die Gasturbine ist so überdimensioniert (150 MW, maximale Last 100 MW) um auch im Design-Point (28 °C) die 100 MW Netto bei Bedarf liefern zu können. Die PV-Leistung kann alleine für mehrere Stunden am Tag die Last decken; gleichzeitig wird die Batterie geladen. Die Batterie wird in diesen Tagen nie komplett geladen. Das heißt, dass keine Überschüsse erzeugt werden. Die Batterie schafft es in den ausgewählten Tagen, den Abendpeak alleine vollständig zu decken.

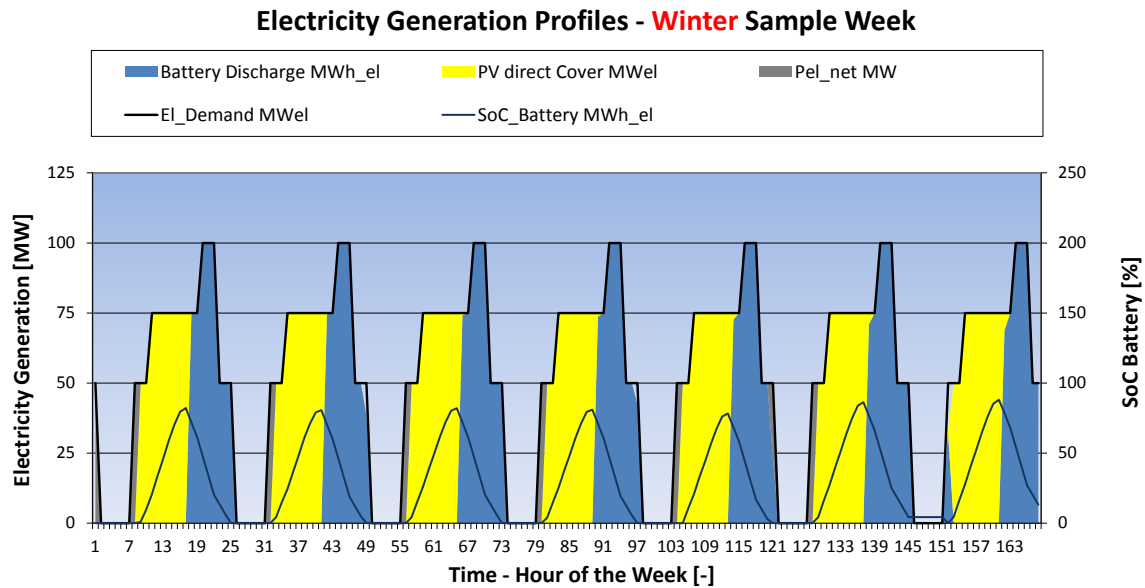


Abbildung 42 – Stundenwerte der Stromproduktion – MOR Run 23, typische Winterwoche

Im Sommer kann die PV-Anlage durch die höhere Anzahl an Sonnenstunden die Last für längere Zeit decken und gleichzeitig die Batterie komplett laden. In den meisten Sommertagen ist die Batterie bereits vor Mittagszeit komplett geladen. Dadurch entstehen große Stromüberschüsse, die nicht genutzt werden können. Dennoch gilt diese Konfiguration im Jahr gesehen als kostenoptimal.

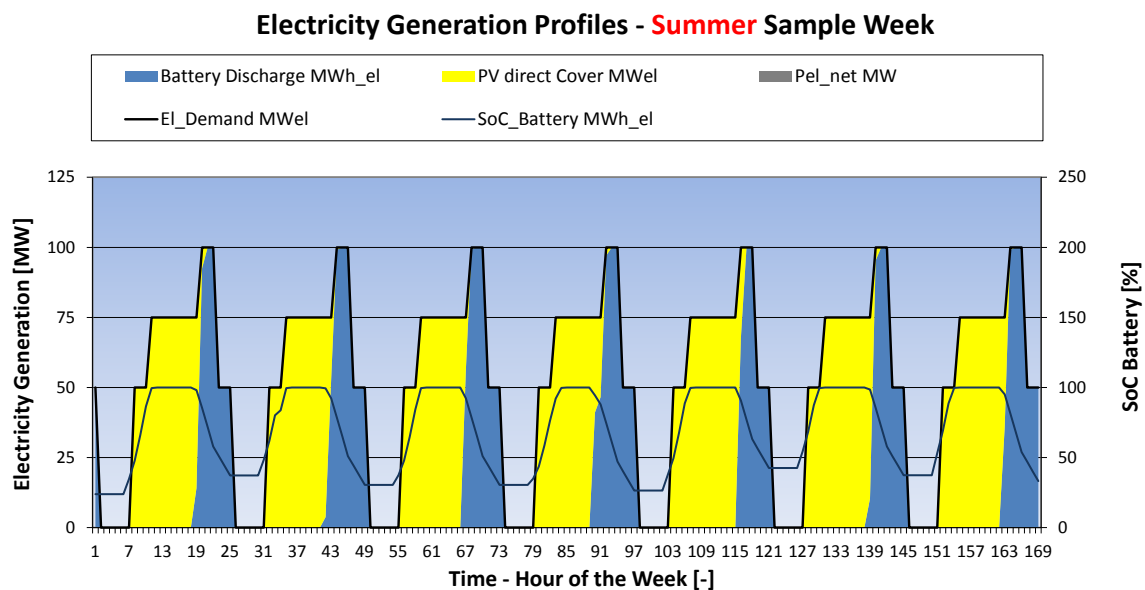


Abbildung 43: Stundenwerte der Stromproduktion – MOR Run 23, typische Sommerwoche

Zuletzt wird in Abbildung 44 eine beispielhafte Abhängigkeit der LCOE von den CO₂-Emissionen gezeigt (Marokko, Run 12, kombiniertes CSP-PV System). Jeder Punkt stellt eine Konfiguration (d.h. ein INSEL-Lauf) dar. Da in INSEL keine automatische Optimierung durchgeführt wird, stehen die Punkte nicht auf eine Linie, sondern weisen eine gewisse Streuung auf. Dennoch ist eindeutig eine untere Einhüllende zu erkennen, woraus man schließen kann, dass die jeweiligen Optima bei verschiedenen CO₂-Werten identifiziert worden sind. Die Punktwolke ist dichter in dem CO₂-Bereich zwischen 10 und 100 g/kWh,

da die niedrigeren Werte (insbesondere unter 40 g/kWh) für die Studie am relevantesten sind. In dem Beispiel steigen die LCOE-Werte steil bei CO₂-Emissionen unter 40 g/kWh. Dieses Verhalten ist damit zu begründen, dass die simulierten Systeme jede Stunde die Last decken müssen: sie sind praktisch als Insel-Systeme betrachtet und haben nicht die Möglichkeit, über das Netz momentane Über- bzw.- Engpässe zu überbrücken. Das ist eine sehr stringente Annahme und es ist fraglich, ob ein Kraftwerk im Netzverbund so installiert und betrieben werden würde. Dennoch ist die Annahme hier sinnvoll, um einen fairen Vergleich zwischen unterschiedlichen Technologien auf Anlagen-Ebene und nicht auf System-Ebene überhaupt zu ermöglichen.

Das heißt schließlich, dass bei sehr hohen Anteilen an erneuerbaren Energien teilweise erhebliche Überkapazitäten installiert werden müssen, um unter diesen Annahmen die CO₂-Werte einzuhalten.

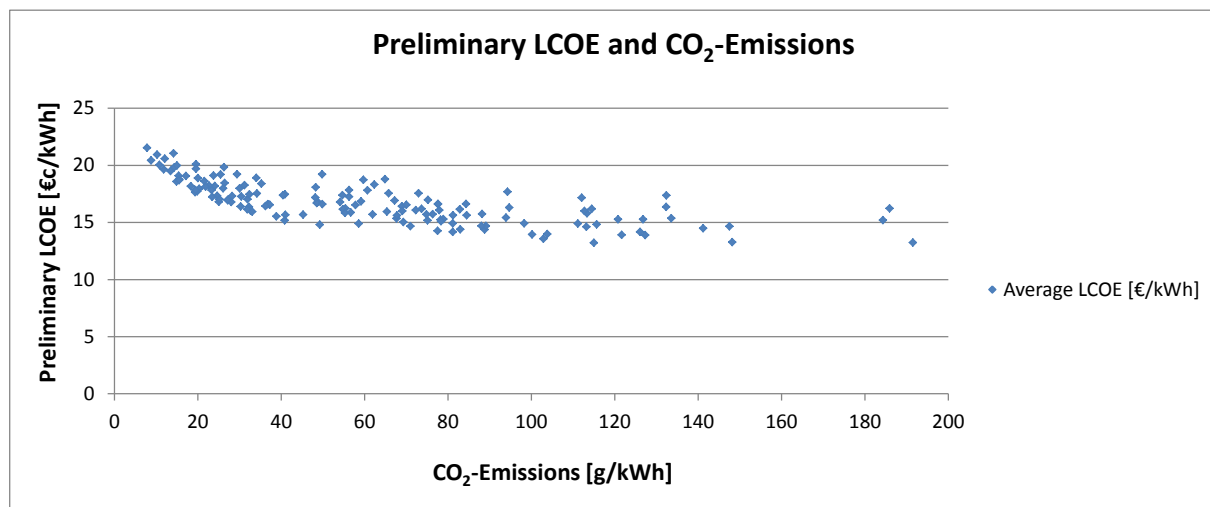


Abbildung 44: vorläufige LCOE als Funktion der CO₂-Emissionen – MOR, Run 12

AP 3.5 Wirtschaftliche und ökologische Analyse (verantwortlich: Fichtner)

Festlegung der angesetzten Investitionskosten für 2015, 2020 und 2030

Die wirtschaftliche Analyse erfordert Annahmen zu Investitionskosten (Capex) zu festen Zeitpunkten, welche am besten mit der Methode der Lernkurven (auch Erfahrungskurven) ermittelt werden können. Hierfür ist es von elementarer Bedeutung, das zukünftige Marktpotenzial abschätzen zu können. Dies wurde mit allen Projektpartnern intensiv diskutiert und hierauf basierend Szenarien festgelegt, die im Folgenden dargestellt werden.

Die angewandte Methode der Lernkurven ermöglicht es, auf der Grundlage der historisch kumulierten Produktion, des zukünftig zu erwartenden Wachstums und technologiespezifischer Lernraten die Entwicklung der Investitionskosten (Capex) für Industrieprodukte zu prognostizieren.

Die Lernrate beschreibt die Kostensenkung in Prozent der Investitionskosten pro Verdopplung der historisch kumulierten Kapazität. Die Lernrate kann auch über das sogenannte Progress Ratio ausgedrückt werden, welches eins minus der Lernrate entspricht. Es ist auch möglich die Entwicklung der Investitionskosten anstatt in Abhängigkeit von der historisch kumulierten Produktion und der zukünftigen absoluten Marktentwicklung in Abhängigkeit von zukünftigen Wachstumsraten zu beschreiben.

Die Lernrate für CSP-Kraftwerke wird in der Literatur übereinstimmend zwischen 10-12% angegeben [4] [5] [6] [7] [8] [9], wobei auch eine Aufschlüsselung für die Schlüsselkomponenten möglich ist: Solarfeld (10%), thermischer Energiespeicher (8%) und Generator (2%). Die Lernrate für PV-Module ist gut dokumentiert und liegt typischerweise zwischen 20,0 - 21,5% [10] [11] [12] [13] [14] [15]. PV-Wechselrichter zeigen eine vergleichbare Lernrate, wie die PV-Module, während die gesamten PV-Kraftwerke eine etwas geringere Lernrate aufweisen.

Die Anzeichen verdichten sich, dass die Lernraten für PV-Module in den vergangenen Jahren eine wesentlich höhere Rate von mehr als 30% aufwiesen [14] [15]. Ein Abflachen dieser hohen Lernrate wird in den kommenden Jahren nicht erwartet. Die Lernrate von stationären Batteriesystemen auf Li-Ionen Basis im Kraftwerksmaßstab wird auf ca. 20% abgeschätzt, im Vergleich zu etwa 15% für Li-Ionen-Batterien für Elektromobilität und bis zu 25% für die Unterhaltungselektronik [16] [17].

Die kumulierte Kapazität für CSP betrug 5,0 GW zum Ende des Jahres 2015, davon 603 MW Solarturm CSP-Anlagen und der überwiegende Rest waren Parabolrinnen CSP-Anlagen [18]. Die kumulierte Kapazität für PV-Anlagen betrug 230 GW am Ende des Jahres 2015. Für PV und CSP sind zukünftige Projektionen zum Zubau und der Marktentwicklung der wichtigsten verfügbaren Studien berücksichtigt. Eine kumulierte Kapazität für Li-Ionen-Batterien wird nicht berücksichtigt, aber die zu erwartenden durchschnittlichen jährlichen Wachstumsraten (CAGR), die alternativ im Lernkurvenansatz verwendet werden können.

Zur Bestimmung der zukünftigen Marktentwicklung von PV und CSP wurde eine intensive Literaturrecherche der wichtigsten verfügbaren globalen Energieausbauszenarien durchgeführt ([18] [19] [20] [21] [22] [23] [24] [7] [11]). Die Ergebnisse sind in *Tabelle 22* und *Abbildung 45* zusammengefasst.

Studie	Jahr	Ref.	PV 2020 [GW]	PV 2030 [GW]	CSP 2020 [GW]	CSP 2025 [GW]	CSP 2030 [GW]
Greenpeace - E[R]	2015	[19]	732	2839	31		405
Greenpeace - Adv E[R]	2015	[19]	844	3725	42		635
Estela, ATK - min	2010	[20]			30	60	
Estela, ATK - max	2010	[20]				100	
Estela, Greenpeace - moderate	2016	[18]			21.8		131
Estela, Greenpeace - advanced	2016	[18]			42		350
IEA - WEO, NPS	2015	[21]	397	728	9		28
IEA - WEO, 450	2015	[21]	420	938	10		61
IEA - Roadmap STE	2014	[22]					261
BNEF - New Energy Outlook 2015	2015	[23]	636	1799	8.2	8.9	9.5
IEA - Roadmap PV	2014	[24]		1721			
ITRPV - Int Techn Roadmap PV	2015	[11]	559				
FhG-ISE, LCOE RE techn - Sarasin 2010	2013	[7]			32		91
FhG-ISE, LCOE RE techn - Greenpeace 2009	2013	[7]			68		231
FhG-ISE, LCOE RE techn - Trieb 2009	2013	[7]			15		150
Minimum			397	728	8	9	10
Durchschnitt			598	1958	28	56	214
Maximum			844	3725	68	100	635

Tabelle 22: Vorhersagen der globalen installierten Kapazität von PV und CSP nach jeweiligen Studien

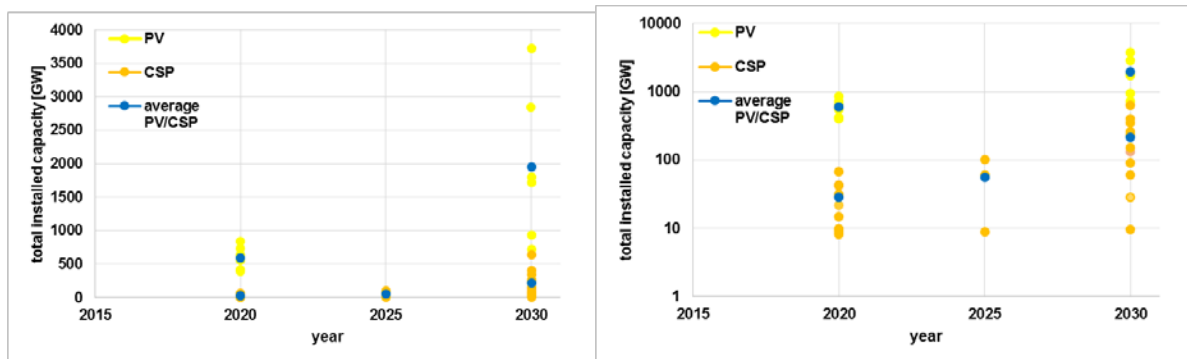


Abbildung 45: Visualisierung der projizierten globalen installierten Kapazität von PV und CSP in linearer (links) und logarithmischer (rechts) Skalierung

Nach eingehender Diskussion der Ergebnisse entschieden sich die Projektpartner die zukünftigen Wachstumserwartungen in drei Szenarien zu beschreiben: base case, (Erwartungswert), low case (niedrigeres Wachstum, welches zu niedrigeren Kostensenkungen führt) und einen high case (höheres Wachstum, welches zu höheren Kostensenkungen führt). Die zentralen Annahmen sind wie folgt:

- CSP: kumulierte Leistung für das Jahr 2020 von 15,4 GW (low: 9,0 GW, high: 21,8 GW) und für das Jahr 2030 von 79,5 GW (low: 28 GW, high: 131 GW). Capex 2015 von 5431 €/kW (Parabolrinne) und 4618 €/kW (Solarturm) für ein 100 MW Kraftwerk, SM 2,4 und TES von 10 Stunden.
- PV: kumulierte Leistung für das Jahr 2020 von 598 GW (low: 397 GW, high: 844 GW) und für das Jahr 2030 von 1958 GW (low: 728 GW, high: 3725 GW). Capex 2015 von 1250 €/kWp für einachsige nachgeführte Kraftwerke.
- Li-Ionen-Batteriesysteme: wir gehen von einem CAGR von 25% aus (low: 10%, high: 40%) für den Zeitraum von 2015 bis 2030. Capex 2015 von 400 €/kWh plus 200 €/kW berücksichtigt mit einem Verhältnis von Energie zu Leistung von 6.

Die Capex für das Jahr 2015 entsprechen Marktpreisen. Die Ergebnisse für die drei Szenarien sind in *Tabelle 23* zusammen gefasst. Die Capex für die CSP-Kraftwerke (Solarturm und Parabolrinne) sind abgeleitet vom arithmetischen Mittel der Annahmen, dass alle neuen Kraftwerke je zur Hälfte mit beiden Technologien zugebaut werden und der Alternative, dass alle neuen Kraftwerke auf nur eine der beiden Technologien entfallen. Dieses Vorgehen ist der Marktunsicherheit in Bezug auf die Entwicklung der beiden Technologien geschuldet. Insgesamt sehen die Projektpartner übereinstimmend die höchsten Unsicherheiten bei den Kosteneinschätzungen im zu erwartenden Kapazitätszubau von CSP Kraftwerken und der Wachstumsrate von Batteriesystemen, die jedoch sowohl von stationären Kleinspeichern, stationären Großspeichern und insbesondere der sich sehr dynamisch entwickelnden Elektromobilität getrieben wird.

Kraftwerke	Lernraten	Verdopplungen 2015-2020	Verdopplungen 2020-2030	Capex 2020 [€/kW; €/kWh]	Capex 2030 [€/kW; €/kWh]
base case					
CSP, Turm	10-12%	1.62	2.37	3645 – 3722 - 3798	2826 – 2939 - 3052
CSP, Rinne	10-12%	1.62	2.37	4222 – 4318 - 4415	3285 – 3425 – 3565
PV	15-20%	1.35	1.71	924 - 964 - 1003	631 – 693 – 760
Batteriesystem	15-20%	1.61	3.22	303 – 318 - 334	148 – 173 – 198
low case					
CSP, Turm	10-12%	0.85	1.64	4031 – 4081 - 4131	3298 – 3393 – 3489
CSP, Rinne	10-12%	0.85	1.64	4624 – 4692 - 4760	3836 – 3954 – 4073
PV	15-20%	0.76	0.87	1054 – 1079 - 1104	867 - 913 – 958

Batteriesystem	15-20%	0.69	1.38	372 – 380 - 388	273 – 292 – 310
high case					
CSP, Turm	10-12%	2.12	2.59	3435 – 3523 - 3612	2643 – 2760 – 2876
CSP, Rinne	10-12%	2.12	2.59	3990 – 4101 - 4211	3065 – 3211 - 3357
PV	15-20%	1.85	2.14	827 – 876 - 925	513 – 583 – 653
Batteriesystem	15-20%	2.43	4.85	252 – 272 - 292	85 – 108 – 133

Lernraten, Verdopplungen und Capex von CSP, PV und Batterien in den drei Marktszenarien. Capex für CSP und PV sind in Einheiten von €/kW für die Leistung und für Batteriesysteme in €/kWh für die nutzbare Speicherkapazität, wofür von einem Verhältnis von Energie zu Leistung von 6 ausgegangen wird. Die Capex sind in einer Bandbreite von Minimum – Durchschnitt – Maximum angegeben, als Ergebnis des Lernraten Bereichs

Tabelle 23: Lernraten, Verdopplungen und Capex von CSP, PV und Batterien in den drei Marktszenarien.

Die Gesamtanlagenkosten, wie in *Tabelle 23* dargestellt, sind nützlich, wenn immer die gleiche Anlagenkonfiguration verwendet wird, d.h. das gleiche Verhältnis von Generator, Solarfeld und thermischem Speicher. Für Variationen ist eine Aufschlüsselung der Kosten erforderlich, insbesondere da die Subsysteme unterschiedliche Lernraten aufweisen. Diese betragen: Solarfeld (10%), thermischer Speicher (8%) und Generator (2%). Die Capex-Werte der *Tabelle 23* sind in der *Tabelle 24* für Solarturm-Kraftwerke und in *Tabelle 25* für Parabolrinnen-Kraftwerke nach Subsystemen gegliedert. Die spezifischen Kosten für den thermischen Speicher für das Jahr 2030 sind für beide Technologien identisch angenommen, jedoch für unterschiedliche Temperaturdifferenzen von 260 K (Parabolrinne) und 310 K (Solarturm) berechnet. Die Lernraten für die indirekten Kosten (EPC) werden als identisch für das ganze Kraftwerk angenommen. Die sich daraus ergebenden Anlagenkosten stellen die Summe der Subsystemkosten dar und sind identisch zu den Gesamtkosten der *Tabelle 23*.

	Kraftwerk	PB	TES		EPC		SF	Spiegel	Rec	Turm
	€/kW _{el}	€/kW _{el}	€/kW _{el}	€/kWh _{th}	€/kW _{el}	% of inv	€/kW _{el}	€/m ²	€/kW _{th}	€/kW _{el}
2015										
Capex	4618	1000	588	25	1066	30	1964	130	125	160
2020										
base	3722	968	523	22.6	658	25.6	1574	103.7	96.8	122
low	4081	983	553	23.9	828	30.4	1718	113.2	105.6	133
high	3523	958	504	21.8	567	22.9	1495	98.5	91.9	116
2030										
base	2939	923	440	19.3	327	14.9	1249	89.9	77.9	97
low	3393	951	491	21.5	509	21.1	1442	103.8	89.9	112
high	2760	909	418	18.3	264	12.6	1168	84.1	72.8	90

Aufgliederung der Solarturm Capex in die Hauptkostenkomponenten für die drei gewählten Szenarien für den Durchschnittswert des Lernraten Bereichs. Die Annahmen unterstellen ein Kraftwerk mit der Leistung von 100 MW_{el}, einem SM von 2,4 und mit 10 h thermischem Speicher. Abkürzungen: Generator (PB), thermischer Speicher (TES), indirekte Kosten (EPC), Solarfeld (SF), Solarspiegel (Spiegel) und Receiver (Rec).

Tabelle 24: Aufgliederung der Solarturm Capex in die Hauptkostenkomponenten

	Kraftwerk	PB	TES		EPC		SF	
	€/kW _{el}	€/kW _{el}	€/kW _{el}	€/kWh _{th}	€/kW _{el}	% of inv	€/kW _{el}	€/m ²
2015								
Capex	5431	1000	1067	40	1155	27	2209	220
2020								
base	4318	968	941	33.0	719	26.7	1690	172.2
low	4692	983	999	35.1	901	31.9	1808	184.2
high	4101	958	905	31.8	622	23.9	1616	164.6
2030								
base	3425	923	784	23.0	362	15.7	1357	144.1
low	3954	951	880	25.6	560	22.0	1563	166.0
high	3211	909	741	21.8	294	13.4	1266	134.5

Aufgliederung der Parabolrinnen Capex in die Hauptkostenkomponenten für die drei gewählten Szenarien für den jeweiligen Durchschnittswert der angesetzten Lernraten-Bandbreite. Die Annahmen unterstellen ein Kraftwerk mit

der Leistung von 100 MW_{el}, einem SM von 2,4 und mit 10 h thermischem Speicher. Abkürzungen: Generator (PB), thermischer Speicher (TES), indirekte Kosten (EPC) und Solarfeld (SF)

Tabelle 25: Aufgliederung der Parabolrinnen Capex in die Hauptkostenkomponenten

Die base case Annahmen abgeleitet durch den Erfahrungskurven Ansatz können mit Markterwartungen verglichen werden. Ein Vergleich einer aktuellen Veröffentlichung eines der potentiell größten Investoren in Solarenergie in der Welt, Saudi Aramco, ergab, dass die Ergebnisse dieses Forschungsprojektes recht gut die Marktkenntnisse von Saudi Aramco in allen drei Technologien (CSP, PV und Batterie) widerspiegelt, wie in Abbildung 46 dargestellt. Saudi Aramco beginnt mit etwas höheren Batterie Capex nimmt jedoch eine schnellere Abnahme der Capex an. Die PV Capex für fest aufgeständerte Systeme (Capex sind ca. 15% geringer als für einachsige nachgeführte Anlagen) sind identisch. Die Capex Annahmen in diesem Forschungsprojekt für CSP sind ca. 2-6% niedriger als die von Saudi Aramco. Es wurde jedoch nicht offengelegt für wie viele Stunden der thermische Speicher ausgelegt ist, so dass allein dies schon die Abweichung erklären könnte. Insgesamt ergibt sich eine sehr gute Übereinstimmung von Annahmen in diesem Forschungsprojekt und den Markterwartungen von Saudi Aramco³ (Abbildung 46).

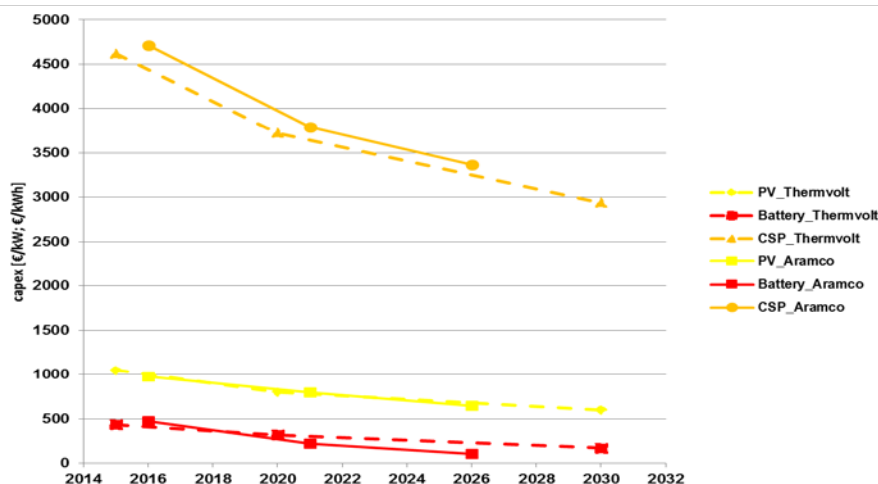


Abbildung 46: Vergleich der der Capex Projektionen in diesem Forschungsprojekt mit denen von Saudi Aramco basierend auf den base case Annahmen für Solarturm, fest aufgeständerte PV-Kraftwerke und Batteriesysteme in Kraftwerksmaßstab für den Zeitraum von heute bis Mitte der 2020er Jahre.

Die Capex für Solarturmkraftwerke für das Jahr 2030 werden abgeschätzt zu 2826-3052 €/kW und für Parabolrinnenkraftwerke zu 3285-3565 €/kW für den base case, jeweils 100 MW Leistung, ein SM von 2,4 und ein thermischer Speicher von 10 h. Bei einem vergleichbaren hybriden PV-Batterie-Gasturbinen Kraftwerk werden 282 MWp PV, 448 MWh Batteriekapazität und 100 MW GT benötigt, womit sich Capex von 2917-3505 €/kW ergeben. Eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse von unterschiedlichen Kraftwerksvariationen erfolgt im weiteren Verlauf des Projektberichtes.

Python-Tool zur INSEL-Berechnungen und standardisierten Ergebnisauswertung

³ Energy Storage Update, 2016. Saudi Aramco sees PV storage as most economic at under 4 hours, article is based on a presentation of Saudi Aramco at Menasol 2016, May 25-26 in Dubai, London, June 1, <http://bit.ly/2aqbVDR>

Um eine Verbesserung der Handhabbarkeit bei der großen Anzahl an Rechnungen zu erzielen, hat das DLR ein neuartiges Python-Tool entwickelt, das die durchzuführenden INSEL-Berechnungen und Ergebnisauswertungen standardisiert und automatisiert.

Das Tool erfüllt zwei Aufgaben, wie in Abbildung 47 verdeutlicht. Die erste Aufgabe besteht in einer Automatisierung der INSEL-Berechnungen. Statt jede neue Berechnung über die Benutzeroberfläche zu steuern, kann nun INSEL durch ein batch-Skript aufgerufen werden. Dabei ist es möglich, eine Reihe an in dem Skript fest definierten Konfigurationen (z.B. eine Variation der Spiegelfläche bei dem CSP-Solarfeld usw.) automatisch und sequenziell vom Tool durchführen zu lassen.

Die zweite Aufgabe des Tools ist die automatisierte Auswertung der Ergebnisse. Die Ergebnisfiles sind standardisiert, d.h. die Dimension einer Ergebnisdatei ist unabhängig von der berechneten Konfiguration (ist ein bestimmter Parameter für eine Simulation nicht notwendig, wird an dieser Stelle ein dummy-Wert eingetragen). Das Tool wertet alle generierten Ergebnisdateien aus, führt ggf. einige Post-processing Berechnungen durch und überträgt die wichtigen Ergebnisse (z.B. Design-Werte, Jahressummen der Energiemengen) in fest definierte Felder einer Excel-Tabelle. Anschließend kann die Wirtschaftlichkeitsanalyse sehr komfortabel ausgeführt werden.

Die wichtigsten Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalyse sind die Stromgestehungskosten (LEC). In der Excel-Tabelle können sehr schnell Variationen der CAPEX und OPEX-Werte sowie Parameterstudien vorgenommen werden.

Diese Entwicklung ermöglicht fortan, ggf. von der Nutzung der INSEL-Benutzeroberfläche abzusehen und damit eine sehr schnelle, effiziente und hochgradig automatisierte Ergebnisauswertung durchzuführen.

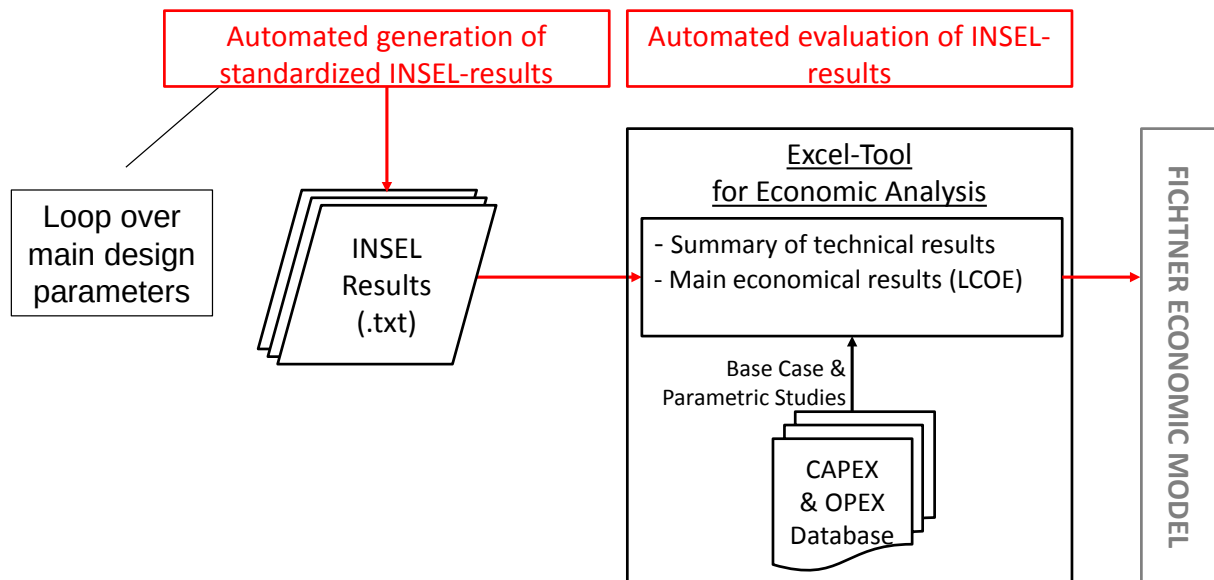


Abbildung 47: Überblick des automatisierten Rechnungs- und Auswertungsverfahrens mit INSEL und Python

Fichtner hat für die Nutzung des Python Tools eine Input/ Output Liste erstellt und zur Diskussion gestellt. Die wirtschaftliche Analyse wird in diesem Arbeitspaket durch die Gegenüberstellung der Ertragsberechnungen aus AP3.4 mit erneut überarbeiteten Kosteninformationen erfolgen. Seit der Erstellung des Lastenheftes im Rahmen des Projektes haben sich eine ganze Reihe von Kosten verändert (z.B. Ölpreis). Daher haben die

Verbundpartner M+W, Fichtner und DLR und die LUT begonnen alle angenommenen Kosten und deren Entwicklung nochmals zu überprüfen.

Exceltool zur Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Berechnung der Stromgestehungskosten wurde in einem Excel-Tool realisiert. Das Tool ermöglicht es, die Berechnung der LCOE („Levelized Cost of Electricity“) aller untersuchten Varianten und Systeme in automatisierter Form durchzuführen. Dabei können verschiedene Berechnungsparameter und Randbedingungen ausgewählt werden. Dazu gehören das zu betrachtende Jahr, die Lastkurve, maximal. zulässige spezifische CO₂-Emissionen und insbesondere eine beliebige Kombination der Kostenparameter der einzelnen Technologiegruppen (entsprechend „low“, „base“, „high“ Szenario).

Alle Inputdaten sind den Projektspezifikationen entnommen (siehe Anlage 3 „Databook AP3/4“). Für die spezifischen Investitions- und Betriebskosten der Jahre 2020 und 2030 werden jeweils drei Zubau- und Kostenszenarien (basierend auf *Tabelle 23* bis *Tabelle 25*) mit den Namen „low“, „base“ und „high“ angegeben. „Low“ beschreibt dabei einen geringen Zubau und damit einhergehend hohe spezifische Investitionskosten der jeweiligen Technologiegruppe. Analog dazu beschreibt „base“ einen mittleren und „high“ einen hohen Zubau und dementsprechend niedrige spezifische Investitionskosten. Für das Jahr 2015 existiert nur das mittlere Kostenszenario, welches aus den gegenwärtig bekannten Kosten besteht.

Da die Gestehungskosten als „Cashflow“ berechnet werden, wurden zudem technoökonomische Werte wie die Lebensdauer, der Diskontzinssatz, eine Degradation und Verfügbarkeiten der Anlage festgelegt.

Das Excel-Tool verwendet einen Economy of Scale (EoS) Ansatz, um ausgehend von einer Basiskonfiguration die Kosten für verschiedene Anlagengrößen zu ermitteln. Abhängig von den EoS-Exponenten sinken die spezifischen Kosten der Komponentengrößen mit steigender Anlagengröße. Dies ist notwendig, da insbesondere bei PV- und CSP-Anlagen die Solarfeldgröße sowie die Kapazität des Speichers stark variiert wird. Die EoS-Exponenten mit der jeweiligen Referenzgröße sind ebenfalls in der Anlage „Databook AP3/4“ dokumentiert.

Als Ergebnis werden die jeweils besten Parametrisierungen der verschiedenen Kraftwerkskonfigurationen mit den wichtigsten Kerndaten dargestellt und tabellarisch miteinander verglichen. Abbildung 48 zeigt eine beispielhafte, vereinfachte Darstellung der Ergebnisse im Outputfile. Dargestellt werden die „winning runs“ (beste Kombination aus Speichergröße, Solarfeldgröße, etc. des jeweiligen Kraftwerkstyps wie z.B. P3) ohne und mit einem vorher gewählten CO₂ Limit.

Scenario Configuration		Year	Load Curve	CO2 limit [g/kWhe]	Cost Scenario (CSP)	Cost Scenario (PV)	Cost Scenario (Battery)	Cost Scenario (Fossil)				
		2015	BL	40	base	base	base	base	9.5	13.3		
Without CO2 emission limit												
Case No.	Scenario Name	Run [-]	min. LCOE [€/kWhe]	CO2 emissions [g/kWhe]	Fuel Consumption [GWtht/y]	Dumped solar heat [GWtht/y]	Curtailemt [GWhe/y]	Solar Multiple CSP [-]	Nominal capacity PV (DC) [MWp]	TES capacity [MWtht]	Storage Capacity Battery [Mwhe]	Solar Share [-]
2	C1	10	12.11	436.27	1430.40	145.29	0.00	2.00	0.00	1188.34	0.00	42.7%
4	C3	11	10.77	347.72	1138.87	18.54	0.00	2.00	0.00	1580.03	0.00	47.2%
11	P3	1	9.48	430.66	1408.22	0.00	97.78	0.00	211.77	0.00	0.00	39.7%
13	CP3	2	11.46	126.97	409.32	135.68	0.00	2.50	112.95	4003.84	0.00	80.8%
41	CP4	1	12.12	76.86	247.76	499.63	0.00	3.50	112.95	4115.88	0.00	88.4%
44	P3-fix	1	10.43	432.68	1416.93	0.00	289.18	0.00	338.84	0.00	0.00	39.3%
With CO2 emission limit												
Case No.	Scenario Name	Run [-]	min. LCOE + limit [€/kWhe]	CO2 emissions [g/kWhe]	Fuel Consumption [GWtht/y]	Dumped solar heat [GWtht/y]	Curtailemt [GWhe/y]	Solar Multiple CSP [-]	Nominal capacity PV (DC) [MWp]	TES capacity [MWtht]	Storage Capacity Battery [Mwhe]	Solar Share [-]
2	C1	84	20.21	39.19	128.59	2090.70	0.00	6.50	0.00	10496.94	0.00	95.1%
4	C3	73	14.47	38.56	126.15	825.83	0.00	5.00	0.00	8592.33	0.00	94.2%
11	P3	50	20.33	37.07	121.58	0.00	295.90	0.00	536.50	0.00	2000.00	94.8%
13	CP3	97	14.18	35.45	150.67	1112.92	4.61	4.50	141.18	4234.35	0.00	92.9%
41	CP4	56	13.32	39.17	127.46	629.42	30.92	3.75	169.42	6217.31	0.00	94.1%
44	P3-fix	19	16.83	38.45	126.10	0.00	120.92	0.00	508.26	0.00	1600.00	94.7%

Abbildung 48: Beispielhafte Darstellung der Ergebnisse aus dem Excel-tool für die finanziellen Berechnungen für den Fall 2015, Baseload, base-Kostenannahmen und ein Limit von 40 g/kWh CO2-Emissionen (unten) bzw. ohne Emissionslimit (oben). Die Variante CP4 (CSP-PV, fix montierte Module) erreicht die niedrigsten LCOE.

Werden die Gestehungskosten und CO2 Emissionen aller „runs“ einer Kraftwerkskonfiguration in einem Diagramm aufgetragen, ergibt sich eine Punktwolke. In dem Tool werden diese Punkte gefiltert und so eine untere einhüllende Kurve bestimmt. Abbildung 49 zeigt beispielhaft eine Punktwolke in blau sowie die Punkte, die zum Erstellen der Kurve ausgewählt wurden in rot.

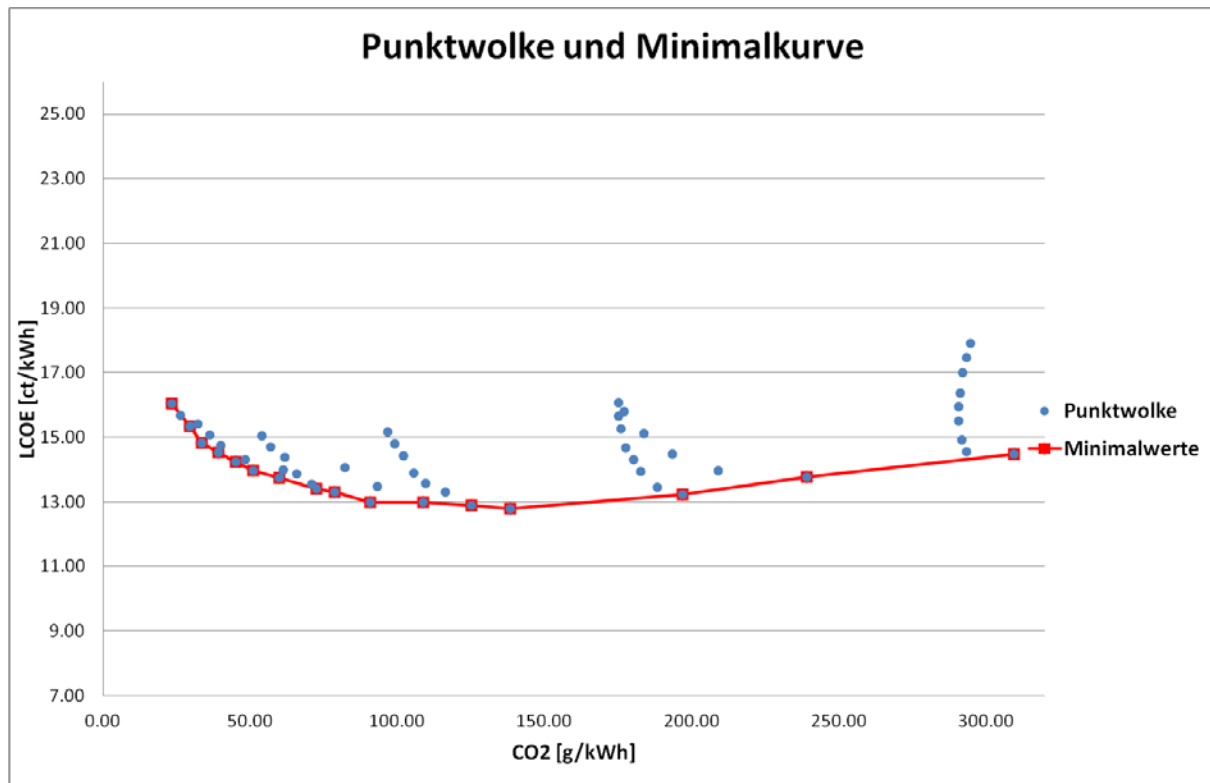


Abbildung 49: Beispielhafte Darstellung der Ergebnisse einer Anlage. Aus den einzelnen Punkten wird eine Minimalkurve der LCOE über die CO₂ Emissionen erstellt.

Gestehungskosten, CO₂ Emissionen und die zugehörigen Nummern der „runs“ der Minimalkurve werden in dem zweiten Ergebnisblatt „Fitting Curves“ ausgegeben. Die Ergebnisse werden gefiltert anhand der LCOE und CO₂ Emissionen.

Getroffene Annahmen

Im Folgenden werden einige grundlegende Annahmen zusammengefasst. Diese wurden meist in vorhergehenden Arbeitspaketen abgestimmt, sind jedoch für Verständnis und Interpretation der Ergebnisse essentiell.

Die spezifischen Kosten der Anlagenkomponenten, sowie die technoökonomischen Annahmen wurden dem Databook AP3/4 entnommen (siehe Anlagen). Ausnahmen sind die Kosten für zusätzliche Rohrleitungen, die durch den Einsatz von mehreren Solartürmen entstehen. Zur Abschätzung dieser Kosten wurde durch das DLR ein vereinfachtes Modell erstellt und in die Kostenberechnungen integriert. Ausgehend von der thermischen Receiverleistung einer gegebenen CSP-Konfiguration (Ergebnis aus INSEL), wird die Anzahl der Türme ermittelt, wobei 732 MW_{th} als maximale Größe festgelegt werden. Ausgehend davon wird anhand geometrischer Überlegungen die Leitungslänge berechnet sowie anhand der Massenströme die Leitungsdurchmesser und deren spezifischen Kosten bestimmt (siehe Abbildung 50). Somit lassen sich die zusätzliche Verrohrungskosten bei Multitower-Anlagen in der Kostenrechnung berücksichtigen.

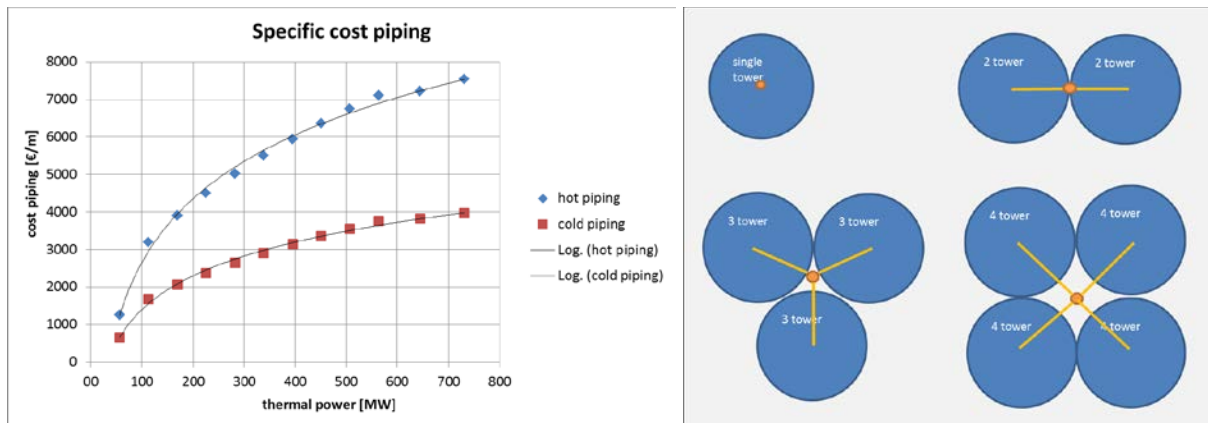


Abbildung 50: Spezifische Rohrleitungskosten für Multitower Systeme anhand der Receiverleistung. Rechts: Einfache Feldkonfigurationen zur Bestimmung der Leitungslängen.

In der Cashflow-Rechnung werden Degradation und eine Verfügbarkeit der Anlagen berücksichtigt. Die Verfügbarkeit bezieht sich auf das Gesamtkraftwerk, wird jedoch bei den Kombikraftwerken einzeln für CSP und PV inklusive Backup-Kraftwerk betrachtet. Degradationen wurden für CSP, PV, Batterie und fossile Kraftwerke getrennt festgelegt. Andere technoökonomische Annahmen wie eine Veränderung der Brennstoffkosten werden nicht berücksichtigt.

Die Finanzierungskosten wurden teilweise im Diskontzinssatz berücksichtigt. Für den Vergleich der verschiedenen Kraftwerkskonfigurationen werden nur die über den Gesamtzeitraum von 25 Jahren gemittelten Gestehungskosten berechnet. Die Investitionskosten werden als „Overnight CAPEX“ angenommen, Bauzinsen werden beispielsweise nicht betrachtet.

Analyse der Ergebnisse: Einführung und exemplarische Beispiele

Um eine einfachere Darstellung der Ergebnisse zu ermöglichen, wurde die Zahl der Konfigurationen auf diejenigen limitiert, die in Vorabrechnungen die besten Ergebnisse erzielten. In Abbildung 51 sind diese Konfigurationen aufgelistet und ihre Zusammensetzungen dargestellt. Außerdem wird gezeigt, für welche Lastkurven und Jahre die Fälle gerechnet wurden.

Durch Variation der Parameter (Lastkurve, Land, Jahr, Kostenszenario) kann eine Vielzahl von Kurven erzeugt werden. Im Folgenden werden einige Ergebnisse exemplarisch diskutiert. Alle in diesem Abschnitt gezeigten Ergebnisse sind mit den Kostenannahmen des „base“-Kostenszenarios berechnet (mittlere Wachstumsraten bei allen Technologien). Ein vollumfänglicher Überblick der Ergebnisse und Schlussfolgerungen wird im darauffolgenden Abschnitt gegeben. Anschließend erfolgt eine Sensitivitätsanalyse der Kostenszenarios auf die Ergebnisse.

Components	C1	C2	C3	P1	P2	P3	P3-fix	P4	CP3	CP4	CP8
CSP											
SF - PT oil	x										
SF - PT molten salt		x									
SF - ST molten salt			x						x	x	no field
TES - molten salt	x	x	x						x	x	x
Fossil heater	x	x	x						x	x	x
Steam Turbine	x	x	x						x	x	x
PV											
Module - crystalline				x	x	x	x	x	x	x	x
fix mounted					x		x			x	
1-axis tracking				x		x		x	x		x
Battery											
Li-ion				x	x	x	x	x	x	x	
Fossil Power Plants											
GT						x	x				
CCGT								x			
ICE				x	x						
Calculated in Scenario	C1	C2	C3	P1	P2	P3	P3-fix	P4	CP3	CP4	CP8
Morocco & KSA											
Typical Day 2015	x		x	x	x	x	x	x	x	x	x
Typical Day 2020			x			x			x		
Typical Day 2030		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Baseload 2015	x		x			x	x		x	x	
Baseload 2020			x			x			x		
Baseload 2030		x	x			x	x		x	x	

Abbildung 51: Übersicht der relevanten Konfigurationen, deren Ergebnisse in diesem Abschnitt dargestellt sind

Abbildung 52 zeigt die fünf berechneten PV Konzepte für die Lastkurve „Typical Day“ im Jahr 2015 in Marokko. Das Konzept P4 mit einer Kombination aus PV mit einem Gas- und Dampfkraftwerk schneidet deutlich schlechter ab, als die Konzepte mit einer Gasturbine oder einem Motor als Backup Kraftwerk. Dieses Ergebnis zieht sich durch alle simulierten Lastkurven und Jahre. Die PV Kraftwerke mit einer Gasturbine schneiden tendenziell etwas besser ab, als die PV Kombinationen mit einem Motorenkraftwerk. Im Vergleich zwischen P2 und P1 sowie zwischen P3 und P3-fix fällt auf, dass nicht nachgeführte Module bei niedrigen Emissionen bessere Stromgestehungskosten haben. Bei niedrigen Emissionen müssen größere Felder mit schlechterer Auslastung der einzelnen Module gebaut werden. Der bessere Wirkungsgrad kann den höheren Preis der nachgeführten Module bei schlechter Auslastung nicht kompensieren.

Das LCOE Minimum liegt durch relativ geringe Brennstoffkosten und teure Batteriespeicher bei hohen Emissionen und damit bei hohen fossilen Anteilen.

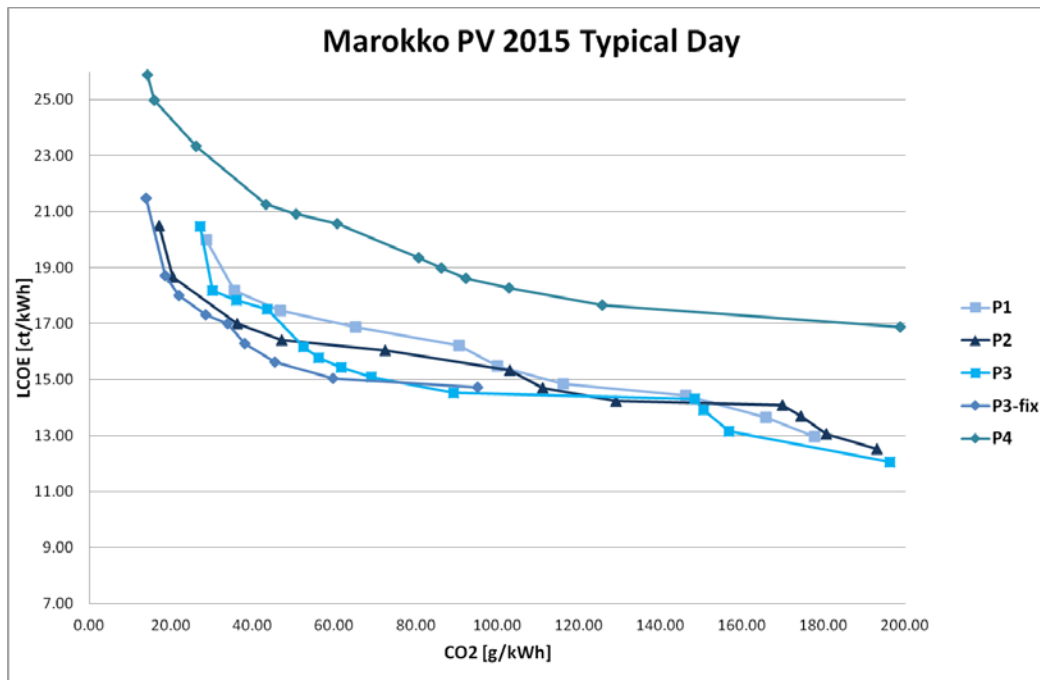


Abbildung 52: Spezifische LCOE und CO₂-Emissionen der PV-Varianten im Fall Marokko, 2015, Typical day Lastszenario

Abbildung 53 zeigt die verschiedenen Gestehungskosten und CO₂ Emissionen der CSP und CSP/PV Kraftwerkskonzepte in Marokko im Jahr 2015. Bei den solarthermischen Kraftwerken schneidet in allen simulierten Fällen der Solarturm besser ab als das Öl-Parabolrinnenkraftwerk. CSP/PV-Kombikraftwerke (CP4) sind 2015 am konkurrenzfähigsten, was damit zusammenhängt dass thermische Speicher aktuell sehr viel günstiger sind als Batterien. Somit ermöglicht dieses Konzept On-Sun Betrieb auf PV-Basis und Off-Sun Betrieb auf Basis von CSP mit thermischem Speicher. Das Konzept „Power to Heat“ (CP8) schneidet im Jahr 2015 relativ gut ab, kann jedoch mit den Kostendegressionen der anderen Kraftwerke bis 2030 nicht mithalten. Auch bei den Kombikraftwerken schneidet das Konzept mit fixen PV-Modulen (CP4) etwas besser ab als CP3 mit nachgeführten Modulen.

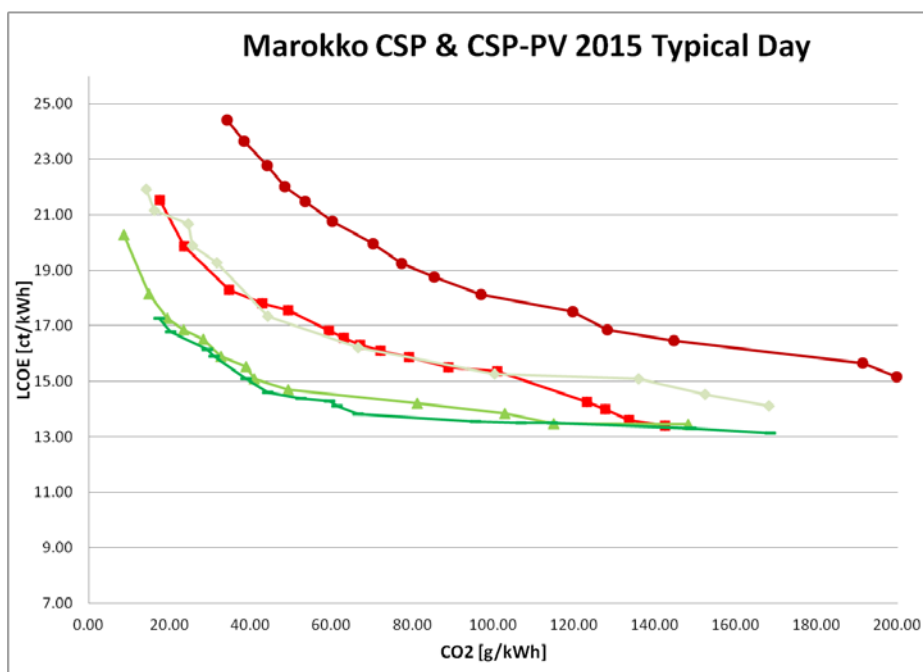


Abbildung 53 Spezifische LCOE und CO₂-Emissionen der CSP und CSP-PV Varianten im Fall Marokko, 2015, Typical day Lastszenario

Abbildung 54 zeigt die Gestehungskosten aller Varianten in Marokko im Jahr 2030 für die Lastkurve Typical Day. Es ist zu erkennen, dass die Gestehungskosten im Vergleich zu 2015 allgemein stark gesunken sind. Die gesunkenen Investitionskosten der solaren Erzeugung und gleichzeitig gestiegenen Kosten der Brennstoffe führen dazu, dass die Stromerzeugungskosten der Varianten mit hohen Anteilen an fossiler Erzeugung höher liegen als die mit niedrigen fossilen Anteilen. Es kommt bei den meisten Konzepten zu ein Kostenminimum bei einen bestimmten CO₂ Wert.

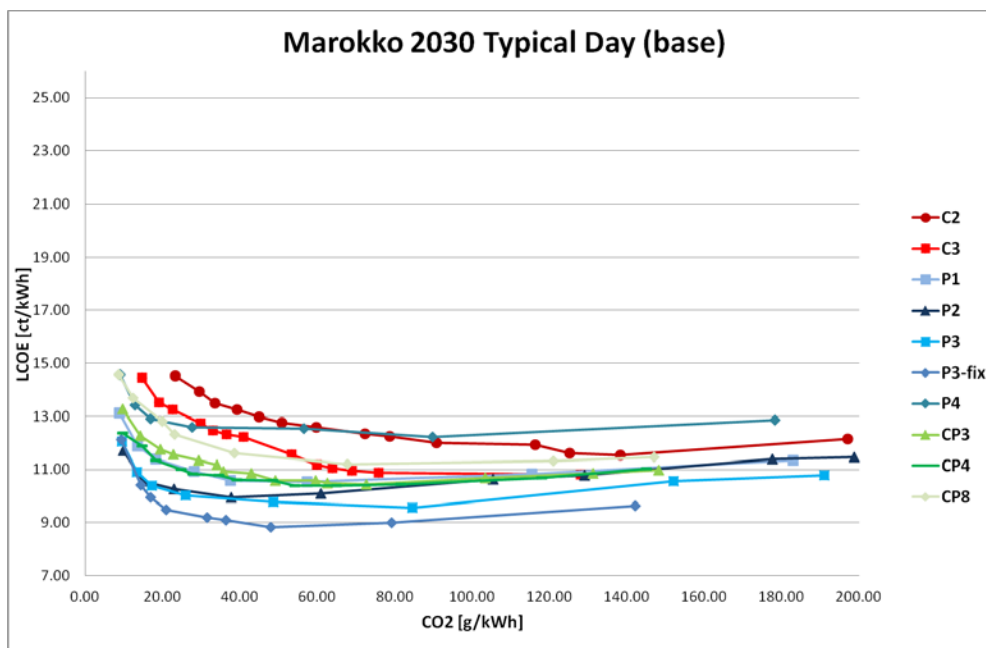


Abbildung 54: Spezifische LCOE und CO₂-Emissionen aller Anlagenvarianten im Fall Marokko, 2015, Typical day Lastszenario

Im Fall „Baseload“ muss durchgehend eine Leistung von 100 MW erreicht werden. Durch die höhere Energieerzeugung steigt die Auslastung der Anlagen, geringe Gestehungskosten und ein Minimum bei niedrigen CO₂ Emissionen sind die Folge. In Abbildung 55 sind Gestehungskosten und CO₂ Emissionen für das Jahr 2030 in Saudi Arabien im Lastfall „Baseload“ aufgetragen.

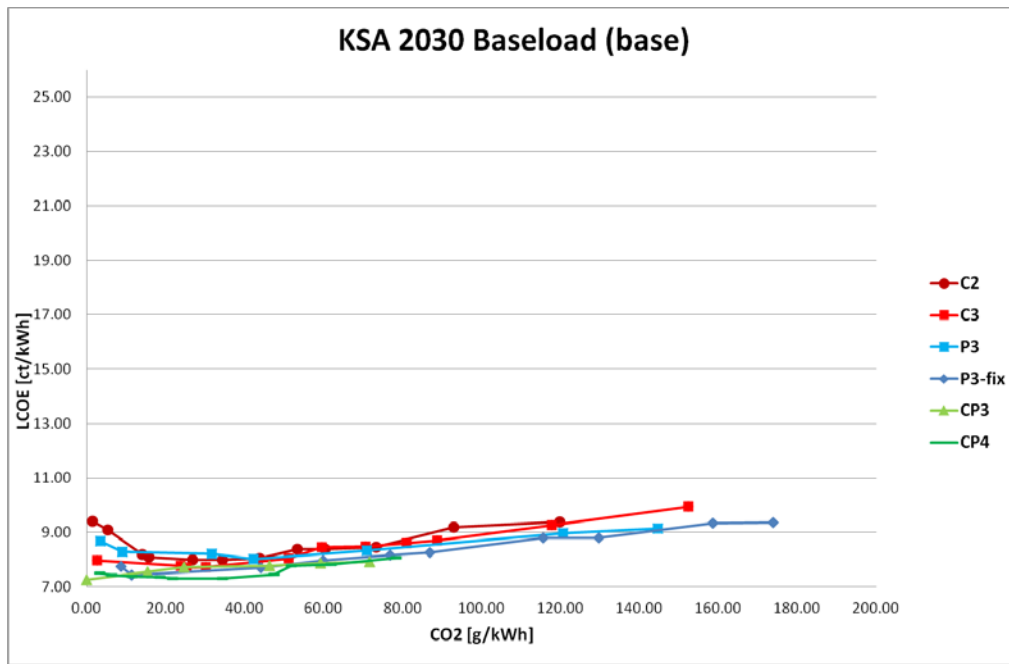


Abbildung 55: Spezifische LCOE und CO₂-Emissionen aller Anlagenvarianten im Fall Saudi-Arabien, 2030, Baseload Lastszenario

Analyse der Ergebnisse: Darstellung der wichtigsten Ergebnisse aller Szenarien

Im folgenden Abschnitt sind die Minimalkurven an beiden Standorten für die Jahre 2015, 2020 und 2030 mit den Lastkurven Typical Day und Baseload dargestellt (Abbildung 57 bis Abbildung 68). Für eine bessere Lesbarkeit wird aus jeder der drei Technologiegruppen CSP, PV-Batterie-Gasturbine („PVBGT“) und CSP-PV nur jeweils die günstigste Variante dargestellt. Grundlage ist jeweils der „Base case“ des Ausbauszenarios mit den daraus resultierenden Anlagenkosten (die abweichenden Szenarien werden in einer nachfolgenden Sensitivitätsstudie behandelt). Im Anhang befindet sich ein Abschnitt mit den Ergebnisgrafiken mit allen Systemkonfigurationen (Anlage 5, Zusätzliche Diagramme). Die Ergebnisse sind jeweils mit den Kostenannahmen im mittleren Ausbauszenario („base“) berechnet worden.

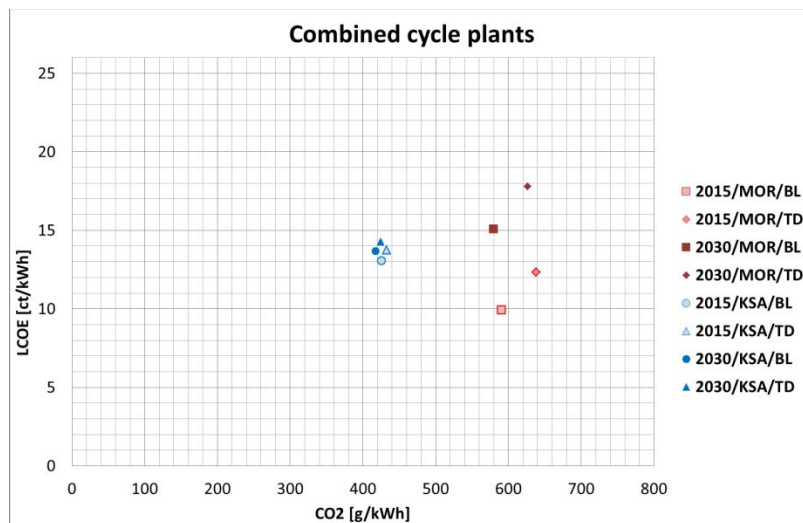


Abbildung 56: LCOE und CO₂-Emissionen mit einem GuD-Kraftwerk

Zur Einordnung der Ergebnisse wurde für jedes Szenario ebenfalls ein Referenzwert mit einem fossilen GuD-Kraftwerk berechnet. Der Brennstoff ist dem jeweiligen Standort entsprechend Diesel in Marokko bzw. Erdgas in Saudi-Arabien (Abbildung 56).

Während jedes einzelne Szenario interessante Ergebnisse liefern kann, sind an dieser Stelle die wichtigsten Erkenntnisse der Analysen zusammengefasst.

Es zeigt sich, dass eine CSP-PV Variante in den meisten Fällen über einen weiten Bereich der CO₂-Emissionen die niedrigsten LCOE aufweist. Tendenziell liegen bei den Typical day Szenarien CSP-PV Varianten knapp vor reinen PV Varianten und deutlich vor reinen CSP Varianten (ausser KSA). Bei Baseload Szenarien wiederum liegt CSP-PV knapp vor CSP und deutlich vor PV. Im Baseload Szenario in 2030 sind die LCOE aller Varianten sehr ähnlich, so dass in diesem Fall kein deutlicher Gewinner bestimmt werden kann.

Die Analyse der CSP-PV-Varianten zeigt, dass in dieser Kombination die PV für die Produktion am Tag und CSP für die Produktion in der Nacht eingesetzt wird. Die in den Konfigurationen eingesetzten Batteriegrößen sind jeweils im Bereich einer oder weniger Volllaststunden, wohingegen CSP-Speicher von 10 bis 15 h eingesetzt werden. Sämtliche Diagramme bestätigen, dass diese Art der „Arbeitsteilung“ zwischen PV und CSP zu den günstigsten Stromgestehungskosten nahezu unabhängig vom CO₂-Level führt. Eine

Ausnahme bildet das 2030-Szenario für Marokko, in dem die PV-Konfiguration kostenmäßig vor der CSP/PV liegt.

Allgemein zeigen die Ergebnisse eine deutliche Absenkung der LCOE im Verlauf von 2015 bis 2030. Aufgrund der sinkenden Investitionskosten aller betrachteten erneuerbaren Technologien, verschiebt sich das Minimum der LCOE in 2030 hin zu sehr geringen CO₂-Emissionen und geringen Anteilen fossiler Erzeugung (LCOE Minimum zwischen 20-100 g/kWh in Marokko und ~20-40 g/kWh in Saudi-Arabien). Es zeigt sich auch ein Trend, dass die Gestehungskosten der günstigsten PV-Variante im Vergleich zu CSP oder CSP-PV im Verlauf von 2015-2020-2030 stets am meisten sinken. Der Einfluss der Kostensenkung bei den Batterie- und PV-Kosten auf den Erzeugungspreis der PV/Batterievarianten lässt sich gut bei den Typical Day-Varianten an beiden Standorten ablesen. Für hohe Solaranteile (CO₂ ~20 g/kWh) werden Systeme mit großen Speichern (8 h Marokko, 11 h KSA) eingesetzt, die von 2015 nach 2030 signifikant günstiger werden und die Erzeugungskosten stark reduzieren. Mit Blick auf die 2030-Daten lässt sich ablesen, dass die PV/Batterie-Kombinationen ähnliche und teilweise sogar günstigere Erzeugungskosten als die CSP und CSP/PV-Kombinationen ergeben.

Im Vergleich zu den Referenzerzeugungskosten der fossilen Erzeugung, siehe Abbildung 56, ist zu erkennen, dass sämtliche hier untersuchten solaren Varianten im Jahr 2030 günstiger sind als die rein fossile Erzeugung.

Insgesamt ergeben sich niedrigere LCOE und Optima bei niedrigeren CO₂ Emissionen in Saudi-Arabien im Vergleich zu Marokko, was einerseits an etwas besseren solaren Einstrahlungsdaten als auch dem vorteilhafteren Lastprofil mit weniger Stillstandszeiten sowie Erdgas als Brennstoff statt Diesel liegt.

Während Abbildung 57 bis Abbildung 68 den Vergleich der jeweils besten Option innerhalb einer Technologieklasse zeigt, lassen sich aus den Daten aller berechneten Varianten weitere Schlussfolgerungen ziehen.

In den Jahren 2015 und 2020 erreichen die Salzturmanlagen deutlich niedrigere LCOE als die Parabolrinnen mit Thermoöl (~15%). Im Szenario 2030 werden für die linienfokussierende CSP, Parabolrinnen mit Salz angenommen. Aufgrund der erwarteten Effizienz- und Kostenvorteile der Salzrinne gegenüber der Ölrinne liegen beide Technologien dann nahezu gleichauf. Von den übrigen nicht dargestellten Varianten sind nur P1, P2 und CP8 in manchen Fällen konkurrenzfähig. So ist zum Beispiel CP8 (Salzspeicher, PV, Heizer, Powerblock) im Typical Day Szenario konkurrenzfähig zu reiner CSP im Bereich von relativ hohen erlaubten CO₂ Emissionen (>100g/kWh).

Im Bereich der Konzepte mit PV, Batterie und einem fossilen Backup liegen diejenigen mit Gasturbine als fossilem Backup stets deutlich vor denjenigen mit GuD oder Motorkraftwerk.

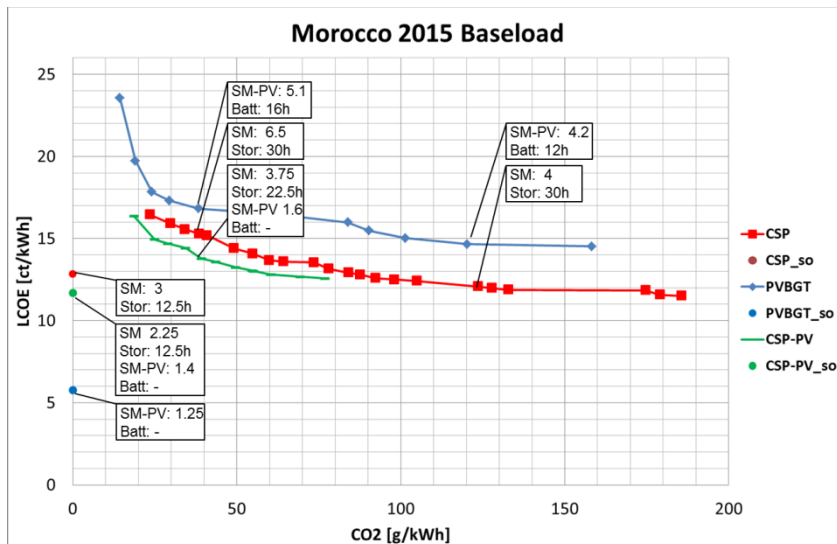


Abbildung 57: Marokko, 2015, Baseload, Referenz GuD: 9,93 ct/kWh @ 590 gCO₂/kWh

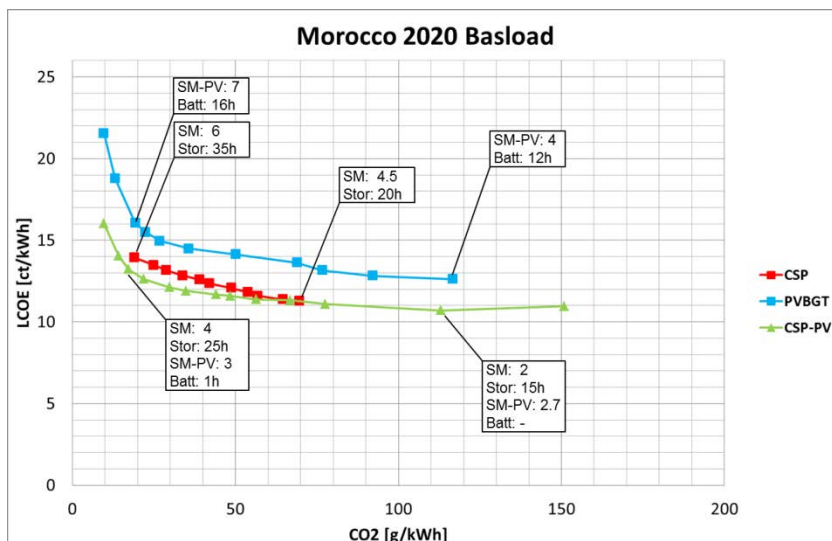


Abbildung 58: Marokko, 2020, Baseload

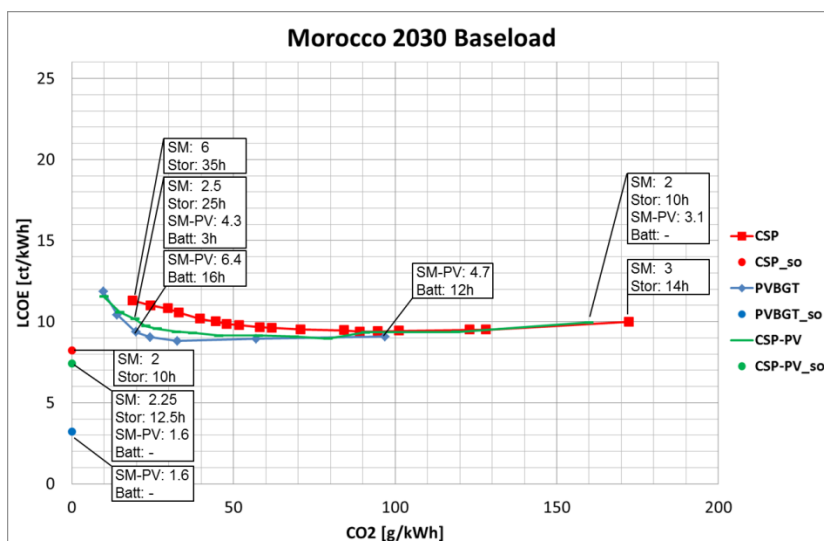


Abbildung 59: Marokko, 2030, Baseload, Referenz GuD: 15,11 ct/kWh @ 579 gCO₂/kWh

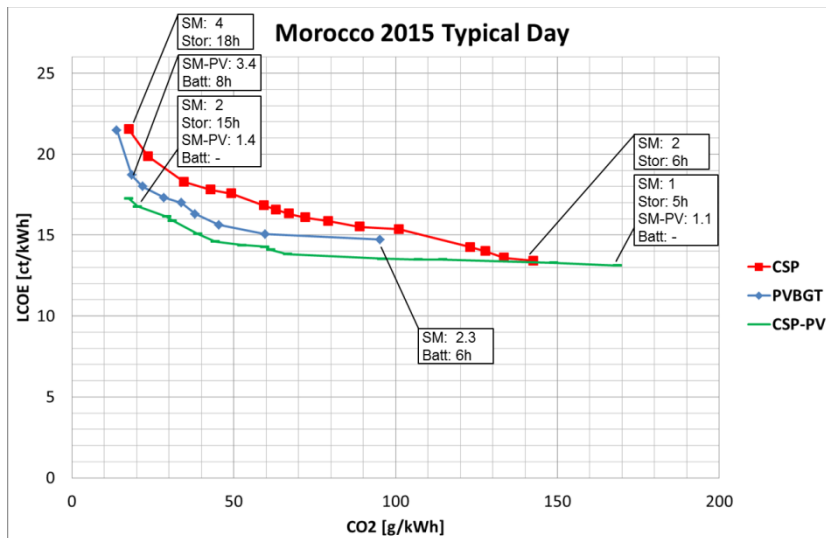


Abbildung 60: Marokko, 2015, Typical Day, Referenz GuD: 12,35 ct/kWh @ 638 gCO₂/kWh

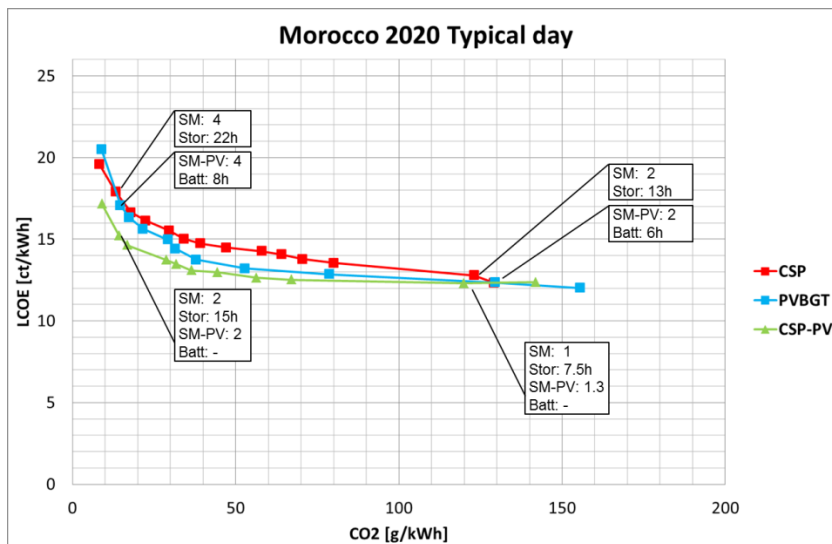


Abbildung 61: Marokko, 2020, Typical Day

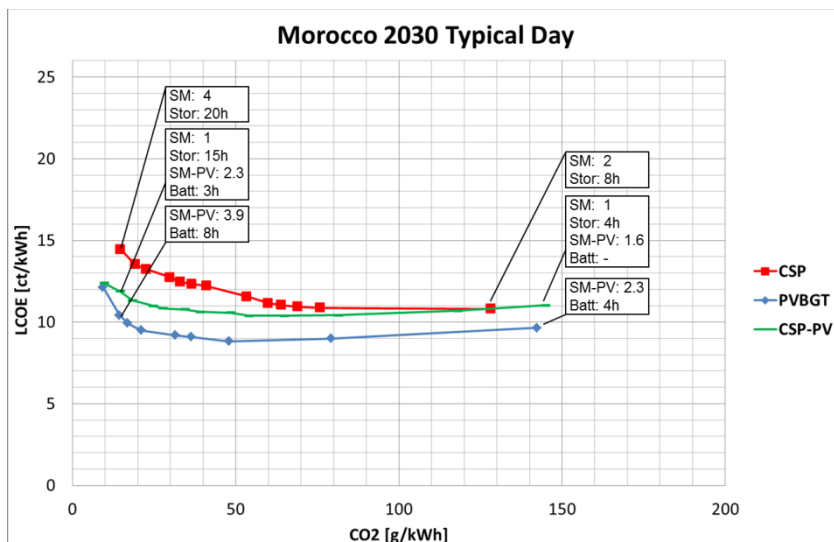


Abbildung 62: Marokko, 2030, Typical Day, Referenz GuD: 17,78 ct/kWh @ 626 gCO₂/kWh

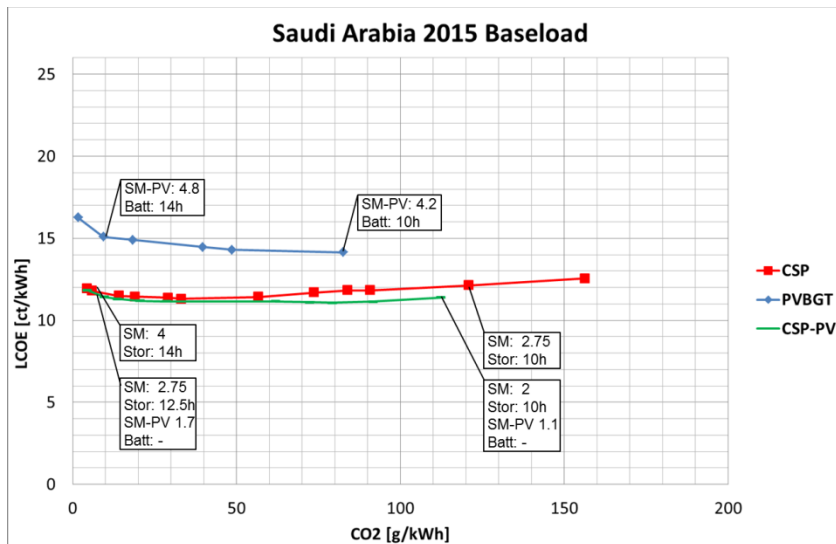


Abbildung 63: Saudi-Arabien, 2015, Baseload, Ref. GuD: 13,08 ct/kWh @ 425 gCO₂/kWh

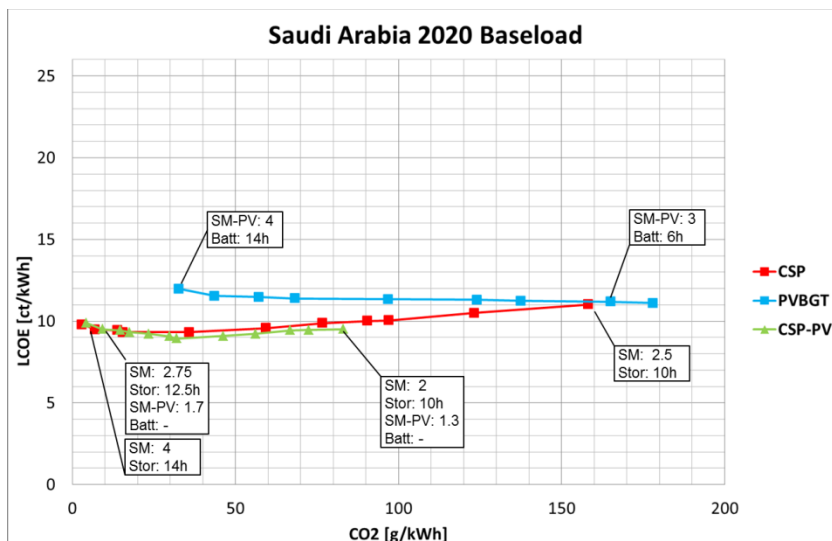


Abbildung 64: Saudi-Arabien, 2020, Baseload

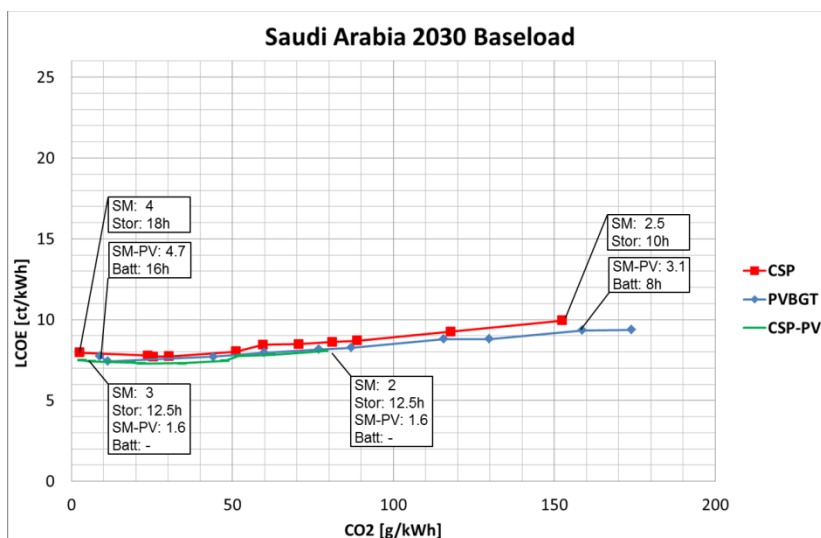


Abbildung 65: Saudi-Arabien, 2030, Baseload, Ref. GuD: 13,66 ct/kWh @ 417 gCO₂/kWh

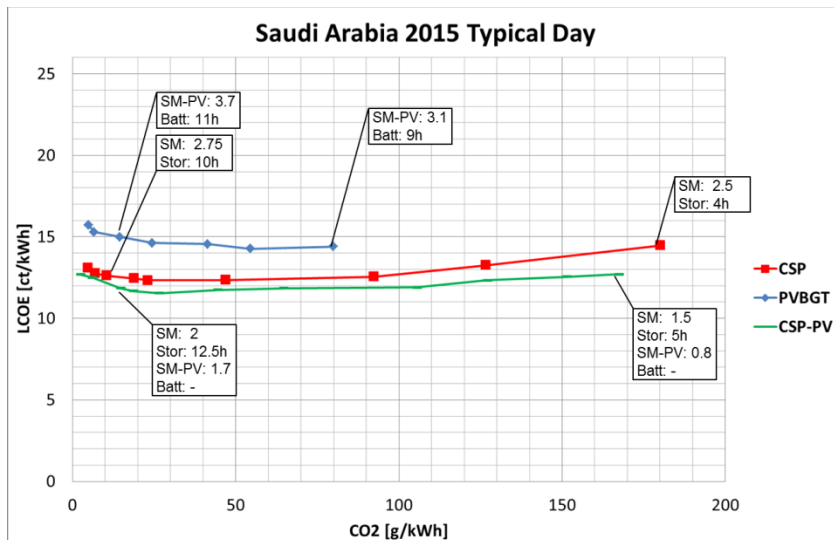


Abbildung 66: Saudi-Arabien, 2015, Typical Day, Ref. GuD: 13,74 ct/kWh @ 433 gCO₂/kWh

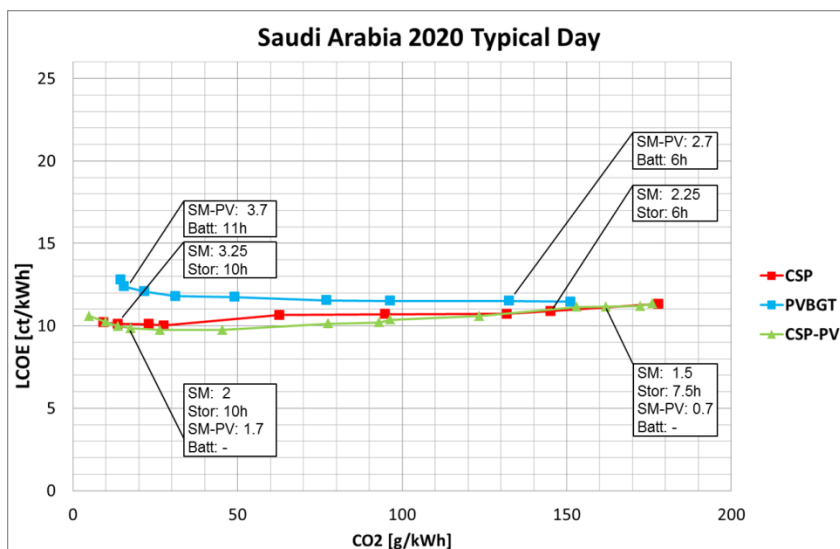


Abbildung 67: Saudi-Arabien, 2020, Typical Day

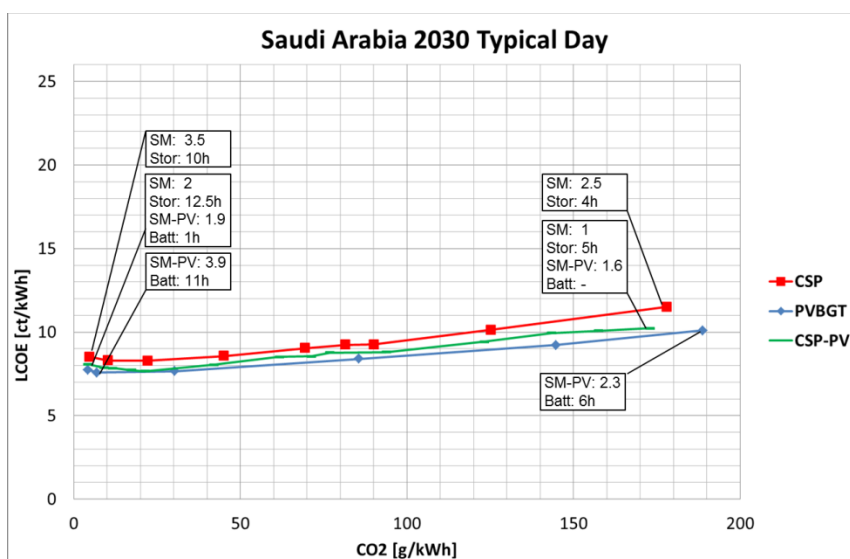


Abbildung 68: Saudi-Arabien, 2030, Typical Day, Ref. GuD: 14,28 ct/kWh @ 425 gCO₂/kWh

Analyse der Ergebnisse: Sensitivitätsanalyse zum Einfluss der Kostenszenarien

Die bisher dargestellten Ergebnisse wurden mit dem Basiszenario für die Ausbauerwartung und den daraus resultierenden Anlagenkosten berechnet. In diesem Abschnitt werden dem jeweils ein optimistischerer und pessimistischerer Ausbaupfad hinzugefügt. Anhand der drei Ausbauszenarien (Wachstumserwartungen) des Lernratenansatzes wurde mit den daraus berechneten Investitionskosten eine Sensitivitätsanalyse auf die obigen Ergebnisse durchgeführt. Zu diesem Zweck wurde für jedes Szenario in 2030 die Analyse mit den Kosten bei hohen Wachstumserwartungen (mehr Zubau, niedrigere CAPEX) und niedrigen Wachstumserwartungen (weniger Zubau, höhere CAPEX) für die jeweilige Technologiegruppe durchgeführt. Zur Übersichtlichkeit ist nur die günstigste Variante der jeweiligen Technologiegruppe dargestellt. In den Abbildung 69 und Abbildung 70 sind die Ergebnisse für Marokko in 2030 bei Baseload und Typical Day dargestellt, wobei bei Varianten mit PV sowohl die Photovoltaik- als auch Batteriekomponenten der Kostenvariation unterworfen sind. Je Technologiegruppe wurde die günstigste Variante ausgewählt. Das Szenario mit hohen Wachstumserwartungen der jeweiligen Technologiegruppe ist mit „high“ bezeichnet, mit „low“ dasjenige mit geringen Wachstumserwartungen.

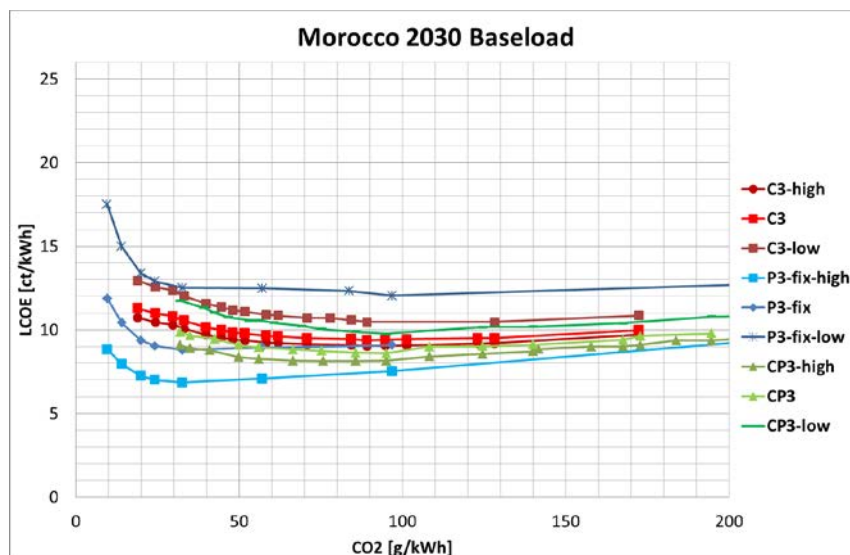


Abbildung 69: Marokko, 2030, Baseload, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV und Batterie variiert)

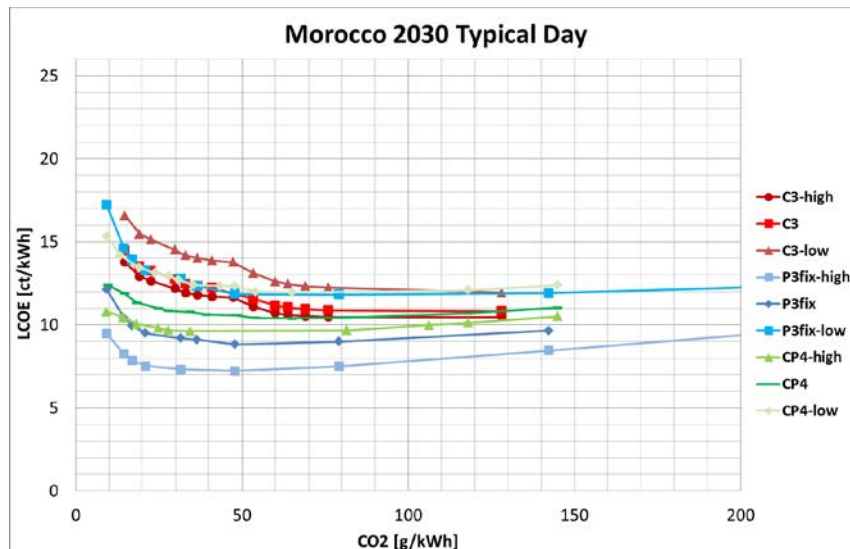


Abbildung 70: Marokko, 2030, Typical Day, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV und Batterie variiert)

In beiden Diagrammen lässt sich erkennen, dass das optimistischere Ausbauszenario für CSP nur geringfügige Verbesserungen in den LCOE hervorruft, wohingegen das pessimistische Szenario zu 1.5 ct/kWh schlechteren LCOE führt. Ein ähnlicher Trend ist in den übrigen Untersuchungen zu erkennen, weshalb es für die CSP-Technologie entscheidend ist, einen kritischen Wachstumspfad zu überschreiten, um entsprechende Senkungen in den LCOE zu realisieren.

Bei den PV/Batterie-Systemen liegt die Spreizung zwischen optimistischem und pessimistischem Szenario weiter auseinander, da sich die entsprechenden Ausbauraten in den angesetzten Szenarien stärker unterscheiden als bei CSP. So kann der deutliche Vorsprung gegenüber CSP im Basisszenario im pessimistischen Fall verloren gehen. Im optimistischen Fall hingegen verdeutlicht sich der Vorteil der PV/Batterie-Konfiguration gegenüber CSP.

Um die Unsicherheit der PV-Batterie-GT Varianten weiter zu untersuchen, wurde ein Fall berechnet, bei dem im high und low-Szenario nur die Batteriekosten variiert wurden, nicht aber die der PV-Module (Abbildung 71). Ein großer Teil dieser Unsicherheiten stammt von den Kostenannahmen der PV-Anlagen. Obwohl die Batteriekosten ebenfalls starker Variation unterworfen sind, sind diese aufgrund des insgesamt geringen Anteils der Batterie an der Gesamtanlage weniger einflussreich auf das Ergebnis, wie aus dem Vergleich der Abbildung 70 und Abbildung 71 ersichtlich wird.

Im Vergleich von Abbildung 70 zu Abbildung 71 ist zu sehen, dass die Abstände vom Base zum low bzw. high-Szenario um ca. 30% kleiner werden, wenn für die Szenarien nur die Batteriekosten angesetzt werden. Dieser wegfallende Anteil entspricht dem Beitrag der PV-Modul-Kosten. Für den Einfluss auf die Kostensituation lässt sich daher grob schließen, dass die PV-Kosten zu ca. 1/3 und die Batteriekosten zu ca. 2/3 bestimmend sind. Dieser Effekt ist umso größer, je größer der Batteriespeicher ist, also bei Konfigurationen mit geringen CO2-Wert.

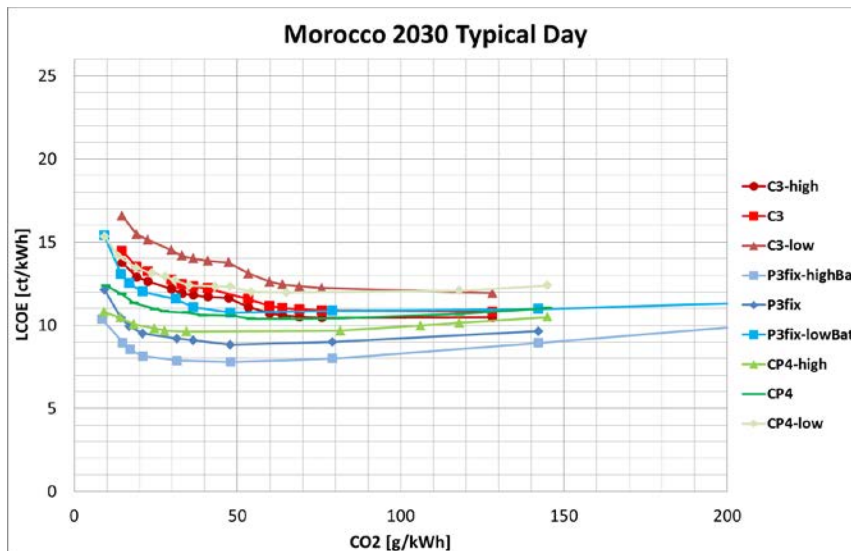


Abbildung 71: Marokko, 2030, Typical Day, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV base, Batterie variiert)

Wird dieselbe Variation der Kostenszenarien für Saudi-Arabien durchgeführt zeigt sich ein grundsätzlich ähnliches Bild bezüglich der Kostensensitivitäten wie in Marokko (Abbildungen Abbildung 72 und Abbildung 73). Liegen hier im Basisfall alle Technologien etwa gleich auf, zeigen die Bandbreiten der Kostenannahmen, dass für CSP in allen Szenarien sehr ähnliche Werte resultieren (Bandbreite 1.5 ct/kWh), wohingegen die Bandbreite der PV/Batterie-Systeme mit bis zu 5 ct/kWh deutlich größer ist.

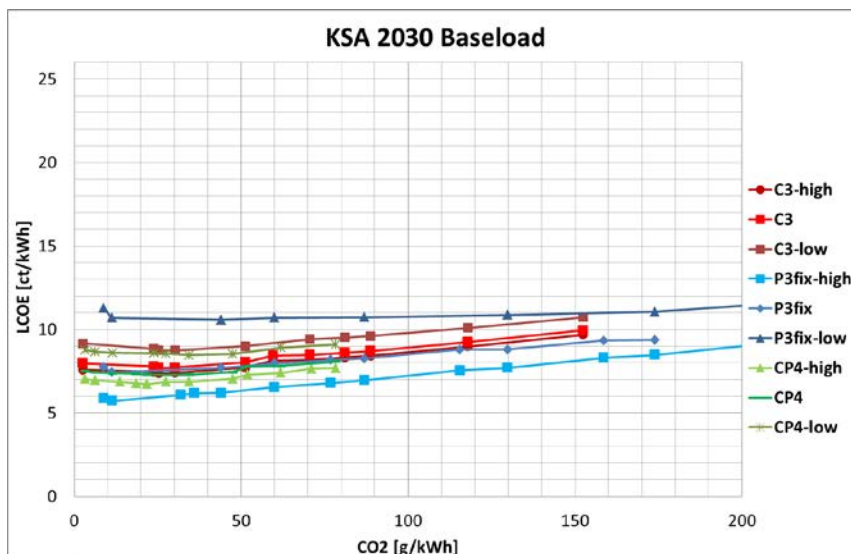


Abbildung 72: Saudi Arabien, 2030, Baseload, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV und Batterie variiert)

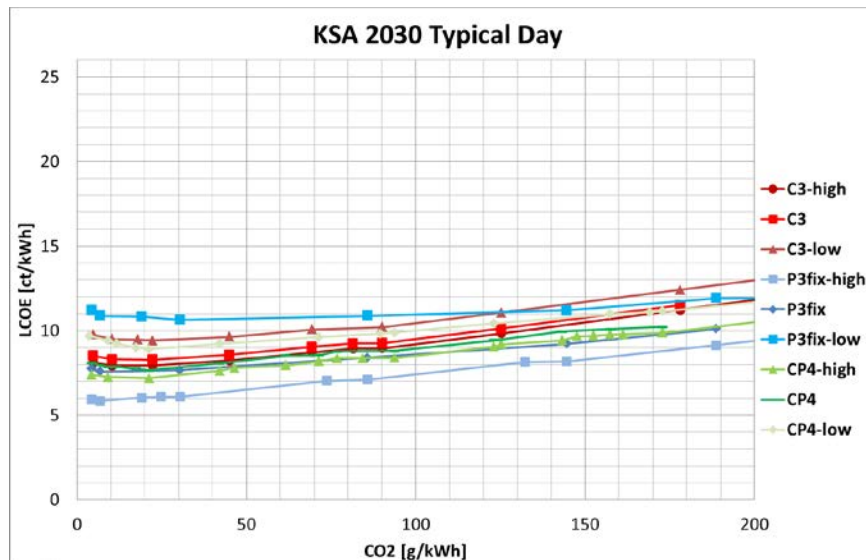


Abbildung 73: Saudi Arabien, 2030, Typical Day, Sensitivität mit niedrigen und hohen Ausbauraten (PV und Batterie variiert)

Der Einfluss der Kostenentwicklung der einzelnen Technologien kann auch in so genannten „Heatmaps“ dargestellt werden. Dabei werden tabellarisch die besten Gestehungskosten für ein vorgegebenes CO₂ Limit aus den Gruppen CSP, PV und CSP/PV verglichen. Die Preisentwicklung von PV Komponenten und Batterien wird nicht getrennt voneinander betrachtet. Aus den Tabellen ist deshalb nicht ersichtlich, welches Konzept innerhalb der Gruppe die günstigsten Gestehungskosten hat und es werden keine Parameter dargestellt. Die Aussage der Heatmaps ist deshalb begrenzt. Es lässt sich jedoch abschätzen, welches Potential zur Kostensenkung eine Technologie bei über- oder unterdurchschnittlichen Lernraten und Innovationen besitzt.

In folgender Abbildung ist die Heatmap für Marokko im Jahr 2030 und den Lastfall „Typical Day“ dargestellt. Bei Variation der CSP-Kosten bleiben jeweils die Kosten der reinen PV/Batterie-Kombination gleich und umgekehrt.

Marokko Typical Day 2030						
40g CO ₂ limit			CSP price scenario			
min. LCOE [ct/kWh]			Low	Base	High	
PV/battery price scenario	Low	Best CSP	11.80	12.33	14.02	
		Best CSP/PV	9.62	9.82	10.54	
		Best PV	7.32	7.32	7.32	
	Base	Best CSP	11.80	12.33	14.02	
		Best CSP/PV	10.33	10.62	11.49	
		Best PV	9.10	9.10	9.10	
	High	Best CSP	11.80	12.33	14.02	
		Best CSP/PV	11.13	11.42	12.39	
		Best PV	12.34	12.34	12.34	

Abbildung 74: Heatmap für Marokko, Jahr 2030, Lastfall „Typical Day“ und maximal 40gCO₂/kWh

Auffällig ist, dass die PV- Kraftwerke am stärksten mit den Kostenszenarien variieren. Die Gestehungskosten für diese Konzepte liegen zwischen 7.32 ct/kWh und 12.34 ct/kWh, während die Kosten der reinen CSP-Kraftwerke nur zwischen 11.80 ct/kWh und 14.02 ct/kWh schwanken. Die Zahlen der CSP-PV-Kombi liegen zwischen 9.6 und 12.4 ct/kWh. Diese Zahl ist besonders interessant, da sie verdeutlicht, dass die Unsicherheitsspanne durch die Kombination von CSP und PV insgesamt reduziert werden kann und der Einsatz dieser Technologie unabhängiger von der Kostenentwicklung nur einer Technologie ist.

Ökologische Analyse

Salze aus thermischen Speichern

Auf kommerziellem Niveau gibt es CSP Anlagen seit vergleichsweise kurzer Zeit. Die einzige existierende Erfahrung des Rückbaus einer CSP Anlage betrifft das Solar Two Projekt, bei dem über Sprühkristallisation (prilling tower) das Salz aus den Tanks entleert wurde um im Anschluss an lokale Landwirte als Düngemittel verkauft zu werden.

Manche Hersteller nehmen das Salz zurück, andere nicht. In jedem Fall erwägen die Betreiber von CSP Anlagen häufig diese länger zu betreiben als die rein rechnerisch veranschlagte Lebensdauer der Anlagen (von 25 bis 30 Jahren). Die SEGS Anlagen in Kalifornien sind dafür beispielhaft.

Ein verfolgter Ansatz nach dem Rückbau einer CSP Anlage ist die Verwendung der Salze in einer anderen CSP Anlage. Eine Mischung aus $\text{NaNO}_3/\text{KNO}_3$, die mit Substanzen verunreinigt ist, die aus den Anlagenwerkstoffen kommen, mit dem das Salz über lange Jahre in Berührung war, eignet sich sicher nicht immer als Düngemittelzusatz.

Verunreinigungen entstehen auf Grund der Bildung von Nitriten bzw. durch das Herauslösen z.B. von Chrom aus den Edelstahl-Tanks und Rohrleitungen, mit denen das Salz in Berührung ist. Der Aufwand an Chemikalien zur eventuellen Entfernung dieser Verunreinigungen wurde noch nicht abgeschätzt da es bisher noch keinen Rückbau-Vorgang mit Wiederherstellung der Salzqualität gibt.

Materialverfügbarkeit für Lithium-Ionen Batterien

Im Thermvolt Projekt wird ein hybrides PV-Batterie-GT Kraftwerk detailliert untersucht. Eine der möglichen Limitierungen könnte die Lithiumversorgung darstellen, da aus heutiger Sicht Lithium-Ionen Batterien am erfolgversprechendsten sind.

Lithium Batterien wurden eingeführt bei Produkten aus dem Bereich Consumer Electronics, wie Handys, Notebook Computern oder Tablets, sie werden auch eine überragende Rolle bei Elektrofahrzeugen aller Art einnehmen und darüber hinaus auch bei stationären Batterien. Der weltweite Lithiumbedarf betrug im Jahr 2014 ca. 31 kt, wovon ca. 35% für Batterien benötigt wurde⁴. Studien divergieren im Moment noch in der Frage der wirtschaftlich attraktiven Lithiumvorkommen in der Welt, weswegen die Schätzungen zwischen 14 – 75

⁴ USGS. Lithium – mineral commodity summaries. URL:
<http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lithium/index.html#mcs>

Mt^{5, 6}, weltweiter wirtschaftlich förderbaren Lithiumreserven variieren. Die gegenwärtige Technologie scheint weiter optimierbar zu sein, so dass der spezifische Lithiumbedarf auf ca. 160 g/kWh abgeschätzt werden kann^{7, 8}. Dies ergibt eine realisierbare elektrische Speicherkapazität von ca. 90 – 470 TWh. Modellierungen von LUT in einem anderen Projekt ergeben einen stationären Batteriebedarf für ein weltweites 100% erneuerbares Energiesystem mit dem Energiebedarf des Jahres 2030 von ca. 10 TWh⁹. Sollte der komplette Güter- und Personentransport in der Welt auf Batterien basieren, ergibt sich beim Fahrzeugbestand des Jahres 2015 ein Bedarf von ca. 100 TWh (ca. 80% hiervon PKW), beim erwarteten Fahrzeugbestand des Jahres 2050 ergibt sich ein Bedarf von ca. 250 TWh¹⁰ (hiervon knapp 90% PKW). Zusammenfassend ergibt sich, dass die obere Grenze der Ressourcen knapp doppelt so hoch ist, wie der Bedarf, welcher durch die Elektromobilität dominiert wird. Sollte jedoch nur die untere Grenze der Lithiumvorkommen zur Verfügung stehen, können sich Versorgungsengpässe ergeben und alternative Batteriekonzepte müssen zur Marktreife gebracht werden, z.B. auf Magnesium- oder Aluminiumbasis, wie sie gegenwärtig in der Entwicklung sind. In allen Fällen ist ein effektives Recycling unabdingbare Basis zum Erhalt des Stocks an essentiellen Metallen, im vorliegenden Fall Lithium. Manche Lithium-Ionen Batterien benötigen zusätzlich das knappe Kobalt, so dass ein effektives Recycling auch Kobalt umfassen sollte, aber auch ein Substitutionsansatz erscheint hilfreich. Insgesamt erscheint die Lithiumverfügbarkeit keine signifikante Limitierung für stationäre Batterien in den kommenden 20-30 Jahren darzustellen.

⁵ USGS. Lithium – mineral commodity summaries. URL:

<http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/commodity/lithium/index.html#mcs>

⁶ Svendrom, H. U., Modelling global extraction, supply, price and depletion of the extractable geological resources with the LITHIUM model. Resources, Conservation and Recycling 2016,114, 112–129

⁷ Vikstrom, H., et al. Lithium availability and future production outlooks. Applied Energy 2013, 110, 252–266

⁸ Kushnir, D., and Sanden B.A. The time dimension and lithium resource constraints for electric vehicles. Resources Policy 2012,37, 93-103

⁹ Breyer Ch., Bogdanov D., Gulagi A., Aghahosseini A., Barbosa L.S.N.S., Koskinen O., Barasa M., Caldera U., Afanasyeva S., Child M., Farfan J., Vainikka P., 2016. On the Role of Solar Photovoltaics in Global Energy Transition Scenarios, 32nd EU PVSEC, Munich, June 20-24, DOI: 10.4229/32ndEUPVSEC2016-7DO.13.1

¹⁰ Rantanen E. and Breyer Ch., 2016. Mobility demand development from 2015 to 2050 globally, ongoing research in progress, Lappeenranta University of Technology

AP 4 Analyse auf Ebene einer nationalen Stromversorgung (verantwortlich: DLR-TT)

AP 4 hat zum einen das Ziel, den Modellierungsansatz des Energiesystemmodells REMix-CEM für die im Projekt berücksichtigten Technologien (CSP, PV, Lithium-Ion Batterien, CCGT, GT und ICE) zu validieren. Zum anderen soll das Modell dazu genutzt werden, eine Stromversorgung auf nationaler Ebene mit hohen Anteilen Erneuerbaren Energien zu simulieren und dabei die Konkurrenzfähigkeit von solarthermischen Kraftwerken, PV und Lithium-Ionen Batterien untersuchen. In AP 4.1 wird zunächst das Modell REMix-CEM in knapper Form qualitativ beschrieben und anschließend die Methodik sowie die Ergebnisse der Modellvalidierung dargelegt. Im anschließenden AP 4.2 wird durch Parametervariationen die Konkurrenzfähigkeit von solarthermischen Kraftwerken, PV und Batteriesystemen auf der Ebene einer nationalen Stromversorgung untersucht.

AP 4.1 Modellbildung im Energiesystemmodell REMix-CEM (verantwortlich DLR-TT)

Kurzbeschreibung REMix-Capacity Expansion Model:

Das Optimierungsmodell REMix-CEM (Capacity Expansion Model) ist eine Weiterentwicklung des Energiesystemmodells REMix (Renewable Energy Mix for a Sustainable Energy Supply), welches seit ca. 10 Jahren in der Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung von DLR-TT entwickelt wird. Besonderer Fokus des Modells liegt auf der Berücksichtigung des Einflusses fluktuierender Erneuerbarer Energien auf das Gesamtsystem, insbesondere auf konventionelle, mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken. Im Rahmen der Ausbauoptimierung werden technische Restriktionen von thermischen Kraftwerken, wie beispielsweise Anfahrzeiten und -kosten, Mindeststillstandzeiten oder Teillastwirkungsgrade berücksichtigt (sogenannte unit commitment constraints), um einen abgestimmten Ausbau von fluktuierenden Erneuerbaren Energien sowie regelbaren Stromerzeugungs- und Speichertechnologien zu gewährleisten. Die Kraftwerksausbauoptimierung kann hierbei für ein einzelnes Jahr (z.B. 2030 oder 2050) oder einen mehrjährigen Betrachtungszeitraum erfolgen (z.B. 2015 - 2030). Bei einem mehrjährigen Betrachtungszeitraum kann zwischen kurzsichtiger (myopisch) und perfekter Voraussicht über den Planungszeitraum gewählt werden. Die Optimierung des Versorgungssystems erfolgt hinsichtlich der Minimierung der Systemgesamtkosten (Investitions- und Betriebskosten) zur Deckung der Energienachfrage unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen auf System- und Kraftwerksebene. Dabei nimmt das Modell die Sicht einer zentralen Planungsbehörde ein.

Der Aufbau des Energiesystemmodells ist modular (siehe Abbildung 75). Die verschiedenen Stromerzeugungs- und Speichertechnologien, welche im Modell als Investitionsalternativen zur Verfügung stehen um die Energienachfrage zu decken, werden in verschiedenen Modulen abgebildet. So werden beispielsweise alle thermischen Kraftwerkstechnologien, die mit fossilen Brennstoffen oder Biomasse befeuert werden, innerhalb des Moduls „Conventional Thermal Power Plants“ modelliert. Die verschiedenen solarthermischen Kraftwerkstechnologien werden im Modul „Concentrating Solar Thermal Power“, PV und Windkraftanlagen im Modul „Variable Renewable Energies“, Speichertechnologien im Modul „Storage“, und Wasserkraftwerke im Modul „Hydro Power“ abgebildet.

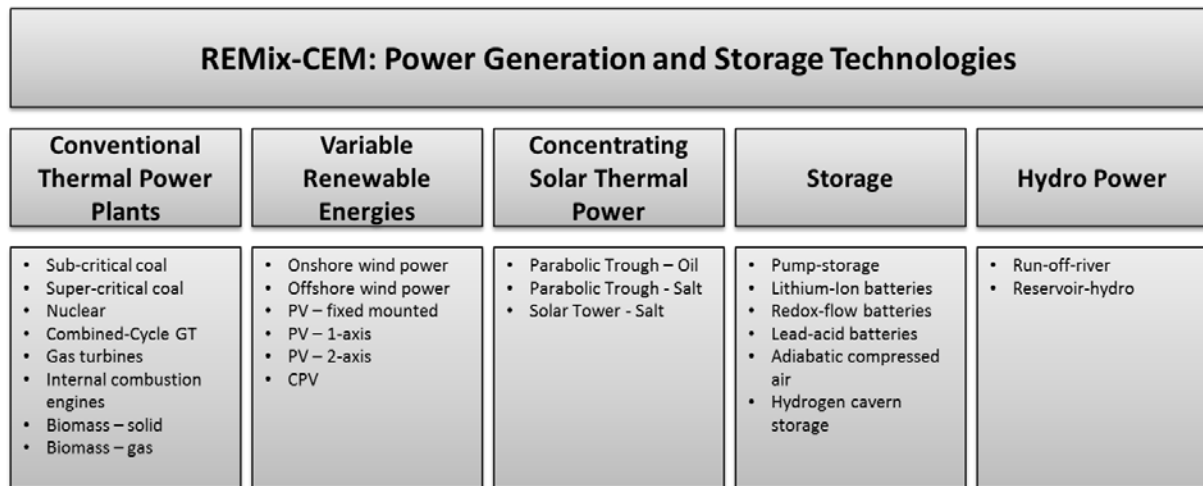


Abbildung 75: Überblick Stromerzeugungs- und Speichertechnologien in REMIX-CEM

Modellvalidierung:

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Modellvalidierung für die relevanten Stromerzeugungs- (CCGT, GT und ICE, CSP, PV) und Speichertechnologien (Lithium-Ionen Batterie) dargestellt.

Validierung des Modellierungsansatzes für konventionelle thermische Kraftwerke:

Das Modul zur Modellierung konventioneller thermischer Kraftwerke im Energiesystemmodell REMIX-CEM „Conventional Thermal Power Plants“ wurde mit Hilfe der Simulationssoftware KPRO® im Rahmen des Projekts weiterentwickelt, parametrisiert und validiert. KPRO® ist ein detailliertes Simulationsmodell für die Auslegung von thermischen Kraftwerken und wurde durch die Firma Fichtner entwickelt. Im Projekt THERMVOLT werden folgende konventionelle Stromerzeugungstechnologien betrachtet:

- Open-cycle Gas Turbines (GT)
- Combined-Cycle Gas Turbines (CCGT)
- Internal combustion engines (ICE)

Im Rahmen von AP 1 wurden für diese Technologien technische Spezifikationen (Parameter und Kennlinien) und Performance-Kennzahlen zur Validierung bereitgestellt. Die Performance-Kennzahlen für verschiedene Lastfälle unter gegebenen atmosphärischen Randbedingungen wurden mit Hilfe der Software KPRO® ermittelt.

Die Kreisprozessberechnung in KPRO® basiert auf einem nichtlinearen Gleichungssystem, welches numerisch gelöst wird. Dahingegen ist das Energiesystemmodell REMIX-CEM ein gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell. Um nichtlineare Zusammenhänge in REMIX-CEM abbilden zu können wird ein sogenannter „piecewise linear“ Ansatz verwendet, wie in Abbildung 76 exemplarisch für das Teillastverhalten einer Gasturbine dargestellt.

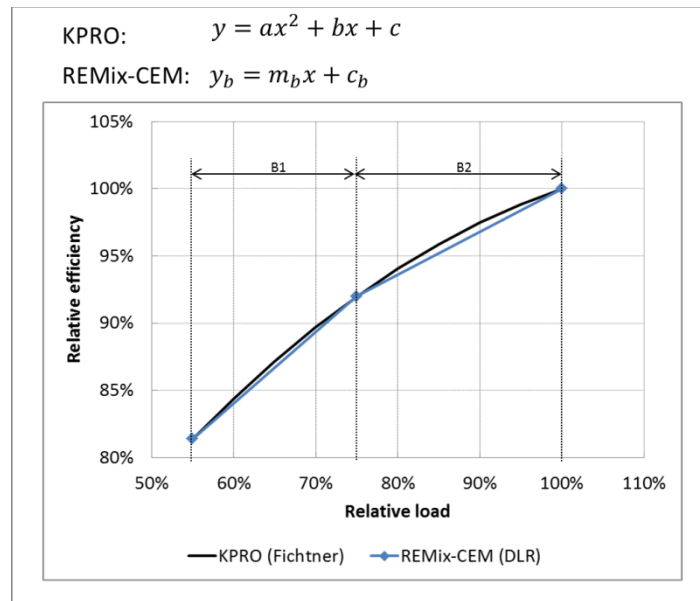


Abbildung 76: Vergleich Modellierungsansätze KPRO und REMix-CEM für nicht-lineare Zusammenhänge exemplarisch am Teillastverhalten einer Gasturbine

Da das Energiesystemmodell REMix-CEM vor allem zur Unterstützung der Ausbauplanung von konventionellen und Erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in Ländern des Sonnengürtels entwickelt wurde, wo zum Teil sehr hohen Außentemperaturen vorherrschen, wird im Modell der Einfluss der Außentemperatur auf die Performance von thermischen Kraftwerken berücksichtigt. Auch hier wird auf ein „piecewise linear“ Ansatz zurückgegriffen, um nichtlineare Zusammenhänge zwischen Performance und Außentemperatur abzubilden. Abbildung 77 zeigt diesen Ansatz exemplarisch für die Modellierung des Wirkungsgrades einer Gasturbine entsprechend der Außentemperatur.

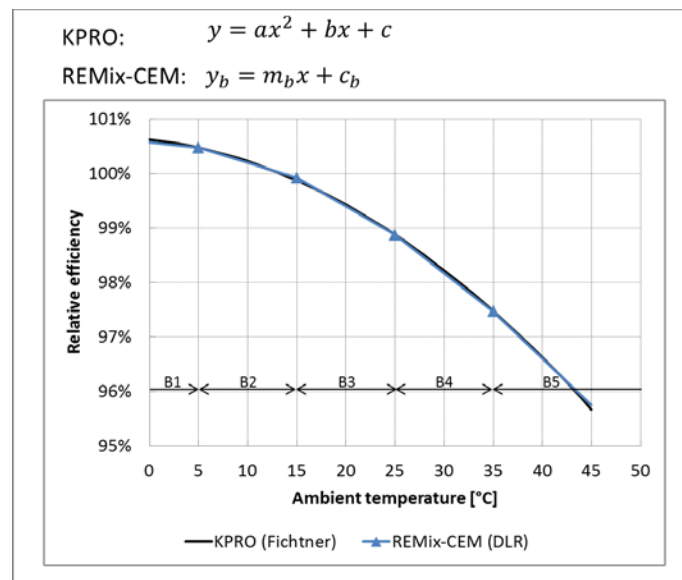


Abbildung 77: Vergleich Modellierung Einfluss Außentemperatur mittels KAPRO (nichtlinearer Ansatz) und REMix-CEM (piecewise linear Ansatz)

Tabelle 26 - Tabelle 28 zeigen die Ergebnisse der Validierung für die verschiedenen konventionellen Stromerzeugungstechnologien. Die Validierung wurde für drei Lastfälle durchgeführt (100%, 75%, 50%), bei einer Außentemperatur von 28°C und einen

atmosphärischen Druck von 844 mbar. Für die betrachteten Technologien konnten sehr gute Übereinstimmung für die jeweiligen Lastfälle erzielt werden. Die Abweichung zwischen KPRO® und REMix-CEM bzgl. Nettoleistung und Nettowirkungsgrad liegen bei maximal 0.3%. Diese Genauigkeit wird als mehr als ausreichend für ein Energiesystemmodell beurteilt.

Abbildung 78 zeigt die Nettoeinspeisung einer 50 MW Gasturbine bei einem gegebenen Lastprofil unter verschiedenen Temperaturniveaus berechnet mittels REMix-CEM. Der atmosphärische Druck wird mit 844 mbar als konstant angenommen. Aufgrund des niedrigen atmosphärischen Drucks und der hohen Außentemperatur ist die Gasturbine nicht in der Lage das Lastprofil vollständig zu decken. Die Performance weicht unter diesen atmosphärischen Bedingungen deutlich von jenen unter ISO-Bedingungen ab. Tabelle 29 zeigt die Werte zu Abbildung 78 im Detail. Zusätzlich ist der jeweilige Nettowirkungsgrad angegeben.

Tabelle 26: Validierung für: 100% Last, 28°C Außentemperatur, 844 mbar

Unit			100% Load		
			KAPRO	REMIX	Deviation
GT 50 MW	Net power generation [MW]		38.79	38.79	1.000
	Net efficiency [%]		39.36	39.34	1.000
CCGT 400 MW	Net power generation [MW]		288.65	288.65	1.000
	Net efficiency [%]		55.31	55.27	0.999
ICE 9.7 MW (Gas)	Net power generation [MW]		8.98	8.98	1.000
	Net efficiency [%]		41.65	41.70	1.001
ICE 16.6 MW (Gas)	Net power generation [MW]		15.37	15.37	1.000
	Net efficiency [%]		43.68	43.72	1.001
ICE 10.1 MW (Diesel)	Net power generation [MW]		8.50	8.50	1.000
	Net efficiency [%]		41.97	42.02	1.001
ICE 17.1 MW (Diesel)	Net power generation [MW]		14.39	14.39	1.000
	Net efficiency [%]		42.45	42.50	1.001

Tabelle 27: Validierung für: 75% Last, 28°C Außentemperatur, 844 mbar

Unit			75% Load		
			KAPRO	REMIX	Deviation
GT 50 MW	Net power generation [MW]		29.09	29.09	1.000
	Net efficiency [%]		36.20	36.19	1.000
CCGT 400 MW*	Net power generation [MW]		229.17	229.17	1.000
	Net efficiency [%]		53.88	53.83	0.999
ICE 9.7 MW (Gas)	Net power generation [MW]		6.74	6.74	1.000
	Net efficiency [%]		41.83	41.75	0.998
ICE 16.6 MW (Gas)	Net power generation [MW]		11.53	11.53	1.000
	Net efficiency [%]		43.87	43.78	0.998
ICE 10.1 MW (Diesel)	Net power generation [MW]		6.37	6.37	1.000
	Net efficiency [%]		42.16	42.04	0.997

ICE 17.1 MW (Diesel)	Net power generation [MW]	10.79	10.79	1.000
	Net efficiency [%]	42.64	42.52	0.997

*GT load 75%, ACC factor 0.966

Tabelle 28: Validierung für: 50% Last, 28°C Außentemperatur, 844 mbar

Unit		50% Load		
		KAPRO	REMIX	Deviation
GT 50 MW	Net power generation [MW]	13.39	13.39	1.000
	Net efficiency [%]	30.70	30.77	1.004
CCGT 400 MW*	Net power generation [MW]	169.91	169.91	1.000
	Net efficiency [%]	50.79	50.74	0.999
ICE 9.7 MW (Gas)	Net power generation [MW]	4.49	4.49	1.000
	Net efficiency [%]	41.56	41.59	1.001
ICE 16.6 MW (Gas)	Net power generation [MW]	7.69	7.687	1.000
	Net efficiency [%]	43.58	43.61	1.001
ICE 10.1 MW (Diesel)	Net power generation [MW]	4.25	4.249	1.000
	Net efficiency [%]	41.88	41.95	1.002
ICE 17.1 MW (Diesel)	Net power generation [MW]	7.19	7.193	1.000
	Net efficiency [%]	42.36	42.43	1.001

*GT load 50%, ACC factor 0.966

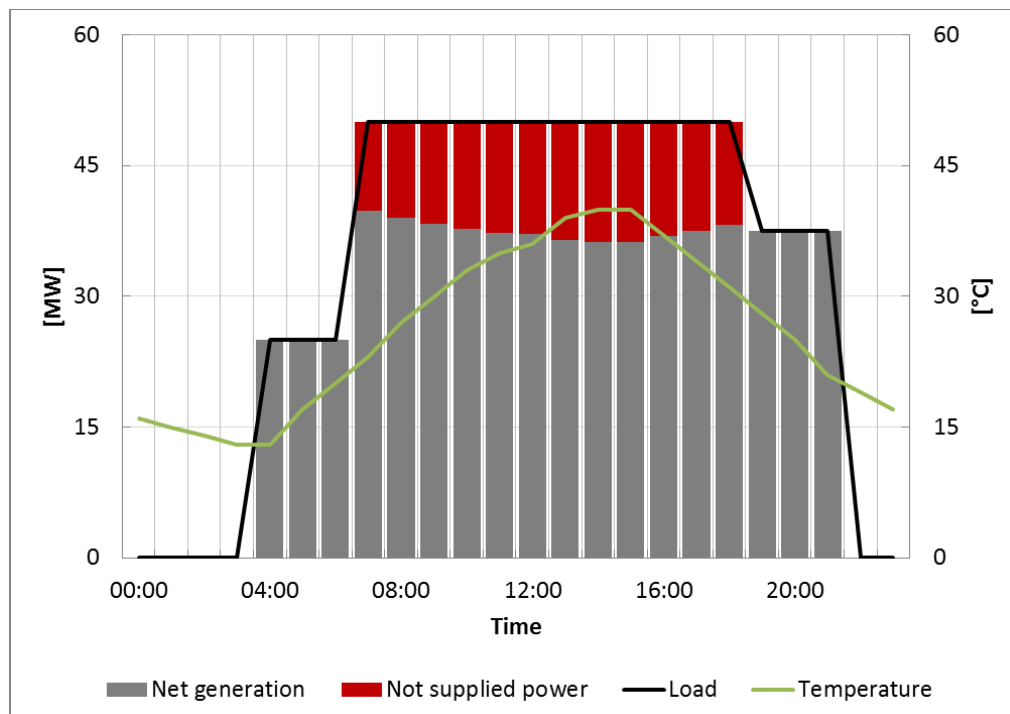


Abbildung 78: Netto Stromerzeugung 50 MW Gasturbine in verschiedenen Lastfällen und bei unterschiedlichen Temperaturniveaus modelliert mit REMix-CEM (Annahme: atmosphärischer Druck konstant bei 844 mbar)

Tabelle 29: Netto Stromerzeugung und netto Wirkungsgrad in verschiedenen Lastfällen und bei unterschiedlichen Temperaturniveaus modelliert mit REMix-CEM (Annahme: atmosphärischer Druck konstant bei 844 mbar)

Uhrzeit	Last	Druck	Temperatur	Netto Erzeugung	Netto Wirkungsgrad	Last- unterdeckung
	[MW]	[mbar]	[°C]	[MW]	[%]	[MW]
00:00	0	844	16	0	0	0
01:00	0	844	15	0	0	0
02:00	0	844	14	0	0	0
03:00	0	844	13	0	0	0
04:00	25	844	13	25	33.78	0
05:00	25	844	17	25	33.94	0
06:00	25	844	20	25	34.04	0
07:00	50	844	23	40	39.65	10
08:00	50	844	27	39	39.40	11
09:00	50	844	30	38	39.24	12
10:00	50	844	33	38	39.08	12
11:00	50	844	35	37	38.97	13
12:00	50	844	36	37	38.95	13
13:00	50	844	39	36	38.75	14
14:00	50	844	40	36	38.68	14
15:00	50	844	40	36	38.68	14
16:00	50	844	37	37	38.88	13
17:00	50	844	34	38	39.03	12
18:00	50	844	31	38	39.18	12
19:00	38	844	28	38	38.99	0
20:00	38	844	25	38	39.04	0
21:00	38	844	21	38	39.00	0
22:00	0	844	19	0	0	0
23:00	0	844	17	0	0	0

Validierung des Modellierungsansatzes für solarthermische Kraftwerke:

Abbildung 79 zeigt den Modellierungsansatz für solarthermische Kraftwerke in REMix-CEM. Mit Hilfe der Simulationssoftware INSEL werden stündliche Erzeugungsprofile des Solarfelds eines Parabolrinnen- oder Solarturmkraftwerks erzeugt, die als Input für das Energiesystemmodell dienen. Innerhalb von REMix-CEM wird neben der Investitionsentscheidung, die Bewirtschaftung des thermischen Speichers und des Back-up Systems sowie die Nettoeinspeisung des Kraftwerks optimiert. Dabei wird der zeitliche Einsatz der wesentlichen Hauptkomponenten eines solarthermischen Kraftwerks - Solarfeld, Speicher, Back-Up System und Kraftwerksblock - individuell modelliert (siehe Abbildung 80). Bei Bedarf kann zudem die Größe des Solarfelds, des thermischen Speichers und des Back-Up-Systems modellendogen optimiert werden. Dabei ist zu beachten, dass die Optimierung der Konfiguration des solarthermischen Kraftwerks nicht hinsichtlich der Minimierung der

Stromgestehungskosten des Kraftwerks selbst erfolgt, sondern hinsichtlich der Minimierung der Kosten des Gesamtsystems.

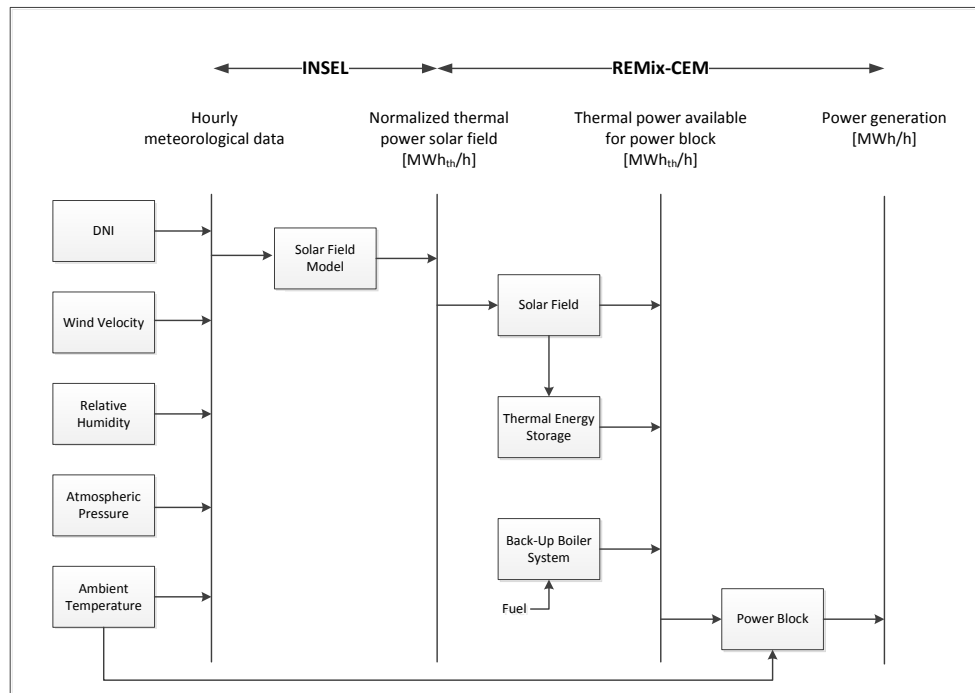


Abbildung 79: Ansatz Modellierung solarthermische Kraftwerke in REMix-CEM

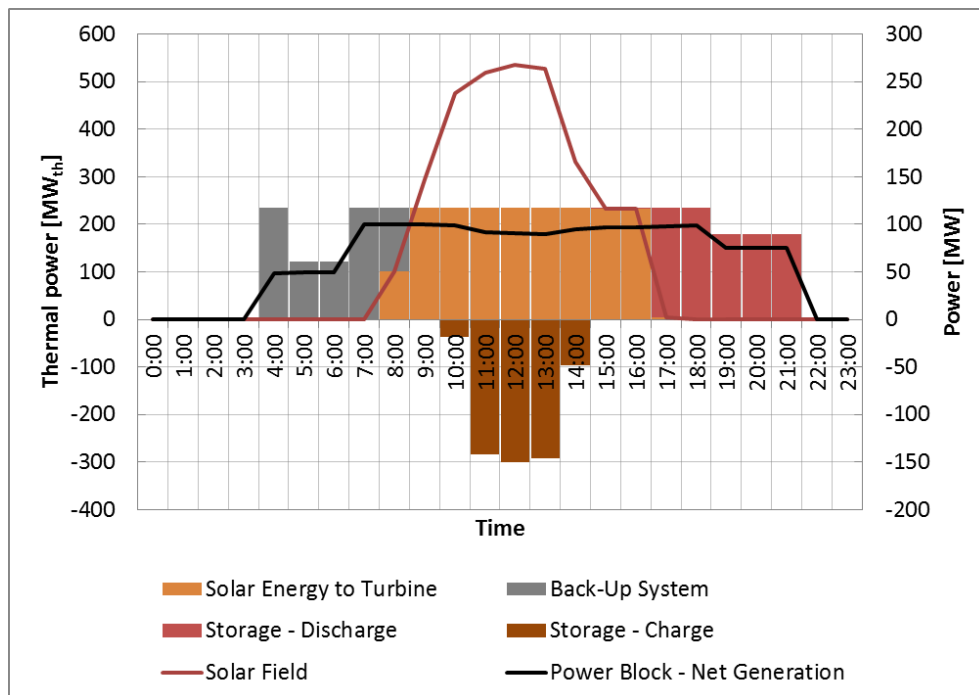


Abbildung 80: Beispielhafter Dispatch eines 100 MW Solarturmkraftwerks mit 6h Speicher und Zusammenspiel der innerhalb von REMix-CEM individuell modellierten Hauptkomponenten Solarfeld, thermischer Speicher, Back-Up System und Dampfturbine.

Der Modellierungsansatz für solarthermische Kraftwerke in REMix-CEM wurde mit Hilfe des Modells INSEL validiert, welches wiederum in AP 3 mit detaillierten Technologiemoellen von DLR-SF validiert wurde. Abbildung 81 zeigt das entsprechende Prozessdiagramm des

Validierungsansatzes. Zunächst werden die Modelle zur Simulation von solarthermischen Kraftwerken in INSEL und REMix-CEM mit den identischen Inputdaten parametrisiert (Kraftwerkskonfiguration, techno-ökonomische Parameter, stündlicher Strombedarf). Anschließend wird mit den jeweiligen Modellen die stündliche Stromerzeugung eines solarthermischen Kraftwerks zur Deckung des Strombedarfs simuliert und die Ergebnisse verglichen. Falls die Ergebnisse nicht den Erwartungen hinsichtlich Genauigkeit entsprechen, muss der Modellierungsansatz im Energiesystemmodell angepasst werden. Anschließend wird der Validierungsprozess erneut durchgeführt. Die Validierung wurden für alle im Projekt untersuchten CSP Technologien durchgeführt (Solar Tower, Parabolic Trough - Oil, Parabolic Trough - Molten Salt).

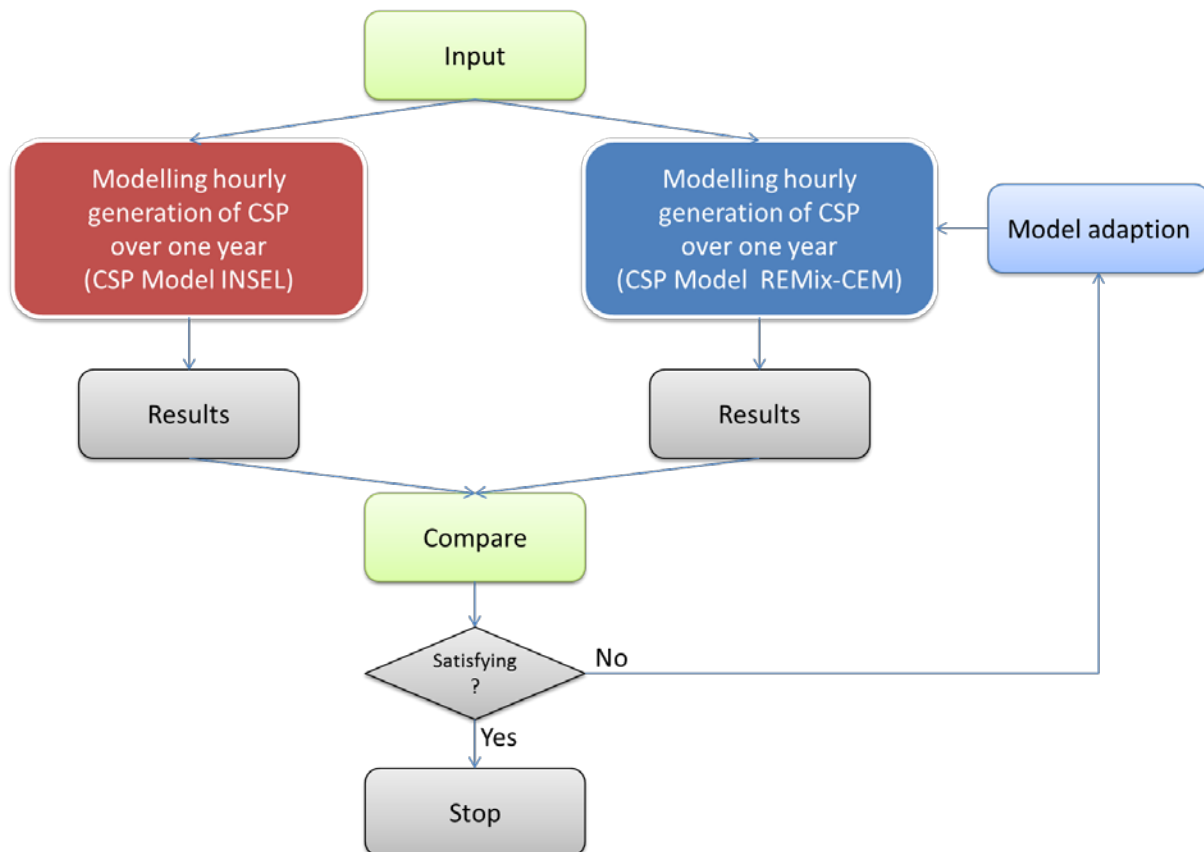


Abbildung 81: Validierung des Modellierungsansatzes für solarthermische Kraftwerke

Die Ergebnisse des Validierungsprozesses sind in Tabelle 30 - Tabelle 32 zusammengefasst. Für die jeweiligen CSP Technologien konnten hohe Übereinstimmungen in den wesentlichen Performancekennzahlen erzielt werden. Die Abweichungen zwischen INSEL und REMix-CEM liegen im Bereich von 0-2%. Die Genauigkeit des Modellierungsansatzes für solarthermische Kraftwerke im Energiesystemmodell REMix-CEM ist daher als ausreichend anzusehen.

Tabelle 30: Vergleich Performance Parabolic Trough - Oil (100 MW, SM 2.1, TES 8h) im Modell INSEL und REMix-CEM

		Parabolic Trough - Oil		
		INSEL	REMix-CEM	Deviation
Gross generation	[MWh]	568,220	566,087	1.00
Net generation	[MWh]	524,457	522,162	1.00

Total auxiliaries	[MWh]	43,764	43,925	1.00
Solar field generation	[MWh _{th}]	1,095,624	1,095,727	1.00
Back-up boiler generation	[MWh _{th}]	554,125	554,177	1.00
Annual efficiency Thermal Power to Electricity	[%]	32.9	33.2	0.99

*Tabelle 31: Vergleich Performance Parabolic Trough - Molten Salt (100 MW, SM 2.55, TES 12h)
im Modell INSEL und REMix-CEM*

		Parabolic Trough - Molten Salt		
		INSEL	REMIX-CEM	Deviation
Gross generation	[MWh]	574,374	573,322	1.00
Net generation	[MWh]	540,946	540,637	1.00
Total auxiliaries	[MWh]	32,275	32,685	0.99
Solar field generation	[MWh _{th}]	1,211,824	1,211,845	1.00
Back-up boiler generation	[MWh _{th}]	336,942	336,947	1.00
Annual efficiency Thermal Power to Electricity	[%]	38.1	38.2	1.00

Tabelle 32: Vergleich Performance Solar Tower - Molten Salt (112 MW, SM 2, TES 8h) im Modell INSEL und REMix-CEM

		Solar Tower - Molten Salt		
		INSEL	REMIX-CEM	Deviation
Gross generation	[MWh]	556,625	550,219	1.01
Net generation	[MWh]	511,971	507,108	1.01
Total auxiliaries	[MWh]	44,098	43,111	1.02
Solar field generation	[MWh _{th}]	1,168,235	1,168,352	1.00
Back-up boiler generation	[MWh _{th}]	301,631	301,661	1.00
Annual efficiency Thermal Power to Electricity	[%]	37.1	37.8	0.98

Validierung des Modellierungsansatzes für PV und Lithium-Ionen Batterien:

Der Modellierungsansatz für PV und Lithium-Ionen Batterien innerhalb des Energiesystemmodells REMix-CEM wird ebenfalls mit der Software INSEL validiert. Die Modellierung von PV Anlagen findet in REMix-CEM innerhalb des Moduls „Variable Renewable Energies“ statt. Lithium-Ionen Batterien werden im Modul „Storage“ abgebildet (siehe Abbildung 75). Der Modellierungsansatz für PV und Lithium-Ionen Batterien wird validiert, indem die stündliche Betriebsweise eines PV-Batterie Systems (PV 155 MW_p, Batterie 71 MW, 500 MWh Speicher) zur Deckung einer definierten jährlichen Last jeweils in INSEL und REMix-CEM modelliert wird. Der Validierungsprozess läuft dabei identisch mit dem für solarthermische Kraftwerke ab (siehe Abbildung 81).

Der Ansatz zur Modellierung fluktuierender Erneuerbarer Energien (PV, Windkraft) in REMix-CEM ist in Abbildung 82 dargestellt. Mit Hilfe der Simulationssoftware INSEL werden normierte Einspeisepprofile mit stündlicher Auflösung (ggfls. auch höher aufgelöst) für die jeweilige Technologie berechnet. Diese dienen wiederum als Input für das Energiesystemmodell REMix-CEM. Im Energiesystemmodell werden die normierten Einspeisepprofile mit der jeweiligen installierten Kraftwerkskapazität (Optimierungsvariable) skaliert um die maximal mögliche Nettostromerzeugung zu berechnen. Im Energiesystemmodell wird zudem, neben der zu installierenden Leistung, die tatsächliche stündliche Nettoeinspeisung und die Abregelung aus Sicht einer zentralen Planungsbehörde optimiert.

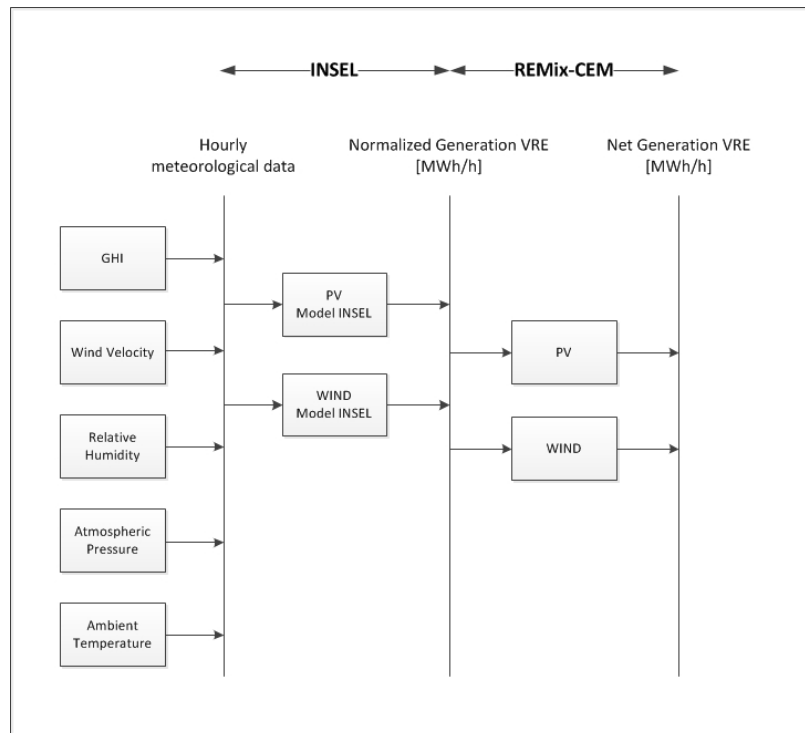


Abbildung 82: Ansatz für die Modellierung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien in REMix-CEM

Lithium-Ionen Batterien werden im Modul „Storage“ abgebildet. Der Modellierungsansatz für Speichertechnologien in REMix-CEM ähnelt stark dem Ansatz der in INSEL verfolgt wird. Elektrische Speichereinheiten werden durch eine Speichereinheit (Speicherreservoir) und eine Ein-/Auspeichereinheit (Converter) beschrieben, deren betriebsweise individuell modelliert werden. Im Energiesystemmodell REMix-CEM können die Größe des Speicherreservoirs und die Kapazität des Converters zudem modellendogen optimiert werden.

Tabelle 33 vergleicht die jährliche Nettostromerzeugung des PV-Batterie-Systems im Model INSEL und REMix-CEM. Die Abweichung zwischen beiden Modellen liegt im Bereich von unter 0.3%. Die hohe Genauigkeit kann damit erklärt werden, dass REMix-CEM normierte Erzeugungsprofile für PV aus INSEL bezieht und dass Speichermodell in INSEL und REMix-CEM in fast identischer Weise mathematisch formuliert ist.

Tabelle 33: Vergleich Nettostromerzeugung PV und Lithium-Ionen Batterien (PV 155 MW_p, Batterie 71 MW, 500 MWh Speicher,) im Model INSEL und REMix-CEM

		PV & Battery System		
		INSEL	REMIX-CEM	Deviation
PV net generation	[MWh]	326,080	325,130	1.00
Battery net generation	[MWh]	80,131	81,897	1.00
Battery charging	[MWh]	82,376	82,136	1.00

Abbildung 83 vergleicht den Dispatch des zu validierenden PV-Batterie-System an einem Frühlingstag jeweils modelliert mit INSEL und REMix-CEM. Wie zu sehen ist, erfolgt der Dispatch des Systems in beiden Modellen praktisch identisch. Dies zeigt, dass nicht nur die jährliche Stromerzeugung eines PV-Batterien-Systems im Energiesystemmodell REMix-CEM mit hoher Genauigkeit abgebildet werden kann, sondern auch der stündliche Dispatch.

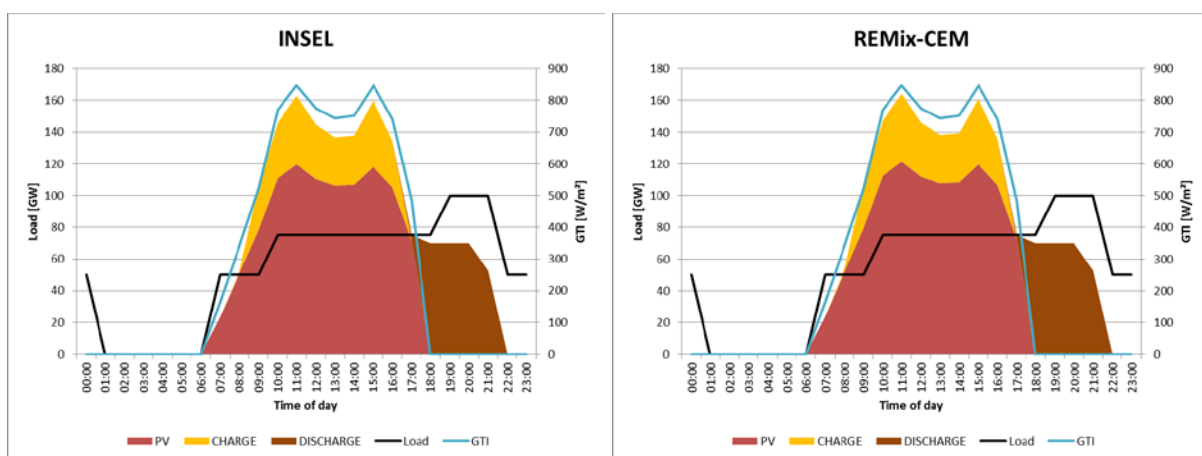


Abbildung 83: Vergleich des Dispatches eines PV-Batterie-Systems an einem Frühlingstag modelliert mit INSEL und REMix-CEM

AP 4.2 Parameterstudie auf Ebene eines nationalen Stromversorgungssystems (verantwortlich: DLR-TT)

AP 4.2 hat zum Ziel - im Gegensatz zu den vorherigen Arbeitspaketen - solarthermische Kraftwerke, PV und Lithium-Ionen Batterien auf Ebene eines nationalen Stromversorgungssystems zu betrachten. Dabei soll die Konkurrenzfähigkeit der jeweiligen Technologien im Jahre 2030 unter den zu erwartenden Kostendegressionen und technologischen Weiterentwicklungen evaluiert werden.

Zur Beantwortung dieser Fragestellung wird das Energiesystemmodell REMix-CEM genutzt. Für zwei fiktive nationale Energiesysteme, deren meteorologischen Gegebenheiten und Lastprofile an die Länder Marokko und Saudi Arabien angelegt sind, soll mit Hilfe von REMix-CEM der kostenoptimale Kraftwerkspark zur Deckung des jährlichen Strombedarfs, unter der Annahme eines „grüne Wiese“ Ansatzes¹¹, berechnet werden. Dies soll für verschiedene Zielsetzung bzgl. des Mindestanteils Erneuerbarer Energien an der jährlichen Lastdeckung erfolgen (60% und 80%). Dazu wird REMix-CEM mit den techno-ökonomischen Parametern der jeweiligen Technologien für das Jahr 2030 parametrisiert (siehe Databook AP3/4 im Anhang). Tabelle 34 zeigt das grundlegende Modelsetup für die zwei Fallstudien.

¹¹ Grüne Wiese Ansatz: Es wird angenommen, dass keine Kraftwerkskapazitäten existieren und das System von Grund auf designt werden kann („design from scratch“).

Tabelle 34: Grundlegendes Modelsetup für Modellierung einer nationalen Energieversorgung

Model setup	
Objective:	Least-cost expansion plan to meet demand in 2030
Sector coverage:	Power sector only
Approach:	Static (single year) capacity expansion optimization for green field power system
Mathematical approach:	Deterministic Mixed Integer Linear Programming (MILP)
Temporal resolution:	Hourly (8760)
Transmission grid:	Copper plate
Reserve margin:	15% of annual peak load at system design temperature

Als Investitionsalternativen stehen dem Energiesystemmodell folgende Technologien zu Verfügung:

- Solarturmkraftwerke (Solarfeld- und Speichergröße werden modelendogen optimiert)
- PV Systeme mit einachsiger Nachführung
- Windkraftanlagen (Nur Fallstudie Lastkurve Marokko)
- Lithium-Ionen Batterien (Verhältnis Converter/Speichergröße wird modelendogen optimiert)
- Konventionelle thermische Kraftwerke (CCGT, GT, ICE)

In Tabelle 35 sind die Kenndaten der fiktiven Energiesysteme zusammengefasst. Das Energiesystem in Fallstudie 1 „Lastkurve Marokko“ hat einen jährlichen Strombedarf von 80 TWh bei einer Spitzenlast von 13.8 GW. Das Lastprofil des Energiesystems basiert auf der normierten Lastkurve Marokkos aus dem Jahr 2010, welche entsprechend des Energiebedarfs skaliert wird. In Fallstudie 2 „Lastkurve Saudi Arabien“ beträgt der jährliche Strombedarf 510 TWh und die Spitzenlast 88.9 GW. Die angenommene Ressourcenverfügbarkeit für Solartechnologien entspricht den Annahmen in AP 1-3 (siehe Databook). Für Windkraftanlagen, welche nur in der Fallstudie „Lastkurve Marokko“ als Investitionsalternative zur Verfügung stehen, wird angenommen, dass diese mit durchschnittlich 2850 Vollaststunden im Jahr betrieben werden können. Die stündliche Verfügbarkeit von Windkraftanlagen wurde mit Hilfe des Models REMix-EnDaT berechnet.

Tabelle 35: Kennzahlen der Fallstudien

	Fallstudie 1 „Lastkurve Marokko“	Fallstudie 2 „Lastkurve Saudi Arabien“
Lastprofil	Marokko 2010	Saudi Arabien 2010
Jährlicher Strombedarf [TWh]	80	510
Jährliche Spitzenlast [GW]	13.8	88.9
Auslegungstemperatur [°C]	30	47
DNI [kWh/m²/y]	2373	2408
GHI [kWh/m²/y]	2118	2333
Wind [Vollaststunden]	2850	Nicht berücksichtigt

Für die fiktiven Energiesysteme wird eine Parameterstudie durchgeführt, bei der die Investitionskosten und Finanzierungsbedingungen für die jeweiligen Technologien variiert werden (siehe Tabelle 36). Die Investitionskosten werden für die im Databook angegeben

Wertebereiche (BASE, HIGH, LOW) variiert. Zudem werden für solarthermische Kraftwerke die Finanzierungsbedingungen variiert. Im Fall „LOW“ wird die wirtschaftliche Lebensdauer von 25 Jahre auf 40 Jahre erhöht und gleichzeitig der WACC von 7% auf 6.5% gesenkt. Dies hat zur Folge, dass die jährlichen Kapitalkosten (Annuität) von solarthermischen Kraftwerken um 17.5% gesenkt werden. Modellläufe mit verbesserten Finanzierungsbedingungen für solarthermische Kraftwerke sind mit einem „X“ gekennzeichnet.

Tabelle 36: Überblick Parametervariationen innerhalb der Fallstudien

Bezeichnung Modelllauf	PV Investitionskosten	Li-Ionen Batterie Investitionskosten	CSP Investitionskosten	CSP Finanzierung
BASE	BASE	BASE	BASE	BASE
BASE X	BASE	BASE	BASE	LOW
HIGH Lilon	BASE	HIGH	BASE	BASE
HIGH Lilon X	BASE	HIGH	BASE	LOW
LOW CSP	BASE	BASE	LOW	BASE
LOW CSP X	BASE	BASE	LOW	LOW
HIGH PV	HIGH	BASE	BASE	BASE
HIGH PV X	HIGH	BASE	BASE	LOW

Ergebnisse Fallstudie „Lastkurve Marokko - 60% EE“

Abbildung 84 zeigt die installierte Bruttoleistung sowie die Anteile an der jährlichen Stromproduktion für die verschiedenen Parametervariationen der Fallstudie „Lastkurve Marokko - 60% EE“. Im Modelllauf „BASE“ gehören solarthermische Kraftwerke nicht zum kostengünstigsten Versorgungssystem. Das Energiesystemmodell betrachtet einen Mix aus PV, Windkraft, Lithium-Ionen Batterien, sowie CCGT- und GT-Kraftwerke als die kosteneffizienteste Lösung um die jährliche Energieversorgung versorgungssicher auf stündlicher Basis zu gewährleisten. Dabei ist festzustellen, dass deutlich mehr als 60% des jährlichen Strombedarfs durch Erneuerbaren Energien bereitgestellt wird (75%). Solarthermische Kraftwerke gehören nur zum kostengünstigsten Versorgungsmix, wenn für die Technologie verbesserte Finanzierungsbedingungen angenommen werden. Für die Parametervariation in der hohen Investitionskosten für Lithium-Ionen Batterien und gleichzeitig verbesserte Finanzierungsbedingungen für solarthermische Kraftwerke angenommen werden, wird die größte Anzahl an solarthermischen Kraftwerken installiert („HIGH Lilon X“). Für diesen Modelllauf wird auch der höchste Anteil von Erneuerbaren Energien an der jährlichen Lastdeckung erzielt (81%).

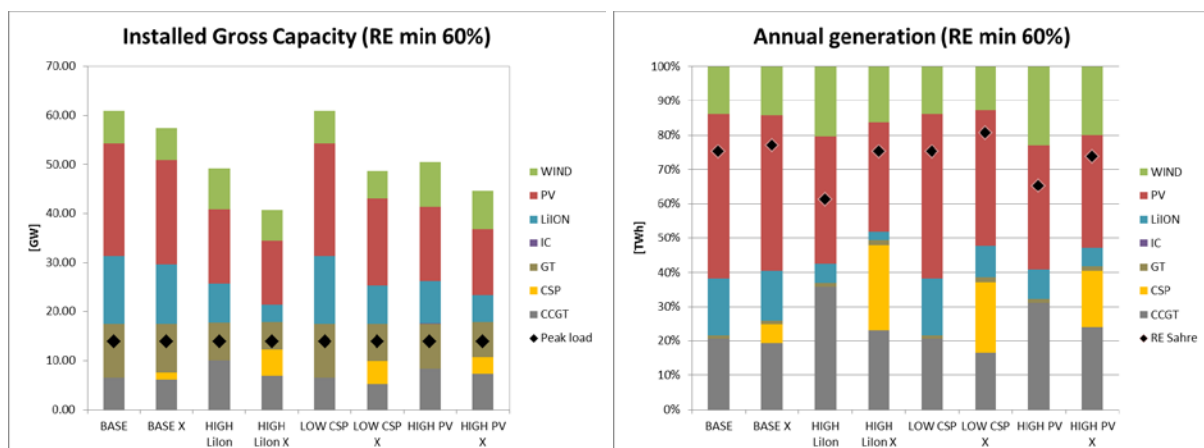


Abbildung 84: Installierte Bruttoleistung (links) und Anteile an der jährlichen Stromproduktion aggregiert nach Technologie für die jeweiligen Parametervariationen („Lastkurve Marokko - 60% EE“).

Abbildung 85 zeigt die im Modelllauf „HIGH Lilon X“ ersetzen Kraftwerks- und Speicherkapazitäten gegenüber dem Modelllauf „BASE“. Solarthermische Kraftwerke mit einer Bruttoleistung von 5.7 GW ersetzen ca. 10 GW an PV Systemen und Lithium-Ionen Batterien, sowie 5.4 GW an GT-Kraftwerken und 0.35 GW Windkraftanlagen. Die solarthermischen Kraftwerke werden im Durchschnitt mit einem Solarfeld der Größe SM 1.8 und einem 12h Speicher ausgestattet. Das Back-Up Boiler System der solarthermischen Kraftwerke wird auf 100% der Turbinenleistung ausgelegt, wodurch solarthermische Kraftwerke die gleiche gesicherte Leistung bereitstellen wie konventionelle thermische Kraftwerke. Lithium-Ionen Batterien haben einen „Power-to-Storage Ratio“ von 1: 4.1 im Modelllauf „BASE“. Im Modelllauf „HIGH Lilon X“ haben Batterien einen etwas geringeren „Power-to-Storage Ratio“ von 1:3.3.

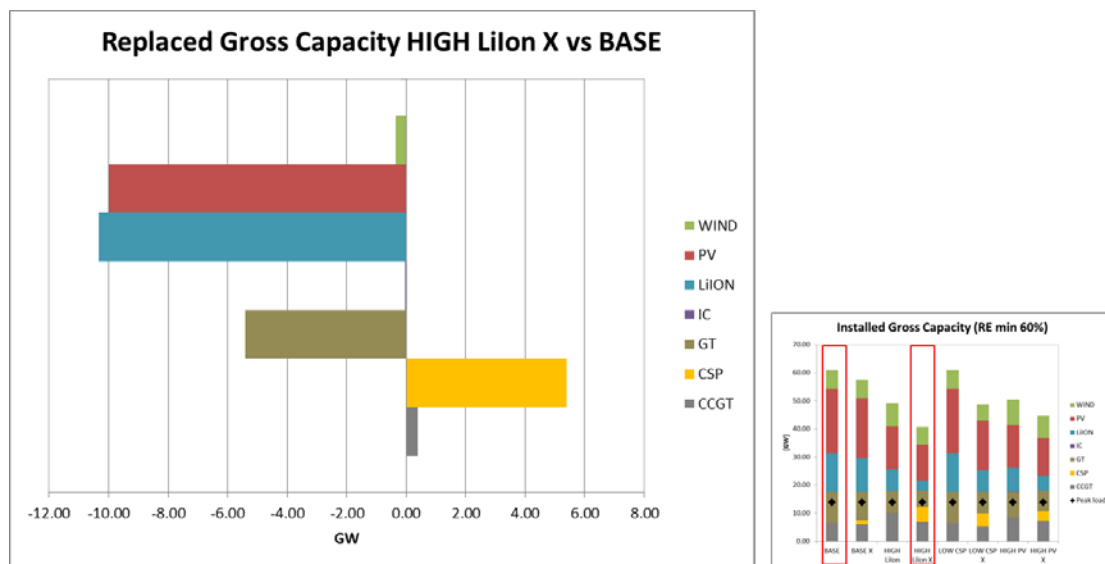


Abbildung 85: Ersetzte Kraftwerks- und Speicherkapazität im Modelllauf „HIGH Lilon X“ gegenüber Modelllauf „BASE“ („Lastkurve Marokko 60% EE“)

Abbildung 86 zeigt den Systemdispatch für die zweite Juli Woche aggregiert nach Technologien für die Modellläufe „BASE“ und „HIGH-Lilon“. Im Modelllauf „BASE“ werden Lithium-Ionen Batterien vornehmlich mit überschüssigem Strom aus PV Systemen beladen und nach Sonnenuntergang vornehmlich zu Spitzenlastzeiten entladen.

Im Modelllauf „HIGH-Lilon“ werden solarthermische Kraftwerke als flexible Mittellastkraftwerke betrieben, die als ideale Ergänzung zu PV System agieren. Aufgrund der hohen PV Verfügbarkeit während des Tages, werden solarthermische Kraftwerke tagsüber nur mit minimaler Leistung betrieben, oder sogar komplett heruntergefahren. Das Solarfeld und der thermische Speicher werden dazu genutzt, die während des Tages verfügbare Solarenergie in die Abend- und Nachstunden zu verschieben. Dabei werden die nötigen Parasitics z.T. aus dem Netz bezogen (vornehmlich Strom aus PV Systemen). Dies unterstützt die Integration von PV, da somit auch indirekt produzierter PV Strom in die Abendstunden verschoben werden kann, ohne die Verwendung von Stromspeichern. Die installierten solarthermischen Kraftwerke werden vor allem in den späten Abendstunden (Tagesspitzenlast) und in den frühen Morgen Stunden (wenn die Stromnachfrage bereits wieder steigt) aber noch keine PV verfügbar ist) mit voller Leistung betrieben. Für

solarthermische Kraftwerke mit Trockenkühlung, was zukünftig der Standard sein wird, ist diese Betriebsweise insofern ideal, dass die Anlagen zu den Hauptproduktionszeiten mit einem deutlich höheren Wirkungsgrad betrieben werden können, da geringere Außentemperaturen vorherrschen.

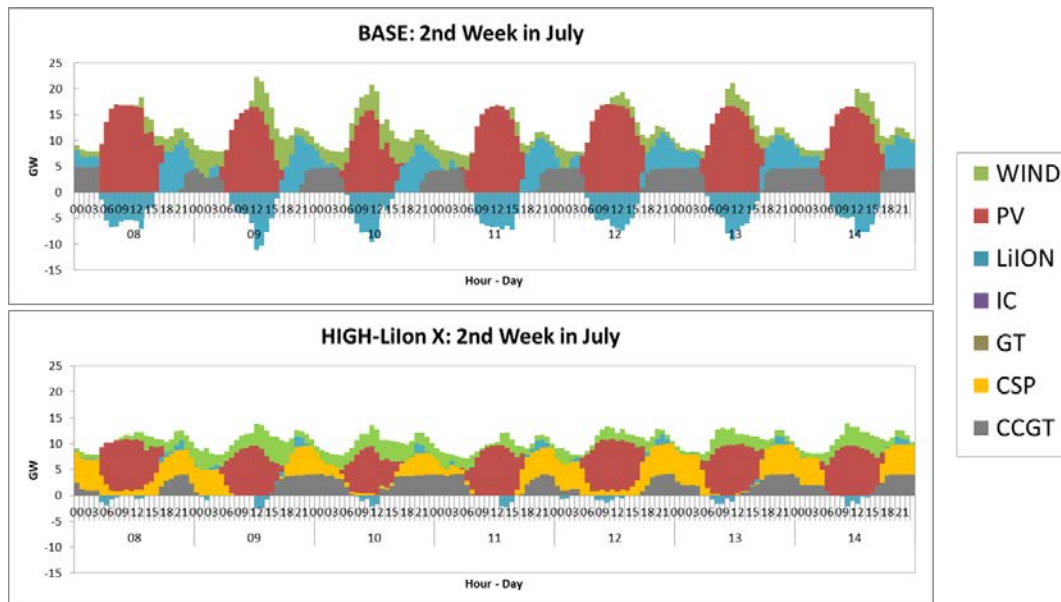


Abbildung 86: Vergleich Systemdispatch zwischen Modelllauf „BASE“ und „HIGH-Lilon“ („Lastkurve Marokko - 60% EE“)

Abbildung 87 zeigt die durchschnittlichen spezifischen Versorgungskosten des Gesamtsystems (jährliche Gesamtkosten dividiert durch jährlichen Strombedarf) für die verschiedenen Parametervariationen. Unter allen durchgeführten Parametervariationen liegen die Versorgungskosten des Gesamtsystems zwischen 0.082 €/kWh und 0.088 €/kWh. Zwischen dem Modelllauf mit dem niedrigsten (LOW CSP X) und dem Modelllauf mit den höchsten Versorgungskosten (HIGH PV) besteht ein Unterschied von knapp 7%, was einer Differenz von lediglich ca. 6 €/MWh entspricht.

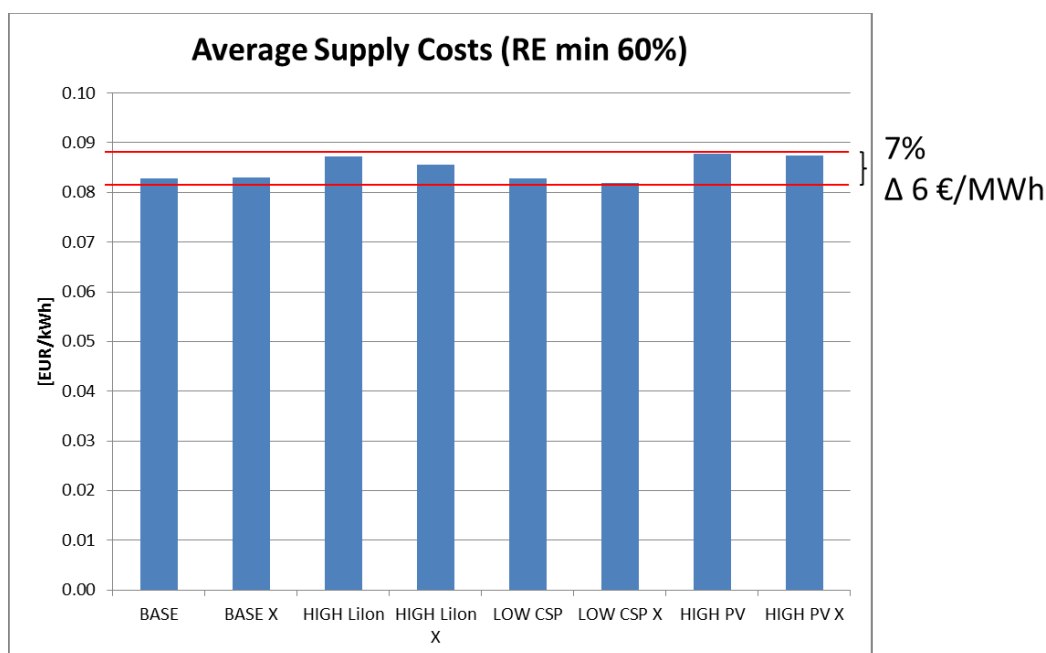


Abbildung 87: Vergleich durchschnittlicher Versorgungskosten des Gesamtsystems („Lastkurve Marokko - 60% EE“)

Abbildung 88 vergleicht noch einmal die installierten Leistungen und durchschnittlichen Versorgungskosten zwischen den Modellläufen „BASE“ und „HIGH Lilon“. In einem zusätzlichen Modelllauf („HIGH Lilon X recalculated“) wurde das Versorgungssystem des Modelllaufs „HIGH Lilon“ dem Energiesystemmodell als fix vorgeben. Allerdings wurde das Modell mit Kostenparametern des Modelllaufs „BASE“ parametrisiert, d.h. keine vergünstigten Finanzierungsbedingungen für solarthermische Kraftwerke und keine erhöhten Investitionskosten für Lithium-Ionen Batterien. Die durchschnittlichen Versorgungskosten im Modelllauf „BASE“ und „HIGH Lilon X recalculated“ unterscheiden sich lediglich um ca. 6% (ca. 5 €/MWh). Dies deutet darauf hin, dass ein sehr flaches Optimum für die Lösung des Optimierungsproblems, welches durch das Energiesystemmodell gelöst werden soll, besteht. Es existiert eine Vielzahl von Lösungen (Versorgungsportfolios), welche die Energieversorgung zu sehr ähnlichen Kosten bereitstellen können.

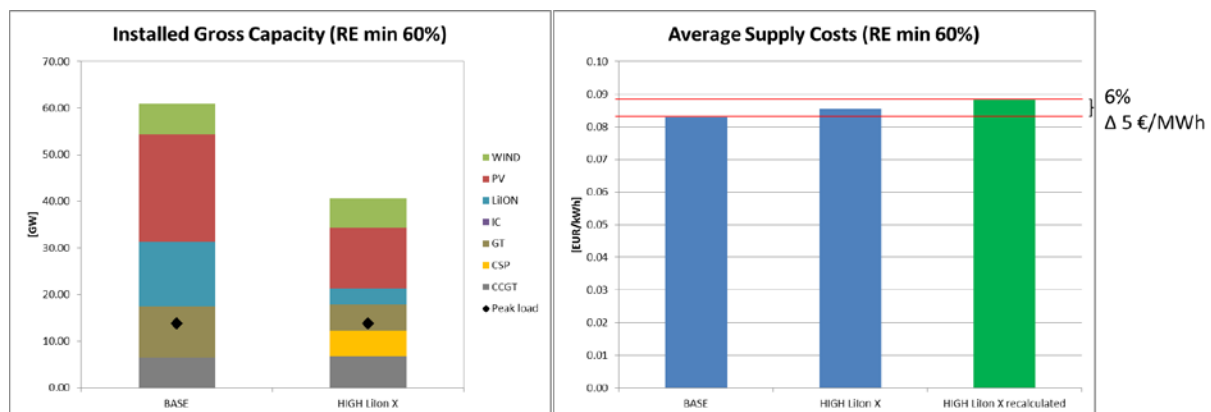


Abbildung 88: Vergleich installierter Leistung in den Modelllauf „BASE“ und „HIGH Lilon X“ (links) und der spezifischen Versorgungskosten (rechts). Im Modelllauf „HIGH Lilon X recalculated“ wurde das Versorgungssystem des Modelllaufs „HIGH Lilon“ dem Energiesystemmodell fix vorgeben, allerdings mit Kostenparametern des Modelllaufs „BASE“ parametrisiert.

Ergebnisse Fallstudie „Lastkurve Marokko - 80% EE“

Abbildung 89 zeigt die installierte Bruttoleistung sowie die Anteile an der jährlichen Stromproduktion für die verschiedenen Parametervariationen für die Fallstudie „Lastkurve Marokko - 80% EE“. Auch unter dem Ziel eines Anteils der Erneuerbare Energien von 80% an der jährlichen Stromproduktion gehören im Modelllauf „BASE“ solarthermische Kraftwerke nicht zu dem kostengünstigsten Versorgungsportfolio. Allerdings gehören solarthermische Kraftwerke unter der Randbedingung 80% der Stromproduktion durch Erneuerbare Energien nicht mehr nur zum günstigsten Versorgungssystem wenn vergünstigte Finanzierungsbedingungen für die Technologie angenommen werden, sondern auch bereits dann wenn höhere Kosten für Lithium-Ionen Batterien angenommen werden („HIGH Lilon“). Dies unterscheidet die Ergebnisse von der „Lastkurve Marokko - 60% EE“. Ebenfalls zu beobachten ist, dass bei hohen Kostenannahmen für PV und gleichzeitig mittleren Investitionskosten für Batterien („HIGH PV“), solarthermische Kraftwerke nicht installiert werden. Dies zeigt, dass vor allem die Kostenentwicklung für Batteriespeicher die Konkurrenzfähigkeit von solarthermischen Kraftwerken beeinflussen wird.

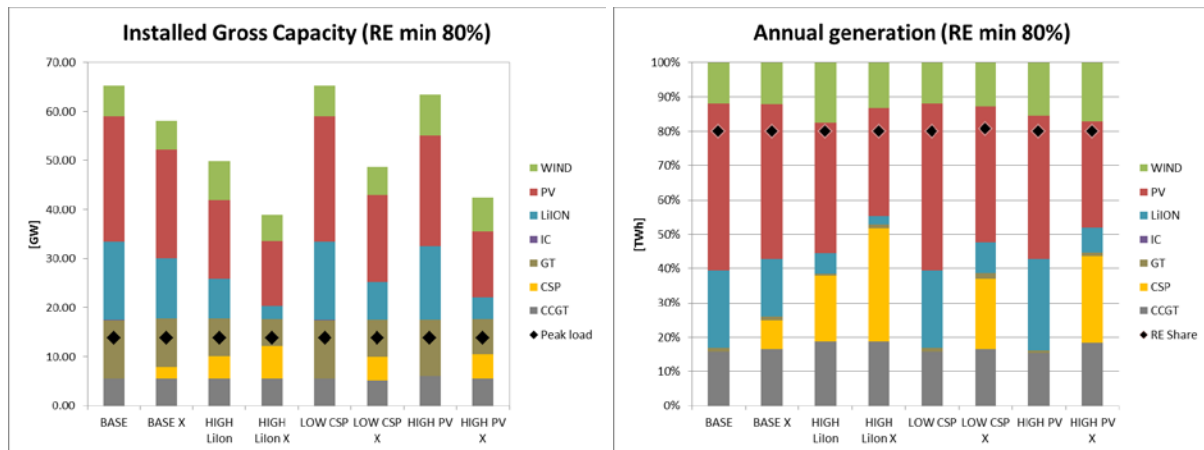


Abbildung 89: Installierte Bruttoleistung (links) und Anteile an der jährlichen Stromproduktion aggregiert nach Technologie in Fallstudie („Lastkurve Marokko - 80% EE“) für die jeweiligen Parametervariationen.

Abbildung 90 zeigt die durchschnittlichen spezifischen Versorgungskosten des Gesamtsystems für die verschiedenen Parametervariationen für die Fallstudie „Lastkurve Marokko - 80% EE“. Auch hier liegen die Versorgungskosten des Gesamtsystems für alle durchgeführten Parametervariationen relative eng zusammen (0.082 - 0.090 €/kWh. Zwischen dem Modelllauf mit dem niedrigsten („LOW CSP X“) und dem Modelllauf mit den höchsten Versorgungskosten („HIGH Lilon“) besteht ein Unterschied von knapp 10%, was einer Differenz von ca. 8 €/MWh entspricht.

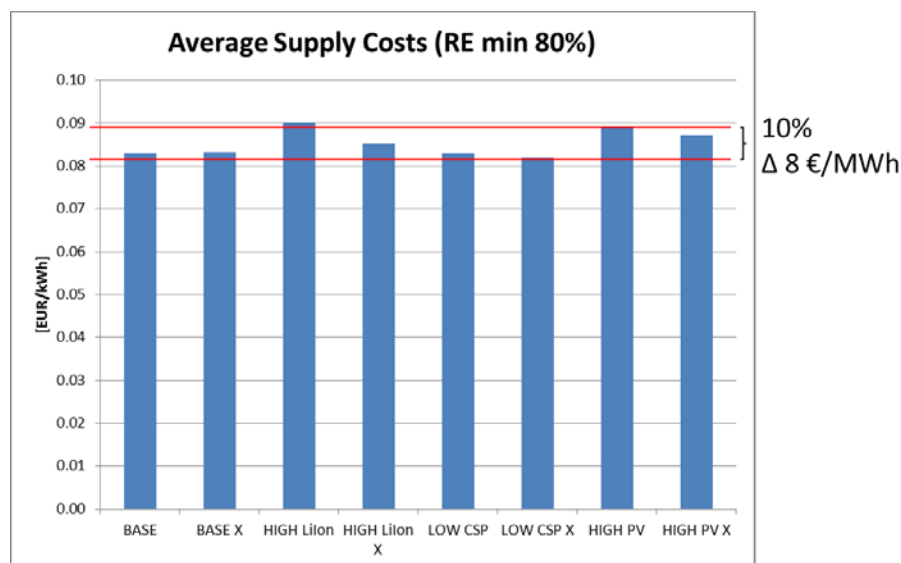


Abbildung 90: Vergleich durchschnittlicher Versorgungskosten des Gesamtsystems („Lastkurve Marokko - 80% EE“)

Ergebnisse Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“

Abbildung 91 zeigt die installierte Bruttoleistung sowie die Anteile an der jährlichen Stromproduktion für die verschiedenen Parametervariationen für die Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“. Es wird deutlich, dass für solarthermische Kraftwerke die Konkurrenzfähigkeit unter einem Lastprofil wie in Saudi Arabien vor allem von den Kostenannahmen für PV und Lithium-Ionen Batterien abhängig ist. Solarthermische Kraftwerke gehören ausschließlich zum kostengünstigsten Versorgungsportfolio in den Modellläufen „HIGH Lilon“, „HIGH Lilon X“ und „HIGH PV“. Der saisonale und tägliche

Verlauf der Stromnachfrage (Spitzenlast im Sommer doppelt so hoch wie im Winter, kein ausgeprägte Abendpeak, siehe Databook), kann unter der meisten Parametervarianten am kostengünstigsten durch eine Kombination aus PV, Batterie, CCGT-, und GT-Kraftwerken bereitgestellt werden. Dabei dienen die GT-Kraftwerke vornehmlich zur Bereitstellung der gesicherten Leistung und werden dahingegen kaum zur Stromproduktion eingesetzt. CCGT-Kraftwerke werden nur während der Sommermonate, wenn die Stromnachfrage am höchsten ist, zur Stromproduktion eingesetzt. In den Wintermonaten kann die Stromnachfrage vollständig mit PV und Batterien gedeckt werden (siehe Abbildung 92). Bis auf dem Modelllauf „HIGH Lilon“ wird der minimale Anteil Erneuerbarer Energien zur Deckung des jährlichen Strombedarfs (60%) deutlich übertroffen.

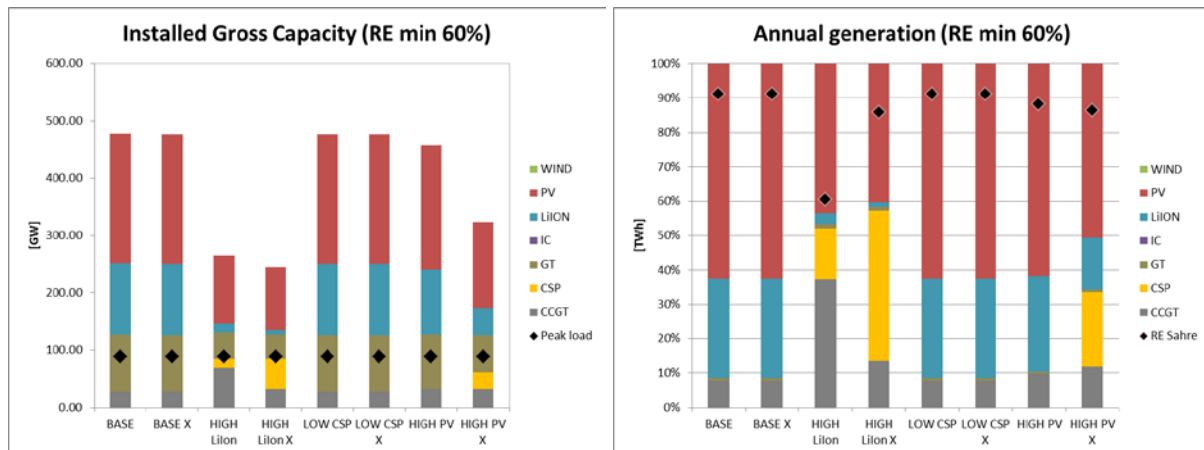


Abbildung 91: Installierte Bruttoleistung (links) und Anteile an der jährlichen Stromproduktion aggregiert nach Technologie in Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“ für die jeweiligen Parametervariationen.

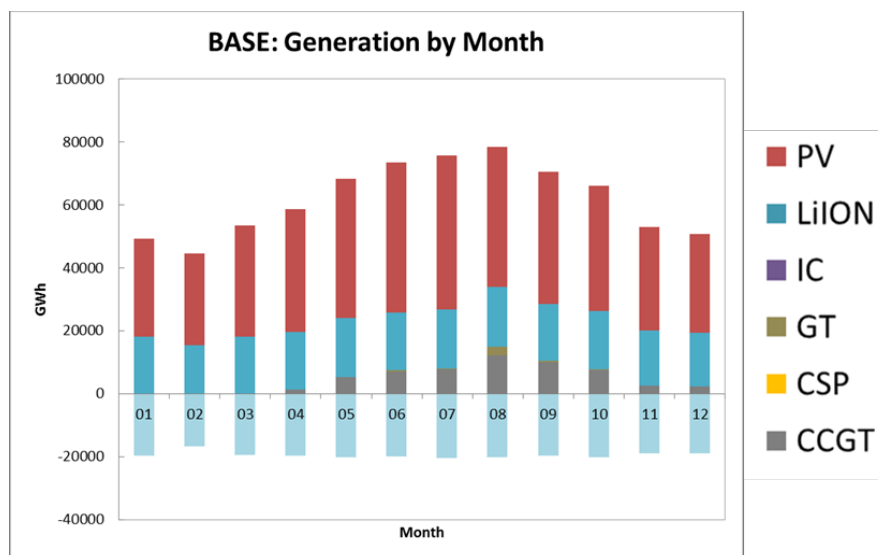


Abbildung 92: Monatliche Stromproduktion im Modelllauf „BASE“ der Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“)

In Abbildung 93 sind die durchschnittlichen spezifischen Versorgungskosten des Gesamtsystems für die verschiedenen Parametervariationen dargestellt. Gegenüber der Fallstudie „Lastkurve Marokko“ sind die unterschied in den spezifischen Versorgungskosten etwas ausgeprägter. Zwischen dem Modelllauf mit dem niedrigsten („BASE“) und dem Modelllauf mit den höchsten Versorgungskosten („HIGH Lilon“) besteht ein unterschied von ca. 15%, was einer Differenz von ca. 11 €/MWh entspricht.

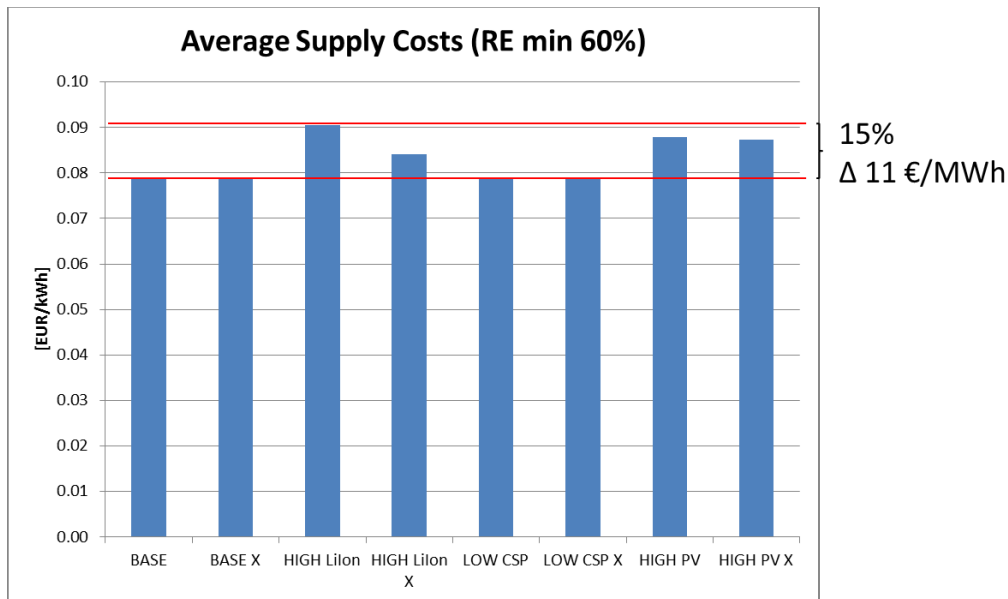


Abbildung 93: Vergleich durchschnittlicher Versorgungskosten des Gesamtsystems („Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“)

Ergebnisse Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“

Abbildung 94 präsentiert die installierte Bruttoleistung sowie die Anteile an der jährlichen Stromproduktion für die verschiedenen Parametervariationen für die Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“. Es ergeben sich nur geringe Änderungen für die Parametervariationen gegenüber der Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“. Das ist darin begründet, dass schon für die meisten Parametervariationen in der Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“, ein Versorgungsportfolio installiert wurde, in denen Erneuerbare Energien deutlich über 80% der jährlichen Stromnachfragen decken. Einzige Ausnahme ist Modelllauf „HiGH Lilon“. In dieser Parametervariation wird die installierte Leistung von solarthermischen Kraftwerken von 17 GW im „60% EE“ Fall auf 41 GW erhöht im „80% EE“ Fall. Entsprechend erhöht sich auch der Anteil von solarthermischen Kraftwerken an der jährlichen Stromproduktion.

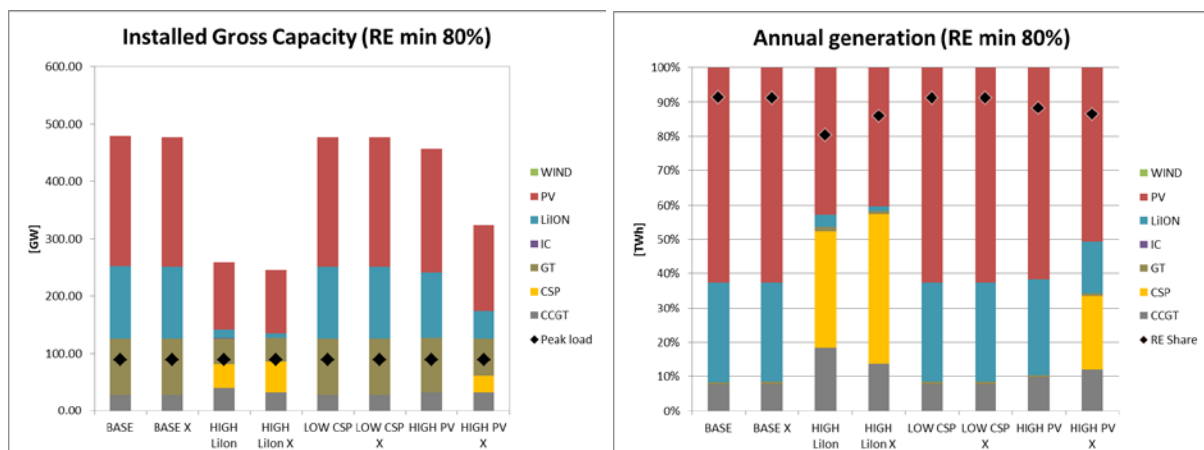


Abbildung 94: Installierte Bruttoleistung (links) und Anteile an der jährlichen Stromproduktion aggregiert nach Technologie in Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“ für die jeweiligen Parametervariationen.

In Abbildung 95 sind die durchschnittlichen spezifischen Versorgungskosten des Gesamtsystems für die verschiedenen Parametervariationen dargestellt für die Fallstudie

„Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“ dargestellt. Gegenüber der Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“ erhöht sich die Differenz zwischen dem günstigsten und dem teuersten Modellauf marginal um 1%-Punkt von 15% auf 16%. Dies liegt daran, dass der Modellauf mit den höchsten spezifischen Versorgungskosten („Lilon High“) geringfügig teurer wird, wenn 80% anstatt 60% der jährlichen Stromnachfrage durch Erneuerbare Energien gedeckt werden sollen.

Im Modellauf „Lilon High“ der Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“ werden gegenüber dem gleichen Modellauf in der Fallstudie Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“ 28 GW an CCGT Kraftwerken durch 24 GW an solarthermischen Kraftwerken ersetzt (siehe Abbildung 96). Die Kosten des Versorgungsportfolios erhöhen sich dabei aber nur um 0.7%. Die Differenz zwischen beiden Modellläufen liegt dementsprechend bei nur 0.65 €/MWh.

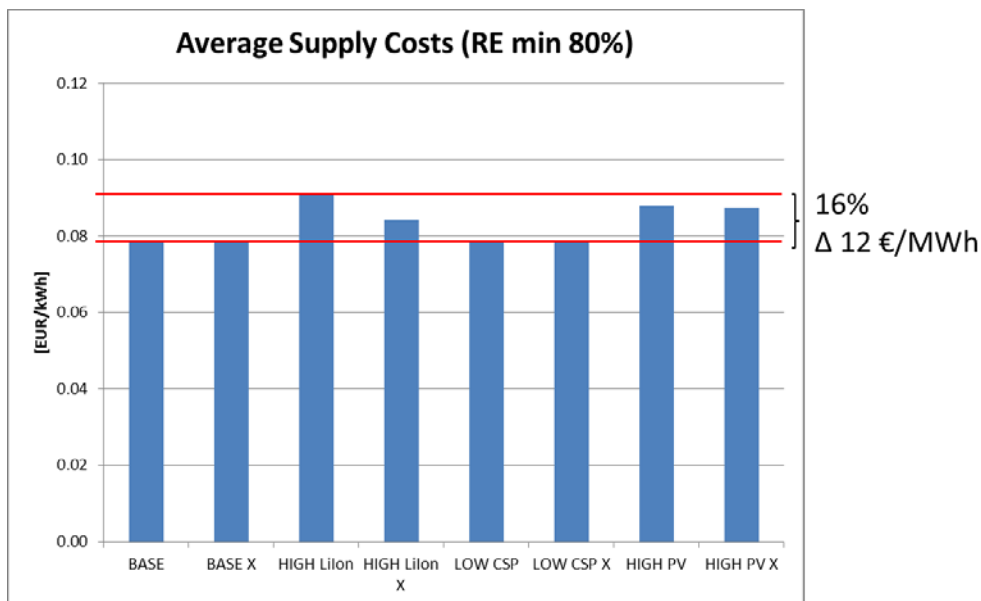


Abbildung 95: Vergleich durchschnittlicher Versorgungskosten des Gesamtsystems („Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“)

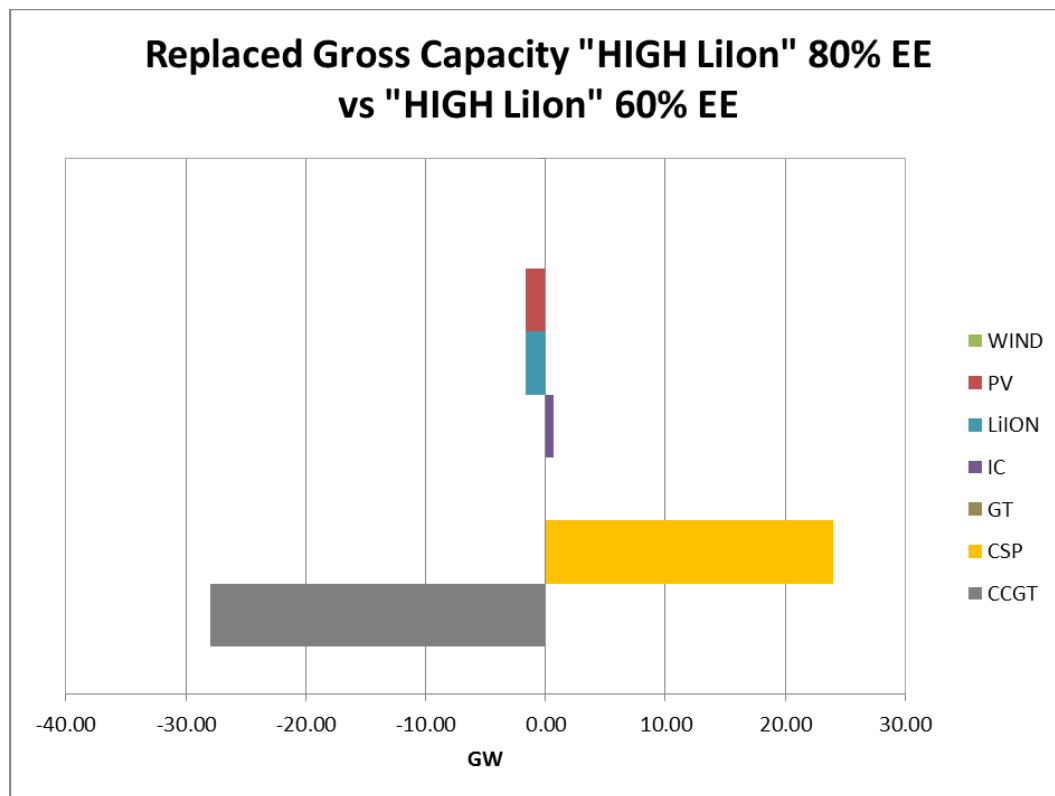


Abbildung 96:: Ersetzte Kraftwerksleistung im Modelllauf „HIGH Lilon“ in der Fallstudie („Lastkurve Saudi Arabien - 80% EE“ gegenüber dem gleichen Modelllauf in der Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien - 60% EE“.

Zusammenfassung und Schlussfolgerungen für AP4

In AP 4 wurde das Energiesystemmodell REMix-CEM mit Hilfe von detaillierten Technologiemoellen erfolgreich parametrisiert und validiert. Es konnte gezeigt werden, dass das Energiesystemmodell die Stromproduktion und die Performance von PV Systemen, Lithium-Ionen Batterien, solarthermischen und konventionelle thermischen Kraftwerken mit hoher Genauigkeit abbilden kann. Die Abweichungen in den wichtigsten Performance-Kennzahlen gegenüber den jeweiligen Technologiemoellen lagen für die betrachteten Technologien bei maximal 2% Punkten. Dies wird als völlig ausreichend für ein Energiesystemmodell angesehen.

In der Parameterstudie wurde aufgezeigt, dass die durchschnittlichen Versorgungskosten in den jeweiligen Fallstudien sehr eng zusammen liegen. Im Falle der Fallstudie „Lastkurve Marokko“ lagen die Versorgungskosten des Gesamtsystems je nach Parametervariation zwischen 0.082 €/kWh und 0.090 €/kWh, was einer Differenz von ca. 10% entspricht. In der Fallstudie „Lastkurve Saudi Arabien“ sind die Unterschiede etwas ausgeprägter. Hier liegen die spezifischen Versorgungskosten zwischen 0.079 €/kWh und 0.091 €/kWh, was einer Abweichung von 16% entspricht. Tendenziell ist in den Fallstudien zu erkennen, dass Versorgungssysteme mit hohen Anteilen von PV und Batteriesysteme einen leichten Kostenvorteil gegenüber Versorgungssystemen mit hohen Anteilen von solarthermischen Kraftwerken haben.

Dies gilt jedoch nur, wenn für solarthermische Kraftwerke schlechtere Finanzierungsbedingungen angenommen werden, wie für die anderen

Investitionsalternativen. Für PV, Batteriesysteme und konventionelle Kraftwerke wird ein WACC von 6.5% angenommen. Zudem wird die wirtschaftliche Lebensdauer dieser Investitionsalternativen mit 25 Jahren stark an die jeweilige technische Lebensdauer der Technologien angelegt. Demgegenüber wird für solarthermische Kraftwerke im Basisfall ein WACC von 7.0% festgelegt. Zusätzlich unterscheidet sich die angenommene wirtschaftliche Lebensdauer von 25 Jahren deutlich von der technischen Lebensdauer, die zwischen 30 und 40 Jahren liegt. Sobald die Finanzierungsbedingungen für solarthermische Kraftwerke in der Parameterstudie verbessert werden (WACC 6.5%, wirtschaftliche Lebensdauer 40 Jahre) sind solarthermische Kraftwerke für die meisten Parametervariationen ein wesentlicher Bestandteil des günstigsten Versorgungssystems. Neben den Finanzierungsbedingungen für solarthermische Kraftwerke hat die Parameterstudie gezeigt, dass die Entwicklung der Investitionskosten für Lithium-Ionen Batterien den größten Einfluss auf die Konkurrenzfähigkeit von solarthermischen Kraftwerken hat.

Die Parameterstudie hat zudem aufgezeigt, dass Ergebnisse aus Optimierungsmodellen mit Vorsicht zu interpretieren sind. Optimierungsmodelle haben die Eigenschaft, ausschließlich **die** kostenoptimale Lösung zu identifizieren und dabei weitere Lösungen nahe dem Optimum zu übersehen. Dies ist besonders ein Problem für die Bestimmung eines kostenoptimalen zukünftigen Stromversorgungssystems, da davon ausgegangen werden kann, dass sich in Zukunft die Erzeugungskosten der einzelnen Technologien immer weiter annähern werden, was wiederum zu einem flachen Optimum für die Lösung des Optimierungsproblem führt. Die Unsicherheit in den Eingangsparameter übersteigt daher deutlich die Differenz zwischen den vermeintlich kostenoptimalen Lösungen.

Auch wenn in den zwei Fallstudien Lastprofile und meteorologische Gegebenheiten der Länder Marokko und Saudi Arabien verwendet wurden, stellen die Ergebnisse der Parameterstudie keine Empfehlungen für das Design eines zukünftigen Stromversorgungssystems mit hohen Anteilen Erneuerbaren Energien in diesen Ländern dar. Dazu müsste das Energiesystemmodell REMix-CEM für eine Transformationsstudie angewendet werden, in dem mögliche Ausbaupfade - ausgehend von der heutigen Versorgungsstruktur - durch das Modell berechnet werden. Hierfür wäre eine detaillierte Analyse des „Ist-Zustandes“ notwendig sowie die Festlegung weiterer Kriterien, die neben einer kostengünstigen Stromversorgung, als Randbedingungen für die Entwicklung eines nachhaltigen Transformationspfades herangezogen werden. Solch eine Studie könnte im Rahmen eines Folgeprojekts stattfinden. Idealerweise würde solch eine Studie in enger Abstimmung mit den nationalen Energieplanungsbehörden stattfinden.

AP 5 Analyse der Marktperspektive (verantwortlich: Fichtner)

Das Ziel dieses Arbeitspaketes ist es, die Wechselwirkung von Rahmenbedingungen (Lernraten, Wachstumsraten, Ressourcenverfügbarkeit) mit der Marktperspektive für die CSP-Technologien und die PV-Kombi-Kraftwerke belastbar einschätzen zu können.

Die Ergebnisse dieses Arbeitspaketes wurden aus Gründen der besseren Lesbarkeit bereits in AP3.5 dargestellt.

2 Zahlenmäßiger Nachweis

Der zahlenmäßige Nachweis liegt dem Projektträger als gesondertes Dokument vor.

3 Notwendigkeit und Angemessenheit geleisteter Arbeit

Die Arbeitspakete wurden gemäß Arbeitsprogramm vollständig bearbeitet und die erzielten Ergebnisse entsprechen der Zielstellung des Vorhabens.

4 Nutzung und Verwertbarkeit – Fortschreibung des Verwertungsplanes

Die im Vorhaben durch die Forschungspartner gewonnenen Ergebnisse und Erkenntnisse dienen als Basis für die Schwerpunktsetzung in der F&E Strategie der Partner und für zukünftige wissenschaftliche Arbeiten. Das Vorhaben hat technologieübergreifende Grundlagen ausgearbeitet. Auf dieser Basis ergibt sich folgende Anschlussfähigkeit:

- Weitere Detaillierung der heute noch nicht ausgereiften CSP-PV-Kombikraftwerke
- Ergänzung der Analysen um weitere Technologien
- Aktualisierung und Ausweitung der Referenzfälle und Validierungsdaten
- Umsetzung der Verfahren in kommerziell erhältliche Werkzeuge

Eine Weiterführung der Aktivitäten nach Projektende wird von den Partnern grundsätzlich als sinnvoll erachtet.

Die Ergebnisse werden in Veröffentlichungen, Konferenzbeiträgen, etc. wissenschaftlich verwertet und dienen zur Definition von zukünftigen Dissertationen.

5 Bekanntgewordener Fortschritt außerhalb des Vorhabens

Während der Projektlaufzeit sind den Autoren keine wesentlichen Ergebnisse von anderen Stellen bekannt geworden, die Einfluss auf das Projekt hatten.

6 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen

Während der Projektlaufzeit gab es folgende Vorträge und Veröffentlichungen:

- Giuliano S., THERMVOLT Team, THERMVOLT - Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit. Präsentation im Rahmen vom workshop „How to cover the Demand of a specific Power Load using Solar Energy: CSP vs. PV + Battery“ der DCSP (Verband der Deutschen CSP), Stuttgart, 10.12.2015.
- Giuliano S., Puppe M., Hirsch T., Schenk H., Kern J., Moser M., Fichter T., Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit - Projekt THERMVOLT. Postervorstellung beim Sonnenkolloquium 2015 des DLR in Köln, 2015.

- Afanasyeva S., Breyer Ch., Engelhard M., Impact of battery cost on the economics of hybrid photovoltaic power plants, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, Düsseldorf, Germany, March 15-17, 2016.
- Breyer Ch., Afanasyeva S., Brakemeier D., Engelhard M., Giuliano S., Puppe M., Schenk H., Hirsch T., Moser M., Assessment of Mid-Term Growth Assumptions and Learning Rates for Comparative Studies of CSP and Hybrid PV-Battery Power Plants, 22nd SolarPACES, Abu Dhabi, October 11-14, 2016
www.researchgate.net/publication/308985703_Assessment_of_Mid-Term_Growth_Assumptions_and_Learning_Rates_for_Comparative_Studies_of_CSP_and_Hybrid_PV-Battery_Power_Plants
- Giuliano S., Puppe M., Schenk H., Hirsch T., Moser M., Fichter T., Kern J., Trieb F., Brakemeier D., Kretschmann J., Haller U., Klingler R., Engelhard M., Hurler S., Weigand A., Breyer Ch., Afanasyeva S. Techno-Economic Analysis and Comparison of CSP and Hybrid PV-Battery Power Plants, SolarPACES, Abu Dhabi, October 11-14, poster presentation, 2016.
- Engelhard M., Hurler S., Weigand A., Giuliano S., Puppe M., Schenk H., Hirsch T., Moser M., Fichter T., Kern J., Trieb F., Brakemeier D., Kretschmann J., Haller U., Klingler R., Breyer Ch., Afanasyeva S.. Techno-Economic Analysis and Comparison of CSP and Hybrid PV-Battery Power Plants, SolarPACES, Abu Dhabi, October 11-14, plenary presentation, 2016
www.researchgate.net/publication/309011409_Techno-Economic_Analysis_and_Comparison_of_CSP_with_Hybrid_PV-Battery_Power_Plants_-_Results_from_the_THERMVOLT_Study
- Engelhard M., Hurler S., Weigand A., Giuliano S., Puppe M., Schenk H., Hirsch T., Moser M., Fichter T., Kern J., Trieb F., Brakemeier D., Kretschmann J., Haller U., Klingler R., Breyer Ch., Afanasyeva S.. Techno-Economic Analysis and Comparison of CSP and Hybrid PV-Battery Power Plants, Presentation at DCSP meeting, Berlin, November 17, 2016.

Zudem gab es zum Abschluss des Vorhabens THERMVOLT drei Pressemeldungen:

- Eine Pressemeldung über die DLR Homepage
- Eine Pressemeldung über die M+W Homepage
- Eine News über die BINE Homepage

Es ist geplant die Ergebnisse der Studie in mindestens einer weiteren Veröffentlichung zusammenzufassen.

III Zusammenfassung

Hintergrund und Ziele

Solarthermische Kraftwerke (CSP) ermöglichen durch die Integration von thermischen Speichern und/ oder einer fossilen Hybridisierung eine von der fluktuierenden Sonnenstrahlung entkoppelte und somit bedarfsgerechte Stromerzeugung sowie eine Grundlastfähigkeit des Kraftwerkes.

Die Photovoltaik (PV) konnte in den letzten Jahren ihre Stromgestehungskosten deutlich senken. Allerdings ist die Stromerzeugung aus PV abhängig von der fluktuierenden Verfügbarkeit der Solarstrahlung und kann dadurch nur zu sehr geringem Maße zur Versorgungssicherheit eines Energiesystems beitragen. Für fluktuierende Stromerzeugungstechnologien wie PV oder Windkraft müssen flexible Reservekapazitäten vorgehalten werden, um jederzeit einen sicheren Systembetrieb zu gewährleisten. Aktuelle Studien zeigen, dass bei einem größeren Anteil an fluktuierend erzeugtem Strom die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet werden kann und daher der Anteil an erneuerbarem Strom aus fluktuierenden Erzeugungstechnologien begrenzt werden muss, wenn nicht im ausreichendem Maße Speicher- und flexible Erzeugungskapazitäten bereitgestellt werden.

Grundsätzlich können photovoltaische Kombi-Kraftwerke bzw. virtuelle Kraftwerke hinsichtlich einer bedarfsgerechten Einspeisung und Erbringung von Systemdienstleistungen die gleiche Funktionalität ermöglichen wie solarthermische Kraftwerke. Die PV Kombi-Kraftwerke haben einen Batteriespeicher und einen fossilen Backup (Gasturbine) und werden im Verbund miteinander betrieben. Beim ausschließlichen Vergleich der Erzeugungskosten von CSP und PV ist letztere deutlich im Vorteil. Bezieht man jedoch die Speicher bzw. Backup-Kosten mit ein, um die Erzeugungskosten bei gleicher Systemdienstleistung zu vergleichen, ist je nach Speichertechnologie und -kosten die Antwort nicht einfach möglich. Die Frage stellt sich, zu welchen Kosten und mit welchen CO₂-Emissionen bei gleicher Systemdienstleistung heute und zukünftig zu rechnen ist.

Neben dem Vergleich von CSP und PV, um Strom aus solarer Energie zu gewinnen, wird derzeit vermehrt die Kombination aus beiden vorgeschlagen: CSP-PV Kombi-Kraftwerke. Ob diese Kombination besonders vorteilhaft ist, wurde bisher nicht wissenschaftlich vertieft untersucht und ist Bestandteil des Vorhabens.

Übergeordnetes Ziel des Vorhabens ist ein systemtechnischer, wirtschaftlicher und ökologischer Vergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kombi-Kraftwerken im Kraftwerksmaßstab sowie dessen Kombinationen. Ergebnisse des Projektes sollen systemtechnische und wirtschaftliche Ergebnisse und Vergleiche sowie Konzepte sein, wie man aus Sonnenenergie über solarthermische Kraftwerke oder photovoltaische Kombi-Kraftwerke und dessen Kombinationen kostengünstigen und jederzeit verfügbaren, regelbaren Strom erzeugen kann.

Methodik

Die THERMVOLT Studie bietet einen Kostenvergleich von verschiedenen PV- und CSP-basierten Kraftwerkskonzepten und deren Kombinationen unter gleichen Randbedingungen. Die Kraftwerke müssen die Fähigkeit besitzen, verschiedenen vorab definierten Lastprofilen zu folgen. Verglichen werden die Stromerzeugungskosten für Konfigurationen, welche die gleichen Treibhausgasemissionen ($\text{CO}_{2\text{eq}}$) aufweisen. Grundlegendes Ziel ist es, einen hohen Solaranteil bereitzustellen und damit niedrige Treibhausgasemissionen zu erreichen. Die Kraftwerksgröße lag bei $100 \text{ MW}_{\text{el}}$ und als repräsentative Standorte wurden Marokko und Saudi Arabien für die Jahre 2015, 2020 und 2030 untersucht. Für die beiden Standorte wurde jeweils ein Grundlast-Lastprofil sowie ein dem dortigen Lastverlauf folgendes Profil definiert. Dieses weist in Saudi-Arabien eine stärkere Produktion in den Nachtstunden auf, als es in Marokko der Fall ist.

In der Studie wurden drei Basiskonzepte für Solarkraftwerke analysiert: CSP, PV mit Batterie und fossilem Backup sowie Kombinationen daraus. Zwischen diesen Basiskonzepten wurden noch unterschiedliche technische Varianten definiert, im Detail spezifiziert und analysiert. Für jeden Standort, das gewählte Lastprofil sowie unterschiedliche tolerierte CO_2 -Äquivalente wurde für die Technologievarianten jeweils diejenige Konfiguration (Solarfeldgröße, Speichergröße) ausgewählt, die zu den geringsten Stromerzeugungskosten führt.

Methodisch legt die Studie großen Wert auf detaillierte, aktuelle Spezifikationen sowie eine Validierung der Simulationsmodelle. Dazu wurden zu Beginn der Studie für jede Technologie Referenzsysteme definiert, welche die Partner entsprechend ihrer Expertise mit kommerziellen oder validierten Simulationsprogrammen berechnet haben. Diese Referenzen waren dann die Grundlage für eine gemeinsame Simulationsumgebung, in der alle Technologien unter vergleichbaren Bedingungen implementiert und untersucht werden. Dieses schrittweise Vorgehen mit Validierung war notwendig, da es auf dem Markt derzeit keine Software gibt, die eine entsprechende Funktionalität aufweist.

Um die Investitions- und Betriebskosten für 2020 und 2030 zu prognostizieren wurde ein Lernratenansatz gewählt. Unter Berücksichtigung aktueller Studien zum Marktvolumen und Kostenzahlen wurden technologiespezifische Lernraten ausgearbeitet. Da die Kostenannahmen eine der einflussreichsten Randbedingungen sind, wurden verschiedene Szenarien aufgestellt, um Sensitivitäten zu untersuchen. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten der optimierten Anlagen wurde ein Wirtschaftlichkeitsmodell erstellt, das verschiedene Effekte (z.B. Degradation) und verschiedene Kostenszenarios (Sensitivitäten) berücksichtigt.

Neben dem Vergleich unterschiedlicher Technologieoptionen für ein Kraftwerk mit festgelegter Funktionalität wurden für die beiden Zielländer Marokko und Saudi-Arabien Energiesystemsimulation mit dem Modell REMIX-CEM durchgeführt, um die Einsatzoptionen für die oben dargestellten Kraftwerksvarianten darzustellen und die jeweils kostenoptimale Variante zu identifizieren. Die Studien bilden jeweils einen zeitlichen Schnappschuss der Energielandschaft ab. In der Untersuchung wurden jedoch keine Entwicklungspfade für die Länder analysiert.

Ergebnisse

Über alle Konfigurationen hinweg ist festzustellen, dass es gelingt, die geforderten Lastprofile mit CO₂-Werten von 50 g/kWh zu realisieren (Vergleichswert ist ein GuD-Kraftwerk mit ca. 420 g/kWh für Saudi-Arabien und 630 g/kWh für Marokko). Basierend auf den zugrundegelegten Brennstoffkosten können in den meisten Fällen diese hohen Solaranteile sogar ohne zusätzliche Kosten erzeugt werden, was erkennen lässt, dass die betrachteten Konfigurationen zu konventioneller Erzeugung konkurrenzfähig sind. Insgesamt lässt sich im Basiskostenszenario von 2015 bis 2030 eine deutliche Reduktion der Erzeugungskosten feststellen (~20-40% je nach Setup). Im Fall von saisonal stark unterschiedlichen Einstrahlungsniveaus (Marokko) fällt auf, dass das Erreichen sehr niedriger CO₂-Emissionen nur mit entsprechend großen Solarfeldern und Speichern möglich ist (Solar Multiple 3 bis 4), die jedoch nur saisonal voll ausgenutzt werden. Im Bereich sehr kleiner Emissionen steigen daher die Erzeugungspreise wieder an.

Beim Vergleich zwischen den Technologien zeigt sich, dass gerade die Kombination von CSP und PV in den meisten Szenarien zu den niedrigsten Erzeugungskosten führt. Dabei liefert der PV Teil vorzugsweise am Tag direkt Strom ins Netz und der CSP Teil speichert die solare Energie im thermischen Speicher, um diese nachts zu verstromen. Viele der Kombinationen weisen zudem Batteriespeicher im Kapazitätsbereich weniger Stunden auf. Die reinen CSP Kraftwerke haben ihre Stärke vor allem bei lastabhängiger Stromerzeugung, die einen hohen Bedarf in den Abend- und Nachtstunden fordert. Hier spielen die Speicherkosten für die wirtschaftliche Bewertung eine wichtige Rolle. Gleichzeitig lässt sich bei CSP-Anlagen der fossile Hybridbetrieb mit geringen Mehrkosten integrieren und somit die saisonale Lastverteilung abdecken.

Während 2015 die PV-Batterie Systeme die höchsten Stromgestehungskosten haben (aufgrund der noch teuren Batteriespeicherkosten), können diese im Jahr 2030 vergleichbar oder sogar niedriger werden als für die CSP basierten Kraftwerke. Die Konkurrenzfähigkeit der PV/Batteriesysteme hängt primär von den Kosten ab, weshalb hier eine große Sensitivität festgestellt wurde. Auch die Art des Lastprofils bestimmt nachhaltig, welche der Technologien bevorzugt zum Einsatz kommt. Im Fall von Saudi Arabien, in dem auch nachts ein hoher Stromverbrauch vorhanden ist, sind 2030 die PV- und CSP-basierten Solarkraftwerke in den Kosten vergleichbar.

Die begleitenden Energiesystemsimulationen bestätigen die Aussage des Technologievergleichs. Auch hier spielen PV/Batterie-Einheiten eine wichtige Rolle und liegen kostenmäßig gleich auf oder leicht im Vorteil gegenüber den CSP-Systemen. Die Auswertungen zeigen eine hohe Sensitivität der Ergebnisse auf die angesetzten Kosten- und Finanzierungsparameter. Eine moderate Änderung der Finanzierungsparameter führt hier bereits zu einer Umkehrung der bevorzugten Technologien (CSP leicht im Vorteil gegenüber PV).

Die Studie hat gezeigt, dass zukünftig sowohl reine CSP-Kraftwerke sowie photovoltaische Kombi-Kraftwerke oder auch Kombinationen aus diesen Technologien hinsichtlich einer bedarfsgerechten Einspeisung eine vergleichbare Funktionalität ermöglichen und das bei vergleichbaren Stromgestehungskosten. Es muss nochmals deutlich gemacht werden, dass diese Ergebnisse ihre Gültigkeit nur mit den in der Studie verwendeten Randbedingungen haben. Vor allem die Ausbaurate von CSP und der Batterien haben einen signifikanten Einfluss auf die zukünftigen Investitionskosten dieser Technologien. Daher möchte die Studie keine Empfehlung geben, welcher Anlagentyp zu bevorzugen ist. Es kann auf jeden Fall empfohlen werden, gerade die mögliche Kombination aus CSP und PV stärker als bisher zu berücksichtigen und in Zukunft anforderungsorientierter Solarkraftwerke auszuschreiben.

IV Quellen

- [1] H. Schenk, T. Hirsch und et.al., „Energetic Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector Systems,“ *Journal of Solar Energy Engineering*, Nr. 136, p. pp. 11., 2014.
- [2] STEAG Energy Services GmbH, *EBSILON®Professional 10*.
- [3] P. Schwarzbözl, „A Software Program for Heliostat Field Layout Calculation,“ DLR, Köln, 2009.
- [4] L. Neij, „Cost development of future technologies for power generation – A study based on experience curves and complementary bottom-up assessments,“ *Energy Policy*, Nr. 36, pp. 2200-2211, 2008.
- [5] J. Haysom, J. O., A. H., H. K. und W. D., „Learning curve analysis of concentrated photovoltaic systems,“ *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, pp. 1678-1686, 2015.
- [6] [NEEDS] - New Energy Externalities Developments for Sustainability, „Cost development – an analysis based on experience curves,“ 2006.
- [7] Fraunhofer ISE, „Levelized Cost of Electricity - Renewable Energy Technologies,“ November 2013. [Online]. Available: www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf.
- [8] Sargent & Lundy, „Assessment of Parabolic Trough, Power Tower and Dish Solar Technology Cost and Performance Forecasts,“ study on behalf of US Department of Energy and Sandia National Laboratory prepared by Sargent & Lundy, Chicago, 2009.
- [9] F. Trieb, C. Schillings, M. O’Sullivan, T. Pregger und C. Hoyer-Klick, „Global Potential of Concentrating Solar Power,“ in *SolarPACES*, Berlin, 2009.
- [10] R. Swanson, „A Vision for Crystalline Silicon Photovoltaics,“ *Prog. Photovolt: Res. Appl.*, Bd. 14, pp. 443-453, 2006.
- [11] [ITRPV] - International Technology Roadmap for Photovoltaics, „Results 2015, 7th Ed,“ ITRPV and VDMA, 2016.
- [12] Fraunhofer ISE, „Current and Future Cost of Photovoltaics. Long-term Scenarios for Market Development, System Prices and LCOE of Utility-Scale PV Systems,“ study on behalf of Agora Energiewende and carried out by Fraunhofer ISE, Freiburg, Berlin, www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-

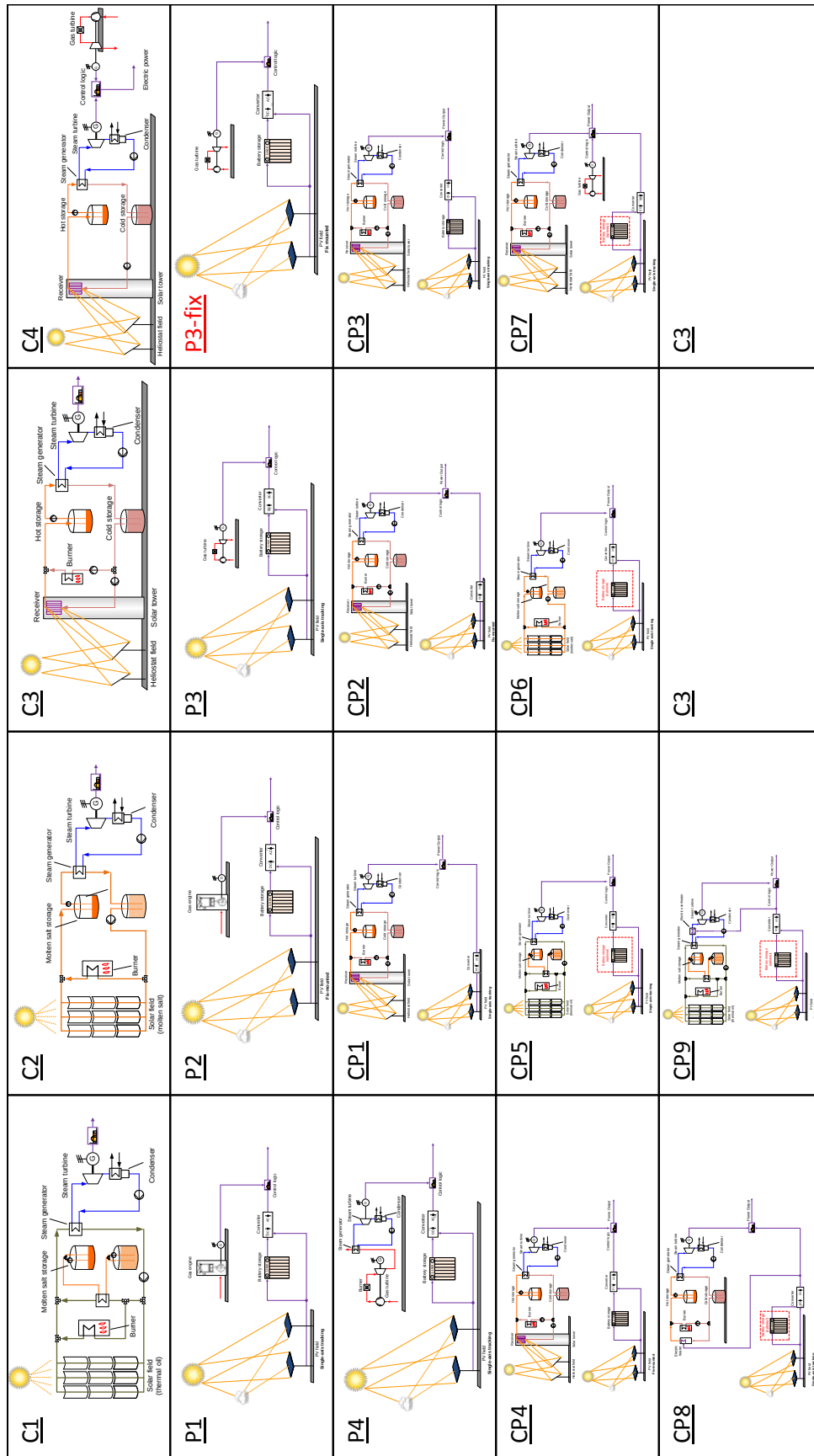
- 2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf, 2015.
- [13] F. Kersten, R. Doll, A. Kux, D. Huljić, M. Görig, C. Breyer, J. Müller und P. Wawer, „PV-Learning Curves: Past and Future Drivers of Cost Reduction,“ in *26th EU PVSEC*, Hamburg, 2011.
 - [14] G. Masson, „Solar PV: A tale of two markets, IRENA workshop on Solar PV: Changing our energy system,“ in *32nd EU PVSEC*, Munich, 2016, June 22.
 - [15] P. Verlinden, „Perspectives for cost decline in the PV industry, IEA-PVPS Workshop on Enhancing PV Competitiveness with Energy Storage,“ in *32nd EU PVSEC*, Munich, 2016, June 20.
 - [16] W. Hoffmann, „Importance and evidence for cost effective electricity storage,“ in *29th EUPVSEC*, Amsterdam, 2014, Sept. 22-26.
 - [17] B. Nykvist und M. Nilsson, „Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles,“ *Nature Climate Change*, Bd. 5, p. 329–332, 2015.
 - [18] [ESTELA] - European Solar Thermal Electricity Association, „Solar Thermal Electricity – Global Outlook 2016,“ study published together with SolarPACES and Greenpeace International, Brussels, 2016.
 - [19] Greenpeace International, „energy [r]evolution – A sustainable world energy outlook 2015,“ www.greenpeace.org/international/en/campaigns/climate-change/energyrevolution/ , Amsterdam, 2015.
 - [20] [ESTELA] – European Solar Thermal Electricity Association, „Solar Thermal Electricity 2025,“ study prepared by AT Kearney on behalf of Estela, Brussels, www.estelasolar.org/wp-content/uploads/2015/11/2010-Solar-Thermal-Electricity-2025-ENG.pdf, 2010.
 - [21] [IEA] – International Energy Agency, „World Energy Outlook,“ Paris, 2015.
 - [22] [IEA] – International Energy Agency, „Technology Roadmap - Solar Thermal Electricity, 2014 edition,“ IEA, Paris, www.iea.org/publications/freepublications/publication/technologyroadmapsolarthermal_electricity_2014edition.pdf , 2014.
 - [23] [BNEF] - Bloomberg New Energy Finance, „New Energy Outlook 2015,“ BNEF, London, 2015.
 - [24] [IEA] – International Energy Agency, „Technology Roadmap - Solar Photovoltaic Energy, 2014 edition,“ IEA, Paris, www.iea.org/publications/freepublications/publication/TechnologyRoadmapSolarPhotovoltaicEnergy_2014edition.pdf , 2014.

Anlagen

Anlagen

1. Systemskizzen der betrachteten Konfigurationen
2. Lastenheft
3. Databook AP2
4. Databook AP3/ AP4
5. Zusätzliche Ergebnis Diagramme

Systemskizzen der betrachteten Konfigurationen



 Deutsches Zentrum DLR für Luft- und Raumfahrt e.V.	Status: <i>Final</i>	Verfasser: M. Engelhard Datum: 15.02.2015 Version : 2.0	
Projekt: THERMVOLT	Kunde/Auftraggeber: BMWi	Titel: xx	
Titel: LASTENHEFT F+E Projekt THERMVOLT			
Zusammenfassung: Das vorliegende Dokument beschreibt die Anforderungen an den zu erarbeitenden Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit. Dabei steht die Frage im Fokus, ob PV-Kombi Kraftwerke kostengünstigeren und planbareren Strom als CSP Kraftwerke bereitstellen können.			
Änderungsindex:			
Nr.	Datum	Änderung / Person /	
1		Projektteam	
2		Kapitel 6 Überschriften geändert	
3		Kapitel 5.3 hinzugefügt	
4		Kapitel 4.3 EE-Anteile und Standorte Länderanalyse hinzugefügt	
5	6.3.2015	Tabellen für PV und Batterien aktualisiert / Engelhard	
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
Mit der Unterschrift wird die Ungültigkeit vorheriger Dokumentversionen bestätigt! O = Original, K = Kopie, F = freie Kopie (zur Information)			
Vorgang	Name	Datum	Unterschrift*
Erstellung	Verantwortung: Engelhard Inhalt: THERMVOLT Projektteam M+W, Fichtner, DLR, LUT	Feb 10 2015	
Prüfung			
Freigabe			
Seitenanzahl: 31			
Nur zur internen Verwendung			

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung / Ausgangssituation.....	3
2	Projektplan	4
2.1	Projektmeilensteine	4
2.2	Zeitplan	4
3	Ziel des Vorhabens	5
4	Rahmendbedingungen und Basisdaten	6
4.1	Standorte und DNI, GHI.....	6
4.2	Lastprofil	6
4.3	EE-Anteil und zulässige CO ₂ -Emissionen	7
4.4	Brennstoffkosten	9
4.5	Anlagengröße	9
4.6	Speicherkapazität	9
5	Grobspezifikation der Komponenten und Kraftwerke.....	10
5.1	PV Kraftwerk	10
5.2	Batteriespeicher	15
5.3	Gas- und Diesel befeuerte konventionelle Kraftwerke	18
5.3.1	Open Cycle Gas Kraftwerke	19
5.3.2	GuD Kraftwerke	21
5.3.3	Motorenkraftwerke (Gas, Diesel)	23
5.3.4	Vergleich Gasturbinen - Motoren	23
5.3.5	Auswahl fossil befeuertes Kraftwerk.....	24
5.4	CSP Kraftwerk	25
5.4.1	Parabolrinne.....	25
5.4.2	Salzturm.....	27
5.5	PV Kombi-Kraftwerke (PV + Batterie + Fossil)	28
5.6	CSP-PV Kombi-Kraftwerke	29
6	Wirtschaftlichkeitsmodell.....	30
7	Bewertungskriterien.....	31

1 Einleitung / Ausgangssituation

Solarthermische Kraftwerke (CSP) ermöglichen durch die Integration von thermischen Speichern und/ oder einer fossilen Hybridisierung eine von der fluktuierenden Sonnenstrahlung entkoppelte und somit bedarfsgerechte Stromerzeugung sowie eine Grundlastfähigkeit des Kraftwerkes.

Die Photovoltaik (PV) hat in den letzten Jahren ihre Stromgestehungskosten deutlich gesenkt. Allerdings zählt sie zu den volatilen Stromeinspeisern und kann somit keine Versorgungssicherheit gewährleisten. Es müssen notwendige Reservekapazitäten im Stromverbundsystem vorgehalten werden. Aktuelle Studien zeigen, dass bei einem größeren Anteil an regenerativ und fluktuierend erzeugtem Strom die Netze an Ihre Grenzen stoßen und daher der Anteil an erneuerbarem Strom begrenzt werden muss, wenn keine Speicherlösungen zur Verfügung stehen.

Grundsätzlich können photovoltaische Kombi-Kraftwerke bzw. virtuelle Kraftwerke hinsichtlich einer bedarfsgerechten Einspeisung und Erbringung von Systemdienstleistungen die gleiche Funktionalität ermöglichen wie solarthermische Kraftwerke. Die PV Kombi-Kraftwerke haben einen Batteriespeicher und einen fossilen Backup (Gasturbine) und werden im Verbund miteinander betrieben. Beim ausschließlichen Vergleich der Erzeugungskosten von CSP und PV ist die PV im Vorteil. Bezieht man jedoch die Speicher bzw. Backup-Kosten zur Netzhaltung in die Kalkulation ein, ist je nach Speichertechnologie und -kosten die Antwort nicht einfach möglich. Die Frage stellt sich, zu welchen Kosten und mit welchen CO₂-Emissionen ist heute und zukünftig zu rechnen?

Derzeit werden vermehrt CSP-PV Kombi-Kraftwerke vorgeschlagen. Ob diese Kombination besonders vorteilhaft ist, wurde bisher nicht wissenschaftlich vertieft untersucht und ist Bestandteil des Vorhabens.

2 Projektplan

Die geplante Projektlaufzeit erstreckt sich von November 2014 bis April 2016 und damit über einen Zeitraum von 18 Monaten

2.1 Projektmeilensteine

Meilensteine		Monat nach Projektstart	Termin
MS 1	Anforderungen und Spezifikationen festgelegt	3	31.01.2015
MS 2	Kraftwerke und Komponenten ausgelegt und modelliert	8	30.06.2015
MS 3	Konzepte für PV Kombi-Kraftwerke definiert	10	31.08.2015
MS 4	Konzepte für CSP-PV Kombi-Kraftwerke definiert	10	31.08.2015
MS 5	Modelle der Gesamtkraftwerke liegen vor	14	31.12.2015
MS 6	REMIX Modelle liegen vor	15	31.01.2016
MS 7	Betriebsverhalten ausgewertet und Jahresertragsberechnungen durchgeführt	16	28.02.2016
MS 8	Parameterstudie in REMIX durchgeführt	16	28.02.2016
MS 9	Wirtschaftlichkeit ausgewertet	18	30.04.2016
MS 10	Marktperspektive analysiert	18	30.04.2016

2.2 Zeitplan

	2014		2015				2016	
	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2
AP 1 Anforderungen und Spezifikationen								
AP 2 Auslegung und Modellierung der Kraftwerke und Komponenten								
AP 2.1 CSP Kraftwerke								
AP 2.2 PV Kraftwerke								
AP 2.3 Batteriespeicher								
AP 2.4 Gasturbinenkraftwerke								
AP 3 Techno-ökonomische Analyse auf Systemebene								
AP 3.1 Konzeptauswahl für PV Kombi-Kraftwerke								
AP 3.2 Konzeptauswahl für CSP-PV Kombi-Kraftwerke								
AP 3.3 Modellierung des Gesamtsystems								
AP 3.4 Auswertung des Betriebsverhaltens und Jahresertragsberechnungen								
AP 3.5 Wirtschaftliche und ökologische Analyse								
AP 4 Länderspezifische Analyse einer Vollversorgung anhand eines Beispiellandes								
AP 4.1 Modellbildung in REMIX								
AP 4.2 Parameterstudie								
AP 5 Analyse der Marktperspektive								

Projektstart: 01.11.2014
 Projektende: 30.04.2016

3 Ziel des Vorhabens

Die übergeordneten Ziele des Vorhabens sind ein systemtechnischer, wirtschaftlicher und ökologischer Vergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kombi-Kraftwerken mit gleicher Funktionalität. Solarthermische Kraftwerke (CSP) können durch Integration von thermischen Energiespeichern und einer fossilen Hybridisierung planbaren Strom ins Netz einspeisen und somit für Netzstabilität und Versorgungssicherheit sorgen. Photovoltaik Kraftwerke (PV) gehören zu den volatilen Stromeinspeisern. Ergänzt man sie durch Batteriespeicher und durch eine Gas-turbine, so kann grundsätzlich die gleiche Funktionalität wie bei CSP Kraftwerken erreicht werden. Die Frage stellt sich, zu welchen Kosten und mit welchen CO₂-Emissionen ist heute und zukünftig zu rechnen?

Eine besondere Fragestellung ergibt sich aus der Kopplung beider Kraftwerkstypen zu einer gemeinsamen Anlage: sind die Vorteile der CSP und PV gerade in Kombination wirtschaftlich und ökologisch besonders interessant?

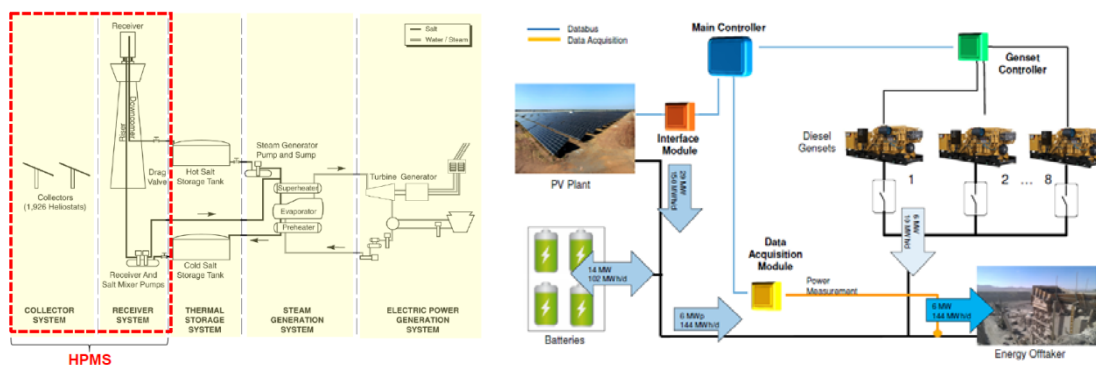


Abbildung 1: Schematischer Aufbau eines Salzturmkraftwerkes im Vergleich zu einem PV Kombi Kraftwerk

4 Rahmendbedingungen und Basisdaten

4.1 Standorte und DNI, GHI

Es sollen ein oder zwei Standort betrachtet werden welche im Sonnengürtel liegen und ein gutes Potential für die Abnahme aus Industrie und Verbrauchern bieten

GHI Bereich: ~2500 kWh/m²/a ?

DNI Bereich: ~2500 kWh/m²/a

Marokko: Für Marokko liegen gute und langfristige DNI und GHI Werte sowie Lastkurven im o.g. Bereich vor. Marokko ist mit der effizienten Umsetzung seines Solarplans das bzgl. erneuerbarer Energien führende Land in MENA und einer der wichtigsten Märkte für CSP und PV, mit repräsentativen Bedingungen was Stromlastgang, Stromverbrauch und die Verfügbarkeit erneuerbarer Ressourcen angeht. Marokko ist zudem ein potenzieller Kandidat für Solarstromexporte nach Europa, was bei der Auswahl ebenfalls von Bedeutung ist, da auch der Import-/Export von Solarstrom ebenfalls als optionaler Lastfall mit untersucht werden soll (s.4.2).

4.2 Lastprofil

1. Stündliches Lastprofil Marokko 2010 skaliert auf 100 MW

Dieses Lastprofil gibt die typische Dynamik eines repräsentativen nationalen Lastprofils wieder, das normalerweise durch konventionelle Kraftwerke gedeckt werden muss. Dieses Profil ebenso sicher und kostengünstig abzudecken wie bisher, ist die Herausforderung, der sich erneuerbare Kraftwerkstechnologien stellen müssen. Es geht dabei vor allem darum, ob die untersuchten erneuerbaren Versorgungssysteme tageszeitliche und jahreszeitliche Änderungen der Last technisch und ökonomisch belastbar befriedigen können oder ob dabei nennenswerte Probleme auftauchen bzw. ob dafür unverhältnismäßig großer technischer und wirtschaftlicher Aufwand notwendig wird.

2. Stündliches Lastprofil Marokko 2010 skaliert auf 100 MW abzüglich 50 MW Windkrafterzeugung

Dieses Lastprofil gibt die typische Dynamik für den Fall wieder, dass große Anteile fluktuierender erneuerbarer Stromerzeuger, in diesem Fall Windkraft, in das System eingeführt werden und die ursprüngliche Lastkurve entsprechend verändern. Das Abdecken der stärker fluktuierenden Residuallast stellt insgesamt eine größere Herausforderung dar als das Decken der konventionellen Last, die von zukünftigen, erneuerbaren Systemen wie den hier untersuchten bewältigt werden muss.

3. Stündliches Lastprofil für 100 MW Grundlast

Dieses Lastprofil repräsentiert typische Grundlastanwendungen wie z.B. 3-Schicht Industriebetriebe, Meerwasserentsalzung, chemische synthetische Herstellung erneuerbarer Brennstoffe usw. Es ist ein gutes Maß für die zeitliche Verfügbarkeit von Solarstrom, da es einen Grenzlasterfall repräsentiert, der solar nur schwer zu befriedigen ist.

4. Stündliches Lastprofil für Solarstromexporte von Marokko nach Deutschland skaliert auf 1.5 GW

Im EU Projekt BETTER (www.better-project.net) wurde ein Lastfall für Stromexporte aus regelbaren solarthermischen Kraftwerken von Marokko für Deutschland definiert. Der Strom wird aus der Grundlast heraus ähnlich wie ein Kohle- oder Gaskraftwerk nach Bedarf auf- und abgeregelt, um die Lücken zu füllen, die heimische erneuerbare Kraftwerke bei uns nicht oder nur mit großem Aufwand decken können. Im Rahmen der acatech Untersuchungen wurde inzwischen bestätigt, dass dies zu einer kostengünstigen Stromversorgung bei hohen EE Anteilen in Deutschland führen kann. Die Lastkurve ist durch hohen Grundlastbedarf im Sommer und durch stark schwankenden bedarf im Winter charakterisiert. Dieses Profil hängt mit den zu erwartenden großen Windkraftanteilen und deren zeitlichem Angebot in Deutschland zusammen.

Anmerkung: die Skalierung der Lastprofile auf die Größe eines einzigen Kraftwerks stellt einen für Solar-systeme grundsätzlich ungünstigen Grenzfall dar, der aber dadurch sicherstellt, dass die betrachteten Systeme den gestellten Anforderungen gewachsen und damit auch untereinander vergleichbar sind, da sie identische Lastfälle befriedigen. Das Zusammenspiel verschiedener technischer Systeme im Maßstab eines nationalen Kraftwerksparks wird an anderer Stelle untersucht.

4.3 EE-Anteil und zulässige CO₂-Emissionen

Im Projekt THERMVOLT soll ein systemtechnischer, wirtschaftlicher und ökologischer Vergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kombi-Kraftwerken mit gleicher Funktionalität erfolgen. Dies soll unter anderem dadurch erreicht werden, indem man die Gesamtsysteme in einer gemeinsamen Simulationsumgebung modelliert und die Berechnungen unter gleichen Randbedingungen durchführt, damit eine direkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse gegeben ist.

Die zu vergleichenden Systeme in THERMVOLT sollen unter Vorgabe einer Lastkurve zu jedem Zeitpunkt über eine Zeitperiode (z.B. ein Jahr) die gleiche Leistung ins Netz liefern. Dabei soll die Optimierung die Systeme unter vorgenannter Vorgabe ermitteln, welche die geringsten Stromgestehungskosten erreichen. Damit diese Systeme auch unter dem Aspekt einer CO₂-Reduzierung betrachtet werden können ist es erforderlich für die Arbeiten im AP3 (Techno-ökonomische Analyse auf Systemebene - Einzelkraftwerke) die CO₂ Emissionen vorzugeben, die die verschiedenen Konfigurationen mindestens erreichen sollen. Für die Arbeiten im AP4 (Länderanalyse mit Vollversorgung) muss der Anteile der erneuerbaren Energien (EE-Anteil) vorgegeben werden.

Vorgabe CO₂-Emissionen der betrachteten Technologiesysteme:

Ein GuD Kraftwerk erreicht derzeit mit ca. 400 g CO₂/kWh die niedrigsten Emissionen fossiler Kraftwerke. Wir setzen zunächst als hohen Maßstab, dass alle betrachteten erneuerbaren Systeme unter Einbeziehung eventueller fossiler Beiträge (Zufeuierung und/oder Backup) höchstens 1/10 dieses Wertes, also 40 g CO₂/kWh erreichen dürfen. Sollte dies nicht möglich sein, gilt der nächst höhere technisch und wirtschaftlich sinnvoll erreichbare Wert (zwischen 0...400 g CO₂/kWh). Lebenszyklus Emissionen werden dabei nicht berücksichtigt, da Emissionen bei der Herstellung einer Technologie in Zukunft bei höheren erneuerbaren Anteilen an der Energieversorgung weltweit abnehmen sollten.

Vorgabe EE-Anteil für Länderanalyse:

Die Länderanalyse wird für Marokko im Jahr 2030 durchgeführt. Hierzu wird die marokkanische Lastkurve aus dem Jahr 2010 mit dem Strombedarf im Jahr 2030 skaliert.

Der EE Anteil sollte mindestens 60-80% erreichen, da die Problematik der Regelung, Speicherung, und des Netztransfers aufgrund der Integration von EE erst ab ca. 40 % fluktuierenden EE Anteil sichtbar wird.

Die Solar- und Windanlagen werden an Standorten modelliert, welche durch die marokkanische Regierung, im Rahmen des nationalen Solar- und Windplans, bereits festgelegt wurden (siehe Karte). Stündliche Solarstrahlungsdaten liegen durch das Modell SOLEMI bereits vor. **Stündliche Winddaten müssen aber ggfls. erworben werden.**



4.4 Brennstoffkosten

Gas- und Dieselpreise im zu untersuchenden Land heute und für 2030 eintragen. Für 2030 ggfs. mehrere Szenarien?

	2015	2020	2030
Natural gas \$/MBtu			
Current policies	15 € / MBtu (51,1 €/MWh)	15 € / MBtu (51,1 €/MWh)	16,3 € / MBtu (55,6 €/MWh)
New policies	15 € / MBtu	14,4 € / MBtu	14,6 € / MBtu
450 Scenario	15 € / MBtu	13,6 € / MBtu	12,6 € / MBtu
Diesel oil (low sulphur diesel)			
Low economic growth	10 € / MBtu	13,65 € / MBtu	16,72 € / MBtu
Reference	10 € / MBtu (34,1 €/MWh)	13,86 € / MBtu (47,3 €/MWh)	17,14 € / MBtu (58,4 €/MWh)
High economic growth	10 € / MBtu	13,98 € / MBtu	17,46 € / MBtu

Quellen:

LNG → aktueller Indizes (algerisches Gas), und Annahme IEA 2020 und 2030 für Europa (Konkurrenz zwischen algerischem und russischem Gas)

Diesel → Barrel WTI - aktuell ca. US\$ 50 = 10 € / MBtu. Weiterentwicklung basiert auf Annual Energy Outlook (AEO) - Annahme einer „wieder normal verlaufenden Ölpreisentwicklung (Charakteristik wie 2014).

4.5 Anlagengröße

In Betracht kommen grundsätzlich relevante Größen um ca. 100 MW AC auf HV Level Einspeisung. Derzeitig gebaute und geplante CSP-Kraftwerke haben ca. 100-150MW.

4.6 Speicherkapazität

Im Zusammenhang mit der Lastkurve und dem Stromertrag aus Sonnenenergie steht in erster Linie die Menge der zu speichernden Energie, die in Strom zu wandeln ist. Die für ein System optimale Speichergröße (z.B. unter dem Aspekt der geringsten Stromgestehungskosten) lässt sich nur als Ergebnis der Systembetrachtungen im Projekt THERMVOLT unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen (Lastkurve, zulässige CO₂-Emissionen, Performance und Investitionskosten der Anlagenkomponenten, etc.) bestimmen. Aus diesem Grund wird keine Vorgabe der Speichergröße im Voraus gegeben.

5 Grobspezifikation der Komponenten und Kraftwerke

5.1 PV Kraftwerk

(M+W)

Die wesentlichen Komponenten eines PV Kraftwerkes werden durch die PV Module, die Wechselrichter samt Elektrosystem sowie das Montagegestell beschrieben. Die Gegebenheiten des Standortes und des Geländes, der Witterung, der Verschmutzung und der Netzeinbindung stellen besondere Anforderungen an die Komponenten dar. Ungeachtet vom Ergebnis aus Kapitel 4 Rahmenbedingungen und Standorte werden hier folgende Komponenten vorgeschlagen:

PV Module:

Je nach Verfügbarkeit, Preis, Garantien und lokalen Zollbestimmungen ergeben sich Vorteile für bestimmte Bauarten oder Fabrikate. Grundsätzlich sollten PV Module der sog. "Tier One" Kategorie Verwendung finden um die Finanzierbarkeit von Eigen- und Fremdkapitalgebern zu sichern.

In Frage kommen:

62- oder 70- zellige kristalline PV Module mit Polykristalliner oder Monokristalliner Technologie
 Beispiel: Sun Power, Yingli Solar, ReneSola; Trinasolar, Jinko, Hanwha Q Cells, JA Solar

Dünnschicht-Pv Module mit Cd-Te Technologie
 Beispiel: FirstSolar

Wechselrichter:

Für die PV Kraftwerke in der Größenordnung von ca. 100 MW kommen Zentralwechselrichter namhafter Hersteller in Betracht. Ein Zentralwechselrichter bedient mehrere Strings aus zusammengeschalteten Modulen, beinhaltet die Gleichstrom-Wechselstrom Elektronik und meist auch einen Transformator um die abgegebene Spannung auf Mittelspannungsniveau anzuheben. Typische Leistungsklassen sind 0,5 – 1,8 MVA.

Beispiele: SMA, Power One, Power Electronics, GE

Stringwechselrichter werden für Anlagen dieser Zielgröße nicht betrachtet.

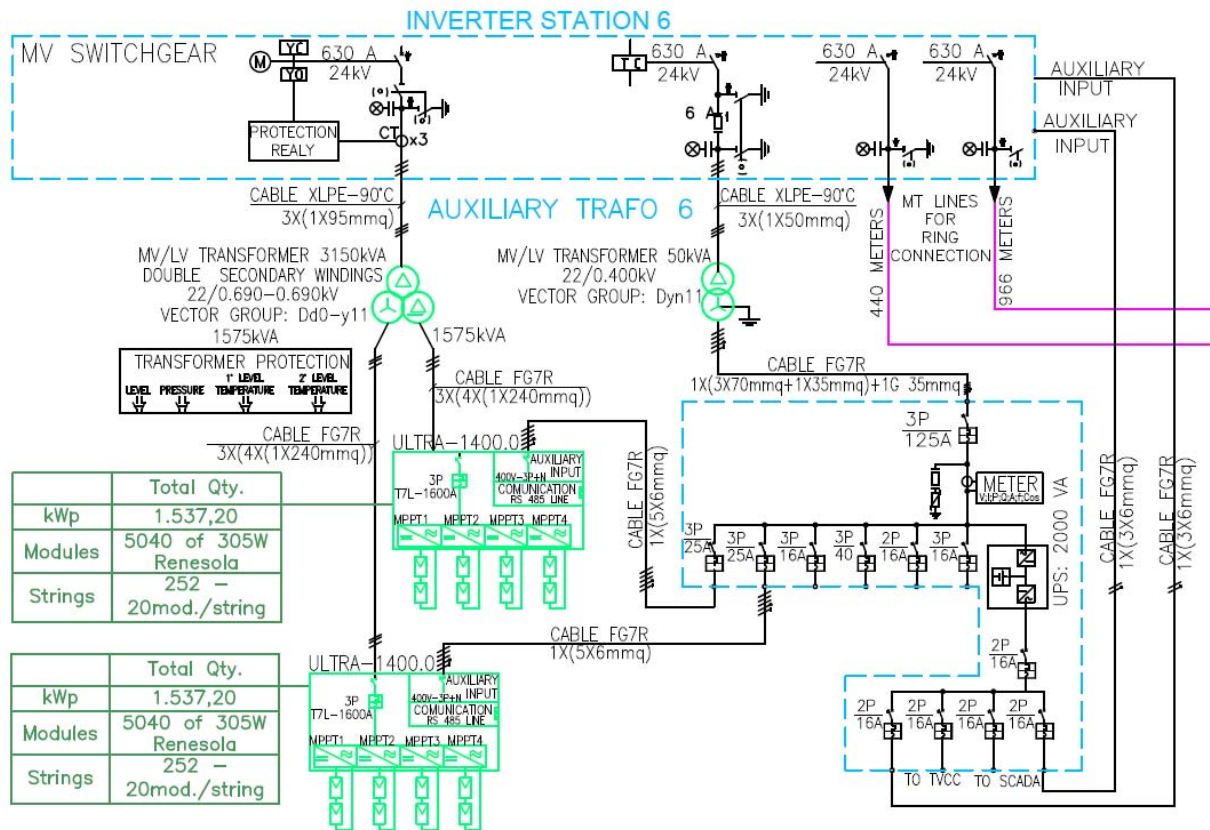


Beispiel: SMA Wechselrichter mit integrierter MV Trafostation

Elektrosystem:

Es bestehen so genannte Standard Designs für zum Beispiel 2 MW Blöcke welche für ein großes PV Kraftwerk multipliziert werden. Diese Systeme sind im Hinblick auf Sicherheit, Effizienz, Standards und Kosten optimiert und werden an die standortbezogenen Gegebenheiten angepasst.

Beispiel: 252 Strings mit je 20 PV Modulen versorgen einen Wechselrichter mit 1,5 MW_{ac}, je zwei Wechselrichter werden auf einen Dreiwickler-Transformator mit 3 MW_{ac} und 24 kV Mittelspannung geschaltet, dafür ist eine Mittelspannungsschaltanlage notwendig. Der Mittelspannungsteil wird für die Netzintegration mittels einer Umspannstation und den entsprechenden Schaltanlagen auf Hochspannung transformiert.



Beispiel: Single Line Diagram, Source M+W

Montagegestell:

Prinzipiell kommen hier fest aufgebaute, unbewegliche Gestelle in Frage sowie bewegliche, einachsige nachgeführte Gestelle. Die letztendliche Auswahl hängt von zu erwartenden Mehrertrag der Nachführgestelle ab, welche wiederum vom Breitengrad des Standortes und des Verhältnisses von diffuser und direkter Strahlung auf die Moduloberfläche bestimmt werden. Empfehlenswert sind Gestelle mit einachsiger Nachführung, da die von THERMVOLT betrachteten Standorte in günstigen Breitengraden liegen, bei welchen sich die Mehrkosten dieser Technik auszahlen sollten. Ein weiterer Vorteil der Drehgestelle ist ein gleichmäßigerer Stromlieferverlauf über den Tag, welcher oft den Anforderungen des Lastganges besser genügt.

Beispiele:

Schletter, Gonvarri Steel, First Solar

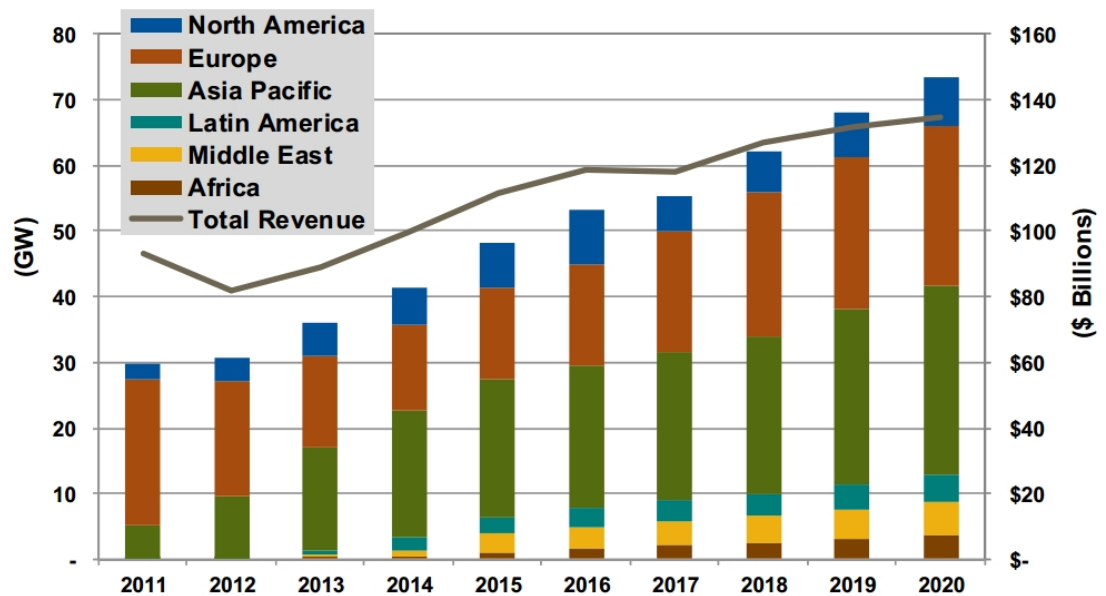


Beispiel: Tracking Solution First Solar

Technologieausblick PV Parks

Die Vorhersagen für das Volumen der PV Parks werden durchweg als Wachstumsmarkt bewertet, der jährliche Zubau von PV Kapazitäten wird von Navigant im Oktober 2014 wie folgt prognostiziert:

Annual Solar PV Installed Capacity and Revenue by Region, World Markets: 2011-2020



(Source: Navigant Research)

Die kumulierten Werte der weltweiten PV Kapazität werden aus einer Zusammenfassung verschiedener Studien ersichtlich (LUT), aus 180 GWp in 2014 könnten 1800 GWp in 2030 werden.



				NPS	450
Solar PV	1764 GW	1840 GW	1721 GW	647 GW	856 GW
CSP	714 GW	20 GW	261 GW	42 GW	86 GW
Wind	2908 GW	1318 GW	960 GW	982 GW	1288 GW

Die wichtigsten Systemmerkmale und Ausblicke sind in der folgenden Liste zusammengefasst. Die Eintragungen beziehen sich auf Werte von externen Recherchen und Evaluationen von LUT zusammen mit M+W. Diese Zahlen werden im weiteren Verlauf des Projektes noch genauer untermauert.

	2015	2020	2030
Module efficiency (mass products, poly Si)	16,5 %	19,6 %	22,7 %
System Cost (@100 MWp, standard conditions, HV connect, fixed mounting)	1050 €/kWp	809 €/kWp (736 / 907)	584 €/kWp (490 / 767)
System Cost (@100 MWp, standard conditions, HV connect, tracking)	1250 €/kWp	963 €/kWp (876 / 1080)	695 €/kWp (583 / 913)
O+M cost	1,5 %	1,5 %	1,5 %
Degradation	0,5 %/y	0,5 %/y	0,5 %/y

Source: LUT Annahmen und M+W Einschätzungen. Den Zahlen für das Jahr 2020 und 2030 liegt ein Lernratenansatz zugrunde, dabei sind in Klammern ‚low‘ und ‚high‘ Einschätzungen bezüglich der Marktentwicklung und entsprechenden Kosten angegeben. ‚System cost‘ ist im Sinne von ‚overnight capex‘ zu verstehen.

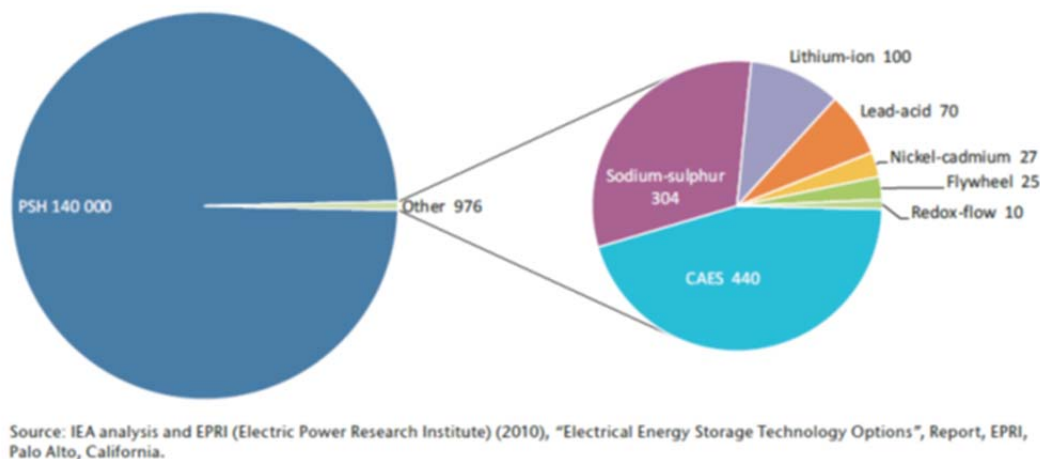
5.2 Batteriespeicher

(M+W + LUT)

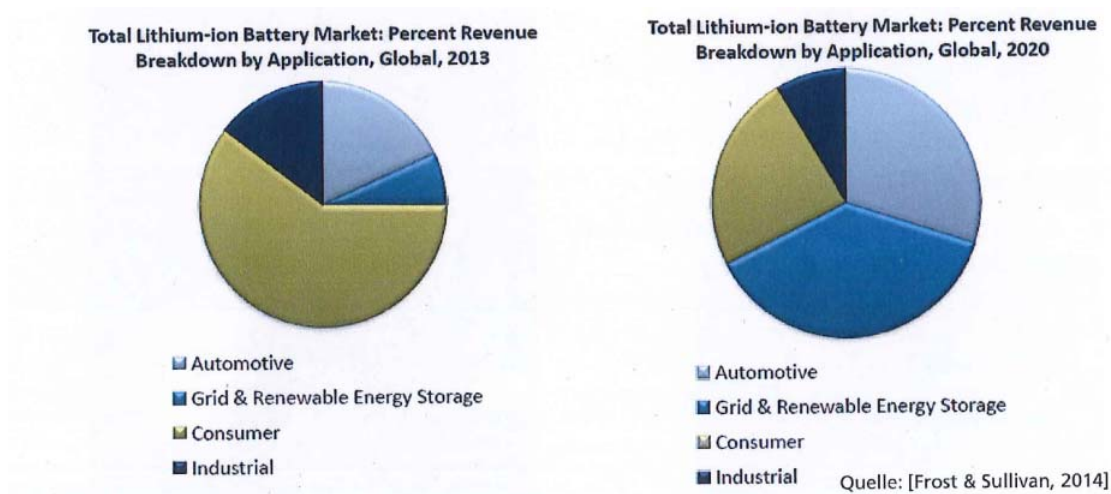
Stand der Technik Überblick

Der Markt für Energiespeichersysteme entwickelt sich rasant. Abgesehen von netzgekoppelten Pumpspeichersystemen werden in Zukunft Batteriesysteme für stationäre Anwendungen weiter zunehmen. Im Bereich der Batteriesysteme ist die Entwicklung der Lithium-Ionen Technologie verstärkt auf dem Vormarsch und kann wahrscheinlich bald als die dominierende Technologie bezeichnet werden. Gründe dafür werden in der hohen Effizienz, der hohen Zyklenfestigkeit, der Einfachheit des Betriebes und der sinkenden Preise gesehen.

Figure 4: Current global installed grid-connected electricity storage capacity (MW)



Eine Studie von Frost & Sullivan bestärkt die Erwartungen an die Lithium-Ionen Batteriesysteme und nimmt einen starken Zuwachs im Marktvolumen bis 2020 an.



Die folgende Tabelle beschreibt die Batteriesysteme nach den wichtigsten Kriterien. Für den Anwendungsfall in Thermvolt werden die Cycle Life, die Efficiency und der Preis die wichtigsten Merkmale werden. Der Betrieb im Kombi-Kraftwerk sieht einen vollen Zyklus pro Tag für das Batteriesystem vor. Bei der betrachteten Lebensdauer des Kombi-Kraftwerkes von 20 – 25 Jahre fallen 7.000 bis 9.000 volle Zyklen an. Diese Anforderung können heute nur von der angekündigten neuesten Generation der Lithium Ionen Batterien mit spezifizierten 10.000 Zyklen erfüllt werden bevor eine 80 % Degradation der Kapazität erreicht ist. Andere Technologien wie Blei- oder Hochtemperaturbatterien müssen mehrfach ersetzt werden um der Anforderung der Betriebsdauer des Kombi-Kraftwerkes gerecht zu werden, eine Kostenanalyse wird zeigen ob sich hierbei Vorteile ergeben.

TABLE 1 - Key performances of major commercialised conventional and advanced batteries

Electrochemical storage			Key properties					
			Energy density		Specific power	Cycle life	Efficiency	Working temperature
			[Wh/kg]	[Wh/l]	[W/kg]	cycle number @ 80% DoD	[%]	[°C]
Lead	flooded		25-40	60-100	140-350	200-1500	70-75	20-40
	VRLA		30-40	80-100	140-300	300-1000	80-85	20-40
	compressed		40-50	100	140-250	800-1500	70-85	20-40
Alkaline	Ni-Cd							
	type	power	25-40	130	500	800-1500	70-75	-40-50
		energy	40-50	130	120-350	800-1500	70-75	-40-50
	NiZn		60-80	200-300	500-1000	200-1000	60-65	0-40
	NiMH							
	type	power	40-55	80-200	500-1400	500-2000	70-80	0-45
		energy	60-80	200-350	200-600	500-2000	70-80	0-45
High temperature	NaS (module)		103	150	100	4500	89	-20-45
	Zebra - Na-NiCl ₂		90-120	182	100-120	2500-3000	90	-20-45
Lithium	Li-ion							
	type	power	70-130	150-450	600-3000	800-3000	90-95	-20-60
		energy	110-220	150-450	200-600	800-3000	90-95	-20-60
	Li Polymer		100-180	100	300-500	300-1000	90-95	-20-110
Flow batteries	Energy		60-80	75-80	50-150	10.000	70-75	0-40
Electrochemical capacitors	Power		3-5	3-10	2000-10000	500k-1M	95-100	-20-90
	Energy		10-20	3-6	2000-10000	500k-1M	95-100	-20-90

Quelle: EASE Technology Roadmap 2013

Bleisäure Batterien

Diese Technologie ist grundsätzlich für die stationären Anwendungen geeignet und wird häufig bei USV Anlagen verbaut. Für den Thermvolt Einsatz von einem vollen Zyklus pro Tag ist die Zyklenfestigkeit von garantierten 1500 Zyklen zur Degradationsgrenze hier das Hauptproblem.

Redox Flow Batterien

Prinzipiell sind Flow Batterien für den stationären Betrieb geeignet. Für eine kommerzielle Anlage fehlt aber die „Bankability“, des Weiteren ist die zu erzielende Effizienz als gering einzustufen.

NaS Batterien

Die meisten Anwendungen von stationären Speichern sind momentan mit NaS Batterien realisiert. Der japanische Hersteller NGK vertreibt diese Module seit Jahren, ein Sicherheitsproblem für Brandgefahr (2013) kann sicherlich behoben werden. Die bisherigen Vorteile aus Zyklenfestigkeit und Effizienz wurden durch die Lithium Ionen Batterien bereits übertroffen. Des Weiteren ergeben sich Nachteile beim Betrieb aus der hohen Betriebstemperatur.

Lithium-Ionen Batterien

Die größten Zukunftschancen werden der Lithium-Ionen Technologie eingeräumt. Massive weltweite Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten sowie die Massenfertigung steigern die Qualität und senken die Preise. Zudem können namhafte Hersteller wie Samsung oder LG Chem langjährige Funktions- und Betriebsgarantien abgeben.

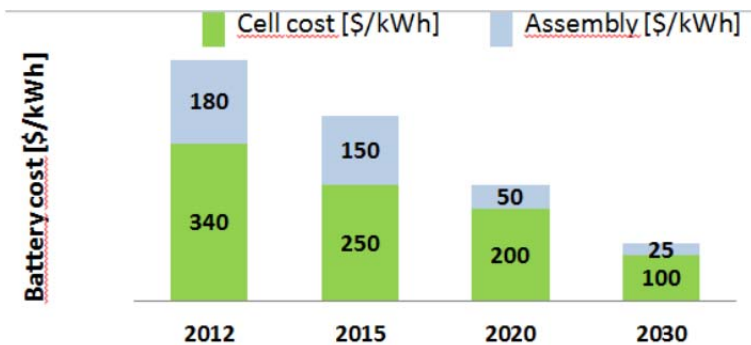
Abhängig vom Kathodenmaterial ergeben sich unterschiedliche Eigenschaften für die Lithium-Ionen Batterie. Für Thermvolt sind in erster Linie die Kosten (Cost) und Lebensdauer (Life) interessant.

	Power 	Energy Density 	Safety [thermal stability]	Cost	Life
LiCoO ₂	2	2	3	4	2
LiNi _{1-x} Co _x O ₂	1	1	4	3	3
LiMn ₂ O ₄	1	3	1 - 2	1	4
Blends	2	2	3	3	2
LiFePO ₄	2	3 - 4	1	1	2

1 Benchmark 2 acceptable 3 still a concern 4 strong concern

Source: Süd Chemie

Eine Einschätzung von Pillot zeigt eine enorme Kostendegression für den Teil der Batterien. Die Anschalt-elektronik der Batterien werden kleinere Degressionen haben, die Mittelspannungsschaltanlagen und die Trafostation werden keine zukünftigen Kostensenkungspotentiale aufweisen.



Source: LIB cost 2012, 2015 and 2020 from C. Pillot (2014), avicenne; 2030/35 LIB cost, storage cost and conclusions are own estimates

Die wichtigsten Systemmerkmale und Ausblicke sind in der folgenden Liste zusammengefasst. Die Eintragungen beziehen sich auf Werte von externen Recherchen und Evaluationen von LUT zusammen mit M+W. Diese Zahlen werden im weiteren Verlauf des Projektes noch genauer untermauert.

	2015	2020	2030
System	Li-Ion	Li-Ion	Li-Ion
Power	200 k€	147 k€	80 k€
Sales price per MW (DC-AC power electronics, transformer, switchgear MV, control)		(126 / 175)	(50 / 135)
Energy	400 k€	294 k€	159 k€
Sales price per MWh (Cel,I BMS, Battery, Control)		(251 / 350)	(101 / 269)
O+M cost	2,5 %	2,5 %	2,5 %
Number of cycles before 80 % degradation	6 000	10 000	10 000
Acceptable deepness of discharge	85 %	95 %	97 %
Round trip efficiency incl. MV	91 %	92 %	93 %

Den Zahlen für das Jahr 2020 und 2030 liegt ein Lernratenansatz zugrunde, dabei sind in Klammern ‚low‘ und ‚high‘ Einschätzungen bezüglich der Marktentwicklung und entsprechenden Kosten angegeben. ‚Sales price‘ ist im Sinne von ‚overnight capex‘ zu verstehen.

Neue vielversprechende Entwicklungen von Speicherzellen wie die Natrium Ionen Technologie werden hier nicht betrachtet da die kommerzielle Verfügbarkeit nicht gegeben ist.

5.3 Gas- und Diesel befeuerte konventionelle Kraftwerke

(Fichtner)

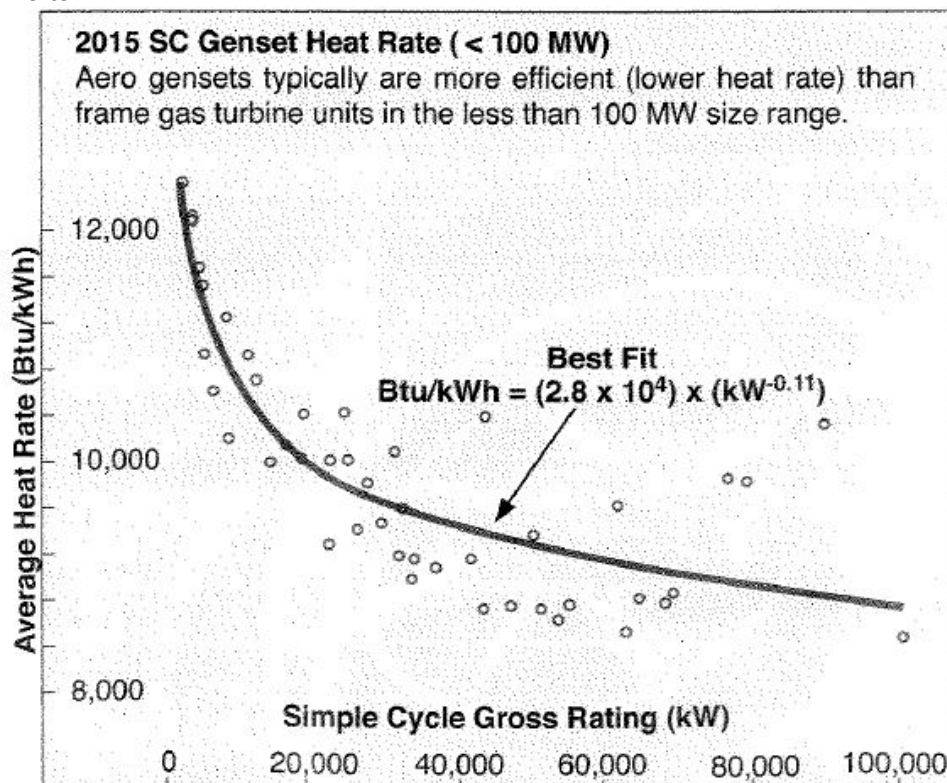
Photovoltaik Kraftwerke gehören zu den volatilen Stromerzeugern. Werden sie durch fossil gefeuerte Anlagen ergänzt, können sie planbar Strom ins Netz einspeisen. Natürlich kommen hierfür nur Anlagen mit kurzen Anfahrzeiten bzw. großen Laständerungsgeschwindigkeiten in Frage. Dies sind in erster Linie Gasturbinen und Gas- bzw. Dieselmotoren und ihre Kombination mit Dampfturbinen zu GuD-Kraftwerken.

5.3.1 Open Cycle Gas Kraftwerke

In den letzten Jahren werden Gasturbinen zunehmend als back-up für Solar- und Windkraftwerke eingesetzt. Dies hat die Entwicklung von Gasturbinen mit kurzen Anfahrzeiten, hoher Laständerungsgeschwindigkeiten und guten Teillastwirkungsgraden gefördert. Gleichzeitig wurden die NO_x- und CO-Emissionen bei tiefen Teillasten verringert.

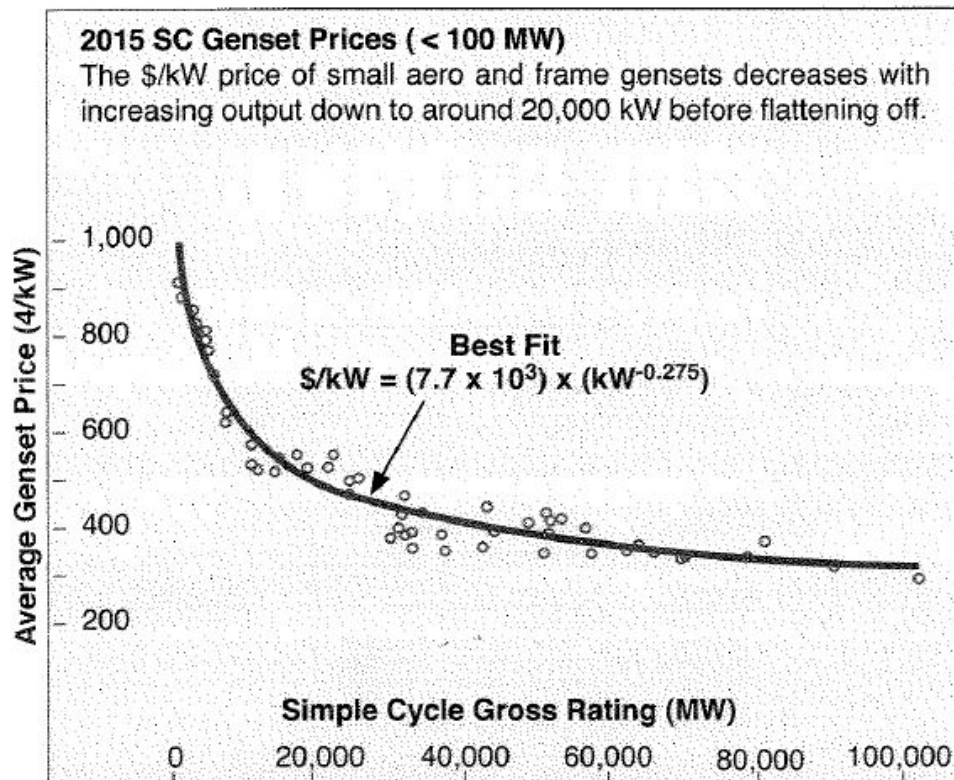
Gasturbinen gibt es in einem weiten Leistungsbereich, der sich von 200 kW bis 470 MW erstreckt. Auch kleinere Gasturbinen erreichen bei ISO-Bedingungen (1013 mbar, 15 °C 60 % relative Luftfeuchte) bereits Wirkungsgrade über 30 %, die sogenannte „Aeroderivatives“ wie die LM6000 oder die Trend 60 im Bereich von 40 bis 50 MW sogar Wirkungsgrade über 40 %. Ähnliche Wirkungsgrade erzielen auch die großen Gasturbinen der führenden Hersteller wie Alstom, Siemens, GE und MHI, die bereits Wirkungsgrade um 40 % erreichen.

Die nachstehenden Bilder zeigen die Heat Rate (HR) in Btu/kWh über der Gasturbinenleistung. Die HR fällt mit steigender elektrischer Leistung rasch und hat im Bereich von 25 MW bis 275 MW entsprechend tiefe Werte.

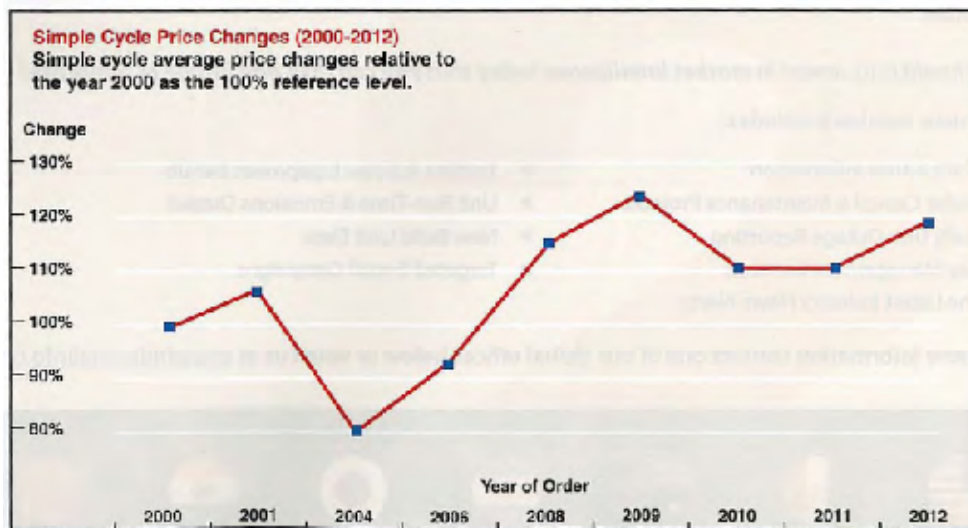


Quelle: GTW Handbook 2014-15

Auch die Preise pro kW installierte Leistung sinken mit steigender Gasturbinengröße. Wie die Heat Rates sind sie dem GTW Handbook 2014-15 entnommen. Sie beinhalten allerdings nicht die Kosten für das gesamte Kraftwerk. Hierfür muss mit einem Zuschlag von ca. 20 % gerechnet werden.



Quelle: GTW Handbook 2014-15



Quelle: 2012 GTW Handbook

In den letzten Jahren gab es dabei keinen eindeutigen Trend bei den Preisen, zwischen 2009 und 2013 war bei den Zahlen aus dem GTW Handbook eine Schwankung von ca. 10 % zu erkennen. Die Preise 2013 liegen etwa auf dem gleichen Niveau wie 2010, im GTW Handbook 2014-15 sind wieder deutlich höhere Preise aufgelistet.

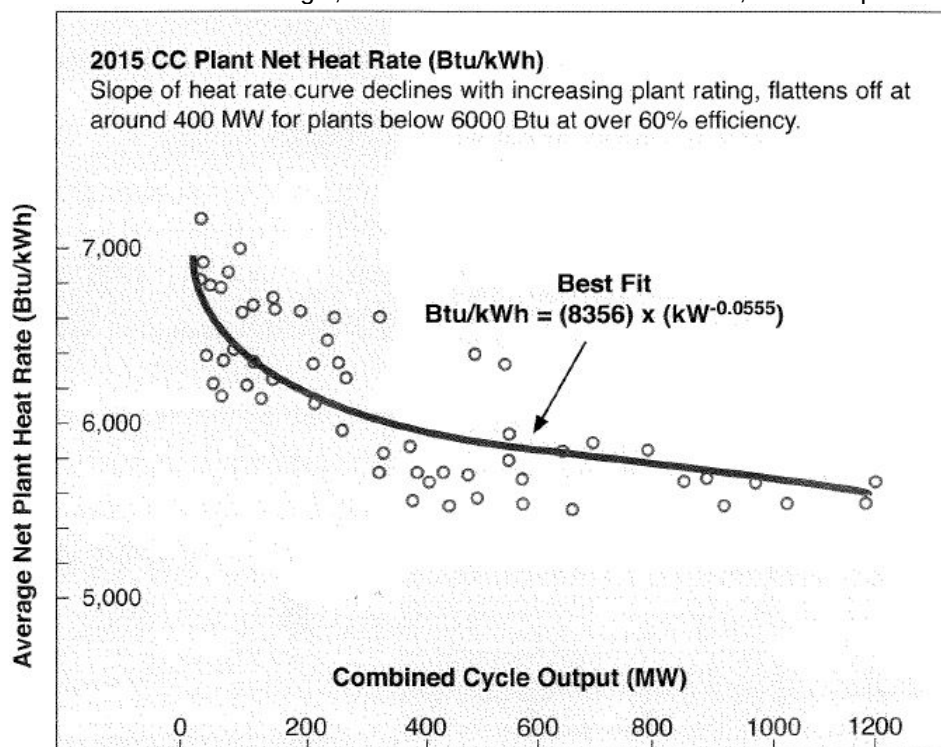
	2015	2020	2030
System	GT	GT	GT
Brutto Wirkungsgrad	35 - 42%: 40%	35 - 42%: 40%	36 - 43%: 40%
Power	320 - 440 k€	320 - 440 k€	320 - 440 k€
Sales price per MW	400 k€	400 k€	400 k€
O+M cost (% CAPEX)	1-1,5 % * 1,25%	1-1,5 % * 1,25%	1-1,5 % * 1,25%

Daten für Leistungsbereich: ca. 50-100MWel; * abhängig von Betriebsstunden

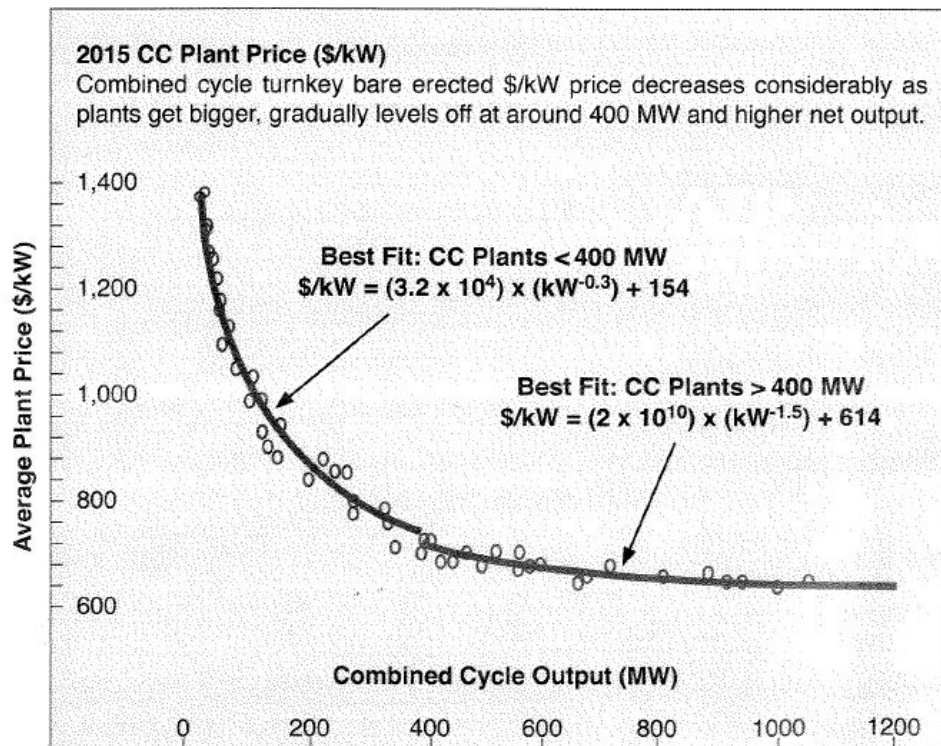
5.3.2 GuD Kraftwerke

Die Abgase aus der Gasturbine können in einem Abhitzekessel zur Dampferzeugung genutzt werden. Mit diesem Dampf wird die Dampfturbine angetrieben. Der erzeugte Strom dieser GuD-Kraftwerke kommt zu 2/3 von der Gasturbine, zu einem Drittel von der Dampfturbine. Kleinere GuD-Kraftwerke haben einen sogenannten Zweidruck-Kessel, große Anlagen einen Dreidruck-Kessel mit Zwischenüberhitzung. Durch die Kombination des Gas- und Dampfturbinenprozesses lassen sich heute unter ISO-Bedingungen Wirkungsgrade bis 60 % erzielen.

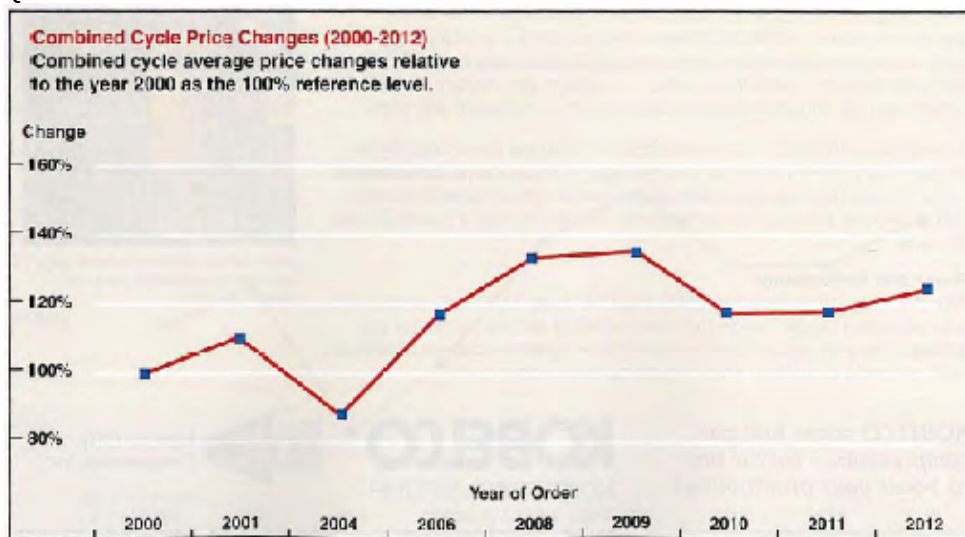
Die nachfolgenden Grafiken zeigen den Verlauf der Heat Rate und der Preise pro installiertem kW über der Netto-Leistung der GuD-Kraftwerke. Sie sind ebenso wie die Gasturbinendaten dem GTW Handbook 2014-15 entnommen. Auch hier gilt, dass die Preise mit dem Faktor 1,2 zu multiplizieren sind.



Quelle: GTW Handbook 2014-15



Quelle: GTW Handbook 2014-15



Quelle: 2012 GTW Handbook

	2015	2020	2030
System	GuD	GuD	GuD
Brutto Wirkungsgrad	50 - 53 %: 52%	50 - 53 %: 52%	51 - 54 %: 53%
Power	1060-1300k€:	1060-1300k€:	1060-1300k€:
Sales price per MW	1120 k€	1120 k€	1120 k€
O+M cost (% CAPEX)	1,5 % *	1,5 % *	1,5 % *

Daten für Leistungsbereich: ca. 50-100MWel; * abhängig von Betriebsstunden

Auch hier wird mit gleichbleibenden Kosten gerechnet, wobei die Kosten im GTW Handbook 2014-15 deutlich höher liegen als 2013 und auch zwischen 2012 und 2013 eine Steigerung zu verzeichnen war. Diese Preisentwicklung ist konsistent mit der für den Power Block der CSP angenommenen Kostenentwicklung.

5.3.3 Motorenkraftwerke (Gas, Diesel)

Für den Einsatz in Kraftwerken gibt es Gasmotoren im Bereich von 10 - 18 MW und Dieselmotoren im Bereich von 9 - 22 MW. Aus diesen Modulen lassen sich Motorenkraftwerke im Leistungsbereich von 10 bis 500 MW realisieren. Der Wirkungsgrad solcher Motoren beträgt bis zu 48 %. Auch die Kombination mit einer Dampfturbine ist über die Nutzung der Abgaswärme möglich.

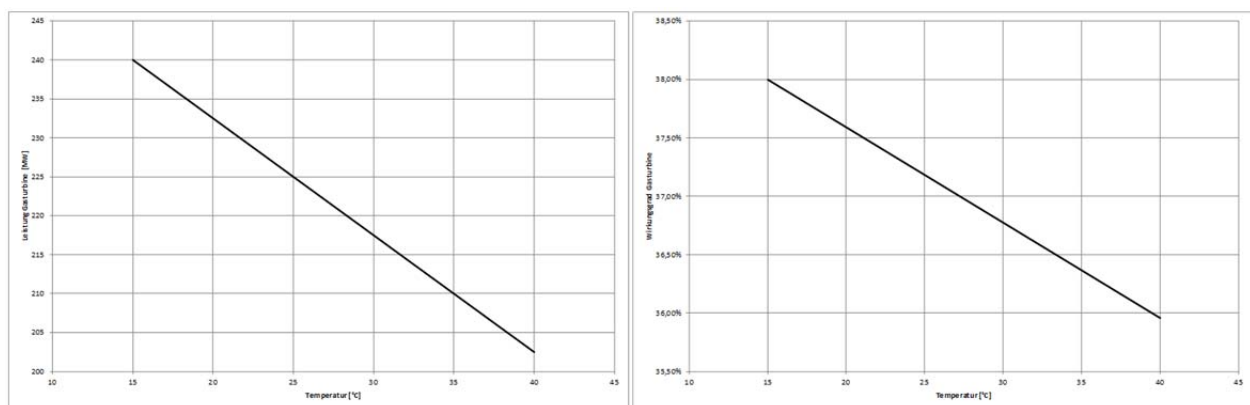
	2015	2020	2030
System	Motor (Gas)	Motor (Gas)	Motor (Gas)
Leistung	16,6 MW	16,6 MW	16,6 MW
Brutto Wirkungsgrad	45,3 %	45,3 %	46,3 %
Power Sales price per MW	1000 k€	980 k€	900 k€
O+M cost	1,5- 2 % *: 1,75%	1,5- 2 % *: 1,75%	1,5- 2 % *: 1,75%

* abhängig von Betriebsstunden

Kostenentwicklung angenommen wegen der großen Dynamik im Markt.

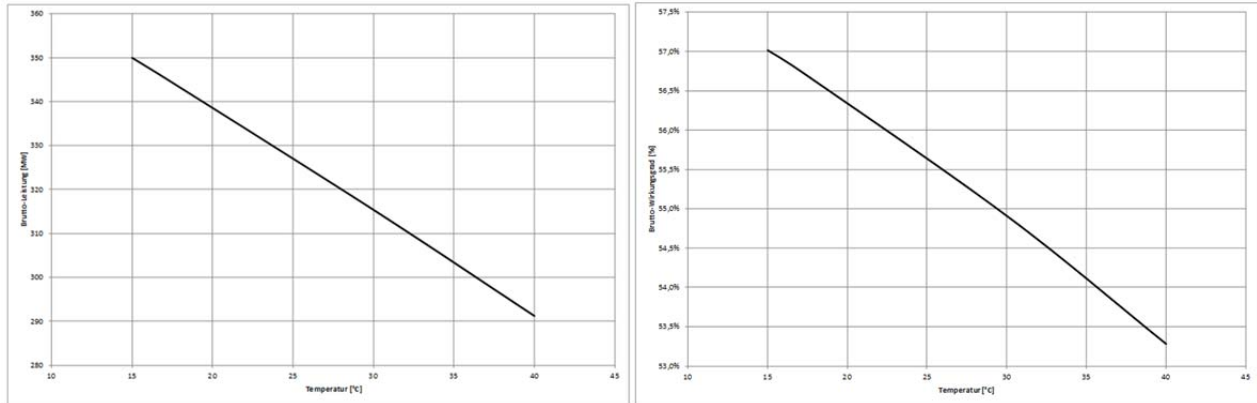
5.3.4 Vergleich Gasturbinen - Motoren

Die Leistung und der Wirkungsgrad von Gasturbinen hängen stark von der Lufteintrittstemperatur am Kompressor ab. Erhöht sich die Eintrittstemperatur der Luft so nimmt ihre Dichte und damit bei gleichem Volumenstrom der Massenstrom durch Kompressor und Gasturbine ab. Dies reduziert die Leistung und auch den Wirkungsgrad deutlich, siehe Bild.



Daher kommen in heißen Regionen Techniken wie Evaporative Cooling, High Fogging und Chiller zum Einsatz. Allerdings benötigt man für die beiden zuerst genannten Wasser, welches in trockenen Gegenden nicht immer in ausreichender Menge zur Verfügung steht, bzw. im Falle eines Chillers zusätzlichen Strom, der die Nettoleistung schmälert.

Auch die Leistung und der Wirkungsgrad eines GuD-Kraftwerkes sind von der Außentemperatur abhängig, insbesondere wenn man mangels Wasser einen Luftkondensator verwendet. Die nachfolgenden Diagramme zeigen Brutto-Leistung und Wirkungsgrad in Abhängigkeit von der Außentemperatur.



Motoren zeigen einen wesentlich geringeren Einfluss der Außentemperatur auf Leistung und Wirkungsgrad. Ein Vergleich zwischen den Leistungen in Abhängigkeit von der Außentemperatur von Gas- und Motorkraftwerk zeigt die untenstehende Tabelle (WÄRTSILÄ).

Außentemperatur	GuD	GT	Motor
15 °C	289 MW	198 MW	276 MW
20 °C	280 MW	191 MW	276 MW
25 °C	270 MW	185 MW	276 MW
30 °C	259 MW	178 MW	276 MW
35 °C	248 MW	172 MW	268 MW
40 °C	235 MW	164 MW	257 MW

Quelle: WÄRTSILÄ (www.wartsila.com)

Wichtige Unterschiede im Betriebsverhalten von Gasturbine und Motor zeigt die nachstehende Tabelle.

	Gasturbine	Motor
Anfahrzeit	5 - 10 min	3 - 5 min
Laständerungsgeschwindigkeit	10 - 15 % von PN/min	20 - 30 % von PN/min
Wirkungsgrad	30 - 40 %	45 - 48 %
Erdgasdruck	> 30 bar	< 5 bar
Außentemperatur- Einfluss	hoch	gering

5.3.5 Auswahl fossil befeuetes Kraftwerk

PV-Kombikraftwerk

Für ein PV-Kombikraftwerk kommen also sowohl eine GuD, sowie eine oder mehrere Gasturbinen in der Leistungsklasse kleiner 100 MW sowie die entsprechende Anzahl von Motoren in der Leistungsklasse 10 bis 18 MW in Betracht. Die detaillierte Spezifikation dieser PV Kombi-Kraftwerke ist Bestandteil von AP3 des Projekts.

Länderspezifische Analyse einer Vollversorgung

Für die Analyse einer Vollversorgung müssen zusätzlich GuD-Kraftwerke mit Luftkondensatoren berücksichtigt werden.

Dabei kann das GTW Handbook bei den Leistungen und Wirkungsgrade als Grundlage herangezogen werden. Sowohl bei der Leistung wie auch beim Kraftwerkswirkungsgrad ist dabei die Umgebungstemperatur zu berücksichtigen. Preise können ebenfalls dem GTW Handbook entnommen werden, müssen aber um einen Faktor von ca. 1,2 korrigiert werden. Im Herbst 2015 erschien das neue GTW Handbook, so dass die aktuellen Zahlen hieraus zur Verfügung stehen und verwendet werden.

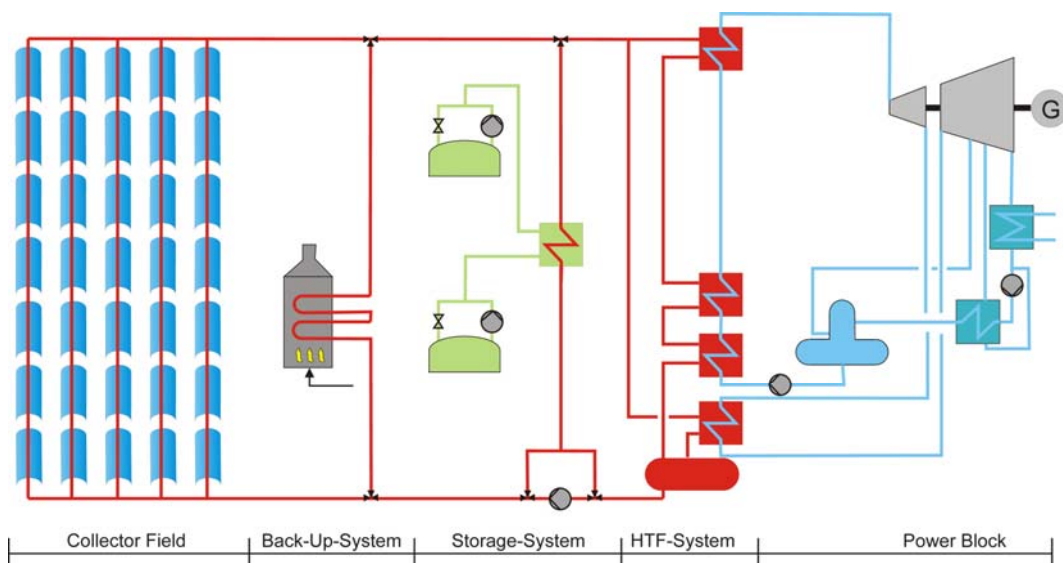
5.4 CSP Kraftwerk

(DLR, Fichtner)

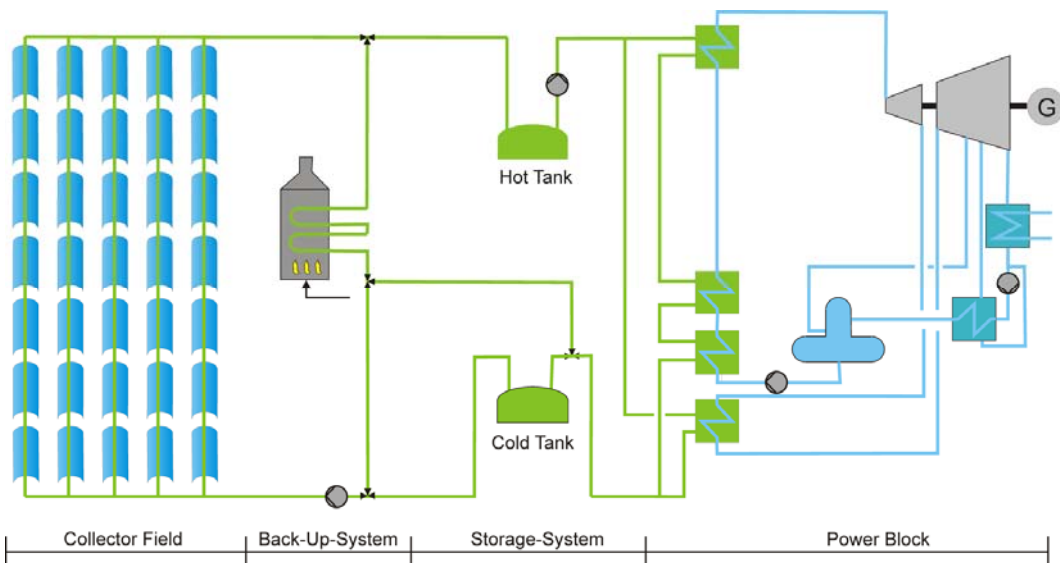
Solarthermische Kraftwerke nutzen konzentrierte Solarstrahlung, um Wärme bei hohen Temperaturen zu erzeugen sowie konventionelle Wärmekraftwerke, um diese Wärme in Strom zu verwandeln. Die wichtigsten Komponenten sind bei linienfokussierenden Systemen das Kollektorfeld, bestehend aus Loops von Reflektoren (?) und Absorberrohren und bei punktfokussierenden Systemen Heliostatenfeld, Turm und Receiver. Dazu kommen jeweils Wärmeträgerkreislauf, thermischer Speicher und der konventionelle Kraftwerksblock, bzw. Wasser-Dampf-Kreislauf.

5.4.1 Parabolrinne

Für 2015 wurde ein Parabolrinnensystem mit Thermoöl bei 293 / 393 °C und einem Zweitanksalzspeicher gewählt. Für das System im Jahr 2020 wurde eine leichte Verbesserung der Prozessparameter durch Erhöhung der oberen Temperatur auf 430 °C, durch den Einsatz eines Silikonöles angenommen. Für 2030 bildet ein Parabolrinnenkraftwerk mit Salzschnmelze, mit deutlich höheren Prozesstemperaturen, 290 °C – 550 °C, und direktem Zweitanksalzspeicher das Referenzsystem. Es wurde bei der Wahl davon ausgegangen, dass für das Kraftwerk 2030 heute schon verfügbare Komponenten (Ultimate Trough, Zweitank-Salzspeicher und Wasserdampf-Kraftwerksblock) eingesetzt werden. Es wurde weiterhin angenommen, dass das Solarfeld trotz Einsatzes von Salzschnmelze als Wärmeträger und höherer Prozesstemperaturen zu konkurrenzfähigen Kosten gebaut werden kann.



Schema Parabolrinne mit Thermoöl / Silikonöl – System 2015 und 2020



Schema Parabolrinne mit Salzschnmelze – System 2030

	2015	2020	2030
HTF	Thermal oil VP1	Thermal silicon oil	Solar Salt
Solar Collector	Ultimate Trough	Ultimate Trough	Ultimate Trough
Collector operating temperature @DP	293°C – 393°C	293°C – 430°C	290 – 550
η solar (@DP)	75,0 *	74,5 *	71,4 *
Nominal live steam conditions	383 °C / 103 bar	420 °C / 110 bar	540 °C / 150 bar
η PB, gross	37,2%	38,3	42,3%
Cooling type	ACC	ACC	ACC
η plant, gross (@DP)	28,1 *	28,8 *	29,4 *
η plant, net (annual)	17,2 *	17,5 *	18,8 *
Solar field investment cost	220 €/m ² (@1.000.000m ² , EoS 0,88)	172 €/m ² (165 / 184) (@1.000.000m ² , EoS 0,88)	144 €/m ² (136 / 166) (@1.000.000m ² , EoS 0,88)
Storage investment	40 €/kWh _{th} (@1000MWh, EoS 0,85)	33,0 €/kWh _{th} (31,8 / 35,1) (@1000MWh, EoS 0,85)	23,0 €/kWh _{th} (21,8 / 25,6) (@1000MWh, EoS 0,85)
Power block direct investment cost	1000 €/kW _{el} **	968 €/kW _{el} ** (958 / 983)	923 €/kW _{el} ** (909 / 951)
Surcharges for construction, engineering, risk, margin, owners cost (% CAPEX)	27%	27% (24 / 27)	16% (13 / 22)
O+M cost (% CAPEX)	2,3 %	2,3 %	2,3
Years of Operation ...	25	25	25

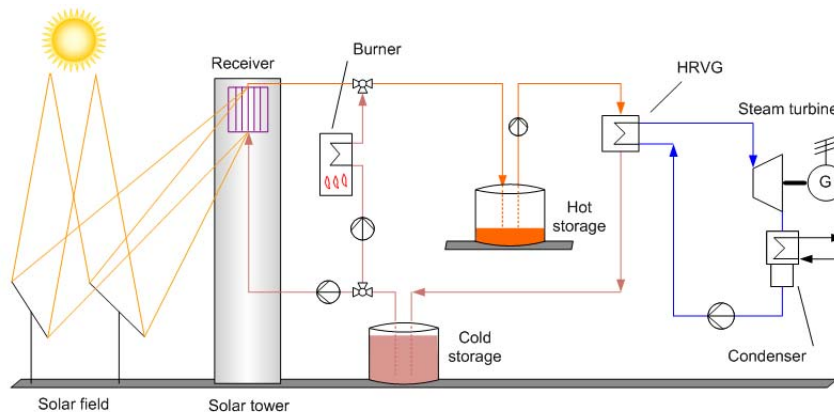
* Bei CSP-Kraftwerken sind das Ergebnisse und abhängig von der Systemkonfiguration. Die Werte werden in AP2 und AP3 genau ermittelt.

** Basis 100MW_{el}, SM2

Den Kostenzahlen für das Jahr 2020 und 2030 liegt ein Lernratenansatz zugrunde, dabei sind in Klammern ‚low‘ und ‚high‘ Einschätzungen bezüglich der Marktentwicklung und entsprechenden Kosten angegeben.

‚Cost‘ ist im Sinne von ‚overnight capex‘ zu verstehen.

5.4.2 Salzturm



Geschmolzenes Salz („Solar Salt“) auf Kalium- und Natriumnitratbasis wird als Wärmeträgermedium im Receiver, sowie als Speichermedium in einem 2-Tank System benutzt. Receiver-typ ist ein externer Rohr-Receiver, mit Rundumfeld.

Schema Salzturmkraftwerk

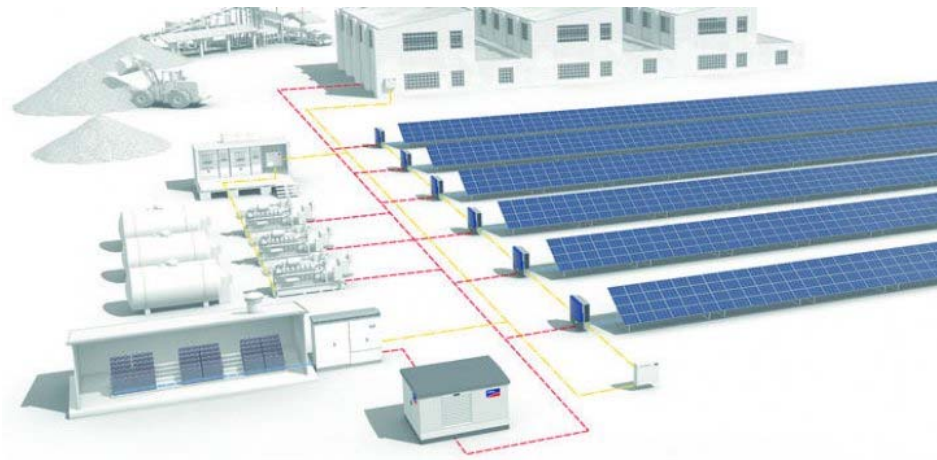
	2015	2020	2030
HTF	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt
Heliostat	Sanlucar 120	Sanlucar 120	Sanlucar 120
Receiver temp. @DP	290°C – 565°C	290°C – 580°C	290°C – 600°C
η solar (@DP)	55% *	57% *	59% *
Nom. live steam cond.	553°C / 150bar	565°C / 165bar	585°C / 250bar
η PB, gross (@DP)	42,1%	42,8%	43,4%
Cooling type	ACC	ACC	ACC
η plant, gross (@DP)	23,4% *	24,6% *	25,8% *
η plant, net (annual)	12,2% *	13,2% *	14,1% *
Heliostat investment cost	130 €/m ² (@900.000m ² , EoS 0,9)	104 €/m ² (99 / 113) (@900.000m ² , EoS 0,9)	90 €/m ² (84 / 104) (@900.000m ² , EoS 0,9)
Tower investment cost	160 k€/kW _{el} **	122 k€/kW _{el} ** (116 / 133)	97 k€/kW _{el} ** (90 / 112)
Receiver investment cost	125 €/kW _{th} (@600MW _{th} , EoS 0,85)	97 €/kW _{th} (92 / 106) (@600MW _{th} , EoS 0,85)	78 €/kW _{th} (73 / 90) (@600MW _{th} , EoS 0,85)
Storage investment cost	25 €/kW _h _{th} (@1000MWh, EoS 0,85)	22.6 €/kW _h _{th} (21.8 / 23.9) (@1000MWh, EoS 0,85)	19.3 €/kW _h _{th} (18.3 / 21.5) (@1000MWh, EoS 0,85)
Power block direct investment cost	1000 €/kW _{el} **	968 €/kW _{el} ** (958 / 983)	923 €/kW _{el} ** (909 / 951)
Surcharges for construction, engineering, risk, margin, owners cost (% CAPEX)	30%	26% (23 / 27)	15% (15 / 21)
O+M cost (% CAPEX)	2,3%	2,3%	2,3%
Years of Operation ...	25	25	25

* Bei CSP-Kraftwerken sind das Ergebnisse und abhängig von der Systemkonfiguration. Die Werte werden in AP2 und AP3 genau ermittelt.

** Basis 100MW_{el}, SM2

Den Koteinschätzungen für das Jahr 2020 und 2030 liegt ein Lernratenansatz zugrunde, dabei sind in Klammern ‚low‘ und ‚high‘ Einschätzungen bezüglich der Marktentwicklung und entsprechenden Kosten angegeben. ‚Cost‘ ist im Sinne von ‚overnight capex‘ zu verstehen.

5.5 PV Kombi-Kraftwerke (PV + Batterie + Fossil)



Photovoltaik-Diesel-Hybrid-Anlage mit Batteriespeichern . Quelle: SMA

Mögliche Komponenten sind neben der Stromgewinnung aus PV die Hybridisierung mit Batteriespeichern und Backupsystemen aus Gasturbinenkraftwerken bzw. Gasmotoren sowie Dieselgenerationen.

PV Kombi-Kraftwerke (bzw. virtuelle Kraftwerke) können hinsichtlich einer bedarfsgerechten Einspeisung und Erbringung von Systemdienstleistungen die gleiche Funktionalität ermöglichen wie CSP Kraftwerke.

Für das Projekt THERMVOLT müssen die PV Kombi-Kraftwerke zunächst definiert werden, wobei durch die größere Anzahl in Frage kommender Speichertechnologien und die sich daraus ergebende Vielzahl an möglicher zu betrachtender PV Kombi-Kraftwerke eine Vorauswahl getroffen werden muss. Hierzu müssen die Konzepte entwickelt und unter Anwendung von entscheidenden Bewertungskriterien mit einer geeigneten Bewertungsmethode ausgewählt werden. Diese Arbeiten, sowie die detaillierte Spezifikation dieser PV Kombi-Kraftwerke ist Bestandteil von AP3 des Projekts.

5.6 CSP-PV Kombi-Kraftwerke



Die Kombination aus CSP Kraftwerken und PV Kraftwerken stellt eine sehr interessante Kombination dar. Beispielsweise kann der Eigenbedarf eines CSP Kraftwerkes tagsüber wenn das Solarfeld betrieben wird und besonders hoch ist über PV gedeckt werden oder in einem CSP-Kombikraftwerk die Einbindung dahingehend optimiert werden, dass tagsüber die Anlage rein solar betrieben wird und die fehlende „fossile“ Kapazität durch PV kompensiert wird. Inzwischen wurden mehrere derartiger Konzepte vorgestellt und bereits für konkrete Projekte geplant. Bei CSP-PV-Kombikraftwerken werden die grundsätzlichen Vorteile sowohl von CSP- wie auch PV-Kraftwerken genutzt, um die Nachteile der jeweils anderen Technologie zu reduzieren. Konkret senken die niedrigeren Stromgestehungskosten von PV diejenigen des gesamten Kombikraftwerks, wobei die Speicherfunktionalität und gesicherte Kapazitätsverfügbarkeit von CSP die technische Funktionalität des CSP-PV-Kombikraftwerks erweitert.

Für das Projekt THERMVOLT müssen die CSP-PV Kombi-Kraftwerke zunächst definiert werden. Hierzu müssen die Konzepte entwickelt und unter Anwendung von entscheidenden Bewertungskriterien mit einer geeigneten Bewertungsmethode ausgewählt werden. Diese Arbeiten, sowie die detaillierte Spezifikation dieser CSP-PV Kombi-Kraftwerke ist Bestandteil von AP3 des Projekts.

6 Wirtschaftlichkeitsmodell

Da primär der Vergleich verschiedener Konzepte im Fokus steht und das Wirtschaftlichkeitsmodell in INSEL integrierbar sein muss, wird die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung mittels durchschnittlicher Stromgestehungskosten durchgeführt.

Um die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung durchzuführen werden folgende Informationen benötigt:

- Stromerzeugung
- Jährliche Degradierung der Stromerzeugung
- Investitionsaufwand
- Betriebs- und Wartungskosten
- Kalkulatorische Nutzungsdauer
- Gewichteter Kapitalkostensatz / kalkulatorischer Zinssatz (weighted average cost of capital - WACC)
- Eskalationsraten (zumind. für fossile Brennstoffe)

Der gewichtete Kapitalkostensatz wird wie folgt errechnet:

- Verschuldungsgrad / Kapitalanteil („debt to equity ratio“)
- Zinssatz
- Eigenkapitalrendite
- Körperschaftssteuer

	Eigenkapital	Fremdkapital
Kapitalanteil	30%	70%
EK Rendite / FK Zinssatz (inkl. Risikoprämien)	12%	6%
Körperschaftssteuer	30%	-
Gewichteter Kapitalkosten- satz	6,5% für PV, Batterie 7% für CSP	

Die jeweiligen Risikoprämien werden ggf. entsprechend dem Entwicklungsgrad der einzelnen Technologie angepasst, sodass sich für die einzelnen Konzepte unterschiedlich gewichtete Kapitalkostensätze ergeben können.

7 Bewertungskriterien

Übergeordnetes Bewertungskriterium sind die Stromgestehungskosten der Systeme unter Einhaltung aller Randbedingungen.

Darüber hinaus werden noch weitere Bewertungskriterien in Betracht gezogen. Dies sind im Einzelnen:

Wirtschaftliche Kriterien:

- Gewichteter Kapitalkostensatz
- Investitionsaufwand (absolut / spezifisch)
- Betriebs- und Wartungskosten (absolut / spezifisch)

Technische Kriterien:

- Jahresnutzungsgrad
- Spezifischer Landbedarf
- Wasserbedarf
- Komplexität (Betriebsführung etc.)

Nicht-technische Kriterien:

- Umweltverträglichkeit
- Gesellschaftsfähigkeit
- (Lokale Wertschöpfung)
- Vermiedene CO2 Emissionen

THERMVOLT

Data book

**Benchmark Systems
for WP2**

Document properties

Title	THERMVOLT Benchmark System for WP2
Subject	Reference configurations
Institute	
Compiled by	THERMVOLT Team
Participants	
Checked by	THERMVOLT Team
Release by	
Date	Dec 2015
Version	2
File Path	

Index of contents

Document properties.....2

1. Overview Benchmark Systems for WP24

2. Site, Design Point and Meteo data5

3. Load profil6

4. CSP: Parabolic Trough8

5. CSP: Molten salt solar tower14

6. Photovoltaic power plant.....21

7. Battery storage, PV26

8. Fossil fired power plants27

1. Overview Benchmark Systems for WP2

Benchmark systems:

1.
 - a) CSP (Speicher + fossil)
 - b) PV
 - c) PV(PVSyst) + Batterie

jeweils Validierung im design point, 2-3 off-design points, Jahresrechnung

Leistung: a) 100 MW, b)? c) ? → Im databook spezifizieren

Weitere Daten im databook

2. GT, GuD, Motor: design point, 2-3 off-design points,

2. Site, Design Point and Meteo data

No.	Item	unit	value	Comments
	Standort			
1.	Standort		Ouarzazate	
2.	Breitengrad	[°] N	31° 4'6.90"	
3.	Längengrad	[°] E	-6°52'9.06"	
4.	Höhe über Meerespiegel	[m]	1150 m	
	Design Point			
5.	Design point (DP)	[tt:mm - hh]	21.03. – 12:00	
6.	DNI	[W/m ²]	965	Clear sky model from HFLCAL
7.	Jährlicher DNI	[kWh/m ² a]	2373	Source: DLR
8.	Umgebungstemperatur	[°C]	28	z.B. 25°C oder aus Meteonorm
9.	Rel. Luftfeuchtigkeit (mittel)	[%]	60%	z.B. 60% oder aus Meteonorm
10.	Umgebungsdruck	[mbar]	Barometrische Formel	z.B. Barometrische Formel: $p = p_{iso} \cdot (1 - 0.0065 \cdot \text{höhe} / T_{iso})^{5.255} = 844 \text{ mbar}$ oder aus Meteonorm
11.	Windgeschwindigkeit	[m/s]	0	z.B. aus Meteonorm
12.	Atmosphärische Auslöschung: Klare Atmosphäre		$\eta_{atmo} = 0.99321 - 0.0001176 \cdot \text{SLR}^2 + 1.97 \cdot 10^{-8} \cdot \text{SLR}^2$ for SLR ≤ 1000m. $\eta_{atmo} = e^{-0.0001106 \cdot \text{SLR}} ; \text{ for SLR} > 1000\text{m}$	Benötigt für Feldauslegung in HFLCAL. Das Standardmodell (klare Atmosphäre) wird in HFLCAL benutzt.
	Annual			
13.	DNI	[kWh/m ² a]	2373	Source: DLR
14.	Umgebungstemperatur (mean/ min/ max)	[°C]	See data file	Source: DLR
15.	Rel. Luftfeuchtigkeit (mittel/ min/ max)	[%]	See data file	Source: DLR
16.	Umgebungsdruck (mittel/ min/ max)	[mbar]	See data file	Source: DLR
17.	Windgeschwindigkeit	[m/s]	See data file	Source: DLR
18.	Atmosphärische Auslöschung: Klare Atmosphäre		No detailed data available: definition from design point used as mean value	Source: DLR
	Data set			
19.	DNI	[W/m ²]	See data file	Source: DLR
20.	Umgebungstemperatur	[°C]	See data file	Source: DLR
21.	Rel. Luftfeuchtigkeit	[%]	See data file	Source: DLR
22.	Umgebungsdruck	[mbar]	See data file	Source: DLR
23.	Windgeschwindigkeit	[m/s]	See data file	Source: DLR
24.	Atmosphärische Auslöschung: Klare Atmosphäre		No detailed data available: definition from design point used as mean value	
25.				

3. Load profil

For validation in WP2 the following load profiles are used for all CSP plants:

1. Solar only
2. Hybrid mode

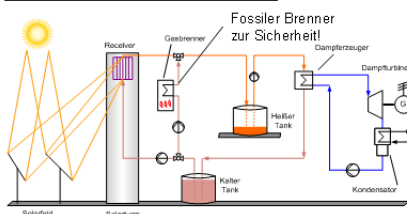
The load profiles are necessary for the benchmark systems where a annual yield calculation is necessary.

Solar only:

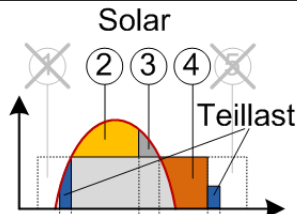
Plant operation when solar energy is available (CSP: solar field or storage, PV: only PV). → evtl. Grafik einfügen.

Betriebsmodus für Salzturmkraftwerke – Solar only

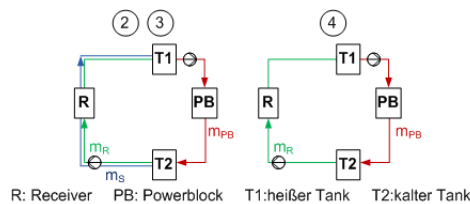
Schema des Salzturmkraftwerks



Betriebsmodi des Salzturmkraftwerks



HTF-Flussdiagramm für Betriebsmodi des Salzturmkraftwerks

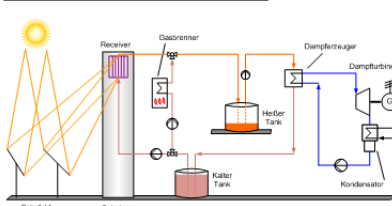


Hybrid mode

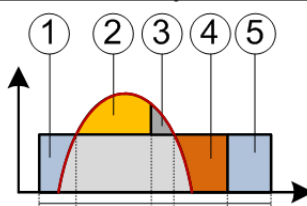
(not used for PV, battery for validation in WP2).

Betriebsmodus für Salzturmkraftwerke - Hybridbetrieb

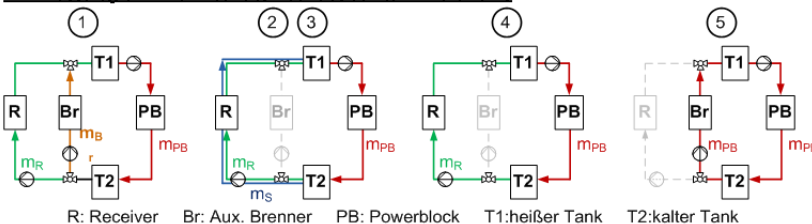
Schema des Salzturmkraftwerks



Betriebsmodi des Salzturmkraftwerks

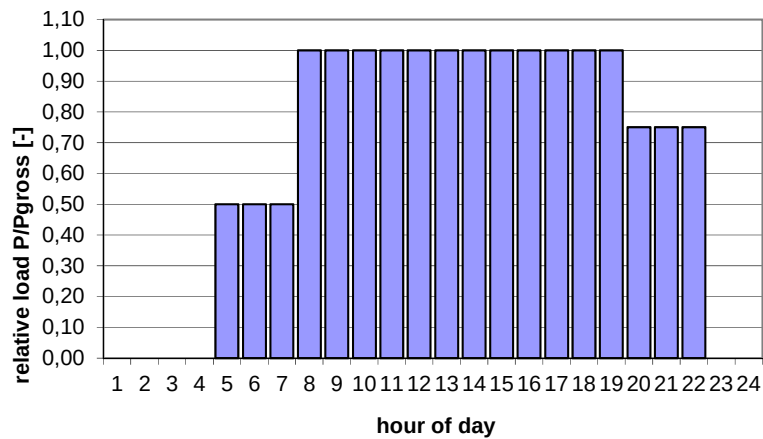


HTF-Flussdiagramm für Betriebsmodi des Salzturmkraftwerks



Load Curve

The load curve applied for the hybrid scenario is the following



The y-axis shows the set point for the relative gross load and the x-axis the hour of the day. Note, that the first hour starts at midnight and ends at 1 'o. clock a. m. Hence, in the given example electricity production shall start at 4 'o clock a. m.

4. CSP: Parabolic Trough

Parabolic Trough with Oil

Parabolic Trough with Molten Salt

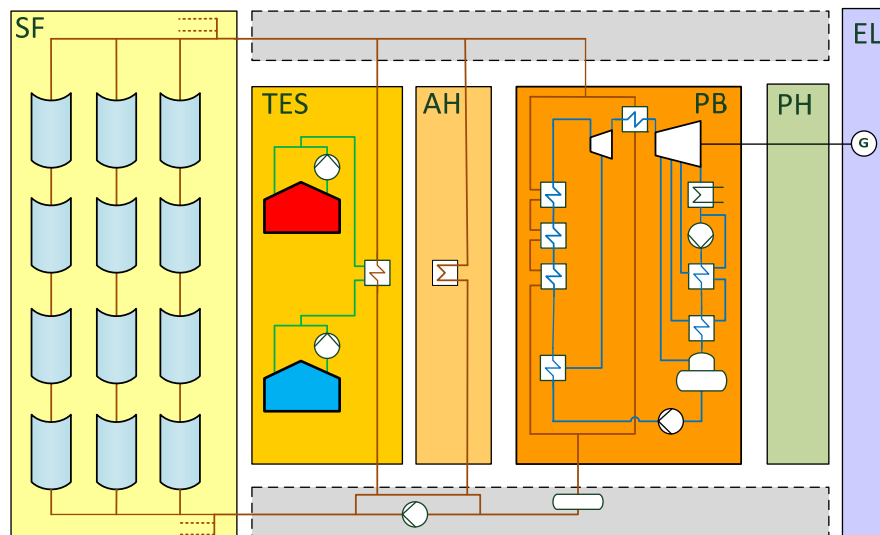


Figure 4-1: Scheme of system with thermal Oil

Databook

Table 1: Referencesystem Parabolic Trough, thermal oil and molten salt, Databook

No.	Item	unit	Parabolic Trough with thermal Oil	Parabolic Trough with molten salt	Comments
Subsystem solar field – SF					
a.	Collector				
a1.	Collector type/name	[-]	Ultimate Trough	Ultimate Trough	
a2.	Net Aperture area	[m ²]	1 717	1 717	[Riffelmann 2012]
a3.	Aperture width (gross)	[m]	7.5	7.5	[Riffelmann 2012]
a4.	Collector length	[m]	242.2	242.2	[Riffelmann 2011]
a5.	Focal length / average distance to focus	[m]	2.12	2.12	
a6.	Optical peak efficiency of solar collector related to net aperture area	[%]	80	78	
a7.	Incidence Angle Modifier	[-]	$IAM := \max(1 + a1 * \phi + a2 * \phi^2; 0)$ $a1 = 0.00010596$ $a2 = -0.00017091$	Same as oil system	No published values for UT available [Solar Millenium 2006]
a8.	HCE type/name		Schott PTR90	Schott PTR70	
a9.	HCE diameter (inner/ outer)	[mm]	90/94	66/70	[Rügamer 2013]

a10.	Thermal losses of HCE	[W/m]	$q_{loss_PTR70} \cdot 94/70$ Scaled with surface	$0.141 \cdot T + (6.48e \cdot 10^{-9}) \cdot T^4$ T: Fluid temperature	[Burkholder 2009]
a11.	Mean cleanliness of collector mirrors	[-]	0.98	0.98	
b.	SF – system definition				
b1.	Collectors per loop	[-]	4	4	
b2.	Number of Loops	[-]	128	148	
b3.	Field Configuration	[-]	H	H	
b4.	Solar Multiple	[-]	2.1	2.55	Only for information Based on 850 W/m ² perpendicular Irradiation
b5.	Row distance	[m]	22.5	22.5	
b6.	Heat transfer fluid	[-]	Thermal oil (VP1)	Molten salt	(Solar Salt 60% NaCO ₃ 40% KNO ₃)
b7.	Design solar field inlet / outlet temperature	[°C]	293 / 393	290 / 550	
b8.	Maximum / Minumum operating temperature (anti-freeze temp.) of HTF	[°C]	400/50	>550/270	
b9.	Design solar field power	[MW]	560	612	Based on 850 W/m ² perpendicular Irradiation
b10.	Thermal start-up energy from anti-freeze to nominal mean operating temperature	[kWh/m ² apert.]	0.600	0.170	
b11.	Factor for imperfect start-up	[-]	1.2	1.2	
b12.	Heat loss of HTF piping system related to net aperture area	[W/m ²]	8	8	
b13.	Design solar field auxiliary electricity demand	[W/m ² aperture]	5	0,7	
b14.	Offline solar field auxiliary electricity demand	[W/m ² aperture]	0,5	0,35	
b15.	Availability of solar field	[%]	98	98	Supposes that constantly 2% of mirrors are under maintenance
c.	TES general				
c1.	Storage type	[-]	two-tank indirect	two-tank direct	
c2.	Storage medium	[-]	Solar Salt	Solar Salt	
c3.	Storage capacity in full-load hours	[-]	8	12	
c4.	Total effective capacity	[MWh _{th}]	2133	2817	
c5.	Number of tanks	[-]	2	2	Only for information
c6.	Temperature hot / cold tank	[°C]	386 / 286	550/290	Only for information
c7.	Design HTF charge and discharge in- and outlet temperatures	[°C]	393 / 293 279 / 379	550 / 290 Equal for discharge	Only for information

c8.	Heat losses	[kW/MWh _{th}] [%ofCap/24h]	0.833 1.6	0.417 1	
c9.	Design charge power	[MW _{th}]	267 (also represents limit)	235 (not limited)	Oil System: Charge power limited due to HTX design – if necessary, limit could be increased by oversizing the HTX
c10.	Maximal discharge power	[MW _{th}]	0,9 * 267 = 240	Not limited	Due pinch-point charakteristik of power block at lower temperature
c11.	Design charge /discharge auxiliary electricity demand	[kW _{el}]	800	0	Related design charge power (267 MW _{th})
c12.	Discharge auxiliary el. Demand of HTF system during full discharge mode (and during hybrid co-firing mode)	[kW _{el}]	1100	0	Related to design discharge power (240 MW _{th})
c13.	Offline auxiliary electricity demand	[kW _{el} /MWh _{th}]	100	0	Related to Capacity
d.	PB general				
d1.	Design gross electrical Power	[MW _{el}]	100	100	
d2.	Cooling type	[-]	AAC	AAC	AAC: Air-cooled condenser
d3.	Availability of power block	[%]	100	100	
d4.	Minimum / maximum thermal load	[%]	20 / 100	20 / 100	
d5.	Desing auxiliary electricity demand (water/steam side)	[kW _{el}]	5000	5000	
d6.	Offline auxiliary electricity demand (water/steam side)	[kW _{el}]	1250	1250	
d7.	Partload curve / behaviour	[-]	Model result	Model result	Model result according to live steam parameters and cooling parameters
d8.	start-up energy as function of shut-down hours	[MWh _{th}]	½ thermal full-load-hour after 3 hours	½ thermal full-load-hour after 3 hours	
e.	PB design operating point (solar)				
e1.	Life steam parameters	[°C / bar]	383 / 103	540 / 150	
e2.	PB gross efficiency	[%]	37.5	42.3	Based on 28 °C ambient Temperature
e3.	Inlet / outlet temperature HTF SSG	[°C]	393 / 293	550 / 290	
e4.	Thermal input	[MW _{th}]	266.7	236.4	
f.	PB full storage discharge mode				
f1.	Life steam parameters	[°C / bar]		-	
f2..	PB gross efficiency	[%]	37.0	-	
f3.	inlet / outlet temperature HTF SSG	[°C]	379 / 293	-	
f4.	Thermal input	[MW _{th}]	240	-	

f5.	Gross electric power	[MW _{el}]	88.8	-	
g.	Subsystem Auxiliary Heater – AH				
g1.	Co-firing option/share	[%]	Full hybrid load curve	Full hybrid load curve	
g2.	Fossil fuels	[%]	natural gas	natural gas	
g3.	thermodynamic efficiency of burner	[%]	90	90	

The annual yields were generated with an inhouse yield prognosis tool which is based on energy flows. The methodology of calculation is steady-state-based. However, solar field and power block are given a simplified cool-down and start-up procedure. For more information see for example, [Schenk 2014]. The model strictly calculates an operating point in one direction. A further correction of the electricity yield output with an iterative solution is currently not implemented. The previously described load-curve is based on the gross electricity production, while the yield prognosis tool can only impose a thermal input to the power block. A correlation between thermal and gross load has been implemented, that only matches thermal and gross electrical load under design conditions ($T_{amb} = 28$). However, when the ambient temperature varies, the gross electrical load slightly derives from the imposed load demand. Furthermore, in the case of the oil system, during discharge mode the temperatures decrease due to the temperature delta in the heat exchangers of the storage system. These lower temperatures impose a lower thermal power block load with the same mass flow. Since the auxiliary heater is installed in parallel to the storage system (compare with Figure 4-1) it cannot be used to increase the oil temperature. Therefore, in the presented example, the maximum load is set to 90 % of the nominal thermal load always during storage discharge mode.

The already presented operating strategy is implemented in the model in the following manner:

- The model tries to fulfil load demand using the heat sources strictly in the order: Solar field => storage system => auxiliary heater
- During storage discharge mode the thermal load is restricted to 90 % for the case of the oil system
- When in one time step, the solar field and auxiliary heater or one of them deliver heat to the powerblock in parallel with the storage system, the load restriction is imposed, as soon as the storage system delivers more than 50 % of the heat => a mixed temperature mode is not considered
- After cool-down, the solar field is in anti-freeze mode. The anti-freeze heat demand is always covered by the auxiliary heater.
- In the model, the start-up procedure for the power block requires a full time step (1 hour) and half a full-load-hour (see Table 1). The operating strategy detects that and starts the power block in advance in order to fulfill the load demand.

A set of three typical days in march are shown in Figure 4-2 and Figure 4-3.

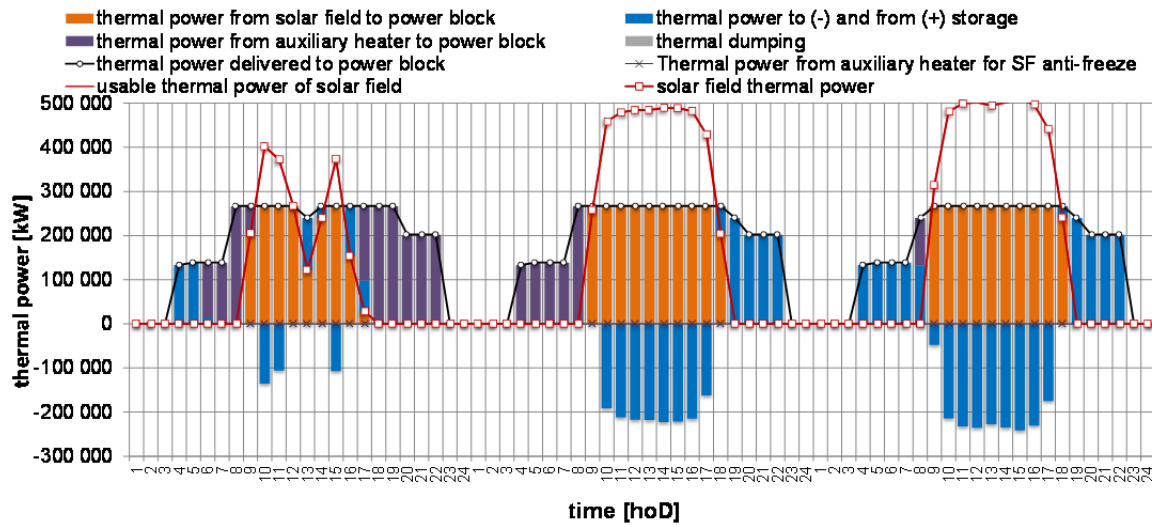


Figure 4-2: Set of 3 typical operating days in march with the oil system – thermal power

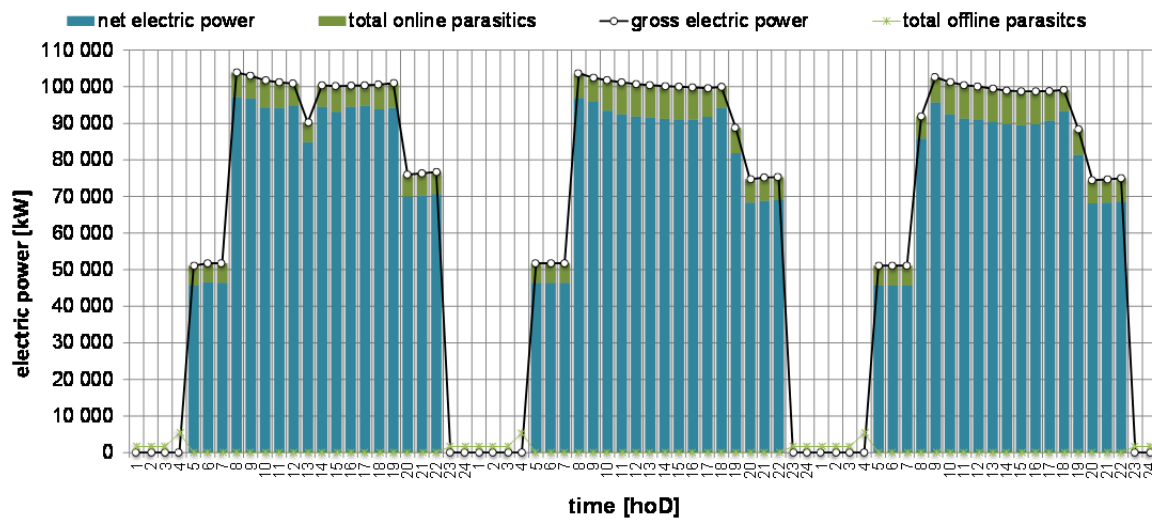


Figure 4-3: Set of 3 typical operating days in march with the oil system – electrical power

References

- [Burkholder 2009] Burkholder, F., and Kutscher, C., 2009, "Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver," Technical Report NREL/TP-550-45633, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA.
- [Solar Millenium 2006] Solar Millenium AG, Flagsol GmbH, sbp GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, and Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik, 2006, "Abschlussbericht - Erforschung und Entwicklung der Parabolrinnentechnik "Anda F&E", " Technical Report BMU, Stuttgart.
- [Riffelmann 2011] Riffelmann, K.-J., Graf, D., et al., 2011, "Ultimate Trough - the New Parabolic Trough Collector Generation for Large Scale Solar Thermal Power Plants," ASME - 5th International Conference on Energy Sustainability, Washington DC, USA, pp. 6.
- [Riffelmann 2012] Riffelmann, K.-J., Lüpfer, E., et al., 2012, "Performance of the ULTIMATE TROUGH® Collector with Molten Salts," 18th SolarPACES Conference, Marrakech, Morocco.
- [Rügamer 2013] Rügamer, T., Kamp, H., et al., 2013, "Molten Salt for Parabolic Trough Applications: System Simulation and Scale Effects," 19th SolarPACES Conference, Las Vegas, 16-09-2013 - 19-09-2013.
- [Schenk 2014] Schenk, H., Hirsch, T., et al., 2014, "Energetic Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector Systems," Journal of Solar Energy Engineering 136, pp. 11.

5. CSP: Molten salt solar tower

Figure 5-1: Scheme of Molten Salt Tower

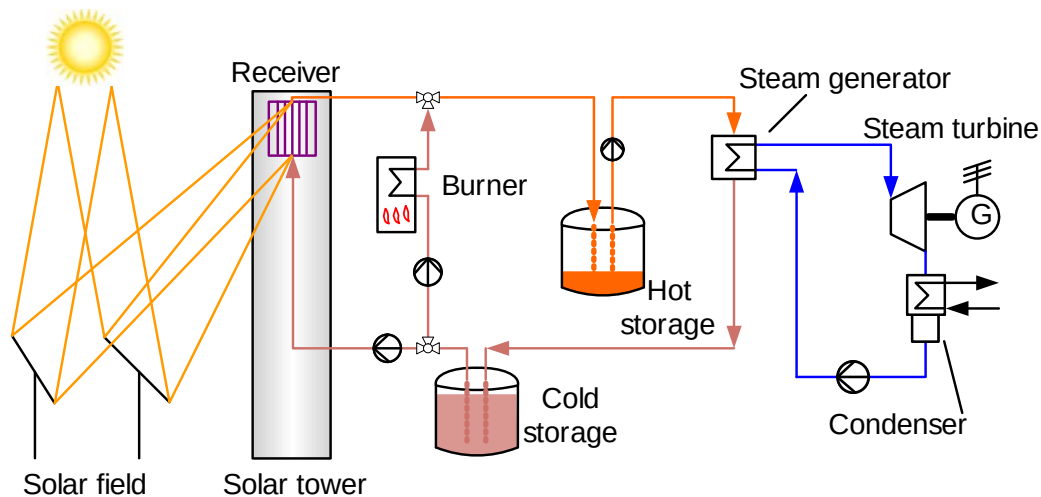


Table 2: Color code for parameters

yellow:	Parameters that are not fixed, yet or cannot be fixed the current phase of the project
white:	Parameters fixed
smooth red:	Parameters that might be redundant or that are not

Databook

Table 3: Reference System Molten Salt Tower, ST-MS, Databook

No.	Item	unit	S3: ST-MS Tower with molten Salt	Comments
a.	Heliostat			
	Heliostat type/name	[-]	Multi-faceted glass metal heliostat with 2-axes drive, pedestal mounted	Based on Sanlúcar 120 from Abengoa Solar
	Net reflective area per heliostat	[m ²]	121	(net?)
	Aperture width	[m]	12.93	(net?)
	Aperture height	[m]	9.57	(net?)
	Number of facets	[-]	28 (4x7)	
	Annual mean reflectivity	[%]	89.34	Product of reflectivity (94%), mean cleanliness factor (96%) and availability (99%)
	Beam error	[mrad]	3.664	Sum for HFLCAL (slope error, tracking error, sun shape)
	Canting	[-]	On-axis	

	Maximum wind speed	[m/s]	not considered	
	Parasitic consumption	[kW _{el}]	0.055	heliostat
b.	Solar field – system definition			
	Field layout	[-]	Surround	
	Solar Multiple	[-]	2.4	Feldauslegung: 2.4 Berechnet mit Jahresertragsmethode: 2.36
	Number of heliostats	[-]	7887	
	Net field reflective area	[m ²]	954327	
	Optical efficiency of solar field	[%]	67.7	Annual
	Total land area	[m ²]	5111533	
	Solar tower			
	Type	[-]	Concrete	
	Number of towers	[-]	1	
	Height	[m]	269.6	
	Diameter	[m]	15	
	Solar receiver			
	Receiver type	[-]	External, cylindrical, tube receiver	CAV: cavity-receiver; EXT: external-receiver; TUBE: tube-receiver; VOL: volumetric absorber; CER: ceramic absorber
	Heat transfer fluid (HTF)	[-]	Solar Salt	
	Optical height receiver	[m]	259.6	Receiver center
	Receiver aperture area	[m ²]	1105	
	Thermal power @DP	[MW]	559.8	
	Receiver efficiency @DP	[%]	89.7	
	HTF inlet temperature	[°C]	292	
	HTF outlet temperature	[°C]	565	
	HTF design mass flow	[kg/s]	1351	
	Max. flux density (mean or abs?)	[kW/m ²]	575	Reference is incident flux, according to FEM calculation
	Pressure drop	[bar]	15	
	Nominal pressure	[bar]	65.5	
	Tilt angle	[°]	0	Angle of receiver normal rel. to horizon
	HFLCAL Receiver Model Parameter 1 Parameter 2 Parameter 3 Parameter 4	[-]	2 / 101 0.941 / 0.941 0.025 / 0.069 - / 0 - / 0.059	
	Receiver Mass	[t]	154.3	For calculation of receiver start-up energy, estimation based on SolarTwo Receiver design
	Coating, thermal losses or physical			Alternatively HFLCAL modell

	properties need to be specified			parameters
	Solar field –Annual			
	Optical efficiency of solar field	[%]	58.7	
c.	Storage system general			
	Storage type	[-]	two-tank sensible	
	Storage medium	[-]	Solar Salt	
	Storage capacity in full load hours	[h]	6	
	Total effective capacity	[MWh _{th}]	1413	
	Number of tanks	[-]	2	
	Temperature hot / cold tank	[°C]	565 / 290	
	Heat losses	[MW _{th}]	0.59	
	Charge /discharge auxiliary electricity demand MS – side (mainly MS pumps)	[kW _{el}]	-	
	Offline auxiliary electricity demand	[kW _{el} /MWh _{th}]	-	
	Partload curve / behaviour	[-]	-	
	Design HTF charge and discharge in- and outlet temperature	[°C]	550 / 290	Equal for discharge
f.	Power block general			
f6.	Design gross electrical Power	[MW _{el}]	100	
f7.	Design net electrical Power	[MW _{el}]	89.07	(in Ebsilon: 90.34, Ecostar: 89.07)
	Design gross efficiency	[%]	42.5	
	Design net efficiency	[%]	37.8	
f8.	Cooling type	[-]	dry cooling tower	
f9.	Design condenser conditions	[mbar / °C]	155 / 54	
f10.	Minimum / maximum thermal load	[%]	20 / 100	
f11.	Availability of power block	[%]	100	
f12.	Desing auxiliary electricity demand	[MW _{el}]	5	
f13.	Offline auxiliary electricity demand	[MW _{el}]	1.25	
f14.	Desing auxiliary electricity demand HTF system	[MW _{el}]	5.93	
f15.	Partload curve / behaviour	[-]		Confidential
f16.	Start-up energy	[MWh _{th}]	117.8	½ thermal full load hour after 3 hours
g.	Power block design operating point (solar)			
g4.	Life steam parameters	[°C / bar]	553 / 150	
g5.	Reheat steam parameters	[°C / bar]	552 / 34	
g6.	PB gross efficiency	[%]	42.5	
g7.	Inlet / outlet temperature HTF SSG	[°C]	239 / 553	
g8.	Thermal input	[MW _{th}]	235.3	
j.	Auxiliary burner			
j1.	Co-firing option/share	[-]	Solar hybrid load curve	

j2.	Fossil fuels	[-]	Natural gas	
j3.	thermodynamic efficiency of burner	[%]	90	

The annual yields were generated a yield prognosis tool based on energy flows, using steady state calculations. A simplified energy based start-up procedure is implemented, which reserves a fixed quantity of energy for every start-up regardless of the time since last operation. The model strictly calculates an operating point in one direction: For a given timestep and scheduled production plan, a prognosis for the thermal power needed is calculated based on the design power block efficiency. After that, the operation mode (storage- load, discharge, hybrid, solar) is decided and the actual power block efficiency and electricity production is calculated, taking into account the ambient conditions. Therefore the gross electricity production deviates slightly from the scheduled value, due to ambient condition influence. In order to take into account the influence a further correction of the electricity yield output with an iterative solution is required, which is currently not implemented.

The model is based on hourly time steps. The ambient conditions and irradiation values for each timestep are considered mean values of that period. The operating strategy presented beforehand is implemented in the model according to the following guideline:

- The model tries to fulfil load demand using the heat sources strictly in the order: Solar field => storage system => auxiliary heater
- More than one heat source / sink can deliver energy in the same time-step
- Power block start-up energy is considered after 3 hours of non-operation

A typical day with good DNI conditions is shown in

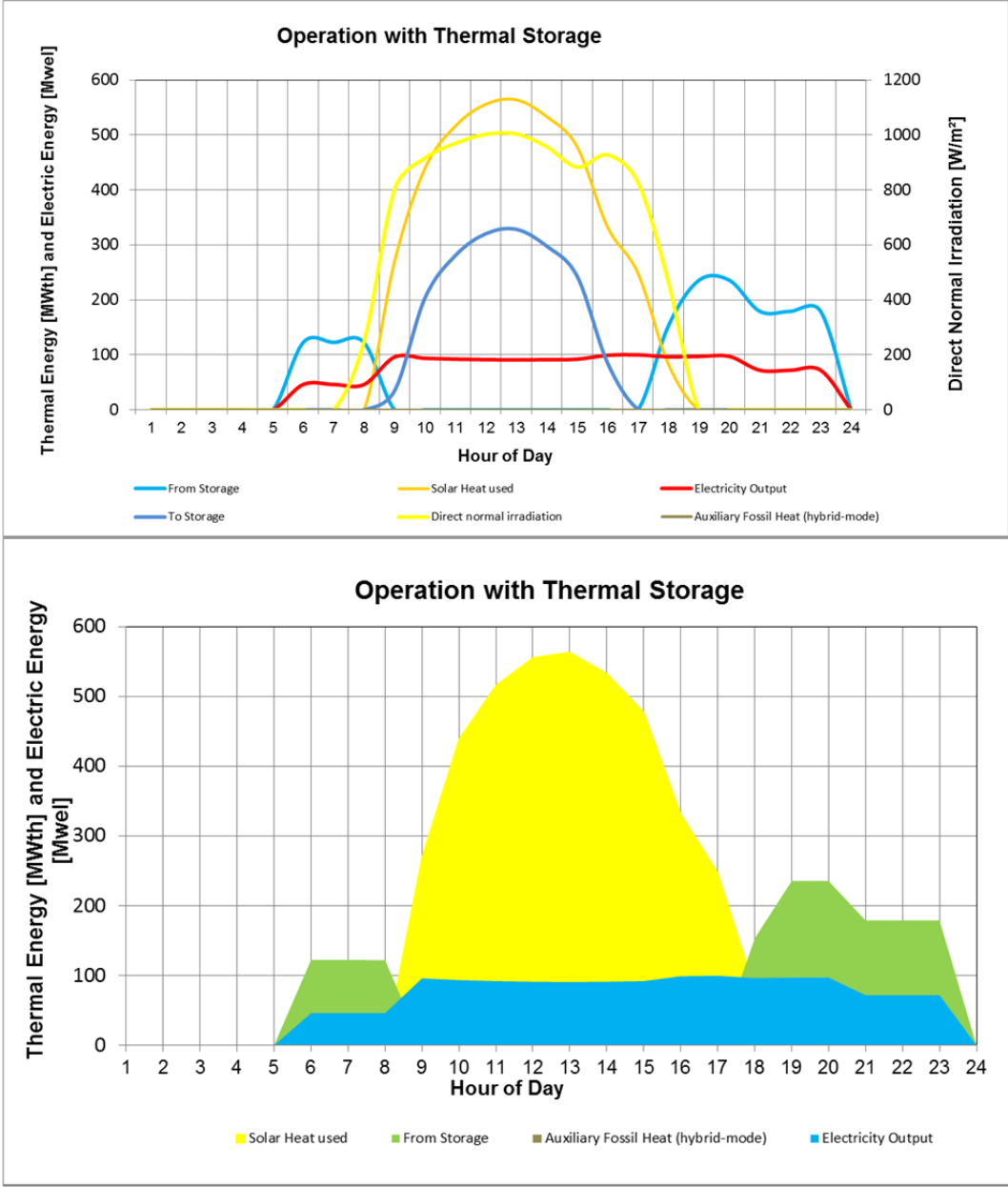


Figure 5-2 and a partially cloudy day is shown in Figure 5-3.

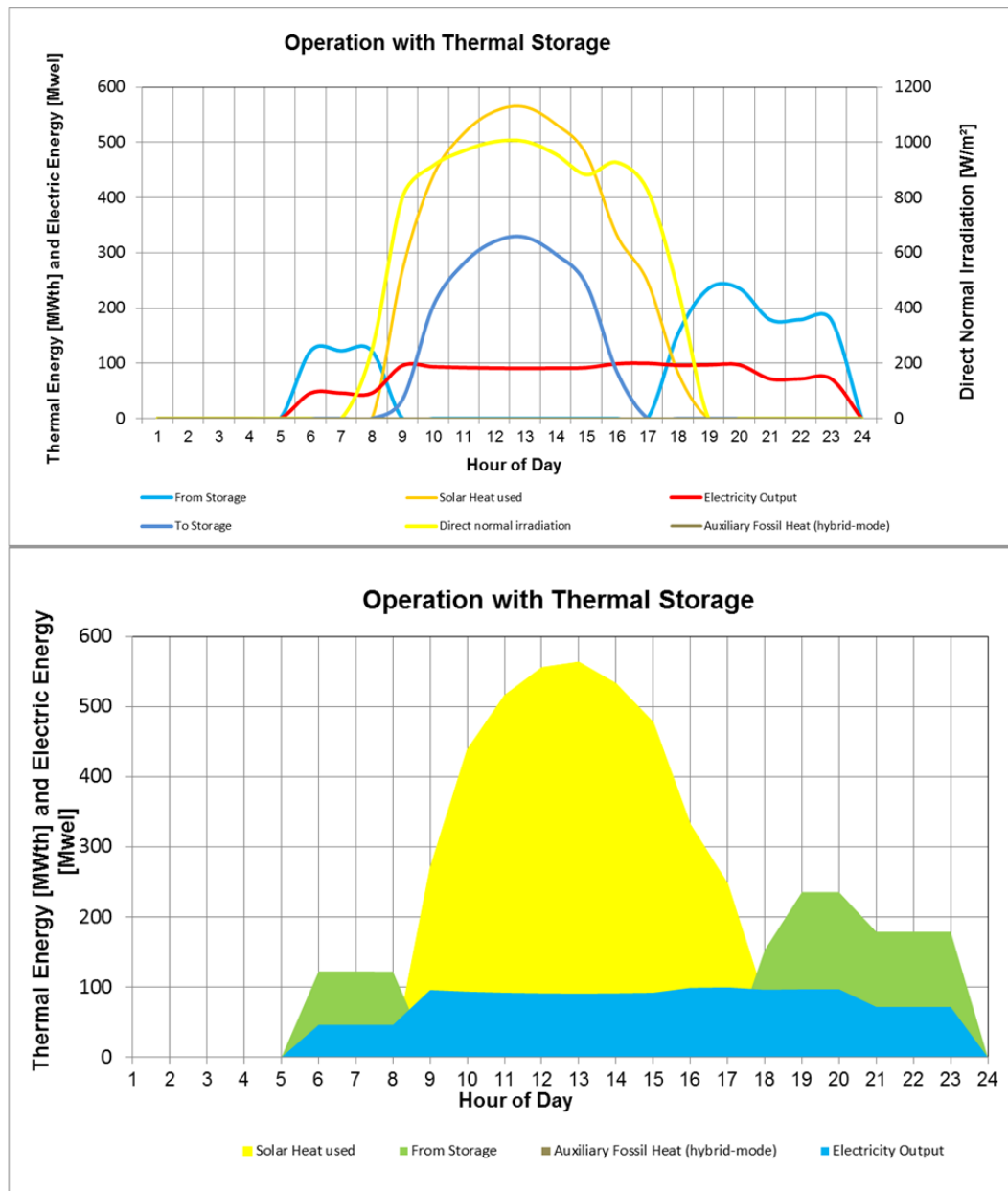


Figure 5-2: Typical sunny day (#30 of year)

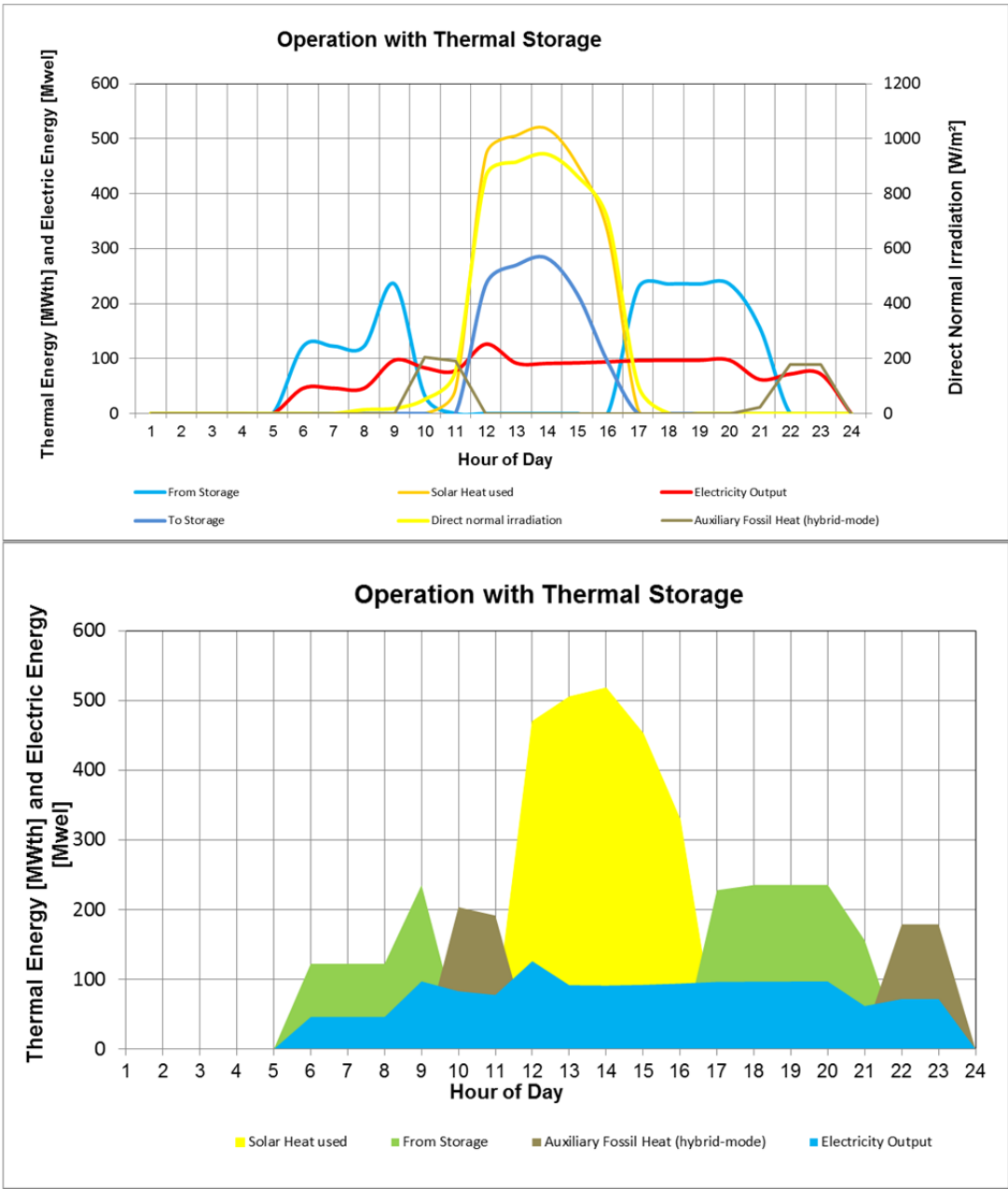


Figure 5-3: Partially cloudy day (# 9 of year)

6. Photovoltaic power plant

Skizze

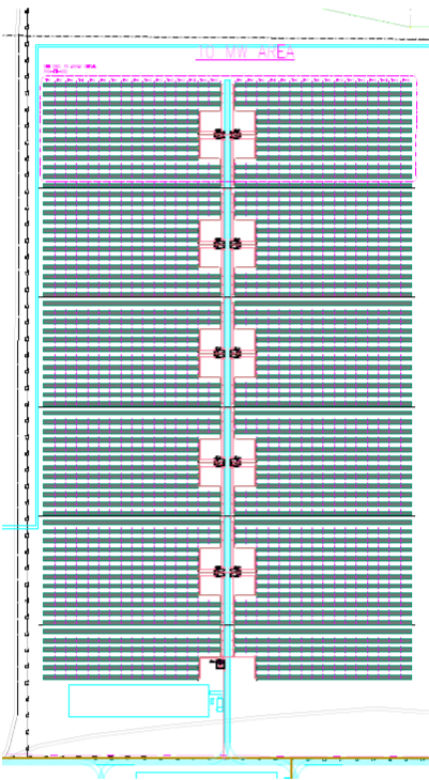


Figure 4: general PV system layout

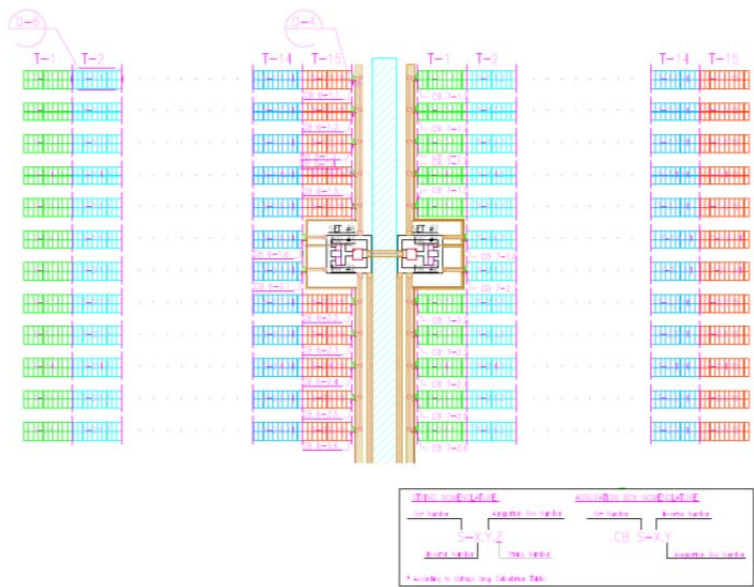


Figure 5: PV field layout detail

System layout is based on a standard layout block comprising two 1000 kW inverters, one 2000kVA medium-voltage (MV) transformer, and the corresponding PV generator array. To arrive at a competitive levelized cost of energy (LCoE), a DC overcommissioning factor of around 140% is chosen, resulting in a generator size of 1408 kWp for every 1000 kW inverter unit, or 2816 kWp for every standard block.

These standard blocks are grouped into independent MV systems (loops) of 10 MW each (exact optimum size yet to be determined – function of MV system design).

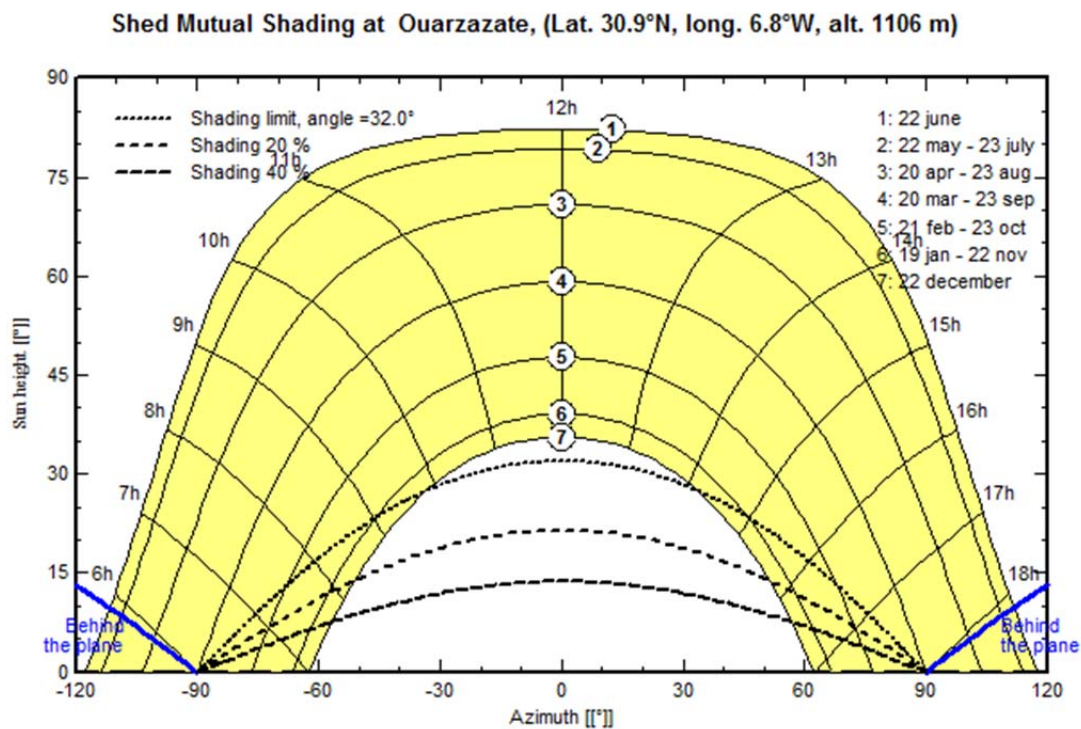


Figure 6: shading analysis for fixed-tilt PV layout

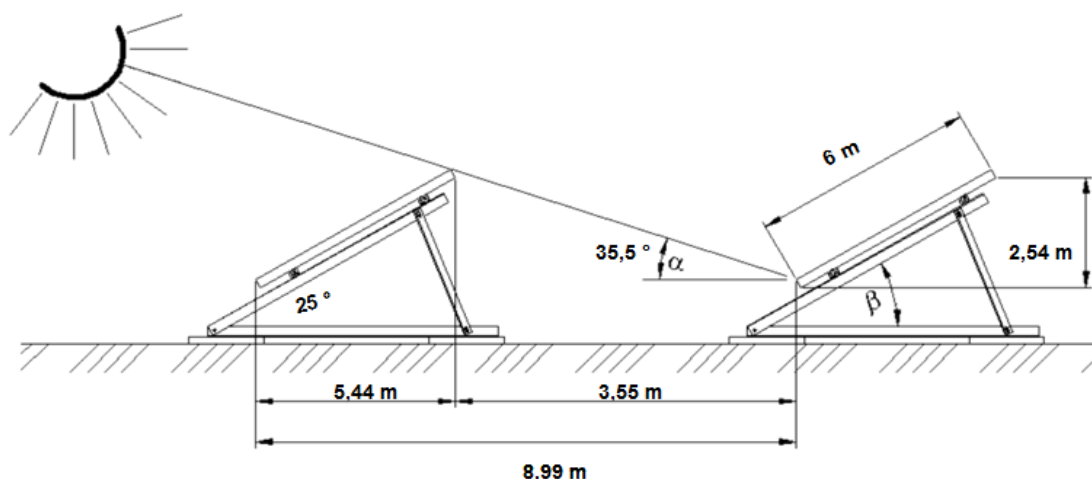


Figure 7: shading limit angle calculation for 31°N

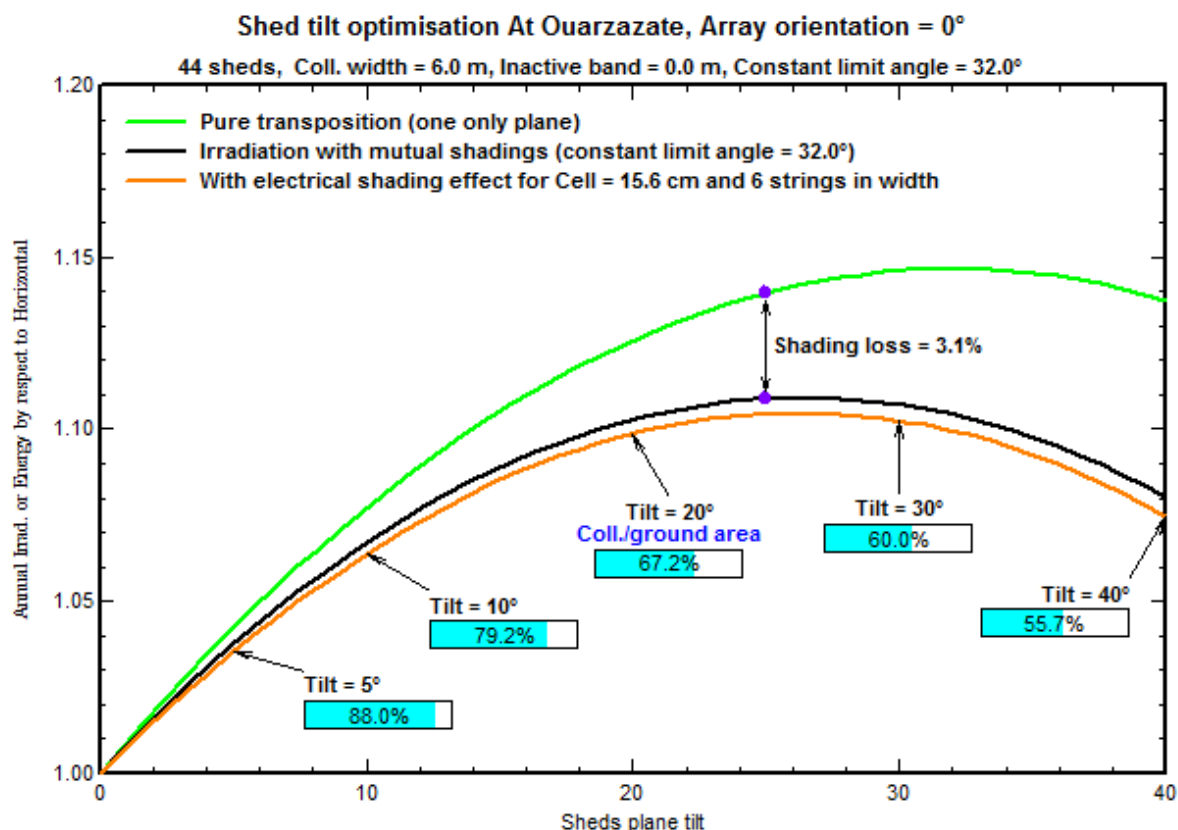


Figure 8: Array tilt optimization for fixed-tilt PV layout

The physical dimensions of the PV array are chosen so that internal (row-to-row) shading is avoided on winter solstice from 10:00 to 14:00 hrs for the fixed-tilt option.

Tilt angle is set to 25° to maximize overall yearly energy output.

PV module layout on the mounting structure is assumed to be 6 rows in N-S direction, with modules installed in "landscape" orientation. This results in structure sizes remaining below or around the 3m mark in height, to avoid additional complexity in installation. Clearance between rows is slightly above 4m, allowing easy access to all parts of the array with common vehicles of any size. All modules of any single module string shall be installed in the same row on the structure, to reduce propagation of electric shading effects.

The single-axis tracking option is assumed to use backtracking, self-shading is consequently less of a concern. To avoid significant production loss from early start of backtracking, row spacing is chosen so that the ground coverage ratio (GCR) is significantly below 50% – 44% in the present case. A sensitivity analysis determining the influence of tracker row spacing on backtracking losses still needs to be executed; the inflection point is assumed to be in the range of 40-45% GCR. Module layout on the tracking system is assumed to be single-row, with panels installed in "portrait" orientation, to avoid restricting supplier choice. This results in a 2m structure dimension from East to West. At 2,5m, clearance between rows is sufficient for access to the array with small service vehicles.

Preliminary layouts may include an additional space reservation of approximately 15x8m at each inverter/transformer station. This is intended for the integration of battery storage units.

Data book

Parameters PV & Inverter fixed				
No.	Item	Unit	Value	Comments
parameter 1	PV Manufacturer	-	JA Solar	input M+W
parameter 2	PV Module Type	-	JAP6 72-320/3BB	input M+W
parameter 3	Tracking y/n	-	n	input M+W
parameter 4	Nominal Module Power	W	320	input M+W
parameter 5	Nominal Module Efficiency	%	16,51	input M+W
parameter 6	Number of serial modules	-	20	input M+W
parameter 7	Number of parallel module strings	-	220	input M+W
parameter 8	Number of Systems	-	100	input M+W
parameter 9	Collector distance (shadowing)	m	9,50	input M+W
parameter 10	Inverter Manufacturer	-	SMA	input M+W
parameter 11	Inverter Type	-	SunnyCentral CP1000-XT	input M+W
parameter 12	Nominal Inverter Power	kW	1000	input M+W
parameter 13	Nominal Inverter DC Voltage	V	688	input M+W
parameter 14	Inverter design efficiency	%	98,7	input M+W
parameter 15	Wiring losses at full power (STC), AC+DC	%	1,44	input M+W
parameter 16	Module quality + module array losses	%	1,1	input M+W
parameter 17	Other losses (soiling?)	%	2	input M+W
parameter 18	PV / Battery config (AC or DC)	-	AC	input M+W
parameter 19	Availability	%	98	input M+W
parameter 20	Degradation	%/y	0,5	input M+W
parameter 21	Auxiliary Power Cons. Tracking	MW		input M+W
parameter 22	Module plane inclination	°	25	input M+W
parameter 23	Structure size N-S	m	6	input M+W
parameter 24	required power factor	Cos(phi)	1.0	Input M+W

Parameters PV & Inverter tracked				
No.	Item	Unit	Value	Comments
parameter 1	PV Manufacturer	-	JA Solar	input M+W
parameter 2	PV Module Type	-	JAP6 72-320/3BB	input M+W
parameter 3	Tracking y/n	-	y	input M+W
parameter 4	Nominal Module Power	W	320	input M+W
parameter 5	Nominal Module Efficiency	%	16,51	input M+W
parameter 6	Number of serial modules	-	20	input M+W
parameter 7	Number of parallel module strings	-	220	input M+W
parameter 8	Number of Systems	-	100	input M+W
parameter 9	Collector distance (shadowing)	m	4,6	input M+W
parameter 10	Inverter Manufacturer	-	SMA	input M+W
parameter 11	Inverter Type	-	SunnyCentral CP1000-XT	input M+W
parameter 12	Nominal Inverter Power	kW	1000	input M+W
parameter 13	Nominal Inverter DC Voltage	V	688	input M+W
parameter 14	Inverter design efficiency	%	98,7	input M+W
parameter 15	Wiring losses at full power (STC), AC+DC	%	1,44	input M+W
parameter 16	Module quality + module array losses	%	1,1	input M+W
parameter 17	Other losses (soiling?)	%	2	input M+W
parameter 18	PV / Battery config (AC or DC)	-	AC	input M+W
parameter 19	Availability	%	98	input M+W
parameter 20	Degradation	%/y	0,5	input M+W
parameter 21	Auxiliary Power Cons. Tracking	MWh/y	70	input M+W
parameter 22	Module plane inclination	°	Variable	input M+W
parameter 23	Structure size E-W	m	2	input M+W
parameter 24	required power factor	Cos(phi)	1.0	Input M+W

7. Battery storage, PV

Skizze

Data book

Parameters Battery				
No.	Item	Unit	Value 2015/2020+	Comments
parameter 1	Capacity	MWh	variable	input LUT
parameter 2	Self-discharge	%cap./day	5%/3%	value for 1st 24h, then 1-3% per month - input LUT
parameter 3	charge losses	%	1%/1%	input LUT
parameter 4	discharge losses	%	1%/1%	input LUT
parameter 5	Availability	%	99%	input LUT
parameter 6	Degradation per cycle	%/cycle	0.0033%/0.002%	input LUT
parameter 7	Max. number of cycles	-	6000/10000	input LUT
parameter 8	Impact of temperature (?) bzw. cooling needs	...		operation recommended at about 20°C in insulated building – cooling demand estimated to 1% of energy stored - input LUT
parameter 9	Minimum storage level	%	0%	total capacity defined to 120%, top and bottom 10% not used, only remaining 100% to be paid - input LUT (add. for REMix)

8. Fossil fired power plants

Reference fossil fuel fired power plants including gas turbine, combined cycle (gas and steam turbine) as well as internal combustion engine power plants were defined in reasonable block sizes for each technology considering the constraints of this project. For further being modelled in REMix, the key parameters, namely electrical power capacity and efficiency, of the different reference power plants were defined by providing approximate equations in dependence of boundary conditions such as ambient temperature and pressure.

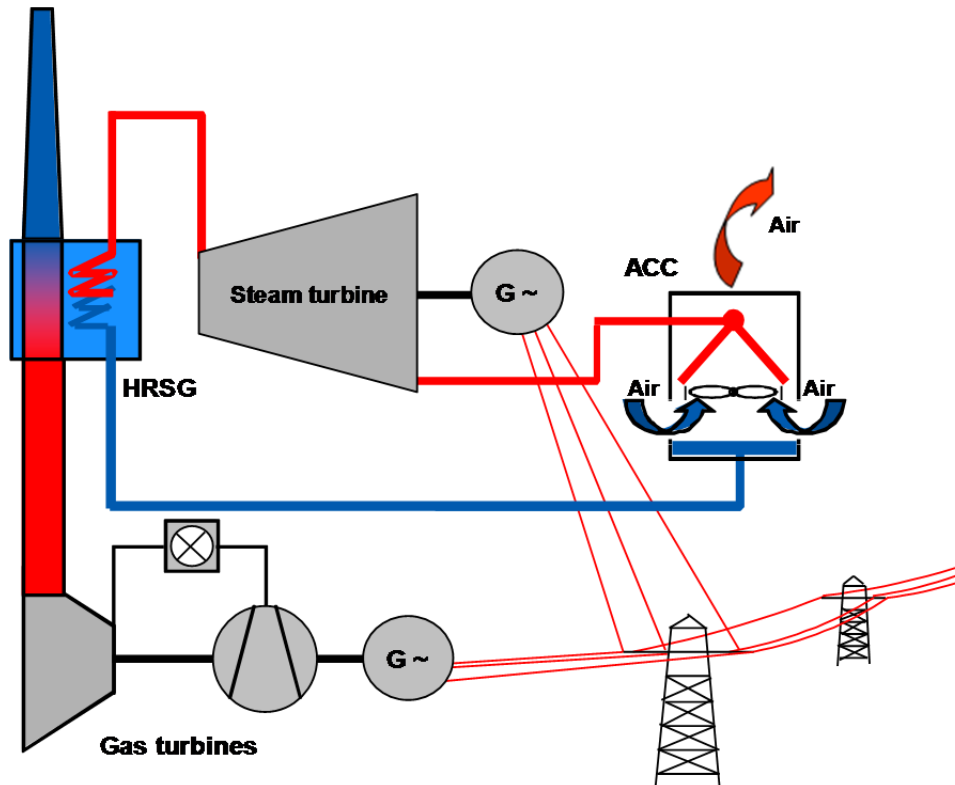
As input for gas turbine data, performance maps were used, which have been received from turbine suppliers during different projects. These performance maps were evaluated and normalized in order to derive data for a fictitious gas turbine with a design power capacity of 50 MW (at gas turbine ISO conditions).

The combined cycle power plant was modelled with the thermal cycle calculation software KPRO[®]. Part load calculations were conducted with this model. On the basis of the results, approximate equations were determined for electrical power and efficiency in dependence of ambient temperature, ambient pressure and load. Two reference combined cycle power plants respectively with 50 MW and 400 MW design capacity (at ISO conditions) were considered. The reference efficiencies of these combined cycle power plants were defined based on the Gas Turbine World Handbook. Due to the fact that the reference plants were considering once through water cooling, correction factors for power and efficiency for ACC had to be defined. Additionally, correction factors have been provided for considering Diesel firing instead of natural gas.

Internal combustion engines (ICE) using natural gas or Diesel were also modeled based on data which was received by technology suppliers during different projects. Also for ICE power plants, approximate equations were determined in dependence of ambient conditions and load. Considering the given project constraints, reasonable ICE block sizes of 10 MW and 17 MW (at ICE ISO conditions) were defined and equations were established for natural gas as well as for Diesel combustion.

Besides the approximate equations for power and efficiency, the following data relevant for further modeling was additionally provided:

- Parasitics;
- Degradation of capacity and efficiency;
- Ramping rates;
- Minimum load;
- Start-up times;
- Minimum operation time and down time;
- Unscheduled outages and maintenance periods;
- Tentative investment and operational costs;
- Start-up costs; and
- Construction period and life time.

Sketch - Exemplary configuration for a Combined Cycle Power Plant

Calculation formulas for net power and efficiency of gas turbines and combined cycles (using the provided approximate equations and factors):

$$P_{net} = P_{gross,ISO} \cdot f_P(p_{amb}) \cdot f_P(Diesel) \cdot f_P(GT_{load}) \cdot f_P(T_{amb}) \cdot f_P(ACC) \cdot (1 - f(Parasitics))$$

$$\eta_{net} = \eta_{gross,ISO} \cdot f_\eta(Diesel) \cdot f_\eta(GT_{load}) \cdot f_\eta(T_{amb}) \cdot f_\eta(ACC) \cdot (1 - f(Parasitics))$$

$$\text{And for combined cycle with: } GT_{load} = f(CC_{load})$$

Calculation formulas for net power and efficiency of internal combustion engines (using the provided approximate equations and factors):

$$P_{net} = P_{gross,ISO} \cdot f_P(p_{amb}) \cdot f_P(T_{amb}) \cdot Load \cdot (1 - f(Parasitics))$$

$$\eta_{net} = \eta_{gross,ISO} \cdot f_\eta(Load) \cdot f_\eta(T_{amb}) \cdot f_\eta(p_{amb}) \cdot (1 - f(Parasitics))$$

Data book

Parameters Gas Turbine 50 MW Block (Gas/Diesel operation)				
No.	Item	Unit	Value	Comments
parameter 1	Turbine Design Gross Capacity (Gas operation)	kW	50,000	
parameter 2	max. Overload	%	105	
parameter 3	p design (turbine ISO conditions)	mbar	1013	ISO conditions for gas turbines
parameter 4	Tamb design (turbine ISO conditions)	°C	15	ISO conditions for gas turbines
parameter 5	r.H. design (turbine ISO conditions)	%	60	ISO conditions for gas turbines
parameter 6	eta gross @ design (Gas operation)	%	40	
parameter 7	eta turbine = f(Diesel)	%	97.8	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 8	Gross capacity = f(Diesel)	%	82.5	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 9	eta turbine = f(Tamb)	%	$(-2 \cdot e^{-5 \cdot Tamb^2} - 0.0002 \cdot Tamb + 1.0062) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 10	Gross capacity = f(Tamb)	%	$(-0.005 \cdot Tamb + 1.072) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 11	Gross capacity = f(pamb)	%	pamb / pdesign * 100	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 12	eta turbine = f(load)	%	$(-0.4633 \cdot load^2 + 1.1316 \cdot load + 0.3317) \cdot 100$	correction factor applicable for part load
parameter 12	Start-up heat	MWh	0	negligible
parameter 13	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	10 to 15	
parameter 14	Parasitics	% of Capacity	0.1	
parameter 15	Min. Part Load	%	55	
parameter 16	Unscheduled outages	%	2.5	
parameter 17	Maintenance intervals - A	h	12,000	operating hours until maintenance
parameter 18	Maintenance intervals - B	h	24,000	operating hours until maintenance
parameter 19	Maintenance intervals - C	h	48,000	operating hours until maintenance
parameter 20	Maintenance duration - A	days	5	outage period
parameter 21	Maintenance duration - B	days	20	outage period
parameter 22	Maintenance duration - C	days	30	outage period
parameter 23	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	$(-4.33E-06 \cdot EOH + 1) \cdot 100$	degradation factor
parameter 24	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(-0.000003 \cdot EOH + 1) \cdot 100$	degradation factor
parameter 25	Minimum offline time	h	0	
parameter 26	Minimum online time	h	1	
parameter 27	Start-up time (cold)	min	5 to 10	
parameter 28	Start-up time (hot)	min	5 to 10	
parameter 29	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	10 to 15	
parameter 30	Turbine Design Net Capacity (Gas operation)	kW	49,950	@ gas turbine ISO conditions

parameter 31	Investment cost	Euro/kW	400	
parameter 32	Operational cost - fix	%/Invest	1.5	
parameter 33	Operational cost - variable	Euro	fuel consumed	
parameter 34	Cost per start-up	Euro/MW/Start	1	
parameter 35	Construction time	Months	18	
parameter 36	Design lifetime	Years	25	

Parameters Combined Cycle 50 MW Block (Gas/Diesel operation)

No.	Item	Unit	Value	Comments
parameter 1	CCPP Design Gross Capacity (Gas operation)	kW	50,000	
parameter 2	max. Overload	%	105	
parameter 3	P design (turbine ISO conditions)	mbar	1013	ISO conditions for gas turbines
parameter 4	Tamb design (turbine ISO conditions)	°C	15	ISO conditions for gas turbines
parameter 5	r.H. design (turbine ISO conditions)	%	60	ISO conditions for gas turbines
parameter 6	eta gross CCPP @ design (Gas operation)	%	52	
parameter 7	eta CCPP = f(Diesel)	%	94	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 8	Gross capacity CCPP= f(Diesel)	%	79.35	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 9	eta CCPP = f(Tamb)	%	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.0019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 10	Gross capacity CCPP = f(Tamb)	%	$(-7 \cdot e-5 \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 11	Gross capacity CCPP= f(pamb)	%	$(pamb / pdesign) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 12	GTload= f(CC load)	%	$(1.2168 \cdot CCload - 0.2167) \cdot 100$	correction factor applicable for part load
parameter 13	eta CCPP = f(GT load)	%	$(-0.2392 \cdot GTload^2 + 0.5225 \cdot GTload + 0.7167) \cdot 100$	correction factor applicable for part load
parameter 14	eta CCPP = f(ACC)	%	$(0.992 \text{ to } 0.966) \cdot 100$	correction factor if air cooled condenser is used
parameter 15	Capacity CCPP = f(ACC)	%	$(0.992 \text{ to } 0.966) \cdot 100$	correction factor if air cooled condenser is used
parameter 16	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	4 to 8	
parameter 17	Parasitics	% of Capacity	2.5	
parameter 18	Min. Part Load	%	63	

parameter 19	Unscheduled outages	%	3.0	
parameter 20	Maintenance intervals - A	h	12,000	operating hours until maintenance
parameter 21	Maintenance intervals - B	h	24,000	operating hours until maintenance
parameter 22	Maintenance intervals - C	h	48,000	operating hours until maintenance
parameter 23	Maintenance duration - A	days	5	outage period
parameter 24	Maintenance duration - B	days	20	outage period
parameter 25	Maintenance duration - C	days	30	outage period
parameter 26	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	$(-3.2e-06 \cdot EOH + 1) \cdot 100$	degradation factor
parameter 27	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(-1.857e-06 \cdot EOH + 1) \cdot 100$	degradation factor
parameter 28	Minimum offline time	h	2	
parameter 29	Minimum online time	h	4	
parameter 30	Start-up time (cold)	min	120 to 180	
	Start-up energy		Calculated based on start-up curve: 7 min GT full speed followed by 20 min GT from 0% to 50 % load, followed by 20 min hold at 50% and finally simultaneous increase of GT from 50% to full load and ST from 0% to full load in 130 min	
parameter 31	Start-up time (hot)	min	30 to 40	
	Start-up energy		Calculated based on start-up curve: 7 min GT full speed followed by 10 min GT from 0% to 50 % load, followed by 5 min hold at 50% and finally simultaneous increase of GT from 50% to full load and ST from 0% to full load in 15 min	
parameter 32	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	4 to 8	
parameter 33	Turbine Design Net Capacity (Gas operation)	kW	48.750	@ gas turbine ISO conditions
parameter 34	Investment cost	Euro/kW	1,080	
parameter 35	Operational cost - fix	%/Invest	1.5	
parameter 36	Operational cost - variable	Euro	fuel consumed	
parameter 37	Cost per start-up	Euro/MW/Start	1	
parameter 38	Construction time	Months	30	
parameter 39	Design lifetime	Years	25	

Parameters Combined Cycle 400 MW Block (Gas/Diesel operation)*

No.	Item	Unit	Value	Comments
parameter 1	CCPP Design Gross Capacity (Gas operation)	kW	400,000	
parameter 2	max. Overload	%	105	
parameter 3	P design (turbine ISO conditions)	mbar	1013	ISO conditions for gas turbines

parameter 4	Tamb design (turbine ISO conditions)	°C	15	ISO conditions for gas turbines
parameter 5	r.H. design (turbine ISO conditions)	%	60	ISO conditions for gas turbines
parameter 6	eta gross CCPP @ design (Gas operation)	%	59	
parameter 7	eta CCPP = f(Diesel)	%	94	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 8	Gross capacity CCPP= f(Diesel)	%	79	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 9	eta CCPP = f(Tamb)	%	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.0019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 10	Gross capacity CCPP = f(Tamb)	%	$(-7 \cdot e-5 \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 11	Gross capacity CCPP= f(pamb)	%	$(pamb / pdesign) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 12	GTload= f(CC load)	%	$(1.2168 \cdot CCload - 0.2167) \cdot 100$	correction factor applicable for part load
parameter 13	eta CCPP = f(GT load)	%	$(-0.2392 \cdot GTload^2 + 0.5225 \cdot GTload + 0.7167) \cdot 100$	correction factor applicable for part load
parameter 14	eta CCPP = f(ACC)	%	$(0.992 \text{ to } 0.966) \cdot 100$	correction factor if air cooled condenser is used
parameter 15	Capacity CCPP = f(ACC)	%	$(0.992 \text{ to } 0.966) \cdot 100$	correction factor if air cooled condenser is used
parameter 16	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	4 to 8	
parameter 17	Parasitics	% of Capacity	2.5	
parameter 18	Min. Part Load	%	63	
parameter 19	Unscheduled outages	%	3.0	
parameter 20	Maintenance intervals - A	h	12,000	operating hours until maintenance
parameter 21	Maintenance intervals - B	h	24,000	operating hours until maintenance
parameter 22	Maintenance intervals - C	h	48,000	operating hours until maintenance
parameter 23	Maintenance duration - A	days	5	outage period
parameter 24	Maintenance duration - B	days	20	outage period
parameter 25	Maintenance duration - C	days	30	outage period
parameter 26	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	$(-3.2e-06 \cdot EOH + 1) \cdot 100$	degradation factor
parameter 27	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(-1.857e-06 \cdot EOH + 1) \cdot 100$	degradation factor

parameter 28	Minimum offline time	h	2	
parameter 29	Minimum online time	h	4	
parameter 30	Start-up time (cold)	min	120 to 180	
	Start-up energy		Calculated based on start-up curve: 7 min GT full speed followed by 20 min GT from 0% to 50 % load, followed by 20 min hold at 50% and finally simultaneous increase of GT from 50% to full load and ST from 0% to full load in 130 min	
parameter 31	Start-up time (hot)	min	30 to 40	
	Start-up energy		Calculated based on start-up curve: 7 min GT full speed followed by 10 min GT from 0% to 50 % load, followed by 5 min hold at 50% and finally simultaneous increase of GT from 50% to full load and ST from 0% to full load in 15 min	
parameter 32	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	4 to 8	
parameter 33	Turbine Design Net Capacity (Gas operation)	kW	390,000	@ gas turbine ISO conditions
parameter 34	Investment cost	Euro/kW	660	
parameter 35	Operational cost - fix	%/Invest	1.5	
parameter 36	Operational cost - variable	Euro	fuel consumed	
parameter 37	Cost per start-up	Euro/MW/Start	1	
parameter 38	Construction time	Months	30	
parameter 39	Design lifetime	Years	25	

* All correlations also apply to Combined Cycle 50MW Block

Parameters Internal Combustion Engine 9.7 MW Block (Gas operation)*				
No.	Item	Unit	Value	Comments
parameter 1	ICE Design Gross Capacity	kW	9,700	
parameter 2	max. Overload	%	105	
parameter 3	P design (ICE ISO conditions)	mbar	1013	ISO conditions for internal combustion engines
parameter 4	Tamb design (ICE ISO conditions)	°C	25	ISO conditions for internal combustion engines
parameter 5	eta gross ICE @ design	%	43.2	
parameter 6	eta ICE = f(Tamb)	%	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = 100;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0019 \cdot T_{\text{amb}} + 1.0667) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 7	eta ICE = f(pamb)	%	$((6E-05) \cdot p_{\text{amb}} + 0.9393) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 8	Gross capacity ICE = f(Tamb)	%	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = 1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0101 \cdot T_{\text{amb}} + 1.3539) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 9	Gross capacity ICE =	%	$(0.0003 \cdot p_{\text{amb}} + 0.6967) \cdot 100$	correction factor

	f(pamb)			applicable for ambient pressure
parameter 10	eta ICE = f(load)	%	$(-0.087 \cdot \text{Load}^2 + 0.1348 \cdot \text{Load} + 0.9511) \cdot 100$	correction factor applicable for part load
parameter 11	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	13 to 25	
parameter 12	Parasitics	% of Capacity	2.5	
parameter 13	Min. Part Load (continuous)	%	30	
parameter 14	Unscheduled outages	%	1.5	
parameter 15	Maintenance outages	h	-	not to be considered here due to alternately maintenance of single units during low demand periods
parameter 16	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	100	no degradation of capacity expected
parameter 17	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(-(2e-07) \cdot \text{EOH} + 1) \cdot 100$	degradation factor
parameter 18	Minimum offline time	h	-	n.a.
parameter 19	Minimum online time	h	-	n.a.
parameter 20	Start-up time (fast hot standby)	min	8	
parameter 21	Start-up time (normal hot standby)	min	13	
parameter 22	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	13 to 25	
parameter 23	ICE Design Net Capacity	kW	9,457.5	@ ICE ISO conditions
parameter 24	Investment cost	Euro/kW	1,150	
parameter 25	Operational cost - fix	%/Invest	3.5 to 5	depending on EOH (1,000 - 6,000)
parameter 26	Operational cost - variable	Euro	fuel consumed	
parameter 27	Cost per start-up	Euro/MW/Start	1	
parameter 28	Construction time	Months	18	
parameter 29	Design lifetime	Years	25	

*ICE for gas operation are dual fuel type (suitable for gas and Diesel operation)

Parameters Internal Combustion Engine 16.6 MW Block (Gas operation)**				
No.	Item	Unit	Value	Comments
parameter 1	ICE Design Gross Capacity	kW	16,600	
parameter 2	max. Overload	%	105	
parameter 3	P design (ICE ISO conditions)	mbar	1013	ISO conditions for internal combustion engines
parameter 4	Tamb design (ICE ISO conditions)	°C	25	ISO conditions for internal

				combustion engines
parameter 5	eta gross ICE @ design	%	45.3	
parameter 6	eta ICE = f(Tamb)	%	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = 1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.002 * T_{\text{amb}} + 1.079) * 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 7	eta ICE = f(pamb)	%	$((6E-05) * p_{\text{amb}} + 0.9393) * 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 8	Gross capacity ICE = f(Tamb)	%	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = 1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0101 * T_{\text{amb}} + 1.3539) * 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 9	Gross capacity ICE = f(pamb)	%	$(0.0003 * p_{\text{amb}} + 0.6967) * 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 10	eta ICE = f(load)	%	$(-0.087 * \text{Load}^2 + 0.1348 * \text{Load} + 0.9511) * 100$	correction factor applicable for part load
parameter 11	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	13 to 15	
parameter 12	Parasitics	% of Capacity	2.5	
parameter 13	Min. Part Load (continuous)	%	30	
parameter 14	Unscheduled outages	%	1.5	
parameter 15	Maintenance outages	h	-	not to be considered here due to alternately maintenance of single units during low demand periods
parameter 16	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	100	no degradation of capacity expected
parameter 17	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(-(2e-07) * \text{EOH} + 1) * 100$	degradation factor
parameter 18	Minimum offline time	h	-	n.a.
parameter 19	Minimum online time	h	-	n.a.
parameter 20	Start-up time (fast hot standby)	min	10	
parameter 21	Start-up time (normal hot standby)	min	15	
parameter 22	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	13 to 15	
parameter 23	ICE Design Net Capacity	kW	16,185	@ ICE ISO conditions
parameter 24	Investment cost	Euro/kW	1,100	
parameter 25	Operational cost - fix	%/Invest	3.5 to 5	depending on EOH (1,000 - 6,000)
parameter 26	Operational cost - variable	Euro	fuel consumed	
parameter 27	Cost per start-up	Euro/MW/Start	1	
parameter 28	Construction time	Months	18	
parameter 29	Design lifetime	Years	25	

**ICE for gas operation are dual fuel type (suitable for gas and Diesel operation)

Parameters Internal Combustion Engine 10.1 MW Block (Diesel operation)				
No.	Item	Unit	Value	Comments
parameter 1	ICE Design Gross Capacity	kW	10,100	
parameter 2	max. Overload	%	105	
parameter 3	P design (ICE ISO conditions)	mbar	1013	ISO conditions for internal combustion engines
parameter 4	Tamb design (ICE ISO conditions)	°C	25	ISO conditions for internal combustion engines
parameter 5	eta gross ICE @ design	%	43.6	
parameter 6	eta ICE = f(Tamb)	%	$T < 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = 1;$ $T > 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0005 * T_{\text{amb}} + 1.0125) * 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 7	eta ICE = f(pamb)	%	$((6E-05) * p_{\text{amb}} + 0.9393) * 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 8	Gross capacity ICE = f(Tamb)	%	100	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 9	Gross capacity ICE = f(pamb)	%	$(0.0007 * p_{\text{amb}} + 0.2721) * 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 10	eta ICE = f(load)	%	$(-0.087 * \text{Load}^2 + 0.1348 * \text{Load} + 0.9511) * 100$	correction factor applicable for part load
parameter 11	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	18 to 45	
parameter 12	Parasitics	% of Capacity	2.5	
parameter 13	Min. Part Load (continuous)	%	20	
parameter 14	Unscheduled outages	%	1.5	
parameter 15	Maintenance outages	h	-	not to be considered here due to alternately maintenance of single units during low demand periods
parameter 16	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	100	no degradation of capacity expected
parameter 17	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(- (3E-07) * \text{EOH} + 1) * 100$	degradation factor
parameter 18	Minimum offline time	h	-	n.a.
parameter 19	Minimum online time	h	-	n.a.
parameter 20	Start-up time (fast hot standby)	min	5	
parameter 21	Start-up time (normal hot standby)	min	10	

parameter 22	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	18 to 45	
parameter 23	ICE Design Net Capacity	kW	9,847.5	@ ICE ISO conditions
parameter 24	Investment cost	Euro/kW	1,000	
parameter 25	Operational cost - fix	%/Invest	3.5 to 5	depending on EOH (1,000 - 6,000)
parameter 26	Operational cost - variable	Euro	fuel consumed	
parameter 27	Cost per start-up	Euro/MW/Start	1	
parameter 28	Construction time	Months	18	
parameter 29	Design lifetime	Years	25	

Parameters Internal Combustion Engine 17.1 MW Block (Diesel operation)

No.	Item	Unit	Value	Comments
parameter 1	ICE Design Gross Capacity	kW	17,100	
parameter 2	max. Overload	%	105	
parameter 3	P design (ICE ISO conditions)	mbar	1013	ISO conditions for internal combustion engines
parameter 4	Tamb design (ICE ISO conditions)	°C	25	ISO conditions for internal combustion engines
parameter 5	eta gross ICE @ design	%	44.1	
parameter 6	eta ICE = f(Tamb)	%	$T < 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = 1;$ $T > 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0005 * T_{\text{amb}} + 1.0125) * 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 7	eta ICE = f(pamb)	%	$((6E-05) * p_{\text{amb}} + 0.9393) * 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 8	Gross capacity ICE = f(Tamb)	%	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = 1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0066 * T_{\text{amb}} + 1.2303) * 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 9	Gross capacity ICE = f(pamb)	%	$(0.0007 * p_{\text{amb}} + 0.2721) * 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 10	eta ICE = f(load)	%	$(-0.087 * \text{Load}^2 + 0.1348 * \text{Load} + 0.9511) * 100$	correction factor applicable for part load
parameter 11	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	8 to 10	
parameter 12	Parasitics	% of Capacity	2.5	
parameter 13	Min. Part Load (continuous)	%	20	
parameter 14	Unscheduled outages	%	1.5	
parameter 15	Maintenance outages	h	-	not to be considered here due to alternately maintenance of single units during low demand

				periods
parameter 16	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	100	no degradation of capacity expected
parameter 17	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(-(3E-07)*EOH + 1)*100$	degradation factor
parameter 18	Minimum offline time	h	-	n.a.
parameter 19	Minimum online time	h	-	n.a.
parameter 20	Start-up time (fast hot standby)	min	10	
parameter 21	Start-up time (normal hot standby)	min	15	
parameter 22	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	8 to 10	
parameter 23	ICE Design Net Capacity	kW	16,672.5	@ ICE ISO conditions
parameter 24	Investment cost	Euro/kW	950	
parameter 25	Operational cost - fix	%/Invest	3.5 to 5	depending on EOH (1,000 - 6,000)
parameter 26	Operational cost - variable	Euro	fuel consumed	
parameter 27	Cost per start-up	Euro/MW/Start	1	
parameter 28	Construction time	Months	18	
parameter 29	Design lifetime	Years	25	

INSEL & REMix Validation data sets (with conditions mentioned in section 2)

Validation Parameters Gas Turbine 50 MW Block (Gas operation)				
<i>Design Values + 75% & 50% load</i>				
No.	Item	Unit	Value	Comments
input 1	Tamb	°C	28	for validation of REMix
input 2	pamb	mbar	844	for validation of REMix
output 1	Net Power Generation	kW	38787	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	39.36	for validation of REMix
75 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	29090	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	36.20	for validation of REMix
50 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	13394	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	30.77	for validation of REMix

Validation Parameters Combined Cycle 400 MW Block (Gas operation with ACC)				
Design Values + 75% & 50% GT-load				
No.	Item	Unit	Value	Comments
Design Point				
input 1	Tamb	°C	28	for validation of REMix
input 2	pamb	mbar	844	for validation of REMix
output 1	Net Power Generation	kW	288469	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	55.31	for validation of REMix
75 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	229174	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	53.88	for validation of REMix
50 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	169908	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	50.79	for validation of REMix

Validation Parameters Internal Combustion Engine 9.7 MW Block (Gas operation)				
Design Values + 75% & 50% load				
No.	Item	Unit	Value	Comments
Design Point				
input 1	Tamb	°C	28	for validation of REMix
input 2	pamb	mbar	844	for validation of REMix
output 1	Net Power Generation	kW	8,983.7	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	41.65%	for validation of REMix
75 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	6,737.8	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	41.83%	for validation of REMix
50 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	4,491.8	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	41.56%	for validation of REMix

Validation Parameters Internal Combustion Engine 16.6 MW Block (Gas operation)				
Design Values + 75% & 50% load				
No.	Item	Unit	Value	Comments
Design Point				
input 1	Tamb	°C	28	for validation of REMix
input 2	pamb	mbar	844	for validation of REMix
output 1	Net Power Generation	kW	15,374.1	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	43.68%	for validation of REMix

75 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	11,530.6	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	43.87%	for validation of REMix
50 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	7,687.1	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	43.58%	for validation of REMix

Validation Parameters Internal Combustion Engine 10.1 MW Block (Diesel operation)
Design Values + 75% & 50% load

No.	Item	Unit	Value	Comments
Design Point				
input 1	Tamb	°C	28	for validation of REMix
input 2	pamb	mbar	844	for validation of REMix
output 1	Net Power Generation	kW	8,497.4	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	41.97%	for validation of REMix
75 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	6,373.1	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	42.16%	for validation of REMix
50 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	4,248.7	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	41.88%	for validation of REMix

Validation Parameters Internal Combustion Engine 17.1 MW Block (Diesel operation)
Design Values + 75% & 50% load

No.	Item	Unit	Value	Comments
Design Point				
input 1	Tamb	°C	28	for validation of REMix
input 2	pamb	mbar	844	for validation of REMix
output 1	Net Power Generation	kW	14,386.7	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	42.45%	for validation of REMix
75 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	10,790.0	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	42.64%	for validation of REMix
50 % load				
output 1	Net Power Generation	kW	7,193.4	for validation of REMix
output 2	Net Efficiency	%	42.36%	for validation of REMix

THERMVOLT

Data Book

**Technical and Economic Assumptions
for WP3 – WP4**

Document properties

Title **Technical and Economic Assumptions for WP3 – WP4**

Subject

Institute

Compiled by **Massimo Moser / THERMVOLT Team**

Participants

Checked by **THERMVOLT Team**

Release by

Date **April 2016**

Version **1.0**

File Path

Index of contents

Document properties.....2

1. Overview of Concepts4

2. Overview of INSEL Calculations5

3. Sites, Design Points (CSP) and Meteo data7

4. Load profiles8

5. CSP: Parabolic Trough10

6. CSP: Molten salt solar tower17

7. Photovoltaic power plant.....24

8. Battery storage, PV29

9. Fossil fired power plants30

10. Economic Assumptions44

List of figures50

List of tables.....50

1. Overview of Concepts

Überblick der Konfigurationen

Comoponent		CSP				PV-Kombi				CSP-PV								
		C1	C2	C3	C4	P1	P2	P3	P4	CP1	CP2	CP3	CP4	CP5	CP6	CP7	CP8	CP9
CSP	Solar field PT Oil	x												x				x
	Solar field PT Molten Salt		x												x			
	Solar field ST Molten Salt			x	x					x	x	x	x			x	no field!	
	thermal storage MS	x	x	x	x					x	x	x	x	x	x	x	x	x
	fossil HTF/ steam generator	x	x	x	x					x	x	x	x	x	x	x	x	x
	Steam turbine	x	x	x	x					x	x	x	x	x	x	x	x	x
PV	kristalin module					x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
	fix mounting						x				x		x					
	1-axis tracking					x		x	x	x		x		x	x	x	x	x
Battery	Li-Ion storage					x	x	x	x			x	x	opti.	opti.	opti.	opti.	x
Fossil	GT				x			x								x		
	GUD (ACC)								x									
	Motor					x	x											

Weitere Parameter - Zusammenfassung

Jahre	Lastfälle	Länder
2015	Typischer Tag	Marokko
2020	Skalierte nationale Last	Saudi Arabien
2030	Grundlast	

Anzahl aller möglichen Fälle: 17 Konfigurationen x 3 Jahre x 3 Lastfälle x 2 Länder = 306...

2. Overview of INSEL Calculations

- **Priorisierung der INSEL-Rechnungen**

Hohe Priorität für:

- Marokko
- CSP Tower (C3-C4) + (CP1-CP4; CP8)
- PV 1-axis tracking (P1; P3-P4)
- Last: typischer Tag, Grundlast
- 2015 / 2030

Andere Fälle folgen, je nach verfügbarer Zeit...

Liste der aktuellen Läufe:

Priorisation of INSEL-calculations

CSP MOR 2015

1

C3 - MOR - 2015 - typical day

2

C3 - MOR - 2015 - base load

3

winner C1/C3 2015 - MOR - scaled national profile

PV MOR 2015

4

P1 - sat - MOR - 2015 - typical day

5

P1 - sat - MOR - 2015 - base load

6

P3 - winner fix/sat - MOR - 2015 - typical day

7

P4 - winner fix/sat - MOR - 2015 - typical day

8

winner P2-P4 - winner fix/sat - MOR - 2015 - scaled national profile

CPV MOR 2015

9

winner CP3/CP4 - winner PV fix/sat - MOR - 2015 - typical day

10

winner CP3/CP4 - winner PV fix/sat - MOR - 2015 -base load

11

winner CP3/CP4 - winner PV fix/sat - MOR - 2015 - scaled national profile

12

CP8 - winner PV fix/sat - MOR - 2015 - typical day

*

13

C1 - MOR - 2015 - typical day

*

14

C1 - MOR - 2015 - base load

CSP MOR 2030

15

C2 - MOR - 2030 - typical day

16

C2 - MOR - 2030 - base load

17

C3 - MOR - 2030 - typical day

18

C3 - MOR - 2030 - base load

19

winner C2/C3 2030 - MOR - scaled national profile

PV MOR 2030

20

P2 - fix - MOR - 2015 - typical day

21

P2 - fix - MOR - 2030 - typical day

22

P1 - sat - MOR - 2030 - typical day

23

P1 - sat - MOR - 2030 - base load

24

P3 - sat - MOR - 2030 - typical day

25

P4 - sat - MOR - 2030 - typical day

26

winner P1-P4 - winner fix/sat - MOR - 2030 - scaled national profile

CPV MOR 2030

27

CP3 - winner PV fix/sat - MOR - 2030 - typical day

28

CP3 - winner PV fix/sat - MOR - 2030 -base load

29	CP3 - winner PV fix/sat - MOR - 2030 - scaled national profile
30	CP8 - winner PV fix/sat - MOR - 2030 - typical day

Pro Lauf wird eine Sensitivität (20 – 200 Unterfälle) auf die wichtigsten Parameter durchgeführt:

- CSP: SM und Stunden Speicher
- PV: PV-Leistung und Batterie-Größe

3. Sites, Design Points (CSP) and Meteo data

No.	Item	Unit	Site 1	Site 2	Comments
	Standort				
1.	Standort	-	Ouarzazate, MOR	Taiba, KSA	
2.	Breitengrad	[°] N	31.07	24.33	
3.	Längengrad	[°] E	-6.87	39.65	
4.	Höhe über Meerespiegel	[m]	1,150	716	
	Design Points				
5.	Design point Tower	[tt:mm - hh]	21.03. – 12:00	21.03. – 12:00	
6.	DNI Design Tower	[W/m ²]	965	939	Clear sky model from HFLCAL
7.	Design point Parabolic Trough	[tt:mm - hh]	21.06. – 12:00 (solar)	21.06. – 12:00 (solar)	
8.	DNI Design Parabolic Trough	[W/m ²]	850	850	
9.	Umgebungstemperatur	[°C]	30	47	Fichtner, für CSP und konventionelle Kraftwerke
10.	Umgebungsdruck	[mbar]	890	930	Barometrische Formel: $p = p_{iso} \cdot (1 - 0.0065 \cdot \text{höhe} / T_{iso})^{5.255}$
11.	Atmosphärische Auslöschung: Klare Atmosphäre		$\eta_{atmo} = 0.9932 \pm 0.0001176SLR^2 + 1.97 \cdot 10^{-4}$ for $SLR \leq 1000m$. $\eta_{atmo} = e^{-0.0001106SLR}$; for $SLR > 1000m$	$\eta_{atmo} = 0.9932 \pm 0.0001176SLR^2 + 1.97 \cdot 10^{-4}$ for $SLR \leq 1000m$. $\eta_{atmo} = e^{-0.0001106SLR}$; for $SLR > 1000m$	Benötigt für Feldauslegung in HFLCAL. Das Standardmodell (klare Atmosphäre) wird in HFLCAL benutzt
	Annual				
12.	DNI	[kWh/m ² a]	2,373	2,408	DLR data, Meteonorm
13.	GHI	[kWh/m ² a]	2,118	2,338	DLR data, Meteonorm
14.	Umgebungstemperatur (mittel/ min/ max)	[°C]	21.8 / -2.6 / 42.7	28.8 / 7.4 / 47.2	DLR data, Meteonorm
15.	Rel. Luftfeuchtigkeit (mittel/ min/ max)	[%]	28 / 2 / 99	24 / 10 / 74	DLR data, Meteonorm
16.	Umgebungsdruck (mittel/ min/ max)	[mbar]	895 / 870 / 908	937 / 928 / 941	DLR data, Meteonorm
17.	Windgeschwindigkeit (mittel/ min/ max)	[m/s]	3.8 / 0.0 / 16.9	3.0 / 0.0 / 11.6	DLR data, Meteonorm
18.	Atmosphärische Auslöschung: Klare Atmosphäre	-	No data available	No data available	-
	Data set				
19.	DNI, GHI, DHI	[W/m ²]	Meteodata_THERMVOLT_FINAL.xlsx		Source: DLR, Meteonorm
20.	Umgebungstemperatur	[°C]			Source: DLR, Meteonorm
21.	Rel. Luftfeuchtigkeit	[%]			Source: DLR, Meteonorm
22.	Umgebungsdruck	[mbar]			Source: DLR, Meteonorm
23.	Windgeschwindigkeit	[m/s]			Source: DLR, Meteonorm
24.					

4. Load profiles

INSEL Rechnungen

Die Lastkurven für INSEL sind:

1. Skalierte (d.h. max 100 MW) Lastkurve für:
 - a. Marokko
 - b. Saudi Arabien
2. Standardisierte tägliche Profile (Mittellastkraftwerk):
 - a. Tagesprofil 1 (in Anlehnung an dem durchschnittlichen jährlichen Tagesprofil in Marokko, mit ausgeprägtem Abendpeak)
 - b. Tagesprofil 2 (in Anlehnung an dem durchschnittlichen jährlichen Tagesprofil in Saudi Arabien, eher durchlaufend)
3. Grundlast (100 MW)

Um nicht die Anzahl der INSEL-Rechnungen unverhältnismäßig zu den Mitteln des Projektes zu erhöhen, werden zuerst die Kombinationen für ausgewählte Lastfälle gerechnet. Die Tagesprofile und Grundlast werden für alle Konfigurationen gerechnet, während das skalierte nationale Profil wird nur in einzelnen Fällen gerechnet.

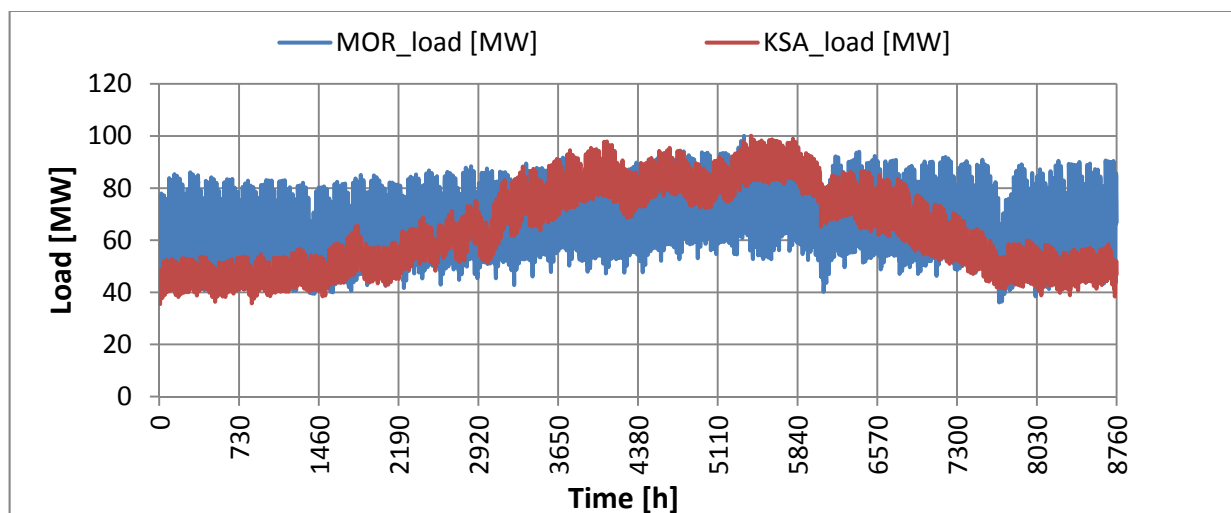


Abbildung 1: Lastprofile 1a und 1b

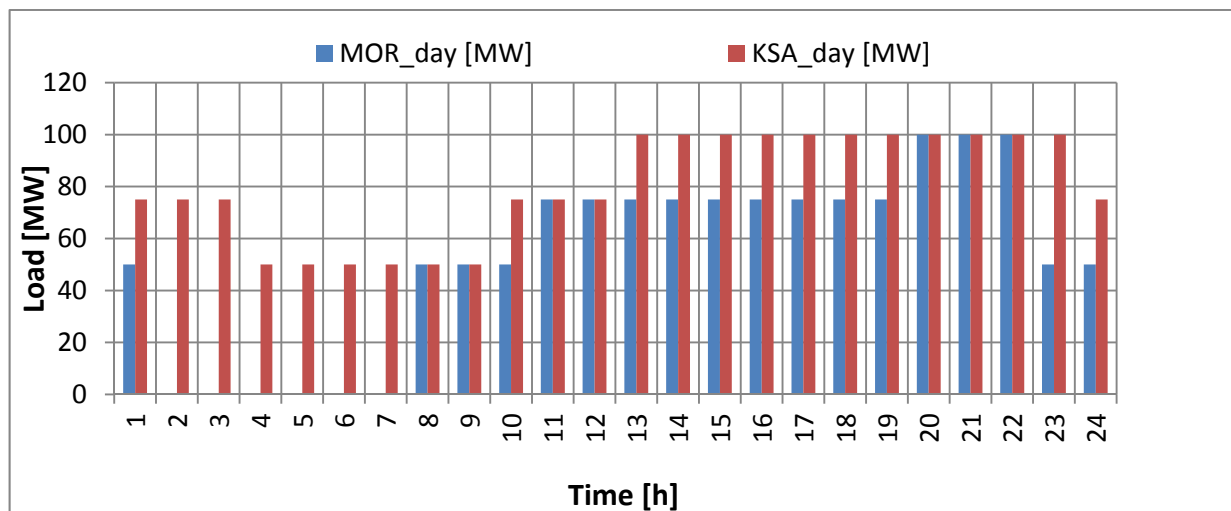


Abbildung 2: Lastprofile 2a und 2b

REMIX Rechnungen

Für die REMix Rechnungen werden die tatsächlichen nationalen Lastprofile verwendet. Diese werden auf den prognostizierten Strombedarf im Jahr 2030 skaliert. Als Investitionsalternative stehen folgende Technologien zur Verfügung:

- CSP, Solarturm (Solar Multiple und Speichergröße wird endogen bestimmt)
- PV, 1-achsige Nachführung
- Lithium-Ion Batterie
- CCGT, GT, ICE
- Wind Power (nur in Marokko)

Ansatz Kraftwerksausbauoptimierung:

- „Grüne Wiese“
- Statische Ausbaup Optimierung (Jahr 2030)
- Zeitliche Auflösung: stündlich, 8760h
- Netzrestriktionen werden nicht modelliert (1-Knoten Modell)

5. CSP: Parabolic Trough

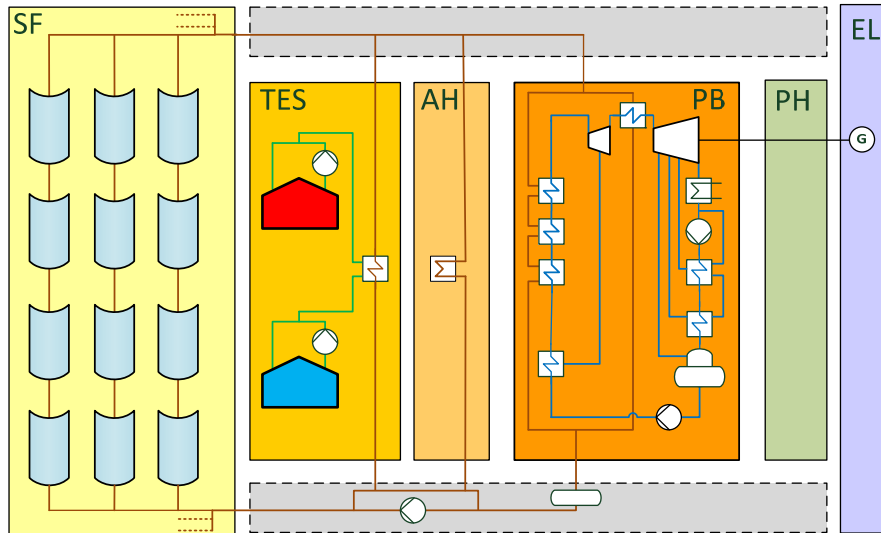


Figure 5-1: Scheme of system with thermal Oil

Databook for Referencesystem 100 MW, SM 2.4, 10h Speicher

Table 1: Referencesystem Parabolic Trough, thermal oil and molten salt, Databook

			MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA			
No.	Item	unit	PT 2015 (OIL)	PT 2020 (OIL+)	PT 2030 (MS)	PT 2015 (OIL)	PT 2020 (OIL+)	PT 2030 (MS)	Comments
Subsystem solar field – SF									
a.	Collector								
a1.	Collector type/name	[-]	Ultimate Trough	Ultimate Trough	Ultimate Trough	Ultimate Trough	Ultimate Trough	Ultimate Trough	
a2.	Net Aperture area	[m ²]	1 ,717	1 ,717	1 ,717	1 ,717	1 ,717	1 ,717	[Riffelmann 2012]
a3.	Aperture width (gross)	[m]	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	7.5	[Riffelmann 2012]
a4.	Collector length	[m]	242.2	242.2	242.2	242.2	242.2	242.2	[Riffelmann 2011]
a5.	Focal length / average distance to focus	[m]	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	2.12	
a6.	Optical peak efficiency of solar collector related to net aperture area	[%]	80	80	80	80	80	80	
a7.	Incidence Angle Modifier	[-]	$IAM := \max(1 + a1 * \phi + a2 * \phi^2; 0)$ $a1 = 0.00010596$ $a2 = -0.00017091$	Same as PT 2015	Same as oil system	$IAM := \max(1 + a1 * \phi + a2 * \phi^2; 0)$ $a1 = 0.00010596$ $a2 = -0.00017091$	Same as PT 2015	Same as oil system	No published values for UT available [Solar Millenium 2006]
a8.	HCE type/name		Schott PTR90	Schott PTR90	Schott PTR70	Schott PTR90	Schott PTR90	Schott PTR70	
a9.	HCE diameter (inner/ outer)	[mm]	90/94	90/94	66/70	90/94	90/94	66/70	[Rügamer 2013]
a10.	Thermal losses of HCE	[W/m]	$q_{loss_PTR70} * 94/70$ Scaled with surface	$q_{loss_PTR70} * 94/70$ Scaled with surface	$0.141 * T + (6.48e * 10^{-9}) * T^4$ T: Fluid temperature	$q_{loss_PTR70} * 94/70$ Scaled with surface	$q_{loss_PTR70} * 94/70$ Scaled with surface	$0.141 * T + (6.48e * 10^{-9}) * T^4$ T: Fluid temperature	[Burkholder 2009]
a11.	Mean cleanliness of collector mirrors	[-]	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	0.98	

b.	SF – system definition								
b1.	Collectors per loop	[-]	4	4	4	4	4	4	
b2.	Number of Loops	[-]	175	170	149	187	182	158	
b3.	Field Configuration	[-]	H	H	H	H	H	H	
b4.	Solar Multiple	[-]	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	Based on 850 W/m² at DP
b5.	Row distance	[m]	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	
b6.	Heat transfer fluid	[-]	Thermal oil (VP1)	Thermal silicon oil	Molten salt	Thermal oil (VP1)	Thermal silicon oil	Molten salt	(Solar Salt 60% NaCO ₃ 40% KNO ₃)
b7.	Design solar field inlet / outlet temperature	[°C]	293 / 393	293 / 430	290 / 550	293 / 393	293 / 430	290 / 550	
b8.	Maximum / Minimum operating temperature (anti-freeze temp.) of HTF	[°C]	400/50	440 / -10	>550/270	400/50	440 / -10	>550/270	Schmelztemp. Thermal silicon oil is - 40 °C
b9.	Design solar field power	[MW]	735.7	709.5	608.6	794.7	768.0	652.6	Based on 850 @DP KSA IAM*eta_end = 0.9999 Mor IAM*eta_end = 0.9897
b10.	Thermal start-up energy from anti-freeze to nominal mean operating temperature	[kWh/m² apert.]	0.600	0.771	0.170	0.600	0.771	0.170	Bei thermal silicon oil: mit der Temperaturspreizung zwischen AF-T und Oberer T skaliert
b11.	Factor for imperfect start-up	[-]	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	
b12.	Heat loss of HTF piping system related to net aperture area	[W/m²]	8	8	8	8	8	8	
b13.	Design solar field auxiliary electricity	[W/m² aperture]	5	5	0,7	5	5	0,7	

	demand								
b14	Offline solar field auxiliary electricity demand	[W/m ² aperture]	0.5	0.25	0.35	0.5	0.25	0.35	
b15	Availability of solar field	[%]	98	98	98	98	98	98	Supposes that constantly 2 % of mirrors are under maintenance
c.	TES general								
c1.	Storage type	[-]	two-tank indirect	two-tank indirect	two-tank direct	two-tank indirect	two-tank indirect	two-tank direct	
c2.	Storage medium	[-]	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	
c3.	Storage capacity in full-load hours	[-]	10	10	10	10	10	10	
c4.	Total effective capacity	[MWh _{th}]	3039	2946	2529	3281	3181	2718	
c5.	Number of tanks	[-]	2	2	2	2	2	2	Only for information
c6.	Temperature hot / cold tank	[°C]	386 / 286	423 / 286	550/290	386 / 286	423 / 286	550/290	Only for information
c7.	Design HTF charge and discharge in- and outlet temperatures	[°C]	393 / 293 279 / 379	430 / 293 279 / 416	550 / 290 Equal for discharge	393 / 293 279 / 379	430 / 293 279 / 416	550 / 290 Equal for discharge	
c8.	Heat losses	[% of Cap/24 h]	1.6	1.46	1.0	1.6	1.46	1.0	Für thermal silicon oil lineare Skalierung über DT. / Assumed fix over size
c9.	Design charge power	[MW _{th}]	431.9 (also represents limit)	414.9 (also represents limit)	355.7 (not limited)	466.6 (also represents limit)	449.8 (also represents limit)	380.7 (not limited)	Oil System: Charge power limited due to HTX design – if necessary, limit could be increased by oversizing the HTX

c10.	Design discharge power	[MW _{th}]	273.5	265.2	252.9	295.3	286.3	271.8	Due pinch-point charakteristik of power block at lower temperature
c11.	Design auxiliary electricity demand	[kW _{el} /MW _{th}]	3	3	0	3	3	0	Related design charge power
c12.	Discharge auxiliary el. Demand of HTF system during full discharge mode (and during hybrid co-firing mode)	[kW _{el} /MW _{el}]	10	10	0	10	10	0	Related to design gross power of PB
c13.	Offline auxiliary electricity demand	[kW _{el} /MW _{th}]	0.375	0.375	0	0.375	0.375	0	Related to design charge power
d. PB general									
d1.	Design net electrical Power	[MW _{el}]	100	100	100	100	100	100	
d2.	Design gross electrical Power	[MW _{el}]	113.0	112,7	106,0	113,5	113.3	106.1	@ DP (Morocco 30 °C and Saudi Arabia 47 °C)
d3.	Cooling type	[-]	ACC	ACC	ACC	ACC	ACC	ACC	ACC: Air-cooled condenser
d4.	Availability of power block	[%]	100	100	100	100	100	100	
d5.	Minimum / maximum thermal load	[%]	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	
d6.	Desing auxiliary electricity demand (water/steam side)	[kW _{el} /MW _{el}]	50	50	50	50	50	50	Related to design gross power
d7.	Offline auxiliary electricity demand (water/steam side)	[kW _{el} /MW _{el}]	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	
d8.	Partload curve /	[-]							Confidential

	behaviour								
d9.	start-up energy as function of shut-down hours	[MWh _{th}]	½ thermal full-load-hour after 3 hours	½ thermal full-load-hour after 3 hours	½ thermal full-load-hour after 3 hours	½ thermal full-load-hour after 3 hours	½ thermal full-load-hour after 3 hours	½ thermal full-load-hour after 3 hours	
	Minimum online time	[h]	0	0	0	0	0	0	
	Minimum offline time	[h]	0	0	0	0	0	0	
	Start-up time (hot)	[min]	15	15	15	15	15	15	
	Start-up time (warm)	[min]	40	40	40	40	40	40	
	Start-up time (cold)	[min]	360	360	360	360	360	360	
	Max. ramp rate	[% of gross capacity/min]	4-8	4-8	4-8	4-8	4-8	4-8	Used 8
e.	PB design operating point (solar)								
e1.	Life steam parameters	[°C / bar]	383 / 103	420 / 110	540 / 150	383 / 103	420 / 110	540 / 150	
e2.	PB gross efficiency	[%]	37.17	38.27	42.3	34.59	35.61	39.02	
e3.	Inlet / outlet temperature HTF SSG	[°C]	393 / 293	430 / 293	550 / 290	393 / 293	430 / 293	550 / 290	
e4.	Thermal input	[MWh _{th}]	303.9	294.6	252.9	328.1	318.1	271.8	
f.	PB full storage discharge mode								
f1.	Life steam temperature	[°C]	369	406	-	369	406	-	
f2..	PB gross efficiency	[%]	37.68	38.76	-	34.14	35.14	-	
f3.	inlet / outlet temperature HTF SSG	[°C]	379 / 293	416 / 293	-	379 / 293	416 / 293	-	
f4.	Thermal input	[MWh _{th}]	273.5	265.2	-	295.3	286.3	-	
f5.	Gross electric power	[MW _{el}]	100.3	100.1	-	100.8	100.6	-	
g.	Subsystem Auxiliary Heater – AH								
g1.	Co-firing option/share	[%]	Full hybrid load curve	Full hybrid load curve	Full hybrid load curve	Full hybrid load curve	Full hybrid load curve	Full hybrid load curve	

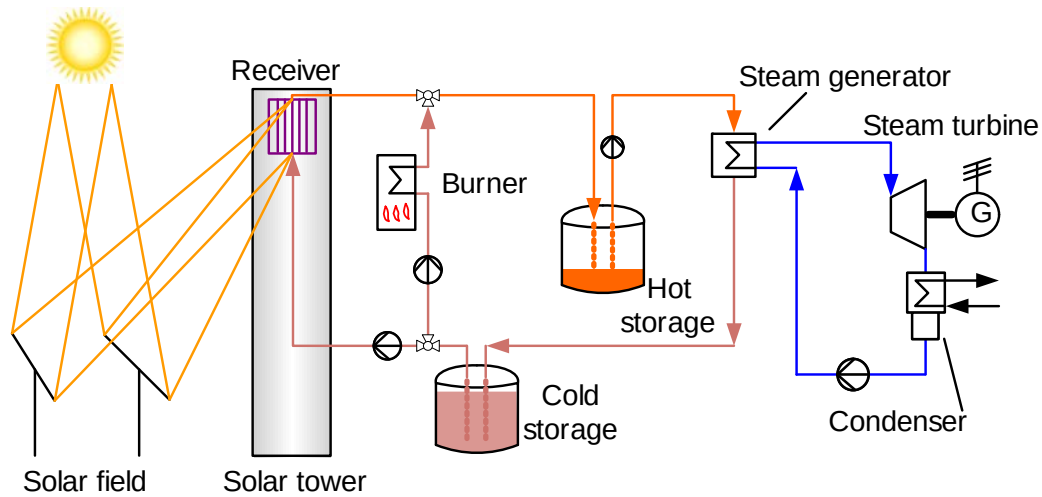
g2.	Fossil fuels	[%]	NG / Diesel	NG / Diesel	NG / Diesel	NG / Diesel	NG / Diesel	NG / Diesel	
g3.	thermodynamic efficiency of burner	[%]	93	93	93	93	93	93	Input Fichtner

References

- [Burkholder 2009] Burkholder, F., and Kutscher, C., 2009, "Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 Parabolic Trough Receiver," Technical Report NREL/TP-550-45633, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, USA.
- [Solar Millenium 2006] Solar Millenium AG, Flagsol GmbH, sbp GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, and Fraunhofer-Institut für Materialfluss und Logistik, 2006, "Abschlussbericht - Erforschung und Entwicklung der Parabolrinnentechnik "Anda F&E", " Technical Report BMU, Stuttgart.
- [Riffelmann 2011] Riffelmann, K.-J., Graf, D., et al., 2011, "Ultimate Trough - the New Parabolic Trough Collector Generation for Large Scale Solar Thermal Power Plants," ASME - 5th International Conference on Energy Sustainability, Washington DC, USA, pp. 6.
- [Riffelmann 2012] Riffelmann, K.-J., Lüpfer, E., et al., 2012, "Performance of the ULTIMATE TROUGH® Collector with Molten Salts," 18th SolarPACES Conference, Marrakech, Morocco.
- [Rügamer 2013] Rügamer, T., Kamp, H., et al., 2013, "Molten Salt for Parabolic Trough Applications: System Simulation and Scale Effects," 19th SolarPACES Conference, Las Vegas, 16-09-2013 - 19-09-2013.
- [Schenk 2014] Schenk, H., Hirsch, T., et al., 2014, "Energetic Comparison of Linear Fresnel and Parabolic Trough Collector Systems," Journal of Solar Energy Engineering 136, pp. 11.

6. CSP: Molten salt solar tower

Figure 6-1: Scheme of Molten Salt Tower



- Check: Nomenclature Scheme, Handbook
- Design Point definition?

Databook for Referencesystem 100 MW, SM 2.4, 10 h Speicher

Table 2: Reference System Molten Salt Tower, ST-MS, Databook

			MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA			
No.	Item	unit	2015	2020	2030	2015	2020	2030	Comments
a.	Heliostat								
1.	Heliostat type/name	[-]	Multi-faceted glass metal heliostat with 2-axes drive, pedestal mounted	Multi-faceted glass metal heliostat with 2-axes drive, pedestal mounted	Multi-faceted glass metal heliostat with 2-axes drive, pedestal mounted	Multi-faceted glass metal heliostat with 2-axes drive, pedestal mounted	Multi-faceted glass metal heliostat with 2-axes drive, pedestal mounted	Multi-faceted glass metal heliostat with 2-axes drive, pedestal mounted	Based on Sanlúcar 120 from Abengoa Solar
	Net reflective area per heliostat	[m²]	121	121	121	121	121	121	
	Aperture width	[m]	12.93	12.93	12.93	12.93	12.93	12.93	(net)
	Aperture height	[m]	9.57	9.57	9.57	9.57	9.57	9.57	(net)
	Number of facets	[-]	28 (4x7)	28 (4x7)	28 (4x7)	28 (4x7)	28 (4x7)	28 (4x7)	
	Annual mean reflectivity	[%]	94 x 96 x 99 = 89.34	95 x 97 x 99 = 91.23	96 x 97 x 99 = 92.19	94 x 96 x 99 = 89.34	95 x 97 x 99 = 91.23	96 x 97 x 99 = 92.19	Product of reflectivity, mean cleanliness factor, and availability
	Beam error	[mrad]	3.664	3.50	3.25	3.664	3.50	3.25	Sum for HFLCAL (slope error, tracking error, sun shape)
	Canting	[-]	On-axis	On-axis	On-axis	On-axis	On-axis	On-axis	
	Parasitic consumption	[kW _{el}]	-	-	-	-	-	-	neglected
b.	Solar field – system definition								
	Field layout	[-]	Surround	Surround	Surround	Surround	Surround	Surround	
	Solar Multiple	[-]	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	2.4	
	Number of heliostats	[-]	9422	8860	8480	10574	9914	9523	
	Net field reflective area	[m²]	1,140,062	1,072,060	1,026,080	1,279,454	1,199,594	1,152,283	
	Optical efficiency of	[%]	66.3	68.5	69.7	65.5	67.9	68.8	

	solar field @ DP								
	Total land area	[m ²]	6,231,824	5,407,294	4,903,823	6,743,479	5,964,004	5,272,709	
	Solar tower								
	Type	[-]	Concrete	Concrete	Concrete	Concrete	Concrete	Concrete	
	Number of towers	[-]	1	1	1	1	1	1	
	Height	[m]	274.9	275.7	275.7	277.8	277.0	275.2	
	Diameter	[m]	15	15	15	15	15	15	
	Solar receiver								
	Receiver type	[-]	External, cylindrical, tube receiver	External, cylindrical, tube receiver	External, cylindrical, tube receiver	External, cylindrical, tube receiver	External, cylindrical, tube receiver	External, cylindrical, tube receiver	
	Heat transfer fluid (HTF)	[-]	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	
	Thermal power @DP	[MW]	638.8	628.3	626.4	689.0	677.8	675.7	
	Receiver efficiency (v _{Wind} =0m/s)	[-]	0.876	0.886	0.908	0.878	0.886	0.908	
	Optical height receiver	[m]	264.9	265.7	265.7	267.8	267.0	265.2	Receiver center
	Receiver aperture area	[m ²]	1262	1242	1238	1361.5	1339.4	1335.2	
	HTF inlet temperature	[°C]	290	290	290	290	290	290	
	HTF outlet temperature	[°C]	565	580	600	565	580	600	
	HTF design mass flow	[kg/s]	1543	1437	1342	1664	1637	1632	
	Mean flux density @DP	[kW/m ²]	575	575	575	575	575	575	Reference is incident flux
	Pressure drop	[bar]	15	15	15	15	15	15	
	Nominal pressure	[bar]	64.6	64.8	64.8	65.2	65	64.7	
	Tilt angle	[°]	0	0	0	0	0	0	Angle of receiver normal rel. to horizon
	HFLCAL Receiver	[-]	101	101	101	101	101	101	

	Model		0.917	0.927	0.949	0.917	0.927	0.949	
	Parameter 1		0.683	0.658	0.590	0.681	0.653	0.594	
	Parameter 2		38.2	37.8	38.8	38.1	37.8	38.9	
	Parameter 3		0.0277	0.0266	0.0262	0.0276	0.0266	0.0264	
	Parameter 4								
	Receiver Mass	[t]	1309	1287	1283	1412	1389	1384	For calculation of receiver start-up energy, estimation based on SolarTwo Receiver design
c.	Storage system general								
	Storage type	[-]	two-tank sensible	two-tank sensible	two-tank sensible	two-tank sensible	two-tank sensible	two-tank sensible	
	Storage medium	[-]	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	Solar Salt	
	Storage capacity in full load hours	[h]	10	10	10	10	10	10	
	Total effective capacity	[MWh _{th}]	2661	2618	2610	2871	2821	2815	
	Number of tanks	[-]	2	2	2	2	2	2	
	Temperature hot / cold tank	[°C]	565 / 290	580 / 290	600 / 290	565 / 290	580 / 290	600 / 290	
	Heat losses	[MW _{th}]	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	0.59	
	Heat losses	[%of Cap/24h]	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	
	Charge /discharge auxiliary electricity demand MS – side (mainly MS pumps)	[kW _{el}]	-	-	-	-	-	-	
	Offline auxiliary electricity demand	[kW _{el} /MWh _{t,h}]	-	-	-	-	-	-	
	Partload curve /	[-]	-	-	-	-	-	-	

	behaviour								
	Design HTF charge and discharge in- and outlet temperature	[°C]	565 / 290	580 / 290	600 / 290	580 / 290	600 / 290	565 / 290	Equal for discharge
f.	Power block general								
	Design net electrical Power	[MW _{el}]	100	100	100	100	100	100	
	Design gross electrical Power	[MW _{el}]	112.1	112.1	113.3	112.5	112.5	113.7	
	Design gross efficiency	[%]	42.12	42.82	43.41	39.20	39.85	40.40	
	Design net efficiency	[%]	37.57	38.20	38.31	34.84	35.41	35.52	
	Cooling type	[-]	ACC	ACC	ACC	ACC	ACC	ACC	
	Design condenser conditions	[mbar / °C]	155 / 54	155 / 54	155 / 54	250 / 65	250 / 65	250 / 65	
	Minimum / maximum thermal load	[%]	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	20 / 100	
	Availability of power block	[%]	100	100	100	100	100	100	
	Desing auxiliary electricity demand	[MW _{el}]	5.605	5.605	6.798	5.626	5.626	6.823	5% of gross el. power
	Offline auxiliary electricity demand	[MW _{el}]	1.401	1.401	1.416	1.407	1.407	1.422	1.25% of gross el. power
	Desing auxiliary electricity demand HTF system	[MW _{el}]	6.5	6.5	6.5	6.9	6.9	6.9	
	Partload curve / behaviour	[-]							Confidential
	Start-up energy	[MWh _{th}]	133.1	130.9	130.5	143.5	141.2	140.7	½ thermal full load hour after 3 hours
	Minimum online time	[h]	0	0	0	0	0	0	
	Minimum offline time	[h]	0	0	0	0	0	0	

	Start-up time (hot)	[min]	15	15	15	15	15	15	
	Start-up time (warm)	[min]	40	40	40	40	40	40	
	Start-up time (cold)	[min]	360	360	360	360	360	360	
	Max. ramp rate	[% of gross capacity/min]	4-8	4-8	4-8	4-8	4-8	4-8	Used 8
g.									
	Life steam parameters	[°C / bar]	553 / 150	565 / 165	585 / 250	553 / 150	565 / 165	585 / 250	
	Reheat steam temperature	[°C]	552	565	585	552	565	585	
	Inlet / outlet temperature HTF SSG	[°C]	239 / 553	239 / 565	239 / 585	239 / 553	239 / 565	239 / 585	
	Thermal input	[MW _{th}]	266.2	261.8	261.0	287.1	282.4	281.5	
j.	Auxiliary burner								
	Co-firing option/share	[-]	Solar hybrid load curve	Solar hybrid load curve	Solar hybrid load curve	Solar hybrid load curve	Solar hybrid load curve	Solar hybrid load curve	
	Fossil fuels	[-]	NG / Diesel	NG / Diesel	NG / Diesel	NG / Diesel	NG / Diesel	NG / Diesel	
	thermodynamic efficiency of burner	[%]	93	93	93	93	93	93	Input Fichtner

Tower Model in INSEL

Die Effizienz vom Heliostatenfeld wird nach einem vereinfachten Verfahren gerechnet: vom Programm HFLCAL wurde eine mehrdimensionale Matrix erstellt. Darin sind 3 Design-Variablen und 2 Betriebs-Variablen zu unterscheiden (Tabelle 1).

Tabelle 1: Basis-Werte in der Effizienzmatrix der Heliostaten

Design Parameters	Unit	Values in the Lookup Tables
Latitude	°	20 / 30 / 40
Design Incidence Power	MW _{th}	11.5 / 45.7 / 182.5 / 731.7
Relative Tower Height	-	0.7 / 1.0 / 1.3
Sun Position Parameters	Unit	Values in the Lookup Tables
Elevation Angle	°	1.2 / 5.2 / 15 / 24.9 / 44.6 / 59.4 / 75.2 / 90
Azimuth Angle	°	0 - 360, step 30

Zwischen den Basis-Werten wird linear interpoliert.

Zu den Design-Variablen zählen den Breitengrad, die thermische Leistung des Receivers am Design-Punkt sowie die relative Höhe des Turmes, die in Abhängigkeit von der Receiver-Designleistung geschätzt wird nach [Dersch 2010]:

$$z_{tower} = 36.7 \cdot \dot{Q}_{rec}^{0.288}$$

z_{tower} [m] tower height

$\dot{Q}_{rec}$ [MW_{th}] design thermal power at the receiver

Übersteigt die Leistung des Receivers am Design-Punkt die 731.5 MW_{th}, wird mit 2 oder mehreren Türmen gerechnet.

Die Betriebsvarianten Azimuth-Winkel und Sonnenhöhe beschreiben die momentane Position der Sonne.

Die Wärmeübergänge bzw. –Verluste werden nach [Moser 2015] berechnet.

References:

[Dersch 2010 b] Dersch, J., Schwarzbözl, P., Richert, T., Annual Yield Analysis of Solar Tower Power Plants with GREENIUS, Journal of Solar Energy Engineering 133 (2011)

[Moser 2015] Moser, M., Combined Electricity and Water Production based on Solar Energy – Development of a flexible Simulation Tool for Modelling and Analysis of renewable Desalination, PhD thesis, Stuttgart University, 2015: <http://dx.doi.org/10.18419/opus-2365>

7. Photovoltaic power plant

Skizze

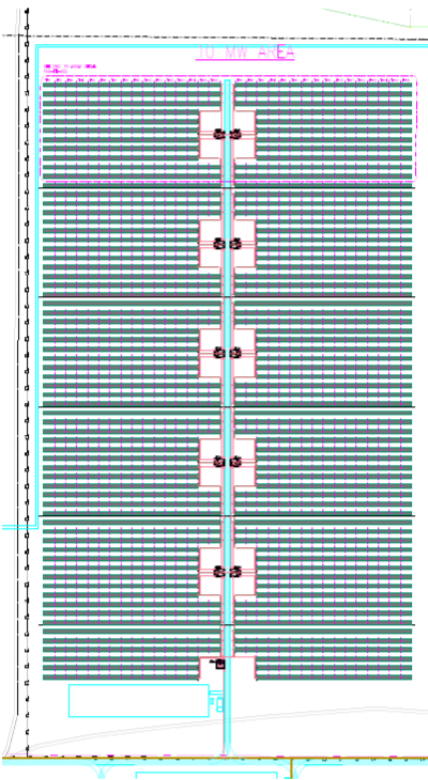


Figure 2: general PV system layout

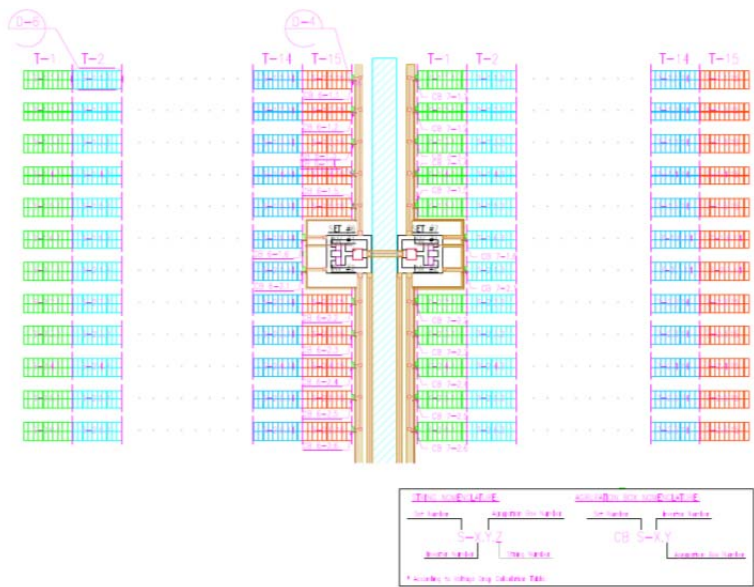


Figure 3: PV field layout detail

System layout is based on a standard layout block comprising two 1000 kW inverters, one 2000kVA medium-voltage (MV) transformer, and the corresponding PV generator array. To arrive at a competitive levelized cost of energy (LCoE), a DC overcommissioning factor of around 140% is chosen, resulting in a generator size of 1408 kWp for every 1000 kW inverter unit, or 2816 kWp for every standard block.

These standard blocks are grouped into independent MV systems (loops) of 10 MW each (exact optimum size yet to be determined – function of MV system design).

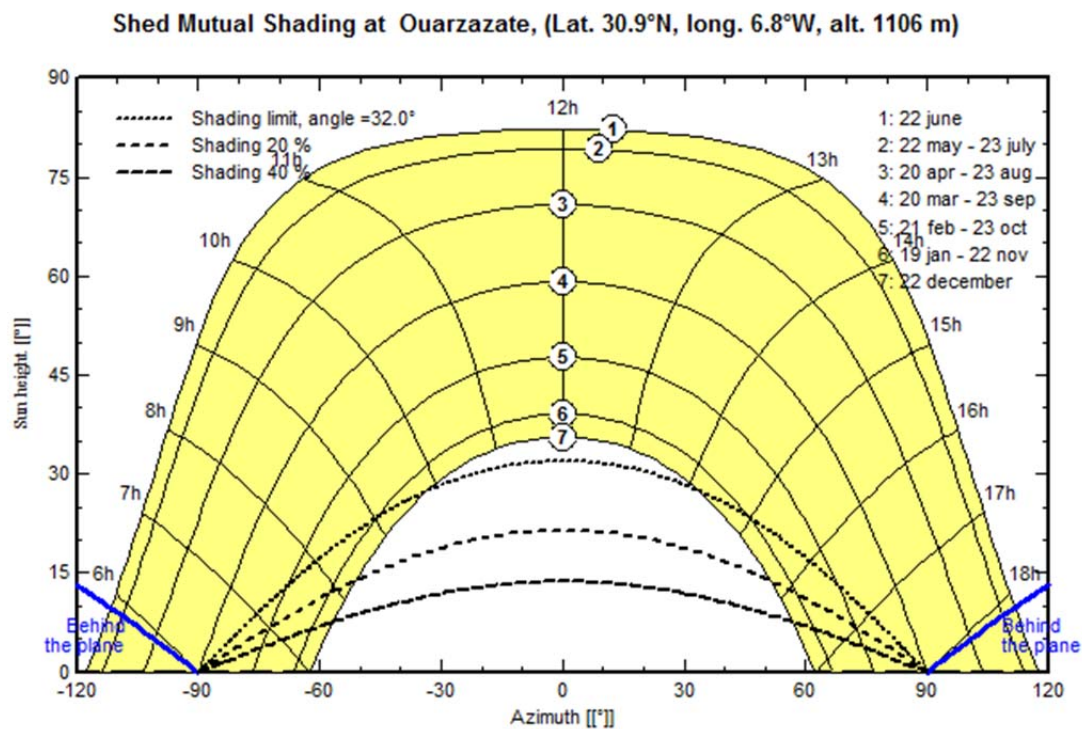


Figure 4: shading analysis for fixed-tilt PV layout

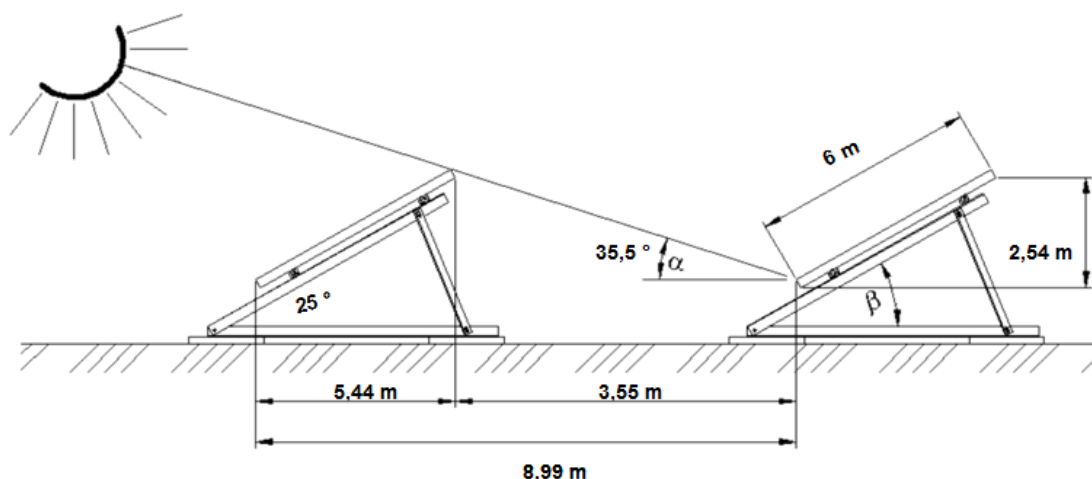


Figure 5: shading limit angle calculation for 31°N

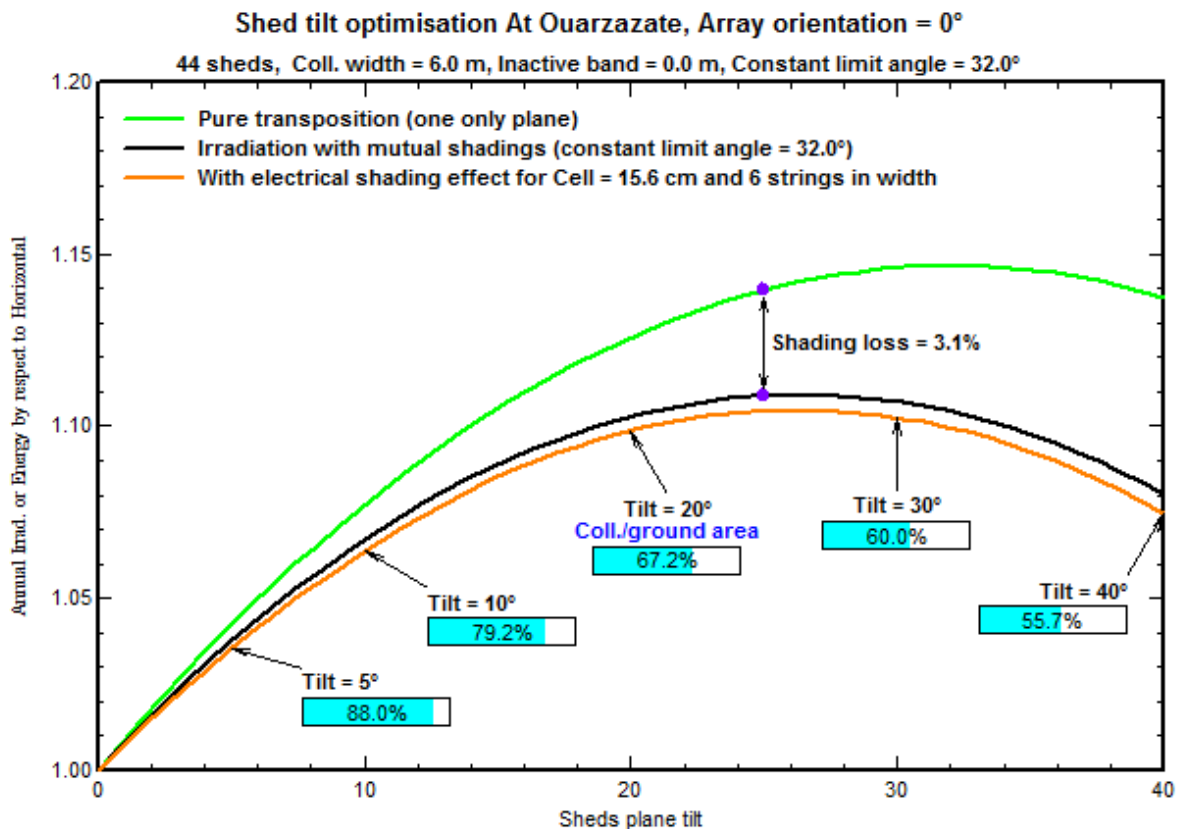


Figure 6: Array tilt optimization for fixed-tilt PV layout

The physical dimensions of the PV array are chosen so that internal (row-to-row) shading is avoided on winter solstice from 10:00 to 14:00 hrs for the fixed-tilt option.

Tilt angle is set to 25° to maximize overall yearly energy output.

PV module layout on the mounting structure is assumed to be 6 rows in N-S direction, with modules installed in "landscape" orientation. This results in structure sizes remaining below or around the 3m mark in height, to avoid additional complexity in installation. Clearance between rows is slightly above 4m, allowing easy access to all parts of the array with common vehicles of any size. All modules of any single module string shall be installed in the same row on the structure, to reduce propagation of electric shading effects.

The single-axis tracking option is assumed to use backtracking, self-shading is consequently less of a concern. To avoid significant production loss from early start of backtracking, row spacing is chosen so that the ground coverage ratio (GCR) is significantly below 50% – 44% in the present case. A sensitivity analysis determining the influence of tracker row spacing on backtracking losses still needs to be executed; the inflection point is assumed to be in the range of 40-45% GCR. Module layout on the tracking system is assumed to be single-row, with panels installed in "portrait" orientation, to avoid restricting supplier choice. This results in a 2m structure dimension from East to West. At 2,5m, clearance between rows is sufficient for access to the array with small service vehicles.

Preliminary layouts may include an additional space reservation of approximately 15x8m at each inverter/transformer station. This is intended for the integration of battery storage units.

Data book

Parameters PV & Inverter fixed			MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA			Comments
No.	Item	Unit	2015	2020	2030	2015	2020	2030	
parameter 1	PV Manufacturer	-	JA Solar	JA Solar	JA Solar	JA Solar	JA Solar	JA Solar	input M+W
parameter 2	PV Module Type	-	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	input M+W
parameter 3	Tracking y/n	-	n	n	n	n	n	n	input M+W
parameter 4	Nominal Module Power	W	320	380	440	320	380	440	input M+W
parameter 5	Nominal Module Efficiency	%	16.5	19.6	22.7	16.5	19.6	22.7	input M+W + Anpassung anhand Lastenheft (Verhältnis eta_nom)
parameter 6	Number of serial modules	-	20	20	20	20	20	20	input M+W
parameter 7	Number of parallel module strings	-	220	220	220	220	220	220	input M+W
parameter 8	Number of Systems	-	100	100	100	100	100	100	input M+W
parameter 9	Collector distance (shadowing)	m	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	input M+W
parameter 10	Inverter Manufacturer	-	SMA	SMA	SMA	SMA	SMA	SMA	input M+W
parameter 11	Inverter Type	-	SunnyCentral CP1000-XT	SunnyCentral CP1000-XT **	SunnyCentral CP1000-XT **	SunnyCentral CP1000-XT	SunnyCentral CP1000-XT **	SunnyCentral CP1000-XT **	input M+W ** hochskaliert entsprechend Steigerung era_nom
parameter 12	Nominal Inverter Power	kW	1,000	1,190	1,380	1,000	1,190	1,380	input M+W** hochskaliert entsprechend Steigerung era_nom
parameter 13	Nominal Inverter DC Voltage	V	688	688	688	688	688	688	input M+W
parameter 14	Inverter design efficiency	%	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	input M+W
parameter 15	Wiring losses at full power (STC), AC+DC	%	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	input M+W
parameter 16	Module quality + module array losses	%	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	input M+W
parameter 17	Other losses (soiling?)	%	2	2	2	3	3	3	input M+W
parameter 18	PV / Battery config (AC or DC)	-	AC	AC	AC	AC	AC	AC	input M+W
parameter 19	Availability	%	98	98	98	98	98	98	input M+W
parameter 20	Degradation	%/y	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	input M+W
parameter 21	Auxiliary Power Cons. Tracking	MW							input M+W
parameter 22	Module plane inclination	°	25	25	25	19	19	19	input M+W
parameter 23	Structure size N-S	m	6	6	6	6	6	6	input M+W
parameter 24	required power factor	Cos(phi)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	Input M+W

Parameters PV & Inverter tracked			MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA			Comments
No.	Item	Unit	2015	2020	2030	2015	2020	2030	
parameter 1	PV Manufacturer	-	JA Solar	JA Solar	JA Solar	JA Solar	JA Solar	JA Solar	input M+W
parameter 2	PV Module Type	-	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	JAP6 72-320/3BB	input M+W
parameter 3	Tracking y/n	-	y	y	y	y	y	y	input M+W
parameter 4	Nominal Module Power	W	320	380	440	320	380	440	input M+W ** hochskaliert entsprechend Steigerung era_nom
parameter 5	Nominal Module Efficiency	%	16.5	19.6	22.7	16.5	19.6	22.7	input M+W + Anpassung anhand Lastenheft (Verhältnis eta_nom)
parameter 6	Number of serial modules	-	20	20	20	20	20	20	input M+W
parameter 7	Number of parallel module strings	-	220	220	220	220	220	220	input M+W
parameter 8	Number of Systems	-	100	100	100	100	100	100	input M+W
parameter 9	Collector distance (shadowing)	m	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	input M+W
parameter 10	Inverter Manufacturer	-	SMA	SMA	SMA	SMA	SMA	SMA	input M+W
parameter 11	Inverter Type	-	SunnyCentral CP1000-XT	SunnyCentral CP1000-XT **	SunnyCentral CP1000-XT **	SunnyCentral CP1000-XT	SunnyCentral CP1000-XT **	SunnyCentral CP1000-XT **	input M+W ** hochskaliert entsprechend Steigerung era_nom
parameter 12	Nominal Inverter Power	kW	1,000	1,190	1,380	1,000	1,190	1.380	input M+W ** hochskaliert entsprechend Steigerung era_nom
parameter 13	Nominal Inverter DC Voltage	V	688	688	688	688	688	688	input M+W
parameter 14	Inverter design efficiency	%	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	98.7	input M+W
parameter 15	Wiring losses at full power (STC), AC+DC	%	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	1.44	input M+W
parameter 16	Module quality + module array losses	%	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	input M+W
parameter 17	Other losses (soiling?)	%	2	2	2	3	3	3	input M+W
parameter 18	PV / Battery config (AC or DC)	-	AC	AC	AC	AC	AC	AC	input M+W
parameter 19	Availability	%	98	98	98	98	98	98	input M+W
parameter 20	Degradation	%/y	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	input M+W
parameter 21	Auxiliary Power Cons. Tracking	MWh/y	70	70	70	70	70	70	input M+W
parameter 22	Module plane inclination	°	Variable	Variable	Variable	Variable	Variable	Variable	input M+W
parameter 23	Structure size E-W	m	2	2	2	2	2	2	input M+W
parameter 24	required power factor	Cos(phi)	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	Input M+W

8. Battery storage, PV

Skizze

Data book

Parameters Battery			MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA			Comments
No.	Item	Unit	2015	2020	2030	2015	2020	2030	
parameter 1	Capacity	MWh	variable	variable	variable	variable	variable	variable	input LUT
parameter 2	Self-discharge	%cap/month	1.8%	1.8%	1.7%	1.8%	1.8%	1.7%	input M+W
parameter 3	charge losses	%	3.5%	3.5%	3%	3.5%	3.5%	3%	input M+W
parameter 4	discharge losses	%	3.5%	3.5%	3%	3.5%	3.5%	3%	input M+W
parameter 5	Availability	%	99%	99%	99%	99%	99%	99%	input LUT
parameter 6	Degradation per cycle	%/cycle	0.0033%	0.002%	0.002%	0.0033%	0.002%	0.002%	input LUT
parameter 7	Max. number of cycles	-	6,000	10,000	10,000	6,000	10,000	10,000	input LUT
parameter 8	Impact of temperature (?) bzw. cooling needs	...	-	-	-	-	-	-	operation recommended at about 20°C in insulated building – cooling demand estimated to 1% of energy stored - input LUT
parameter 9	Minimum storage level	%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	total capacity defined to 120%, top and bottom 10% not used, only remaining 100% to be paid - input LUT (add. for REMix)

9. Fossil fired power plants

Reference fossil fuel fired power plants including gas turbine, combined cycle (gas and steam turbine) as well as internal combustion engine power plants were defined in reasonable block sizes for each technology considering the constraints of this project. For further being modelled in REMix, the key parameters, namely electrical power capacity and efficiency, of the different reference power plants were defined by providing approximate equations in dependence of boundary conditions such as ambient temperature and pressure.

As input for gas turbine data, performance maps were used, which have been received from turbine suppliers during different projects. These performance maps were evaluated and normalized in order to derive data for a fictitious gas turbine with a design power capacity of 50 MW (at gas turbine ISO conditions).

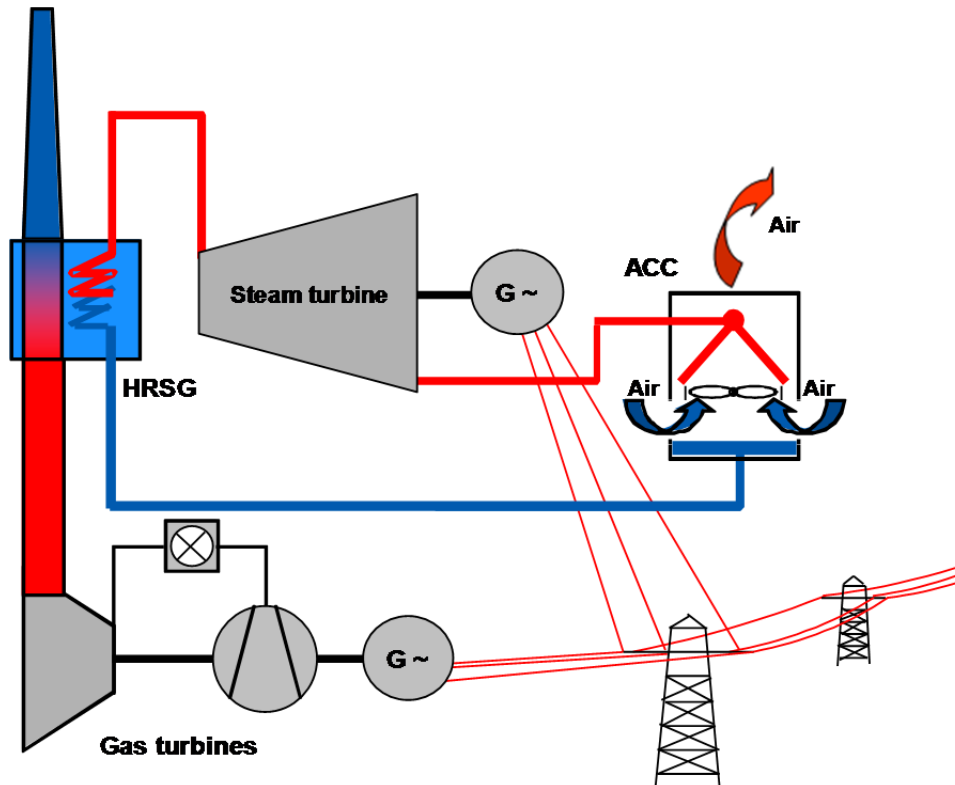
The combined cycle power plant was modelled with the thermal cycle calculation software KPRO[®]. Part load calculations were conducted with this model. On the basis of the results, approximate equations were determined for electrical power and efficiency in dependence of ambient temperature, ambient pressure and load. Two reference combined cycle power plants respectively with 50 MW and 400 MW design capacity (at ISO conditions) were considered. The reference efficiencies of these combined cycle power plants were defined based on the Gas Turbine World Handbook. Due to the fact that the reference plants were considering once through water cooling, correction factors for power and efficiency for ACC had to be defined. Additionally, correction factors have been provided for considering Diesel firing instead of natural gas.

Internal combustion engines (ICE) using natural gas or Diesel were also modeled based on data which was received by technology suppliers during different projects. Also for ICE power plants, approximate equations were determined in dependence of ambient conditions and load. Considering the given project constraints, reasonable ICE block sizes of 10 MW and 17 MW (at ICE ISO conditions) were defined and equations were established for natural gas as well as for Diesel combustion.

Besides the approximate equations for power and efficiency, the following data relevant for further modeling was additionally provided:

- Parasitics;
- Degradation of capacity and efficiency;
- Ramping rates;
- Minimum load;
- Start-up times;
- Minimum operation time and down time;
- Unscheduled outages and maintenance periods;
- Tentative investment and operational costs;
- Start-up costs; and
- Construction period and life time.

Sketch - Exemplary configuration for a Combined Cycle Power Plant



Calculation formulas for net power and efficiency of gas turbines and combined cycles (using the provided approximate equations and factors):

$$P_{net} = P_{gross,ISO} \cdot f_P(p_{amb}) \cdot f_P(Diesel) \cdot f_P(GT_{load}) \cdot f_P(T_{amb}) \cdot f_P(ACC) \cdot (1 - f(Parasitics))$$

$$\eta_{net} = \eta_{gross,ISO} \cdot f_\eta(Diesel) \cdot f_\eta(GT_{load}) \cdot f_\eta(T_{amb}) \cdot f_\eta(ACC) \cdot (1 - f(Parasitics))$$

$$\text{And for combined cycle with: } GT_{load} = f(CC_{load})$$

Calculation formulas for net power and efficiency of internal combustion engines (using the provided approximate equations and factors):

$$P_{net} = P_{gross,ISO} \cdot f_P(p_{amb}) \cdot f_P(T_{amb}) \cdot Load \cdot (1 - f(Parasitics))$$

$$\eta_{net} = \eta_{gross,ISO} \cdot f_\eta(Load) \cdot f_\eta(T_{amb}) \cdot f_\eta(p_{amb}) \cdot (1 - f(Parasitics))$$

Data book

Parameters Gas Turbine 50 MW Block (Gas/Diesel operation)									
			MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA			
No.	Item	Unit	2015	2020	2030	2015	2020	2030	Comments
parameter 1	Turbine Design Gross Capacity (Gas operation)	kW	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	
parameter 2	max. Overload	%	105	105	105	105	105	105	
parameter 3	p design (turbine ISO conditions)	mbar	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	ISO conditions for gas turbines
parameter 4	Tamb design (turbine ISO conditions)	°C	15	15	15	15	15	15	ISO conditions for gas turbines
parameter 5	r.H. design (turbine ISO conditions)	%	60	60	60	60	60	60	ISO conditions for gas turbines
parameter 6	eta gross @ design (Gas operation)	%	40	40	41	40	40	41	Simple cycle eher aeroderivatives, daher höherer Wirkungsgrad. Haller
parameter 7	eta turbine = f(Diesel)	%	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	97.8	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 8	Gross capacity = f(Diesel)	%	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	82.5	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 9	eta turbine = f(Tamb)	%	$(-2 \cdot 10^{-5} \cdot T_{amb} - 0.0002 \cdot T_{amb} + 1.0062) \cdot 100$	$(-2 \cdot 10^{-5} \cdot T_{amb} - 0.0002 \cdot T_{amb} + 1.0062) \cdot 100$	$(-2 \cdot 10^{-5} \cdot T_{amb} - 0.0002 \cdot T_{amb} + 1.0062) \cdot 100$	$(-2 \cdot 10^{-5} \cdot T_{amb} - 0.0002 \cdot T_{amb} + 1.0062) \cdot 100$	$(-2 \cdot 10^{-5} \cdot T_{amb} - 0.0002 \cdot T_{amb} + 1.0062) \cdot 100$	$(-2 \cdot 10^{-5} \cdot T_{amb} - 0.0002 \cdot T_{amb} + 1.0062) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 10	Gross capacity = f(Tamb)	%	$(-0.005 \cdot T_{amb} + 1.072) \cdot 100$	$(-0.005 \cdot T_{amb} + 1.072) \cdot 100$	$(-0.005 \cdot T_{amb} + 1.072) \cdot 100$	$(-0.005 \cdot T_{amb} + 1.072) \cdot 100$	$(-0.005 \cdot T_{amb} + 1.072) \cdot 100$	$(-0.005 \cdot T_{amb} + 1.072) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 11	Gross capacity = f(pamb)	%	$p_{amb} / p_{design} \cdot 100$	$p_{amb} / p_{design} \cdot 100$	$p_{amb} / p_{design} \cdot 100$	$p_{amb} / p_{design} \cdot 100$	$p_{amb} / p_{design} \cdot 100$	$p_{amb} / p_{design} \cdot 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 12	eta turbine = f(load)	%	$(-0.4633 \cdot load^2 + 1.1316 \cdot load + 0.3317) \cdot 100$	$(-0.4633 \cdot load^2 + 1.1316 \cdot load + 0.3317) \cdot 100$	$(-0.4633 \cdot load^2 + 1.1316 \cdot load + 0.3317) \cdot 100$	$(-0.4633 \cdot load^2 + 1.1316 \cdot load + 0.3317) \cdot 100$	$(-0.4633 \cdot load^2 + 1.1316 \cdot load + 0.3317) \cdot 100$	$(-0.4633 \cdot load^2 + 1.1316 \cdot load + 0.3317) \cdot 100$	correction factor applicable for part load

			+1.1316*load+0.3317)*100							
parameter 13	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	10 to 15	10 to 15	10 to 15	10 to 15	10 to 15	10 to 15		
parameter 14	Parasitics	% of Capacity	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1		
parameter 15	Min. Part Load	%	55	55	55	55	55	55		
parameter 16	Unscheduled outages	%	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5		
parameter 17	Maintenance intervals - A	h	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	operating hours until maintenance	
parameter 18	Maintenance intervals - B	h	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	operating hours until maintenance	
parameter 19	Maintenance intervals - C	h	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	operating hours until maintenance	
parameter 20	Maintenance duration - A	days	5	5	5	5	5	5	outage period	
parameter 21	Maintenance duration - B	days	20	20	20	20	20	20	outage period	
parameter 22	Maintenance duration - C	days	30	30	30	30	30	30	outage period	
parameter 23	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	$(-4.33E-06 * EOH + 1) * 100$	$(-4.33E-06 * EOH + 1) * 100$	$(-4.33E-06 * EOH + 1) * 100$	$(-4.33E-06 * EOH + 1) * 100$	$(-4.33E-06 * EOH + 1) * 100$	$(-4.33E-06 * EOH + 1) * 100$	degradation factor	
parameter 24	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(-0.000003 * EOH + 1) * 100$	$(-0.000003 * EOH + 1) * 100$	$(-0.000003 * EOH + 1) * 100$	$(-0.000003 * EOH + 1) * 100$	$(-0.000003 * EOH + 1) * 100$	$(-0.000003 * EOH + 1) * 100$	degradation factor	
parameter 25	Minimum offline time	h	0	0	0	0	0	0		
parameter 26	Minimum online time	h	1	1	1	1	1	1		
parameter 27	Start-up time (cold)	min	5 to 10	5 to 10	5 to 10	5 to 10	5 to 10	5 to 10		
parameter 28	Start-up time (hot)	min	5 to 10	5 to 10	5 to 10	5 to 10	5 to 10	5 to 10		
parameter 29	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	10 to 15	10 to 15	10 to 15	10 to 15	10 to 15	10 to 15		
parameter 30	Turbine Design Net Capacity	kW	49,950	49,950	49,950	49,950	49,950	49,950	@ gas turbine ISO conditions	

	(Gas operation)			
--	-----------------	--	--	--

Parameters Combined Cycle 50 MW Block (Gas/Diesel operation)									
			MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA			
No.	Item	Unit	2015	2020	2030	2015	2020	2030	Comments
parameter 1	CCPP Design Gross Capacity (Gas operation)	kW	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	50,000	
parameter 2	max. Overload	%	105	105	105	105	105	105	
parameter 3	P design (turbine ISO conditions)	mbar	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	ISO conditions for gas turbines
parameter 4	Tamb design (turbine ISO conditions)	°C	15	15	15	15	15	15	ISO conditions for gas turbines
parameter 5	r.H. design (turbine ISO conditions)	%	60	60	60	60	60	60	ISO conditions for gas turbines
parameter 6	eta gross CCPP @ design (Gas operation)	%	52	52	53	52	52	53	Geändert, Haller
parameter 7	eta CCPP = f(Diesel)	%	94	94	94	94	94	94	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 8	Gross capacity CCPP= f(Diesel)	%	79.35	79.35	79.35	79.35	79.35	79.35	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 9	eta CCPP = f(Tamb)	%	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 10	Gross capacity CCPP = f(Tamb)	%	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter	Gross	%	(pamb /	(pamb /	(pamb /	(pamb /	(pamb /	(pamb /	correction factor applicable for

11	capacity CCPP= f(pamb)		pdesign)*100	pdesign)*100	pdesign)*100	pdesign)*100	pdesign)*100	pdesign)*100	ambient pressure
parameter 12	GTload= f(CC load)	%	(1.2168*CCload- 0.2167)*100	(1.2168*CCload- 0.2167)*100	(1.2168*CCload- 0.2167)*100	(1.2168*CCload- 0.2167)*100	(1.2168*CCload- 0.2167)*100	(1.2168*CCload- 0.2167)*100	correction factor applicable for part load
parameter 13	eta CCPP = f(GT load)	%	(- 0.2392*GTload ² +0 .5225*GTload+0.7 167)*100	(- 0.2392*GTload ² +0 .5225*GTload+0.7 167)*100	(- 0.2392*GTload ² +0 .5225*GTload+0.7 167)*100	(- 0.2392*GTload ² +0 .5225*GTload+0.7 167)*100	(- 0.2392*GTload ² +0 .5225*GTload+0.7 167)*100	(- 0.2392*GTload ² +0 .5225*GTload+0.7 167)*100	correction factor applicable for part load
parameter 14	eta CCPP = f(ACC)	%	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	correction factor if air cooled condenser is used
parameter 15	Capacity CCPP = f(ACC)	%	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	correction factor if air cooled condenser is used
parameter 16	Max. Start- up gradient	% of Design Capacity / min	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	
parameter 17	Parasitics	% of Capacity	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	
parameter 18	Min. Part Load	%	63	63	63	63	63	63	
parameter 19	Unscheduled outages	%	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	
parameter 20	Maintenance intervals - A	h	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	operating hours until maintenance
parameter 21	Maintenance intervals - B	h	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	operating hours until maintenance
parameter 22	Maintenance intervals - C	h	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	operating hours until maintenance
parameter 23	Maintenance duration - A	days	5	5	5	5	5	5	outage period
parameter 24	Maintenance duration - B	days	20	20	20	20	20	20	outage period
parameter 25	Maintenance duration - C	days	30	30	30	30	30	30	outage period
parameter 26	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	(-3.2e- 06*EOH+1)*100	(-3.2e- 06*EOH+1)*100	(-3.2e- 06*EOH+1)*100	(-3.2e- 06*EOH+1)*100	(-3.2e- 06*EOH+1)*100	(-3.2e- 06*EOH+1)*100	degradation factor
parameter 27	Degradation of eta (Equivalent Operating	%	(-1.857e- 06*EOH+1)*100	(-1.857e- 06*EOH+1)*100	(-1.857e- 06*EOH+1)*100	(-1.857e- 06*EOH+1)*100	(-1.857e- 06*EOH+1)*100	(-1.857e- 06*EOH+1)*100	degradation factor

	Hours)							
parameter 28	Minimum offline time	h	2	2	2	2	2	2
parameter 29	Minimum online time	h	4	4	4	4	4	4
parameter 30	Start-up time (cold)	min	120 to 180	120 to 180	120 to 180	120 to 180	120 to 180	120 to 180
	Start-up energy							Calculated based on start-up curve: 7 min GT full speed followed by 20 min GT from 0% to 50 % load, followed by 20 min hold at 50% and finally simultaneous increase of GT from 50% to full load and ST from 0% to full load in 130 min
parameter 31	Start-up time (hot)	min	30 to 40	30 to 40	30 to 40	30 to 40	30 to 40	30 to 40
	Start-up energy							Calculated based on start-up curve: 7 min GT full speed followed by 10 min GT from 0% to 50 % load, followed by 5 min hold at 50% and finally simultaneous increase of GT from 50% to full load and ST from 0% to full load in 15 min
parameter 32	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8
parameter 33	Turbine Design Net Capacity (Gas operation)	kW	48.750	48.750	48.750	48.750	48.750	48.750 @ gas turbine ISO conditions

Parameters Combined Cycle 400 MW Block (Gas/Diesel operation)*

No.	Item	Unit	MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA			Comments
			2015	2020	2030	2015	2020	2030	
parameter 1	CCPP Design Gross Capacity	kW	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	400,000	

	(Gas operation)								
parameter 2	max. Overload	%	105	105	105	105	105	105	
parameter 3	P design (turbine ISO conditions)	mbar	1013	1013	1013	1013	1013	1013	ISO conditions for gas turbines
parameter 4	Tamb design (turbine ISO conditions)	°C	15	15	15	15	15	15	ISO conditions for gas turbines
parameter 5	r.H. design (turbine ISO conditions)	%	60	60	60	60	60	60	ISO conditions for gas turbines
parameter 6	eta gross CCPP @ design (Gas operation)	%	59	59	60	59	59	60	
parameter 7	eta CCPP = f(Diesel)	%	94	94	94	94	94	94	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 8	Gross capacity CCPP= f(Diesel)	%	79	79	79	79	79	79	correction factor if Diesel is used instead of natural gas
parameter 9	eta CCPP = f(Tamb)	%	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	$(1e-6 \cdot Tamb^3 - 0.0001 \cdot Tamb^2 + 0.019 \cdot Tamb + 0.9987) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 10	Gross capacity CCPP = f(Tamb)	%	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	$(-7 \cdot e^{-5} \cdot Tamb^2 - 0.0031 \cdot Tamb + 1.0607) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 11	Gross capacity CCPP= f(pamb)	%	(pamb / pdesign)*100	(pamb / pdesign)*100	(pamb / pdesign)*100	(pamb / pdesign)*100	(pamb / pdesign)*100	(pamb / pdesign)*100	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 12	GTload= f(CC load)	%	$(1.2168 \cdot CCload - 0.2167) \cdot 100$	$(1.2168 \cdot CCload - 0.2167) \cdot 100$	$(1.2168 \cdot CCload - 0.2167) \cdot 100$	$(1.2168 \cdot CCload - 0.2167) \cdot 100$	$(1.2168 \cdot CCload - 0.2167) \cdot 100$	$(1.2168 \cdot CCload - 0.2167) \cdot 100$	correction factor applicable for part load
parameter 13	eta CCPP = f(GT load)	%	$(-0.2392 \cdot GTload^2 + 0.5225 \cdot GTload + 0.7167) \cdot 100$	$(-0.2392 \cdot GTload^2 + 0.5225 \cdot GTload + 0.7167) \cdot 100$	$(-0.2392 \cdot GTload^2 + 0.5225 \cdot GTload + 0.7167) \cdot 100$	$(-0.2392 \cdot GTload^2 + 0.5225 \cdot GTload + 0.7167) \cdot 100$	$(-0.2392 \cdot GTload^2 + 0.5225 \cdot GTload + 0.7167) \cdot 100$	$(-0.2392 \cdot GTload^2 + 0.5225 \cdot GTload + 0.7167) \cdot 100$	correction factor applicable for part load
parameter 14	eta CCPP = f(ACC)	%	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	correction factor if air cooled condenser is used

parameter 15	Capacity CCPP = f(ACC)	%	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	(0.992 to 0.966) * 100	correction factor if air cooled condenser is used
parameter 16	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	
parameter 17	Parasitics	% of Capacity	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	
parameter 18	Min. Part Load	%	63	63	63	63	63	63	
parameter 19	Unscheduled outages	%	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0	
parameter 20	Maintenance intervals - A	h	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	12,000	operating hours until maintenance
parameter 21	Maintenance intervals - B	h	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	24,000	operating hours until maintenance
parameter 22	Maintenance intervals - C	h	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	48,000	operating hours until maintenance
parameter 23	Maintenance duration - A	days	5	5	5	5	5	5	outage period
parameter 24	Maintenance duration - B	days	20	20	20	20	20	20	outage period
parameter 25	Maintenance duration - C	days	30	30	30	30	30	30	outage period
parameter 26	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	$(-3.2e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-3.2e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-3.2e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-3.2e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-3.2e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-3.2e-06 * EOH + 1) * 100$	degradation factor
parameter 27	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(-1.857e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-1.857e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-1.857e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-1.857e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-1.857e-06 * EOH + 1) * 100$	$(-1.857e-06 * EOH + 1) * 100$	degradation factor
parameter 28	Minimum offline time	h	2	2	2	2	2	2	
parameter 29	Minimum online time	h	4	4	4	4	4	4	
parameter 30	Start-up time (cold)	min	120 to 180	120 to 180	120 to 180	120 to 180	120 to 180	120 to 180	
	Start-up energy								Calculated based on start-up curve: 7 min GT full speed followed by 20 min GT from 0% to 50 % load, followed by

									20 min hold at 50% and finally simultaneous increase of GT from 50% to full load and ST from 0% to full load in 130 min
parameter 31	Start-up time (hot)	min	30 to 40	30 to 40	30 to 40	30 to 40	30 to 40	30 to 40	30 to 40
	Start-up energy								Calculated based on start-up curve: 7 min GT full speed followed by 10 min GT from 0% to 50 % load, followed by 5 min hold at 50% and finally simultaneous increase of GT from 50% to full load and ST from 0% to full load in 15 min
parameter 32	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8	4 to 8
parameter 33	Turbine Design Net Capacity (Gas operation)	kW	390,000	390,000	390,000	390,000	390,000	390,000	@ gas turbine ISO conditions

* All correlations also apply to Combined Cycle 50MW Block

Parameters Internal Combustion Engine 16.6 MW Block (Gas operation)**								
			MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA		
No.	Item	Unit	2015	2020	2030	2015	2020	2030
parameter 1	ICE Design Gross Capacity	kW	16,600	16,600	16,600	16,600	16,600	16,600
parameter 2	max. Overload	%	105	105	105	105	105	105
parameter 3	P design (ICE ISO conditions)	mbar	1013	1013	1013	1013	1013	1013
parameter 4	Tamb design (ICE ISO conditions)	°C	25	25	25	25	25	25
								ISO conditions for internal combustion engines
								ISO conditions for internal combustion engines

parameter 5	eta gross ICE @ design	%	45.3	45.3	46.3	45.3	45.3	46.3	
parameter 6	eta ICE = f(Tamb)	%	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.002 \cdot T_{\text{amb}} + 1.079) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.002 \cdot T_{\text{amb}} + 1.079) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.002 \cdot T_{\text{amb}} + 1.079) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.002 \cdot T_{\text{amb}} + 1.079) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.002 \cdot T_{\text{amb}} + 1.079) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.002 \cdot T_{\text{amb}} + 1.079) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 7	eta ICE = f(pamb)	%	$((6\text{E}-05) \cdot p_{\text{amb}} + 0.9393) \cdot 100$	$((6\text{E}-05) \cdot p_{\text{amb}} + 0.9393) \cdot 100$	$((6\text{E}-05) \cdot p_{\text{amb}} + 0.9393) \cdot 100$	$((6\text{E}-05) \cdot p_{\text{amb}} + 0.9393) \cdot 100$	$((6\text{E}-05) \cdot p_{\text{amb}} + 0.9393) \cdot 100$	$((6\text{E}-05) \cdot p_{\text{amb}} + 0.9393) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 8	Gross capacity ICE = f(Tamb)	%	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.0101 \cdot T_{\text{amb}} + 1.3539) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.0101 \cdot T_{\text{amb}} + 1.3539) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.0101 \cdot T_{\text{amb}} + 1.3539) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.0101 \cdot T_{\text{amb}} + 1.3539) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.0101 \cdot T_{\text{amb}} + 1.3539) \cdot 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1;$ $T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=$ $(-0.0101 \cdot T_{\text{amb}} + 1.3539) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient temperature
parameter 9	Gross capacity ICE = f(pamb)	%	$(0.0003 \cdot p_{\text{amb}} + 0.6967) \cdot 100$	$(0.0003 \cdot p_{\text{amb}} + 0.6967) \cdot 100$	$(0.0003 \cdot p_{\text{amb}} + 0.6967) \cdot 100$	$(0.0003 \cdot p_{\text{amb}} + 0.6967) \cdot 100$	$(0.0003 \cdot p_{\text{amb}} + 0.6967) \cdot 100$	$(0.0003 \cdot p_{\text{amb}} + 0.6967) \cdot 100$	correction factor applicable for ambient pressure
parameter 10	eta ICE = f(load)	%	$(-0.087 \cdot \text{Load}^2 + 0.1348 \cdot \text{Load} + 0.9511) \cdot 100$	$(-0.087 \cdot \text{Load}^2 + 0.1348 \cdot \text{Load} + 0.9511) \cdot 100$	$(-0.087 \cdot \text{Load}^2 + 0.1348 \cdot \text{Load} + 0.9511) \cdot 100$	$(-0.087 \cdot \text{Load}^2 + 0.1348 \cdot \text{Load} + 0.9511) \cdot 100$	$(-0.087 \cdot \text{Load}^2 + 0.1348 \cdot \text{Load} + 0.9511) \cdot 100$	$(-0.087 \cdot \text{Load}^2 + 0.1348 \cdot \text{Load} + 0.9511) \cdot 100$	correction factor applicable for part load
parameter 11	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	13 to 15	13 to 15	13 to 15	13 to 15	13 to 15	13 to 15	
parameter 12	Parasitics	% of Capacity	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	
parameter 13	Min. Part Load (continuous)	%	30	30	30	30	30	30	
parameter 14	Unscheduled outages	%	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	
parameter 15	Maintenance outages	h	-	-	-	-	-	-	not to be considered here due to alternately maintenance of single units during low demand periods
parameter 16	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	100	100	100	100	100	100	no degradation of capacity expected
parameter 17	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$(-(2\text{e}-07) \cdot \text{EOH} + 1) \cdot 100$	$(-(2\text{e}-07) \cdot \text{EOH} + 1) \cdot 100$	$(-(2\text{e}-07) \cdot \text{EOH} + 1) \cdot 100$	$(-(2\text{e}-07) \cdot \text{EOH} + 1) \cdot 100$	$(-(2\text{e}-07) \cdot \text{EOH} + 1) \cdot 100$	$(-(2\text{e}-07) \cdot \text{EOH} + 1) \cdot 100$	degradation factor
parameter 18	Minimum offline time	h	-	-	-	-	-	-	n.a.
parameter	Minimum	h	-	-	-	-	-	-	n.a.

19	online time								
parameter 20	Start-up time (fast hot standby)	min	10	10	10	10	10	10	
parameter 21	Start-up time (normal hot standby)	min	15	15	15	15	15	15	
parameter 22	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	13 to 15	13 to 15	13 to 15	13 to 15	13 to 15	13 to 15	
parameter 23	ICE Design Net Capacity	kW	16,185	16,185	16,185	16,185	16,185	16,185	@ ICE ISO conditions

**ICE for gas operation are dual fuel type (suitable for gas and Diesel operation)

Parameters Internal Combustion Engine 17.1 MW Block (Diesel operation)								
			MOROCCO			KINGDOM SAUDI ARABIA		
No.	Item	Unit	2015	2020	2030	2015	2020	2030
parameter 1	ICE Design Gross Capacity	kW	17,100	17,100	17,100	17,100	17,100	17,100
parameter 2	max. Overload	%	105	105	105	105	105	105
parameter 3	P design (ICE ISO conditions)	mbar	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013	1,013
parameter 4	Tamb design (ICE ISO conditions)	°C	25	25	25	25	25	25
parameter 5	eta gross ICE @ design	%	44.1	44.1	45.1	44.1	44.1	45.1
parameter 6	eta ICE = f(Tamb)	%	$T < 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0005 * T_{\text{amb}} + 1.0125) * 100$	$T < 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0005 * T_{\text{amb}} + 1.0125) * 100$	$T < 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0005 * T_{\text{amb}} + 1.0125) * 100$	$T < 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0005 * T_{\text{amb}} + 1.0125) * 100$	$T < 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0005 * T_{\text{amb}} + 1.0125) * 100$	$T < 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 25^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0005 * T_{\text{amb}} + 1.0125) * 100$
parameter 7	eta ICE = f(pamb)	%	$((6E-05) * p_{\text{amb}} + 0.9393) * 100$	$((6E-05) * p_{\text{amb}} + 0.9393) * 100$	$((6E-05) * p_{\text{amb}} + 0.9393) * 100$	$((6E-05) * p_{\text{amb}} + 0.9393) * 100$	$((6E-05) * p_{\text{amb}} + 0.9393) * 100$	$((6E-05) * p_{\text{amb}} + 0.9393) * 100$
parameter 8	Gross capacity ICE = f(Tamb)	%	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0066 * T_{\text{amb}} + 1.2303) * 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0066 * T_{\text{amb}} + 1.2303) * 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0066 * T_{\text{amb}} + 1.2303) * 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0066 * T_{\text{amb}} + 1.2303) * 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0066 * T_{\text{amb}} + 1.2303) * 100$	$T < 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f=1; T > 35^{\circ}\text{C} \rightarrow f = (-0.0066 * T_{\text{amb}} + 1.2303) * 100$
parameter 9	Gross capacity ICE = f(pamb)	%	$(0.0007 * p_{\text{amb}} + 0.2721) * 100$	$(0.0007 * p_{\text{amb}} + 0.2721) * 100$	$(0.0007 * p_{\text{amb}} + 0.2721) * 100$	$(0.0007 * p_{\text{amb}} + 0.2721) * 100$	$(0.0007 * p_{\text{amb}} + 0.2721) * 100$	$(0.0007 * p_{\text{amb}} + 0.2721) * 100$
parameter 10	eta ICE = f(load)	%	$(-0.087 * \text{Load}^2 + 0.1348 * \text{Load} + 0.9511) * 100$	$(-0.087 * \text{Load}^2 + 0.1348 * \text{Load} + 0.9511) * 100$	$(-0.087 * \text{Load}^2 + 0.1348 * \text{Load} + 0.9511) * 100$	$(-0.087 * \text{Load}^2 + 0.1348 * \text{Load} + 0.9511) * 100$	$(-0.087 * \text{Load}^2 + 0.1348 * \text{Load} + 0.9511) * 100$	$(-0.087 * \text{Load}^2 + 0.1348 * \text{Load} + 0.9511) * 100$
parameter 11	Max. Start-up gradient	% of Design Capacity / min	8 to 10	8 to 10	8 to 10	8 to 10	8 to 10	8 to 10
parameter 12	Parasitics	% of Capacity	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
parameter 13	Min. Part Load	%	20	20	20	20	20	20

	(continuous)								
parameter 14	Unscheduled outages	%	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	
parameter 15	Maintenance outages	h	-	-	-	-	-	-	not to be considered here due to alternately maintenance of single units during low demand periods
parameter 16	Degradation of Capacity (Equivalent Operating Hours)	%	100	100	100	100	100	100	no degradation of capacity expected
parameter 17	Degradation of eta (Equivalent Operating Hours)	%	$-(3E-07)*EOH + 1)*100$	$-(3E-07)*EOH + 1)*100$	$-(3E-07)*EOH + 1)*100$	$-(3E-07)*EOH + 1)*100$	$-(3E-07)*EOH + 1)*100$	$-(3E-07)*EOH + 1)*100$	degradation factor
parameter 18	Minimum offline time	h	-	-	-	-	-	-	n.a.
parameter 19	Minimum online time	h	-	-	-	-	-	-	n.a.
parameter 20	Start-up time (fast hot standby)	min	10	10	10	10	10	10	
parameter 21	Start-up time (normal hot standby)	min	15	15	15	15	15	15	
parameter 22	Maximum ramping	% of Design Capacity / min	8 to 10	8 to 10	8 to 10	8 to 10	8 to 10	8 to 10	
parameter 23	ICE Design Net Capacity	kW	16,672.5	16,672.5	16,672.5	16,672.5	16,672.5	16,672.5	@ ICE ISO conditions

10. Economic Assumptions

SPECIFIC CAPEX CSP	Unit	PT 2015	PT 2020	PT 2030	CR 2015	CR 2020	CR 2030	Source / Comment
Solar / Heliostat Field (incl. Land & HTF)	€/m²	220.0	172.0 (165 / 184)*	144.0 (136 / 166)	130.0	104.0 (99 / 113)	90.0 (84 / 104)	Lastenheft *In brackets are the values for the scenarios high and low, respectively
Tower	Mio. €	-	-	-	160.0	122.0 (116 / 133)	97.0 (90 / 112)	für SM 2.4; Anpassung für andere SM anhand fit-Funktion basierend aus SPB-Daten, siehe Anmerkungen unter Tabelle
Receiver	€/kWth	-	-	-	125.0	97.0 (92 / 106)	78.0 (73 / 90)	Lastenheft
Thermal Storage	€/kWthh	40.0	33.0 (31.8 / 35.1)	23.0 (21.8 / 25.6)	25.0	22.6 (21.8 / 23.9)	19.3 (18.3 / 21.5)	Lastenheft
BOP	€/kWel	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	included in components' cost
Power Block (incl. Cooling)	€/kWel	1,000.0	968.0 (958 / 983)	923.0 (909 / 951)	1,000.0	968.0 (958 / 983)	923.0 (909 / 951)	Lastenheft, bezogen auf el. Leistung brutto
Fossil Backup System	€/kWth	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	Input Fichtner 07.04
Contingency	% of DC	27.0%	27.0% (24% / 27%)	16.0% (13% / 22%)	30.0%	26.0% (23% / 27%)	15.0% (15% / 21%)	Lastenheft
SPECIFIC OPEX CSP								
Insurance Rate	% DC/y	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	included in O&M
O&M Misc.	% DC/y	2.30%	2.30%	2.30%	2.30%	2.30%	2.30%	Lastenheft
Water Cost for CSP plant	€/m³	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	included in O&M
spec price GAS	€/MWh	51.1	51.1	55.6	51.1	51.1	55.6	Lastenheft Current policies
spec price DIESEL OIL	€/MWh	34.1	47.3	58.4	34.1	47.3	58.4	Lastenheft Reference Scenario
Financial Assumptions CSP								
Debt Period	y	25	25	25	25	25	25	Lastenheft
Discount rate	%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	7.00%	Lastenheft
Annual degradation	%/y	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%	0.30%	Fichtner - MENA Water 2012
Availability CSP	%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%	97.0%	

SPECIFIC CAPEX PV	Unit	2015	2020	2030
Modules	€/kWp	1050.0	809.0 (736 / 907)*	584.0 (490 / 767)
Inverters	€/kWp inverter	0.0	0.0	0.0
Trackers	€/kWp	200.0	154.0 (140 / 173)	111.0 (93 / 146)
SPECIFIC OPEX PV				
O&M Misc.	% DC/y	1.50%	1.50%	1.50%
Insurance Rate	% DC/y	0.00%	0.00%	0.00%
Water Cost	% DC/y	0.00%	0.00%	0.00%
Financial Assumptions PV				
Debt Period	y	25	25	25
Discount rate	%	6.5%	6.5%	6.5%
Annual degradation	%/y	0.50%	0.50%	0.50%
Availability	%	98.0%	98.0%	98.0%

Source / Comment

Lastenheft
*In brackets are the values for the scenarios high and low, respectively

Lastenheft - inverter cost included in modules cost

Lastenheft

Lastenheft

Lastenheft - included in O&M

Water cost included in O&M

Lastenheft

DataBook / M. Engelhard, Meeting 29.05.2015: 0.5 - 0.8 %/y

Input M+W

SPECIFIC CAPEX Battery	Unit	2015	2020	2030
Battery (Energy Capex share)	€/kWh	400.0	294.0 (251 / 350)*	159.0 (101 / 269)
Battery (Power Capex share)	€/kW	200.0	147.0 (126 / 175)	80.0 (50 / 135)
Contingency	% of DC	0.00%	0.00%	0.00%

Source / Comment

Lastenheft
*In brackets are the values for the scenarios high and low, respectively

Lastenheft

Lastenheft - contingency included in components' cost

SPECIFIC OPEX Battery

O&M	% DC/y	2.50%	2.50%	2.50%
Insurance Rate	% DC/y	0.00%	0.00%	0.00%

Lastenheft

Lastenheft - included in O&M

Financial Assumptions Battery

Debt Period	y	25	25	25
Discount rate	%	6.5%	6.5%	6.5%
Annual degradation Battery	%/y	tbc case by case	tbc case by case	tbc case by case
Availability	%	99.0%	99.0%	99.0%

Lastenheft

Input LUT

SPECIFIC CAPEX Backup Plant	Unit	Value 2015	Value 2020	Value 2030
Spec. CAPEX GT 50 MW	€/kW	400.0	400.0	400.0
Spec. CAPEX CC 50 MW	€/kW	1120.0	1120.0	1120.0
Spec. CAPEX ICE 10/15 MW	€/kW	1,000.0	980.0	900.0
Contingency	% of DC	0.00%	0.00%	0.00%
Spec. CAPEX CC 400 MW	€/kW	740.0	740.0	740.0

SPECIFIC OPEX Backup Plant

O&M GT	% of DC	1.25%	1.25%	1.25%
O&M CC	% of DC	1.50%	1.50%	1.50%
O&M ICE	% of DC	1.75%	1.75%	1.75%
Insurance Rate	% of DC	0.00%	0.00%	0.00%
Water	% of DC	0.00%	0.00%	0.00%
spec price GAS	€/MWh	51.1	51.1	55.6
spec price DIESEL OIL	€/MWh	34.1	47.3	58.4

Financial Assumptions

Debt Period	y	25	25	25
Discount rate	%	6.5%	6.5%	6.5%

Source / Comment

Lastenheft Durchschnitt / DataBook 1150 €/kW @ 9.7 MW & 1100 €/kW @ 16.6

Lastenheft Durchschnitt DataBook

Lastenheft Durchschnitt / DataBook

Lastenheft Durchschnitt DataBook

Included in O&M

Included in O&M

Lastenheft Current policies

Lastenheft Reference Scenario

the same as CSP

Lastenheft

Annual degradation	-			
Availability Fossil Power Plant	%	97 %	97 %	97 %
Construction Time GT	y	1.5	1.5	1.5
Construction Time CC	y	2.5	2.5	2.5
Construction Time ICE	y	1.5	1.5	1.5

GT verliert in 6000 Betriebsstunden ca. 2.5 % an Leistung und ca. 2 % Wirkungsgrad. Außerdem geht Massenstrom zurück. Die in den obenstehenden Tabellen zur GT und GuD beschreiben diesen Effekt als Gleichung über der Zeit. Nach Wartung gewinnt man den größten Teil wieder zurück. Source: aus Siemens-Angebot

Herstellerangaben

DataBook

DataBook

DataBook

Economy of Scale	Value for 2015, 2020, 2030			
CSP-PT	Fichtner proposal	Corresponding reference value		
Solar Field (incl. Land & HTF)	0,88	Solar Field Size	m ²	1.000.000
Thermal Storage	0,85	TES Capacity	MWhth	1.000
Power Block (incl. Cooling)	1,00	Nominal Capacity	MWeI	100
Fossil Backup System	1,00	Auxiliary Heater Capacity	MWth	300
Surcharges	0,90	DC	% / DC	
CSP-Tower				
Heliostats	0,90	Solar Field Size	m ²	900.000
Tower	1,00	Tower Height	m	200
Receiver	0,85	Receiver Capacity or Solar Field Capacity	MWth	600
Thermal Storage	0,85	TES Capacity	MWhth	1.000
Power Block	1,00	Nominal Capacity	MWeI	100
Fossil Backup System	1,00	Auxiliary Heater Capacity	MWth	260
Surcharges	0,90	DC	% / DC	

PV & Battery				
Modules without tracking	0,95	Nominal Capacity (DC)	MWp	100
Modules with tracking	0,95	Nominal Capacity (DC)	MWp	100
Battery (Energy Capex share)	0,95	Storage Capacity	MWhel	500
Battery (Power Capex share)	0,95	Power (AC/DC)	MWel	100
Fossil Power Plant				
Gas Turbine (ca. 50-100MWel)	1,00	Total capacity	MWe	100
Combined Cycle (ca. 50-100MWel)	1,00	Total capacity	MWe	100
Engine	1,00	Total capacity	MWe	100

*Es wird eine Anpassung für die Turmkosten bei SM anders als 2.4 vorgenommen. Das basiert auf folgende fit-Funktion (fit aufbauend auf

SBP-Annahmen): $\text{tower_cost [Mio. €]} = 1.604 \cdot \text{EXP}(z_{\text{tower}}^{0.0115})$, wobei $z_{\text{tower}} = 36.7 \cdot \dot{Q}_{\text{rec}}^{0.288}$ [Dersch 2010]: Annual Yield Analysis of Solar Tower Power Plants With GREENIUS. Dazu wird ein Anpassungsfaktor * 1.15 benutzt, um mit aktuellen Rechnungen aus HFLCAL zu fitten.

Für 2020 bzw. 2030 und für die jeweiligen Szenarien "high" und "low", wird die Fit-Funktion mit den Verhältnissen der spez. CAPEX skaliert, d.h. z.B. für das Jahr 2020 und Szenario "high":

$$z_{\text{tower}} = 36.7 \cdot Q_{\text{rec}}^{0.288} \cdot 1.15 \cdot \left(\frac{116}{160}\right)$$

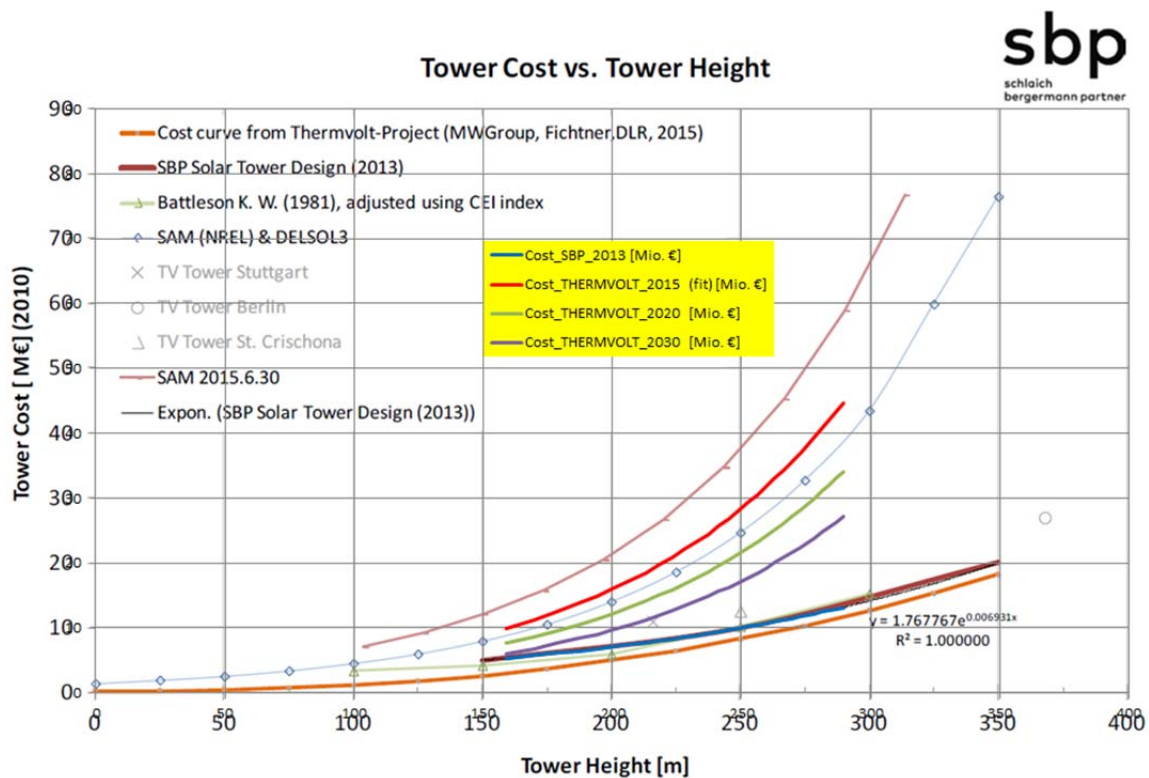


Abbildung 3: Tower cost assumptions and comparison with other references

Fuel	[kg CO ₂ /TJ]	[t CO ₂ /MWh _{th}]
GAS	56100	0.202
LFO / DIESEL OIL	74100	0.267

Table 3: CO₂ emission factors (default values) by fossil fuels [IPCC 2006]

Penalty für nicht gedeckte Last:

	2015 [€/kWh]	2020 [€/kWh]	2030 [€/kWh]
MOR	...	...	...
KSA	...	...	...

Table 4: Preis für nicht gedeckte Last

List of figures

Figure 4-1: Scheme of system with thermal Oil	10
Figure 5-1: Scheme of Molten Salt Tower	17
Figure 2: general PV system layout.....	24
Figure 3: PV field layout detail.....	24
Figure 4: shading analysis for fixed-tilt PV layout.....	25
Figure 5: shading limit angle calculation for 31°N	25
Figure 6: Array tilt optimization for fixed-tilt PV layout	26

List of tables

Table 1: Referencesystem Parabolic Trough, thermal oil and molten salt, Databook.....	11
Table 2: Reference System Molten Salt Tower, ST-MS, Databook	18
Table 3: CO ₂ emission factors (default values) by fossil fuels [IPCC 2006]	49
Table 4: Preis für nicht gedeckte Last	49

Zusätzliche Ergebnis Diagramme: Alle berechneten Varianten

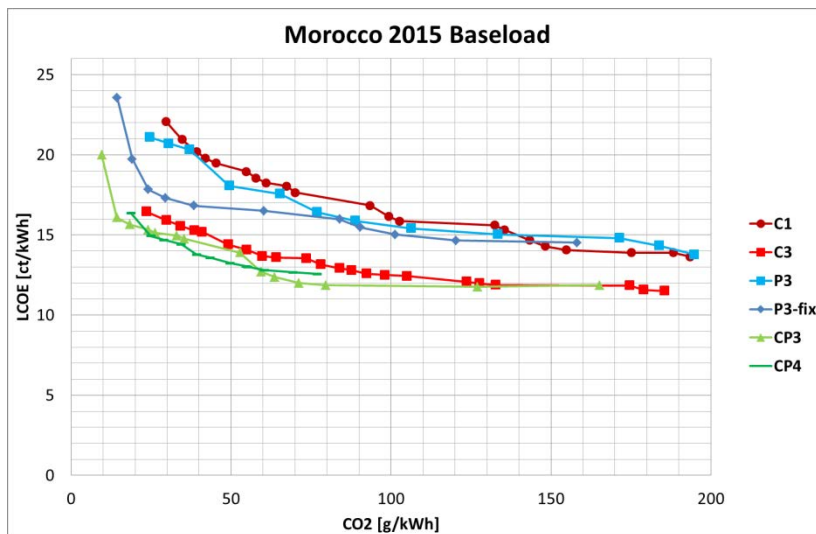


Abbildung 97: Marokko, 2015, Baseload, Referenz GuD: 9,93 ct/kWh @ 590 gCO₂/kWh

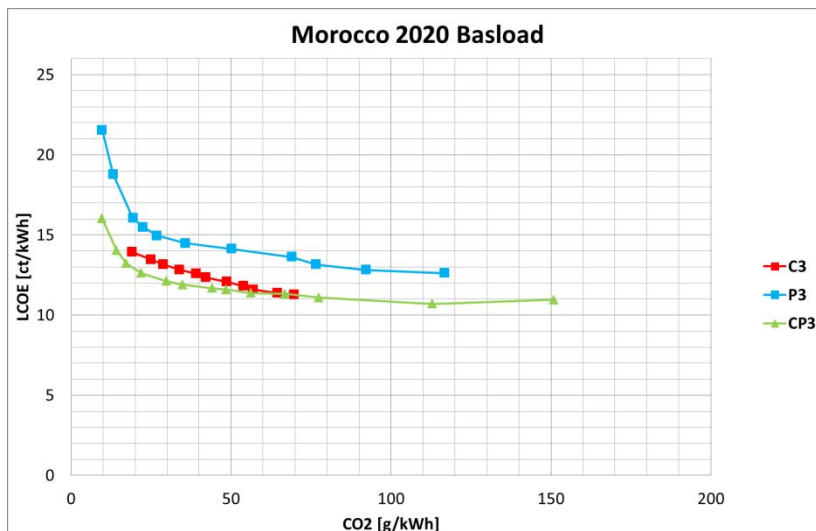


Abbildung 98: Marokko, 2020, Baseload

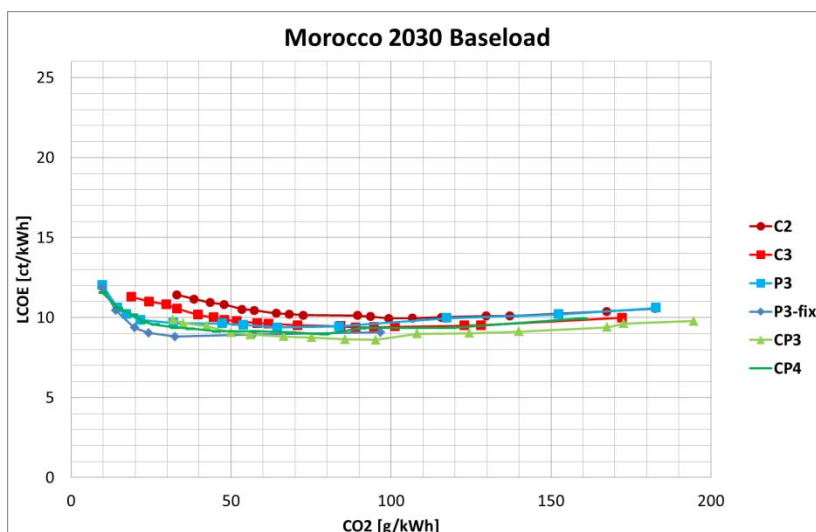


Abbildung 99: Marokko, 2030, Baseload, Referenz GuD: 15,11 ct/kWh @ 579 gCO₂/kWh

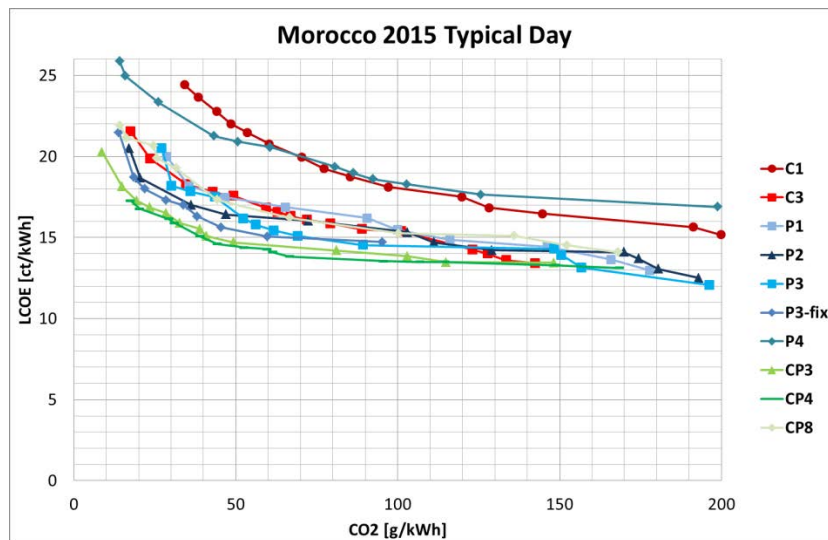


Abbildung 100: Marokko, 2015, Typical Day, Referenz GuD: 12,35 ct/kWh @ 638 gCO₂/kWh

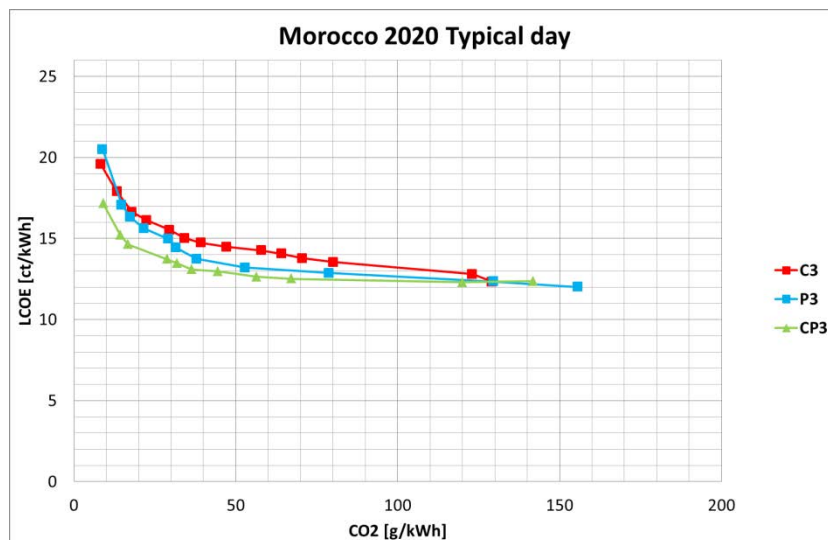


Abbildung 101: Marokko, 2020, Typical Day

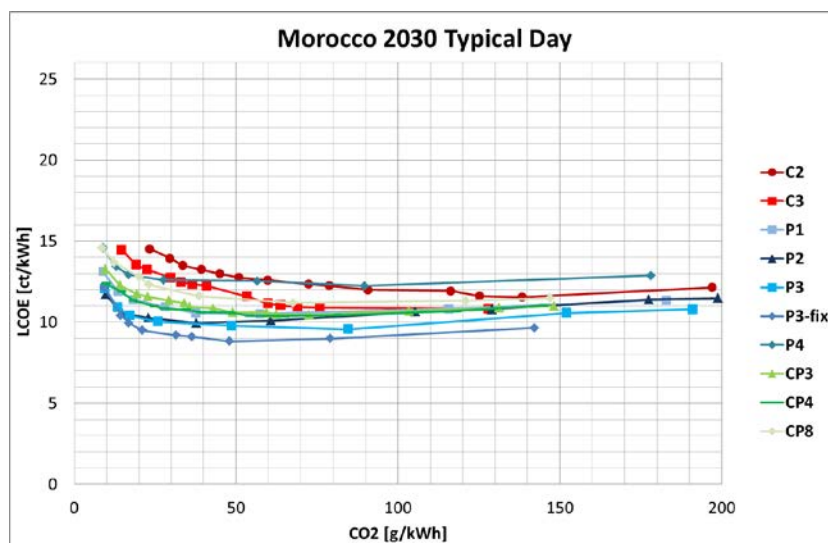


Abbildung 102: Marokko, 2030, Typical Day, Referenz GuD: 17,78 ct/kWh @ 626 gCO₂/kWh

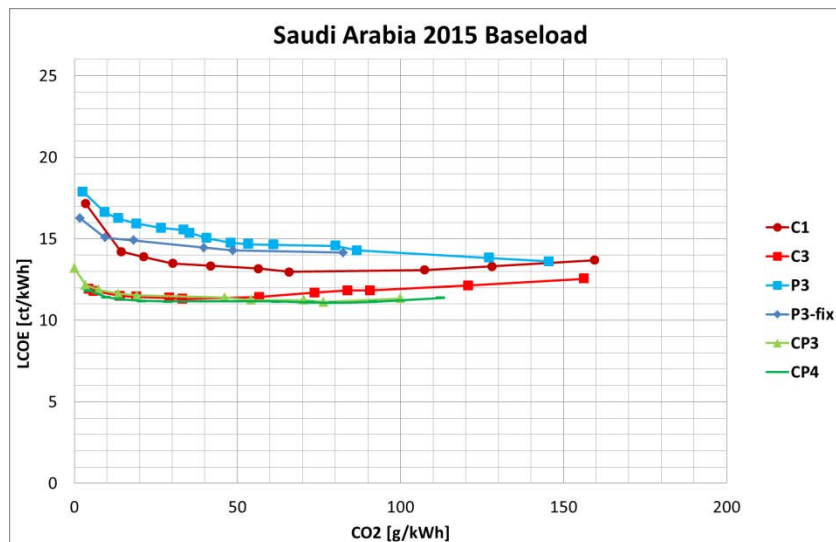


Abbildung 103: Saudi-Arabien, 2015, Baseload, Ref. GuD: 13,08 ct/kWh @ 425 gCO₂/kWh

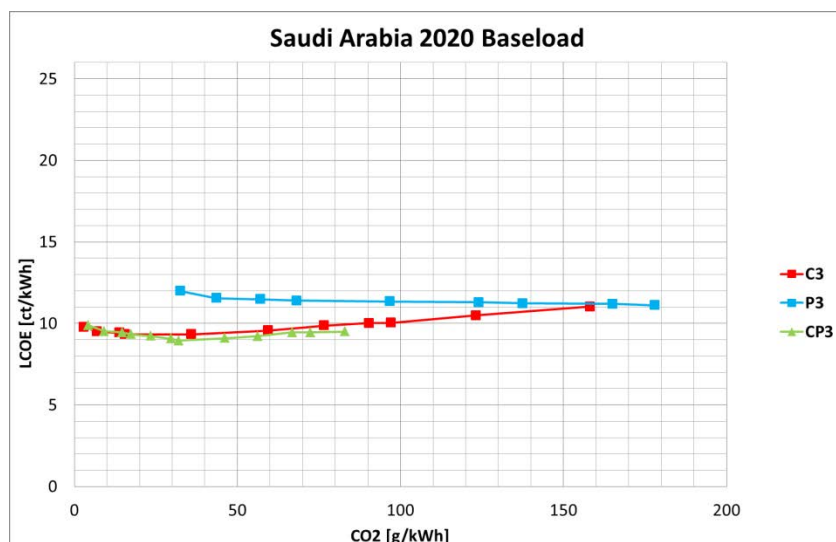


Abbildung 104: Saudi-Arabien, 2020, Baseload

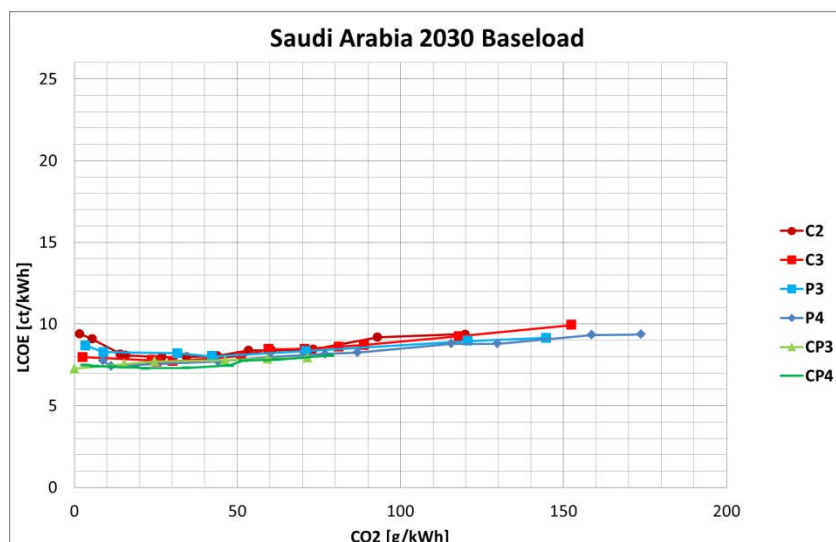


Abbildung 105: Saudi-Arabien, 2030, Baseload, Ref. GuD: 13,66 ct/kWh @ 417 gCO₂/kWh

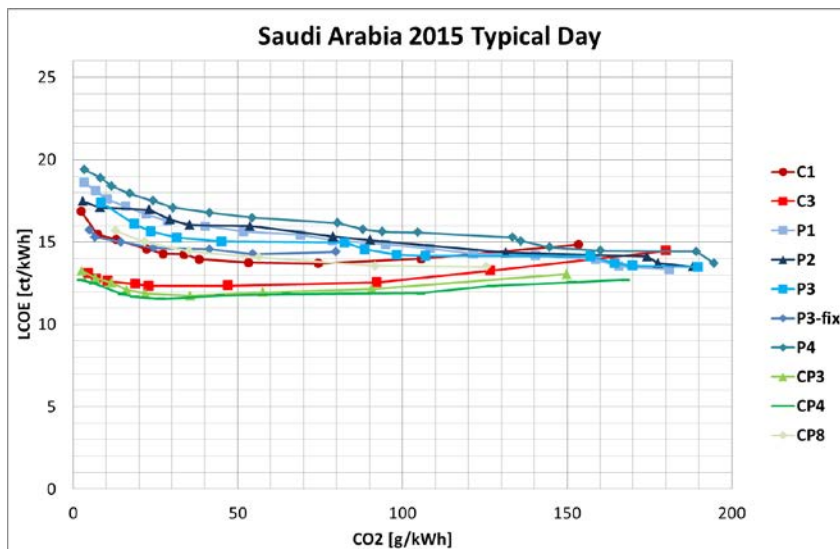


Abbildung 106: Saudi-Arabien, 2015, Typical Day, Ref. GuD: 13,74 ct/kWh @ 433 gCO₂/kWh

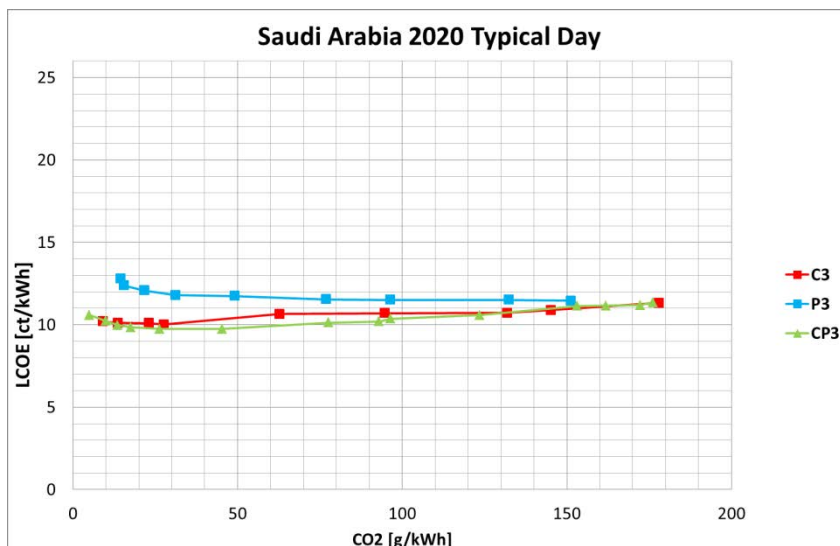


Abbildung 107: Saudi-Arabien, 2020, Typical Day

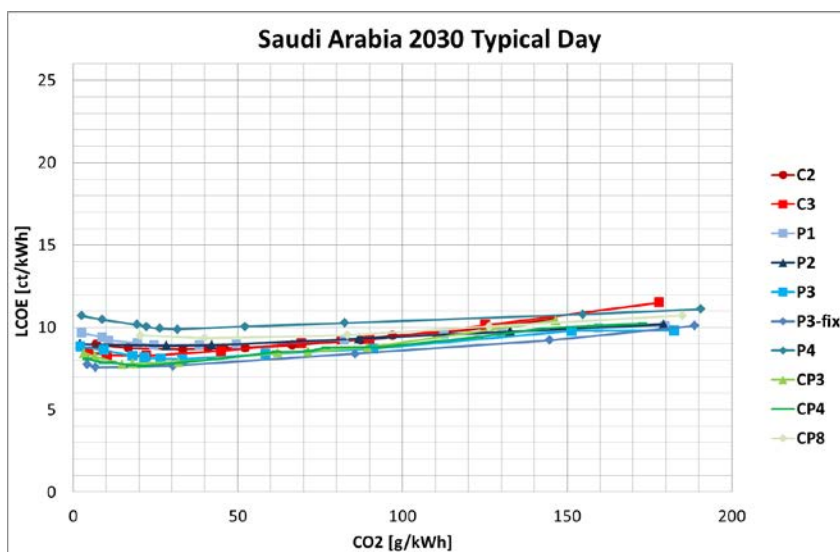


Abbildung 108: Saudi-Arabien, 2030, Typical Day, Ref. GuD: 14,28 ct/kWh @ 425 gCO₂/kWh

Berichtsblatt

1. ISBN oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht	
3. Titel Schlussbericht THERMVOLT Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit		
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Stefano Giuliano, Michael Puppe, Heiko Schenk, Tobias Hirsch, Massimo Moser, Tobias Fichter, Jürgen Kern, Franz Trieb, Manfred Engelhard, Stephan Hurler, Adrian Weigand, Dietmar Brakemeier, Johannes Kretschmann, Ursula Haller, Roland Klingler, Christian Breyer, Svetlana Afanasyeva	5. Abschlussdatum des Vorhabens 30.06.2016	6. Veröffentlichungsdatum 31.12.2016
	7. Form der Publikation	
	8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.: - Institut für Solarforschung, Pfaffenwaldring 38 – 40, 70569 Stuttgart - Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38 – 40, 70569 Stuttgart Fichtner GmbH, Sarweystraße 3, 70191 Stuttgart M+W Germany GmbH, Lotterbergstr. 30, 70499 Stuttgart	
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 53107 Bonn		9. Ber. Nr. Durchführende Institution
		10. Förderkennzeichen 0325760A, 0325760B, 0325760C
		11. Seitenzahl 246
13. Literaturangaben 38		14. Tabellen 36
		15. Abbildungen 108
		16. Zusätzliche Angaben
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) Technische Informationsbibliothek Hannover (TIB)		
18. Kurzfassung Ziel des Verbundvorhabens THERMVOLT ist ein systemtechnischer und wirtschaftlicher Vergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken unter gleichen Randbedingungen. Dazu analysiert das Projekt THERMVOLT verschiedene CSP und PV-basierte Kraftwerkskonzepte und dessen Kombinationen, welche aus Sonnenenergie kostengünstigen und jederzeit verfügbaren und somit planbaren Strom zuverlässig erzeugen können, und das auch zu Zeitpunkten, wenn die Sonne nicht scheint. In der Studie wurden drei Basiskonzepte für Solarkraftwerke analysiert: CSP-Kraftwerke mit thermischem Energiespeicher und fossiler Zusatzfeuerung (Hybridisierung), PV-Kraftwerke mit Batteriespeichern und fossile Backup-Kraftwerk (z.B. Gasturbinen) sowie dessen Kombinationen. Zwischen diesen Basiskonzepten wurden noch unterschiedliche technische Varianten definiert, im Detail spezifiziert und analysiert. Die Kraftwerke müssen die Fähigkeit besitzen, verschiedenen vorab definierten Lastprofilen zu folgen und gleichzeitig bei geringsten Stromerzeugungskosten möglichst geringe Treibhausgasemissionen (CO_{2eq}) erreichen. Die Kraftwerksgröße lag bei $100MW_{el}$ und als repräsentative Standorte wurden Marokko und Saudi Arabien für die Jahre 2015, 2020 und 2030 untersucht. Zur Ermittlung der Kostendaten für die Zukunftsszenarien wurde die Methode der Lernkurve (Erfahrungskurve) verwendet. Die Autoren präsentieren systemtechnische und wirtschaftliche Ergebnisse und Vergleiche sowie Konzepte wie man aus Sonnenenergie über solarthermische Kraftwerke und/ oder photovoltaische Kombi-Kraftwerke kostengünstigen und jederzeit verfügbaren, planbaren Strom erzeugen kann.		
19. Schlagwörter Solarthermische Kraftwerke, CSP, Photovoltaik Kraftwerke, PV, Turmkraftwerke, Parabolrinnenkraftwerke, Batteriespeicher, PV-Batterie-GT-Kombi-Kraftwerke, CSP-PV-Kombi-Kraftwerke, Hybridisierung		
20. Verlag	21. Preis	

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) Final report	
3. title Schlussbericht THERMVOLT Systemvergleich von solarthermischen und photovoltaischen Kraftwerken für die Versorgungssicherheit		
4. author(s) (family name, first name(s)) Stefano Giuliano, Michael Puppe, Heiko Schenk, Tobias Hirsch, Massimo Moser, Tobias Fichter, Jürgen Kern, Franz Trieb, Manfred Engelhard, Stephan Hurler, Adrian Weigand, Dietmar Brakemeier, Johannes Kretschmann, Ursula Haller, Roland Klingler, Christian Breyer, Svetlana Afanasyeva	5. end of project 30.06.2016	6. publication date 31.12.2016
	7. form of publication	
	9. originator's report no.	
8. performing organization(s) (name, address) Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.: - Institut für Solarforschung, Pfaffenwaldring 38 – 40, 70569 Stuttgart - Institut für Technische Thermodynamik, Pfaffenwaldring 38 – 40, 70569 Stuttgart Fichtner GmbH, Sarweystraße 3, 70191 Stuttgart M+W Germany GmbH, Lotterbergstr. 30, 70499 Stuttgart	10. reference no. 0325760A, 0325760B, 0325760C	
	11. no. of pages 246	
	13. no. of references 38	
12. sponsoring agency (name, address) Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 53107 Bonn	14. no. of tables 36	
	15. no. of figures 108	
	16. supplementary notes	
17. presented at (title, place, date) Technische Informationsbibliothek Hannover (TIB)		
18. abstract The main objective of the THERMVOLT research project is a technological, economical and ecological comparison of concentrated solar thermal (CSP) and photovoltaic (PV) power plants under equal boundary conditions. Various power plant concepts based on CSP and PV technology as well as combinations of both, are analyzed. All concepts must be able to produce dispatchable electricity at low cost from solar energy, including at times when the sun is not shining. Three basic types of solar power plants were analyzed: CSP-plants with thermal energy storage and fossil back-up generation (hybridization), PV-plants with battery storage and fossil backup (e.g. gas turbines), and a combination of both (CSP-PV). In between each basic concept several technical variations were defined, specified and analyzed in detail. All power plants must be able to produce electricity according to predefined load profiles, while achieving the lowest possible greenhouse gas emissions (CO_{2eq}) and levelized cost of electricity (LCOE). The plant size is 100 MW_{el} for all variants. The calculations were made for the years 2015, 2020 and 2030 at each of the representative locations Morocco and Saudi-Arabia. The cost data for the future scenarios were obtained based on a learning-rate model and a broad literature analysis for future growth expectations. For the present cost data detailed inquiry was conducted. The authors present results of the system and cost analysis of the analyzed solar power plants as well as the methodology used for the study.		
19. keywords Solar thermal power plant, CSP, photovoltaic power plant, PV, solar tower, parabolic trough, battery storage, PV-Battery-GT power plant, CSP-PV power plant, hybridisation		
20. publisher	21. price	