Solare Kraftwerkprozesse für Wüstengebiete

R. Buck, S. Giuliano

13. Kölner Sonnenkolloquium, Köln-Porz

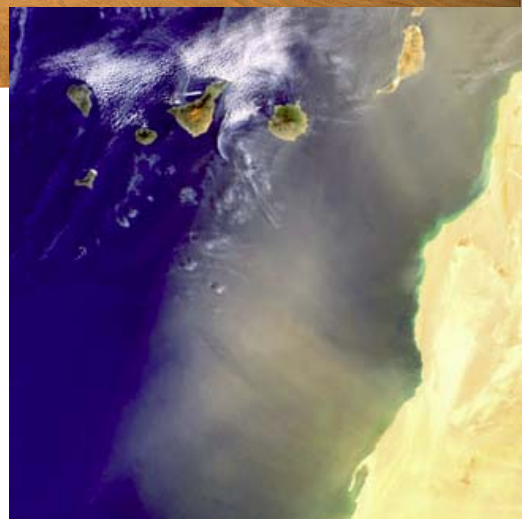
DLR Deutsches Zentrum
für Luft- und Raumfahrt e.V.
in der Helmholtz-Gemeinschaft

Gliederung

- Solare Betriebsrandbedingungen
- Kraftwerkskonzepte
- Parameterstudie
- Zusammenfassung

Solare Betriebsrandbedingungen in Wüstengebieten

- hohe solare Direktstrahlung
- hohe Umgebungstemperaturen
- meist kein (Kühl-) Wasser verfügbar
- z. T. hohe Luftfeuchtigkeit nahe Küste
- z. T. hohe Staubbelastung in Atmosphäre



Randbedingungen DESERTEC

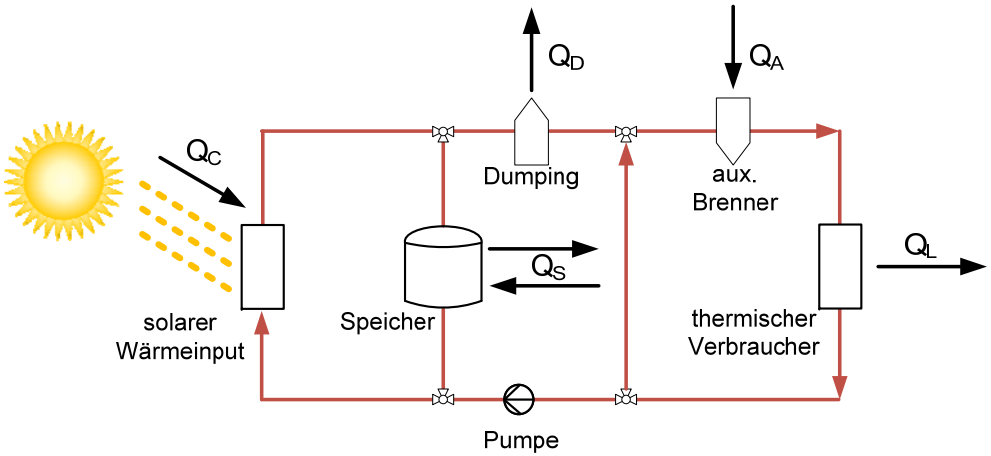
- langfristig angelegt
  - technologische Weiterentwicklung wird einfliessen
- Integration Wind + PV + CSP
  - nur CSP ermöglicht einfache Einbindung von Speichern und Hybridisierung (Zufeuerung)
- CSP bietet Versorgungssicherheit
  - keine Schattenkapazität notwendig
- Lastvergleichmäßigung in HVDC-Übertragungsnetzen
  - bessere Ausnutzung durch Speicher und/oder Hybridisierung

⇒ Vergleich existierender / möglicher CSP-Systeme

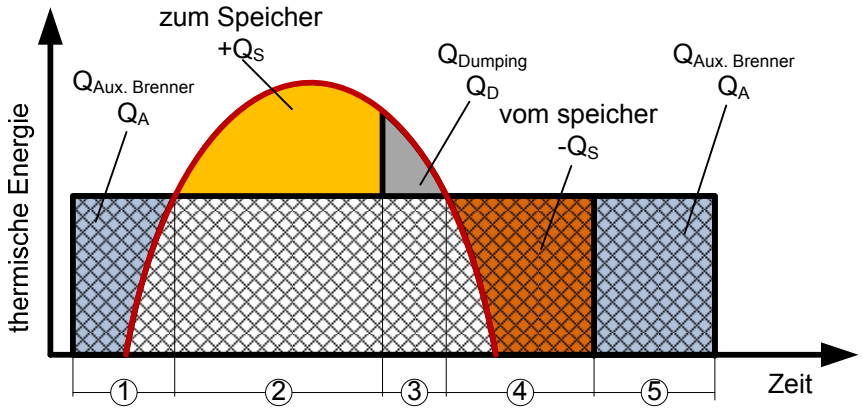
Solare Kraftwerksprozesse für Wüstengebiete

- Trockenkühlung (kein Kühlwasser vorhanden)
- Versorgungssicherheit → Hybridisierung
  mit möglichst geringem Brennstoffeinsatz
- Ressourcenschonung, geringe CO_2-Emissionen → Speichereinbindung

HTF-Kreislauf:



Betriebsmodus:



Betrachtete Kraftwerkskonzepte

- Parabolrinne
  - Öl, 390°C
  - Salz, bis 550°C
- Fresnel
- Solarturm
  - Direktdampf, bis 550°C
  - volumetrischer Receiver
  - Salz, bis 560°C (bzw. 650°C)

Dampfprozesse

- GuD-Prozesse
  - ISCC mit Parabolrinne
  - Solarturm mit Einkopplung in Gasturbine
  - Solarturm-Kraftwerk mit Partikel-Receiver

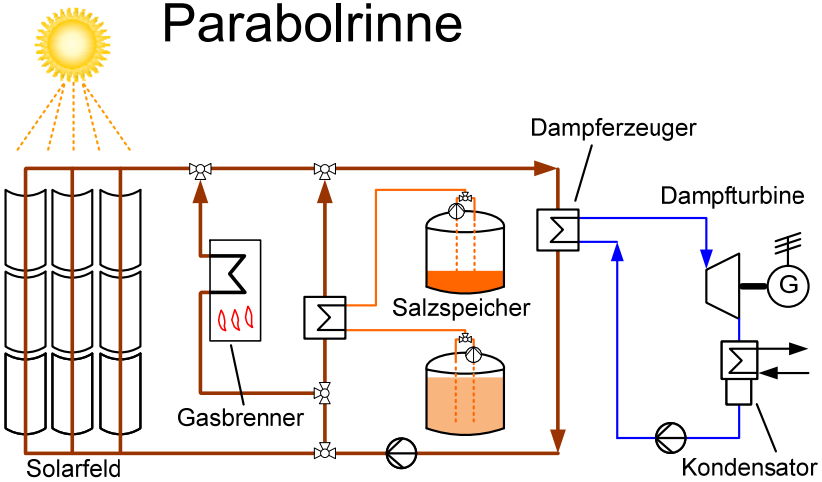
Gas- und Dampfprozesse

- Solare Gasturbine
  - Solarturm mit rekuperativem Gasturbinen-Prozess mit Zwischenkühlung

Gasturbinen-Prozesse

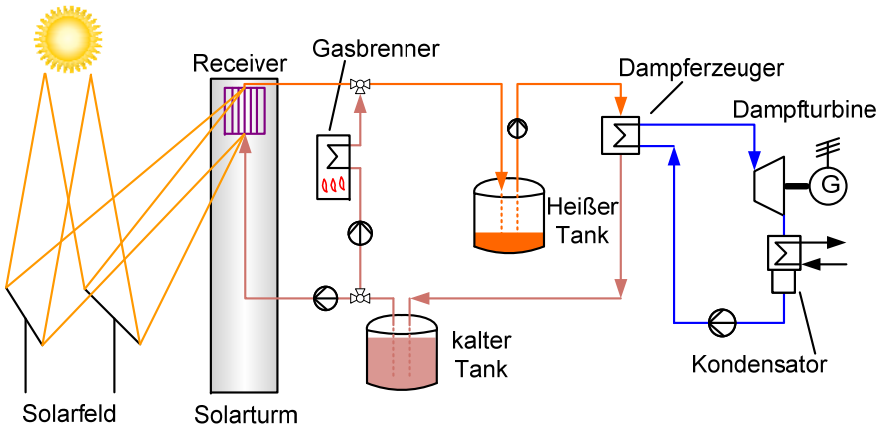
Solar-Hybride Solarkraftwerke mit Dampfprozess

Parabolrinne



	Parabolrinne 30 MWe
HTF	Thermoöl
Solarfeld- Temperaturen	293°C - 393°C
Solarfeldleistung @SM1	80,7 MW_{th}
Brennerleistung	85 MW_{th}
Frischdampfzustand	371°C @ 100 bar
Abdampfparameter	45°C @ 0,1 bar
$\eta_{El, Brutto}$ @DP	37,2%
Solar share @DP	100%

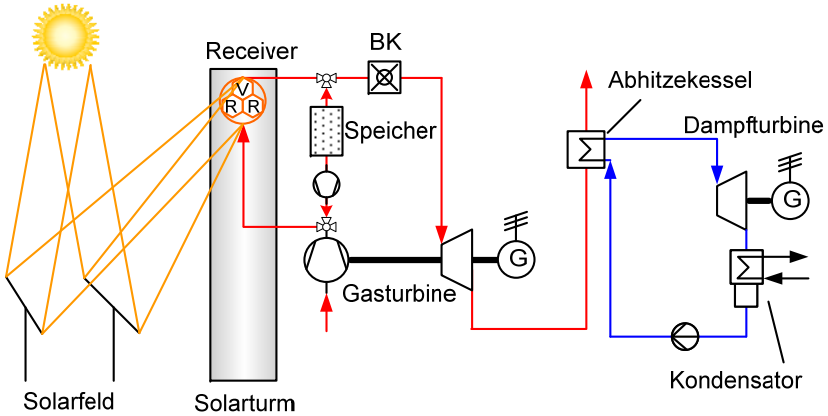
Salzturm



	Salzturm 30 MWe	Salzturm+ 150 MWe
HTF	Nitratsalz	Nitratsalz
Receiver-Temperaturen	290°C – 565°C	290°C – 635°C
Receiverleistung @SM1	70,5 MW_{th}	313 MWth
Brennerleistung	74 MW_{th}	330 MW_{th}
Frischdampfzustand	552°C @126bar	620°C @285bar
Abdampfparameter	45°C @ 0,1 bar	45°C @ 0,1 bar
$\eta_{El, Brutto}$ @DP	42,6%	47,9%
Solar share @DP	100%	100%

Solar-Hybride Solarkraftwerke mit GuD-Prozess

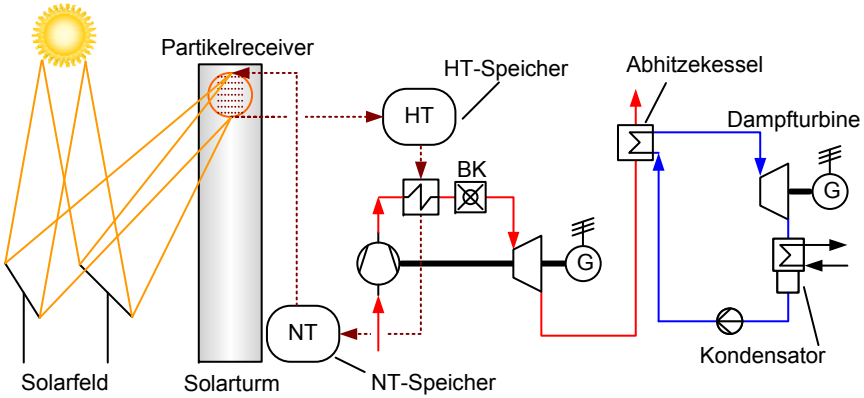
Solar-Hybride GuD (SHCC*)



	Solar-hybride GuD 30 MWe
HTF	Luft
Receiver-Temperaturen	354°C - 850°C
Solarfeldleistung @SM1	39,6 MW_{th}
Verbrennungstemperatur	1130°C @ 10 bar
Frischdampfzustand DT	490°C @ 44 bar
Abdampfparameter DT	45°C @ 0,1 bar
$\eta_{El, Brutto}$ @DP	46,4%
Solar share @DP	60,2%

* MAN Turbo, TU Dresden, VGB, DLR; gefördert durch BMU

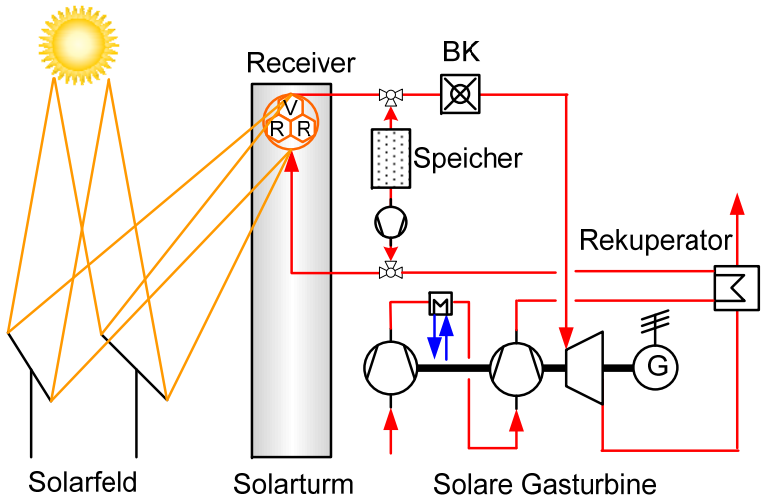
Partikel-Turm



	Partikel Turm 30 MWe
HTF	Keramik Partikel
Receiver-Temperaturen	360°C - 1000°C
Solarfeldleistung @SM1	52 MW_{th}
Verbrennungstemperatur	1130°C @ 10 bar
Frischdampfzustand DT	490°C @ 44 bar
Abdampfparameter DT	45°C @ 0,1 bar
$\eta_{El, Brutto}$ @DP	46,4%
Solar share @DP	83,4%

Solar-Hybride Solarkraftwerke mit Gasturbinen-Prozess

Solare Gasturbine

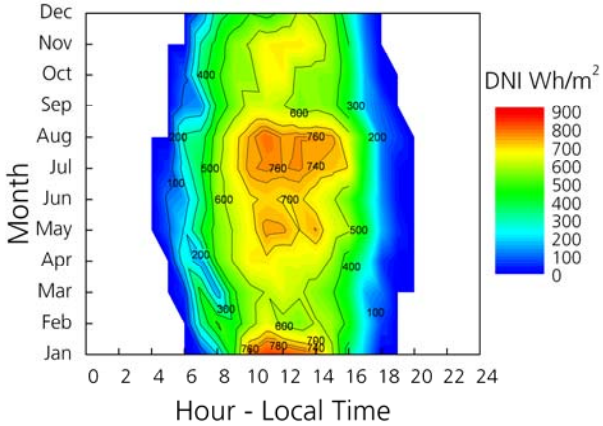


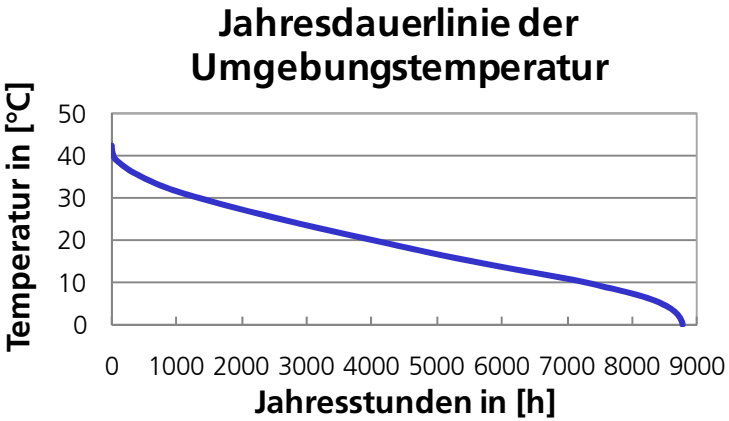
	Solare Gasturbine 30 MWe
HTF	Luft
Receiver-Temperaturen	448°C - 950°C
Solarfeldleistung @SM1	61,7 MW_{th}
Verbrennungstemperatur	950°C @ 10 bar
$\eta_{El, Brutto}$ @DP	48,6%
Solar share @DP	100%

- angepasster Gasturbinen-Prozess
  - Rekuperator
  - Verdichter-Zwischenkühlung
  - Turbinen-Eintrittstemperatur 950°C
- keine Standard-Gasturbinen
  - starke Modifikation bestehender Typen
  - Neu-Entwicklung

Parameterstudie

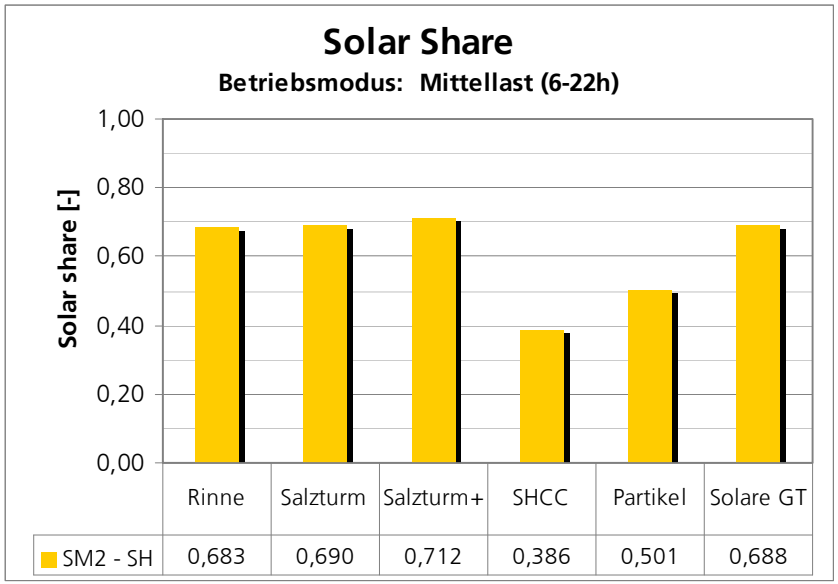
- Standort:
  - Hassi R'Mel – Algerien (32,9° nördl. Breite, Höhe 746 m)
  - DNI im Jahr: 2260 kWh/m²a (für 2005)
  - Durchschnittliche Umgebungstemperatur: 19,2°C

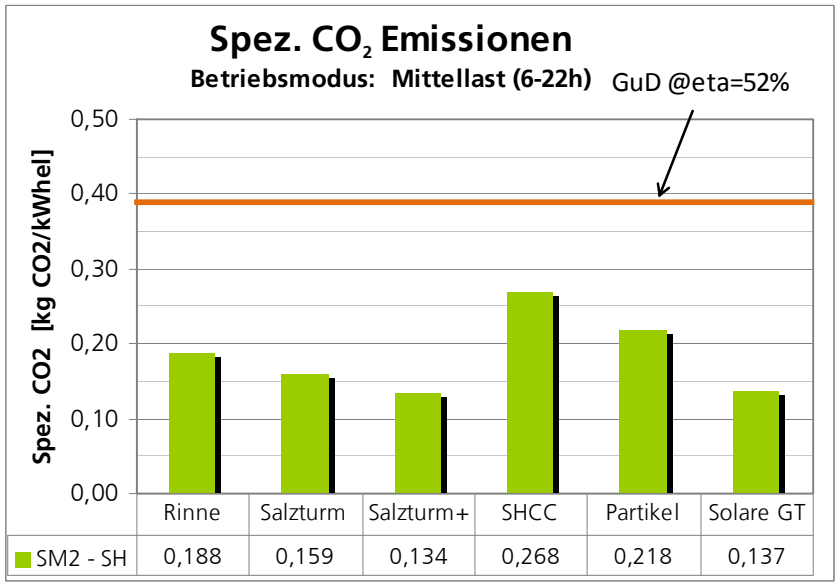




- Gemeinsame Randbedingungen:
  - Designpunkt: 21. März 12:00, t_{Luft} = 25°C, φ=60%
  - $P_{el,\ brutto} \approx 30\ MW_{el}$, Trockenkühlung
- Betriebsstrategie: Mittellast: täglich 6 – 22h ⇒ 6205 h/a

Ergebnisse der Jahressimulation für Mittellast

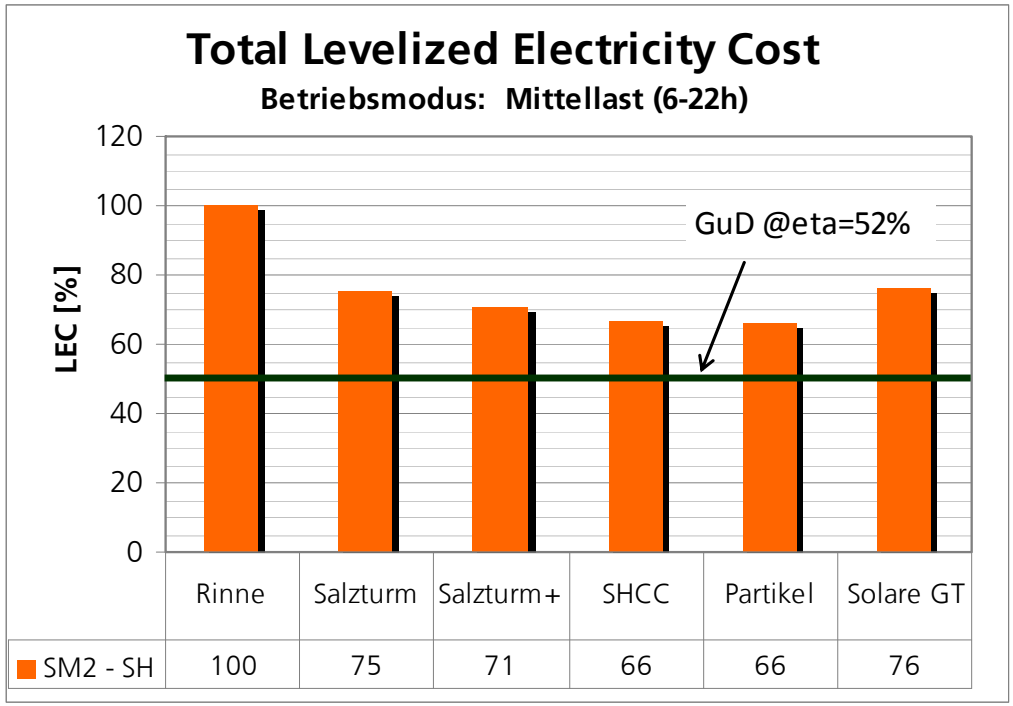




- Bedarfsgerechte und jederzeit gesicherte Stromerzeugung bedeutet immer einen gewissen Anteil an Hybridisierung
- Alle solar-hybriden Kraftwerke haben geringere CO_2-Emissionen als konventionelle GuD-Kraftwerke

Stromgestehungskosten

Brennstoffkosten 30 €/MWh$_{th}$

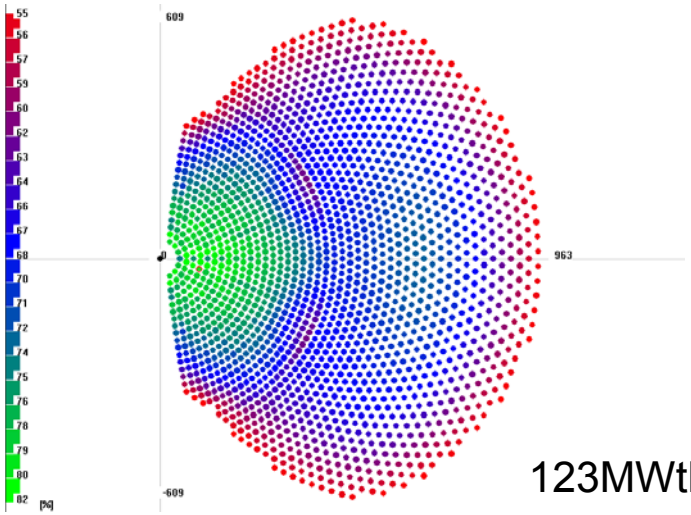


→ neue Kraftwerksprozesse zeigen hohes Potenzial für Kostenreduktion

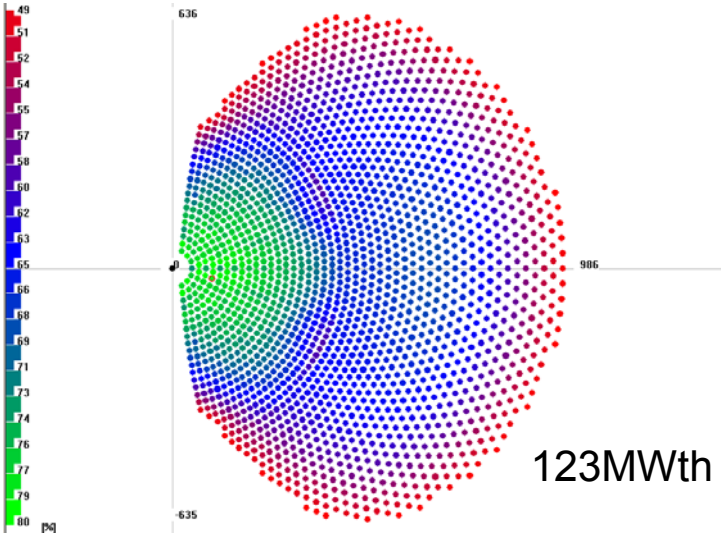
Einfluß der atmosphärischen Bedingungen

- bei linear-fokussierenden Systemen und Dishes:
  ⇒ Auswirkungen durch reduzierte DNI
- bei Solarturm-Systemen
  ⇒ Auswirkungen durch reduzierte DNI und atmosphärische Auslöschung (zwischen Heliostat und Receiver)

Beispiel Solarturm: Einfluß atmosphärische Bedingungen



123MWth



123MWth

Gute atmosphärische Bedingungen

η_atm = 0.936

η_feld = 0. 593

η_sol = 0.485
(inkl. Receiver)

→ 1903 Heliostate

Wärmegestehungskosten: 23,0 €/MWh_{th}

Schlechtere atmosphärische Bedingungen

η_atm = 0.894 **- 4,5%**

η_feld = 0. 561

η_sol = 0.458 **-5,6%**
(inkl. Receiver)

→ 2011 Heliostate **+ 5,6%**

Wärmegestehungskosten: 23,8 €/MWh_{th} **+3,5%**

Zusammenfassung

- etliche Kraftwerksprozesse existieren, die ein signifikantes Kostenreduktionspotenzial aufweisen
- unterschiedlicher Entwicklungsstand dieser Prozesse
- Standort-Bedingungen können für Technologie-Auswahl entscheidend sein

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!