

# 終 了 報 告 書

S I P (戦略的イノベーション創造プログラム)

課題名「エネルギーキャリア」

研究開発テーマ名「CO<sub>2</sub>フリー水素利用アンモニア製造・

貯蔵・輸送関連技術の開発」

研究題目「太陽熱発電による水素製造設備への電力供給システムの概略FS」

研究開発期間：平成 29 年 8 月 15 日～平成 31 年 3 月 31 日

研究担当者：永渕 尚之

所属研究機関：三菱日立パワーシステムズ株式会社

## 目次

1. 本研究の目的	1
2. 研究開発目標とマイルストーン	3
2-1. 研究開発期間終了時の目標	3
2-2. マイルストーン	3
3. 研究実施内容	4
3-1. 独自ハイブリッド太陽熱発電システム(HSTS)の概要	4
3-2. プラント基本計画	8
3-3. 日射条件評価	11
3-4. 機器構成の検討	16
3-5. 集光鏡面積の試算結果	20
3-6. 低温蓄熱装置への固体蓄熱方式の導入検討	22
3-7. 発電単価の試算	26
3-8. まとめ	29
3-9. 今後の課題	30
4. 外部発表実績	30
5. 特許出願実績	30
6. 参考文献	30

## 図表一覧

図 1.1	世界の発電容量の将来予測(発電方法別)
図 1.2	世界の年間直達日射量分布
図 1.3	世界の平均風速分布
図 3.1	CSP と火力発電の複合システムの概念
図 3.2	HSTS の概念図とその特長
図 3.3	HSTS のコスト低減の概念
図 3.4	1MWth 級 HSTS 実証試験時のドローン撮影画像
図 3.5	アブダビの位置と気候
図 3.6	カラサの位置と気候
図 3.7	アブダビの年間 DNI(公開値)
図 3.8	アブダビの年間 DNI(実測値)
図 3.9	カラサの年間 DNI(公開値)
図 3.10	カラサでの現地調査結果(地形)
図 3.11	カラサでの現地調査結果(天候)
図 3.12	実測データ;直達日射強度、外気温及び瞬間最大風速
図 3.13	カラサにおける DNI 実測値と公開 DB 値、偏差(実測値-公開 DB 値)

- 図 3.14 蓄熱付き太陽熱発電プラントにおける蓄熱兼用と蓄熱分離モデルの概念
- 図 3.15 発電プラントの機器構成及び集光装置の集熱量
- 図 3.16 蓄熱プラント(蓄熱時)の機器構成及び集光装置の集熱量
- 図 3.17 蓄熱プラント(放熱時)の機器構成及び集光装置の集熱量
- 図 3.18 海外蓄熱装置メーカーの検証運転事例(UAE/アブダビ)
- 図 3.19 コンクリート蓄熱耐熱試験用サンプル試験材と熱電対埋設位置
- 図 3.20 試験装置の外観
- 図 3.21 蓄熱試験結果(温度 300°C、4 時間保持、1 回加熱)
- 図 3.22 蓄熱試験結果(温度 300°C、4 時間保持、12 回加熱)
- 図 3.23 サンプル試験材外観
- 図 3.24 油圧プレス機の外観
- 図 3.25 加圧試験結果
- 図 3.26 放熱時の時間経過と負荷の関係
- 図 3.27 環境省事業における建設単価推算値(蓄熱なし HSTS プラント、九州地方某所)
- 図 3.28 アブダビにおける発電単価試算結果
- 図 3.29 カラサにおける発電単価試算結果

表 3.1 CSP の代表的な 4 つの方式

表 3.2 年間発電量、設備利用率及び集光鏡面積の試算結果(蓄熱なし)

表 3.3 集光鏡面積の試算結果(蓄熱あり)

## 1. 本研究の目的

世界のエネルギー消費量は、将来的な人口増加や生活水準の向上により大幅な増大が見込まれている。一次エネルギーとして従来の化石燃料(石油・石炭・天然ガス)への依存が続く場合には、CO<sub>2</sub> 発生量の増加とそれに伴う地球温暖化、さらにはこれに起因する各種影響の増加が懸念されている。こうした課題を回避するためには CO<sub>2</sub> 排出量の削減が急務であり、再生可能エネルギー(太陽光・太陽熱・風力など)や Carbon Dioxide Capture and Storage(CCS)の導入が必要とされている。IEA のレポート( Energy Technology Perspective 2015)によると、地球温暖化による平均気温上昇を 2°Cに抑制するシナリオ(2DS)の達成のためには、主要な CO<sub>2</sub> 排出源の一つである電力の一次エネルギー源として、化石資源の使用を抑制し、風力・太陽・水力・バイオマスなどの再生可能エネルギーを約 60%導入する必要があるとされている(図 1.1)。

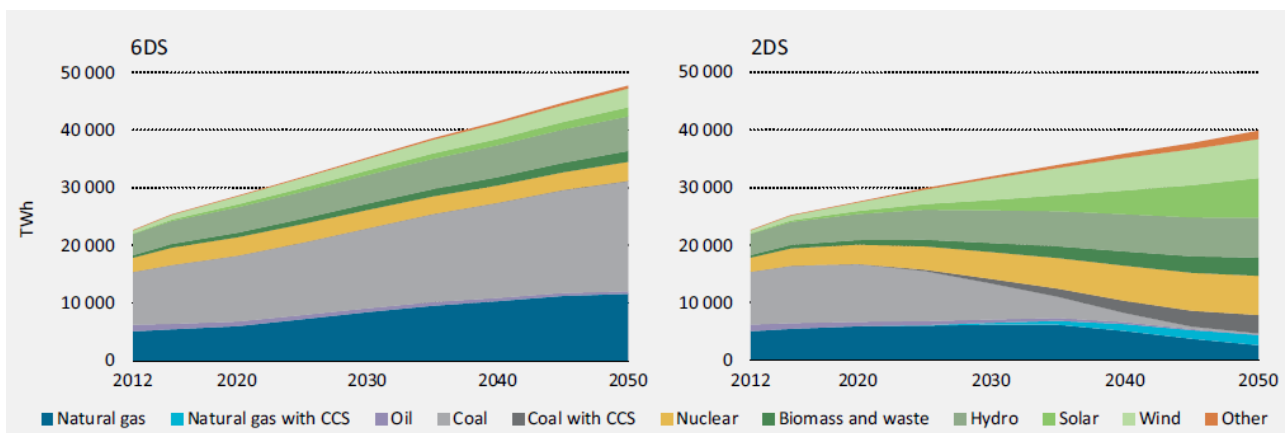


図 1.1 世界の発電容量の将来予測(発電方法別) <sup>1)</sup>

再生可能エネルギーの利用に関しては、地域的な偏在が大きな課題の一つである。図 1.2 に年間直達日射量の分布を示す。太陽熱は、集熱による発電や熱利用を介して、水素・アンモニア製造のエネルギー源となる。日射量の多い地域(図中の色の薄い地域)は、中東・北アフリカ、オーストラリア、アメリカ西海岸、アジア内陸部に存在しており、日本の直達日射量は少ない。同様に、風力発電に適した平均風速の高い地域(図 1.3 の赤の地域)は、地上では南米パタゴニア、中央アジアや高地などに限られている。日本国内で風況のよい地域は、北海道・東北に限られている。

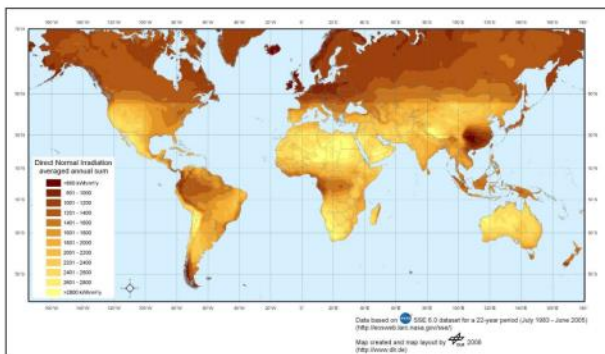


図 1.2 世界の年間直達日射量分布 <sup>2)</sup>

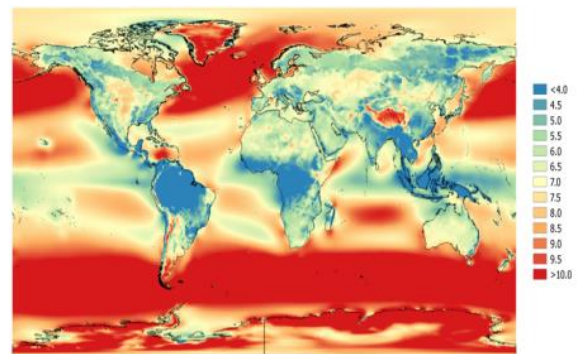


図 1.3 世界の平均風速分布 <sup>3)</sup>

このように、世界的に偏在の大きな再生可能エネルギーを国内で利用するためには、海外の適地で再生可能エネルギーを化学物質に変換し、日本に輸送して利用する「エネルギーキャリア」の導入が必須となる。再生可能エネルギーを水素やアンモニアなどのエネルギーキャリアへ転換することで、電力では困難な長距離輸送と長期貯蔵が可能になる。これにより、地域偏在の克服だけではなく、需給変動に合わせた再生可能エネルギーの供給システムが実現できる。

現在、水素を輸送するためのエネルギーキャリアの候補として、アンモニア、有機ハイドライド、液化水素が検討されている。この中でも、アンモニアは、質量水素密度が 17.8mass% と非常に高い。また、アンモニアは、常圧で $-33^{\circ}\text{C}$ 以下に冷却、あるいは $20^{\circ}\text{C}$ で 0.86MPa 以上に加圧することで容易に液化できるため、輸送が容易である。

再生可能エネルギー由来の $\text{CO}_2$ フリー水素を使用したアンモニア合成は、小規模ではアンモニア製造コストが高くなるという課題がある。例えば、再生可能エネルギー源として、国内風力を考えた場合、大規模な風力発電所(ウインドファーム)でも現状では 50~70 MW の出力である。40 MW の風力発電所において設備利用率 20%とした場合、発電した電力で製造できるアンモニア量は 20 ton/day となり、非常に小規模なアンモニア製造プラントとなる。このケースでの概略コストを試算した結果、製造されるアンモニアの価格は 1 ton あたり 10 万円以上となり、近年のアンモニア価格である 1ton あたり 3~5 万円<sup>4)</sup>に比べて非常に高価なものとなる。より低コストで $\text{CO}_2$ フリーアンモニアを製造するためには、再生可能エネルギー由来の水素(電力)コストの削減が必要である。

そこで、本開発では、太陽日射が豊富な想定市場(中東他)において、蓄熱装置を具備することで高い設備稼働率が得られる太陽熱発電による電力供給を対象に、その成立性を検討した。

なお、商用化済みの太陽熱発電の方式として、トラフ式、タワー式、フレネル式があるが、いずれも、太陽電池(PV: Photovoltaic)に比べて建設コストや発電コストが高いという課題がある。本課題を解決するため、ハイブリッド方式(蒸発器:フレネル式、過熱器:タワー式)を開発中であり、本方式による電力供給であれば、水素製造コストを低減できる可能性がある。よって、本検討ではハイブリッド方式を主体とし、比較対象として商用実績の最も多いトラフ式についても評価した。

対象とするアンモニア製造プラントは処理量 500t/d の仮想プラント(中東他)で、プラント内に設置される水素製造装置(水電解装置)に必要な電力 200MWe を 24 時間連続供給する太陽熱発電プラントの概略 FS を実施することを目的とする。なお、目的を達成するために取り組む課題は以下の通りである。

### 1) 発電プラントの機器構成検討

太陽熱発電システムは、季節及び設置場所の緯度経度により集光装置の集光効率が刻々と変化するという特徴があり、この集光効率と設置場所の日射条件及び必要とされる発電出力等を考慮して、集光面積及び機器構成が決定される。そのため、想定される設置場所の日射や環境条件を公開データベースや立地候補地点の現地調査に基づき把握・評価すること、また、得られた日射や環境条件、集光効率、必要とされる電力量等に基づき集光面積及び機器構成を決定することが課題である。

### 2) 蓄熱装置の検討

ハイブリッド方式の太陽熱発電に蓄熱装置を設置して電力を 24 時間連続供給するシス

テムについては、コスト評価を含め、新たに検討が必要である。特に蓄熱装置については、方式選定や機器仕様を含めた検討や最適化が課題である。

### 3) コスト評価

ハイブリッド方式の太陽熱発電については、トラフ式よりも建設コストが安価であると推定しているが、蓄熱装置を含めた 24 時間連続稼働の発電プラントについては、コストの比較評価を実施していない。設置場所における環境条件により建設コストも異なるため、設置場所の環境条件を考慮した比較評価が課題である。

## 2. 研究開発目標とマイルストーン

本研究開発では、以下に示す研究開発期間終了時の目標に対し、年度毎にマイルストーンを設定して研究を遂行した。

### 2-1. 研究開発期間終了時の目標

#### 1) 発電プラントの機器構成検討

日射量の公開データベースと現地での環境調査結果を基に対象場所(中東他)の直達日射強度や年間の発電量を推定し、発電に必要な集光面積及び機器構成を決定する。機器構成の決定にあたっては、熱物質収支評価ソフトを用いて、蒸気条件、各集光機器の集熱量、蓄熱量等を検討する。

#### 2) 蓄熱装置の検討

1) の検討と合わせ、蓄熱装置の方式を選定し、24 時間の連続運転に必要な蓄熱量に見合った蓄熱装置の機器構成を決定する。

#### 3) コスト評価

1)、2) により得られた検討結果を基に蓄熱付き太陽熱発電プラント(ハイブリッド方式及びトラフ式)の建設コストを試算し、発電コストを推定する。なお、本評価では、水電解設備の建設コストは対象外とする。

### 2-2. マイルストーン

■平成 29 年度：蓄熱付き太陽熱発電プラントの発電コスト推定

#### 発電プラントの機器構成検討

・日射量の公開データベースと現地での環境調査結果を基に対象場所(中東他)における直達日射強度及び各種集光設備の集光効率を推定する。

・熱物質収支評価により太陽熱発電プラントの蒸気条件、集熱量及び蓄熱量を決定し、集光効率の推定値に基づき集光面積及び機器構成を決定する。

#### 蓄熱装置の検討

・24 時間の連続運転に必要な蓄熱量に見合った蓄熱装置の基本構成を決定する。

#### コスト評価

・蓄熱付き太陽熱発電プラントの建設コストを試算し、発電コストを推定(既存方式との比較を含む)する。

■平成 30 年度：蓄熱装置の技術的な成立性検討

平成 29 年度に実施した概略 FS で検討した太陽熱発電プラントの主要構成機器の 1 つである蓄熱装置の成立性を検討する。

#### コンクリート蓄熱の熱交換器構造の検討

- ・数値解析により伝熱特性を評価し、コンクリート蓄熱に適した熱交換器構造を検討する。  
コンクリート熱劣化特性の評価
- ・要素試験体を製作し、電気炉で繰返し加熱試験を実施することで熱劣化特性を評価する。  
コンクリート蓄熱他社製品の調査
- ・他社製品を調査し、当社システムへの適否を評価する。

### 3. 研究実施内容

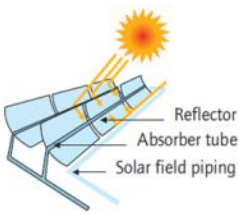
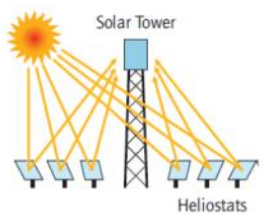
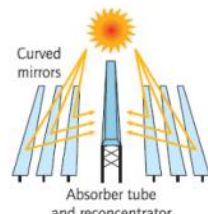
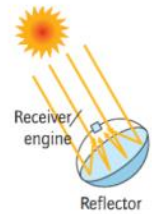
#### 3-1. 独自ハイブリッド太陽熱発電システム(HSTS)の概要

##### (1) 開発の背景

地球温暖化の原因とされる CO<sub>2</sub> 排出量削減及び化石燃料の枯渇問題を解決する手段の 1 つとして、再生可能エネルギーの利用がある。再生可能エネルギーには、太陽光、風力、潮力、地熱、バイオマス燃料等があり、国内では、従来から発電に利用されている地熱に加え、太陽光、風力、バイオマス燃料の利用が促進されている。特に平成 24 年 7 月に施行された電力固定価格買取制度により、PV の導入が突出して増大したことから、電力系統の変動抑制対策が急務となっている。

一方、海外では、風力、太陽光、バイオマス燃料に加え、近年、集光型太陽熱発電(CSP: Concentrating Solar Power)の利用が増加している。現在、国内外で商用化もしくは開発中の CSP として表 3.1 に示す 4 つの方式がある。

表 3.1 CSP の代表的な 4 つの方式

型式	トラフ式	タワー式	フレネル式	ディッシュ式
概略図				
蒸気温度	~380℃	~560℃	~380℃	-

概略図出典: Technology Roadmap Concentrating Solar Power(2010), IEA

このうち、トラフ式、タワー式及びフレネル式は商用化済み、ディッシュ式は開発中である。商用化済みの 3 方式は太陽光を鏡で反射し、集熱管(あるいはレシーバ)に集光させることで熱媒体(油、水-蒸気、熔融塩、空気等)を加熱し、その熱を利用して発電するシステムである。これら 3 方式の特長として、一時的な雲の通過による急激な日射量変動に対する発電量変動が PV と比較して緩慢となることが挙げられる。これは、集熱媒体、集熱管、配管等の熱容量が大きいためである。さらに、これら 3 方式では、蓄熱システムを付加することで、日中に貯めた熱を夜間に放出することが可能となり、夜間発電にも対応できるという特長を有している。また、トラフ式、タワー式及びフレネル式では、高温高压の蒸気を生成できることから、図 3.1 に示すように石炭焚き火力発電プラント等の従来火力との複合化(太陽熱によるアシスト)も可能である。

以上、多くの特長を有する CSP であるが、商用化済みの 3 方式については、現時点で建設コストが高いため、今後の導入促進には建設コストの低減が不可欠である。

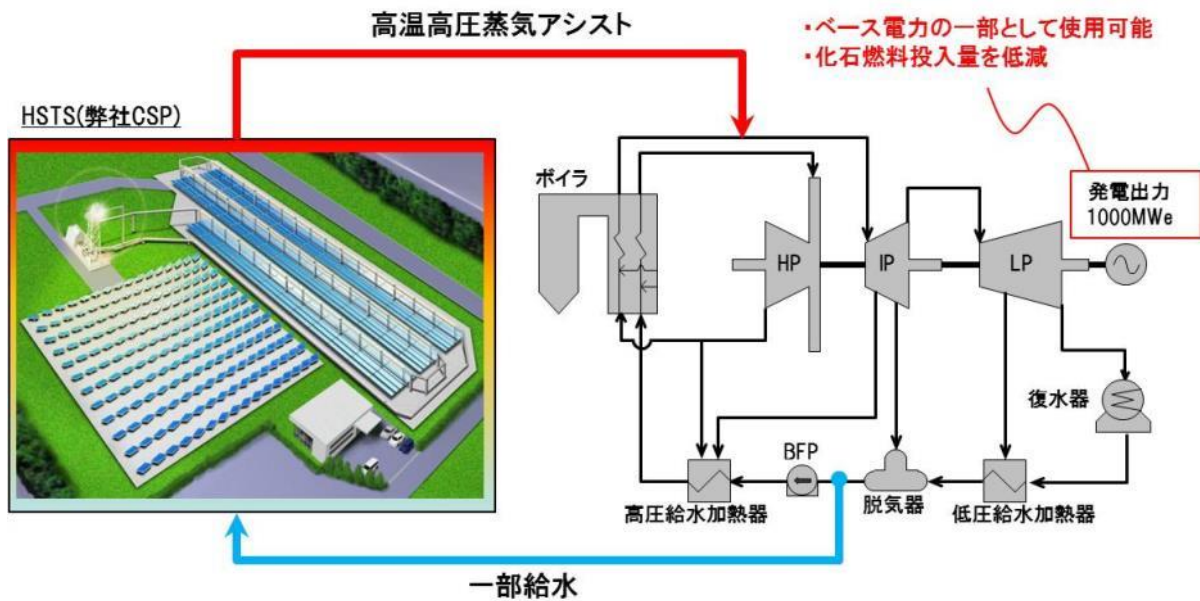


図 3.1 CSP と火力発電の複合システムの概念

(2) HSTS の特長

HSTS は蒸気発生装置である蒸発器と過熱器に各々に最適な太陽熱集熱方式を採用したことを特徴とする MHPS 独自の太陽熱集熱システム(日本国 特許第 5602306 号)である。図 3.2 は HSTS の概念図とその特長を示したものである。

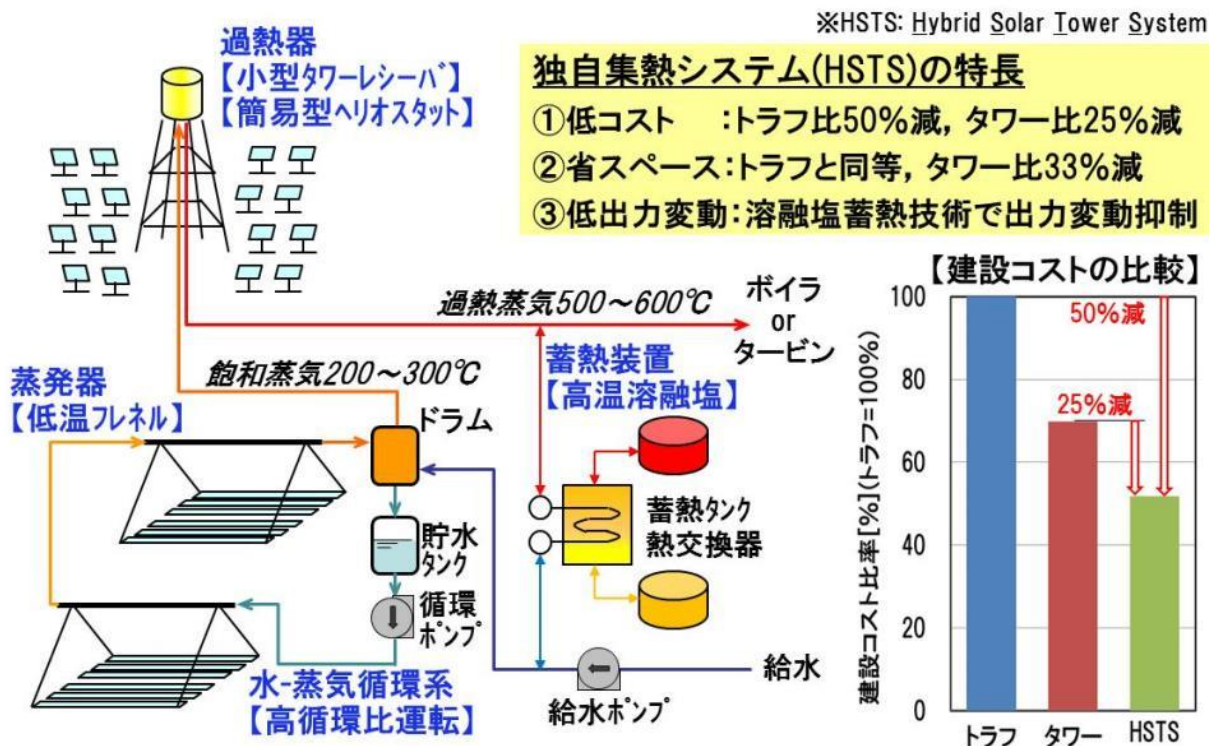


図 3.2 HSTS の概念図とその特長



HSTS では、フレネル式蒸発器で水を飽和蒸気温度(200~300℃)まで加熱し、気液分離を目的とする蒸気ドラムで分離した飽和蒸気をタワー式過熱器で更に加熱して、過熱蒸気(500~600℃)を生成する。一般的にフレネル式集熱装置は他の集熱装置方式と比べて低コストであるが、高温蒸気の生成に不向きとされている。一方、タワー式集熱装置は高温の蒸気生成に適するが、高コストとされている。HSTS では、両者の特長を生かし、その集熱割合を最適化することで、高温の蒸気を低コストで生成することが可能である。

以下に、HSTS の特徴を列挙する。

- (a) 低温フレネル式集熱装置により、最小コストで飽和蒸気を生成
- (b) 高循環比運転で日射量変動の影響を低減し、管内の流動障害を回避
- (c) タワー式集熱装置では蒸気過熱のみで良いため、小型・軽量(低コスト)
- (d) タワー式集熱装置の採用により、高温蒸気の生成が容易
- (e) タワー小型化により、太陽光を反射してレシーバに集光するヘリオスタット数を減らすことで制御が簡略化

### (3) HSTS のコスト低減の概念

図 3.3 は HSTS のコスト低減の概念を示したものである。公開文献及びメーカ公表値を基に CSP の建設単価と蒸気温度の関係をプロットしたグラフより、各方式の特性に合わせ、集熱装置を使い分けることで、低コスト化が実現できる見込みである。

より具体的には、低温域において集光・集熱部の建設単価が最も安いフレネル式と高温域において集光・集熱部の建設単価が最も安いタワー式を組み合わせることで、図 3.3 のグラフ中に示した HSTS まで集光・集熱部の建設単価を引き下げるものである。

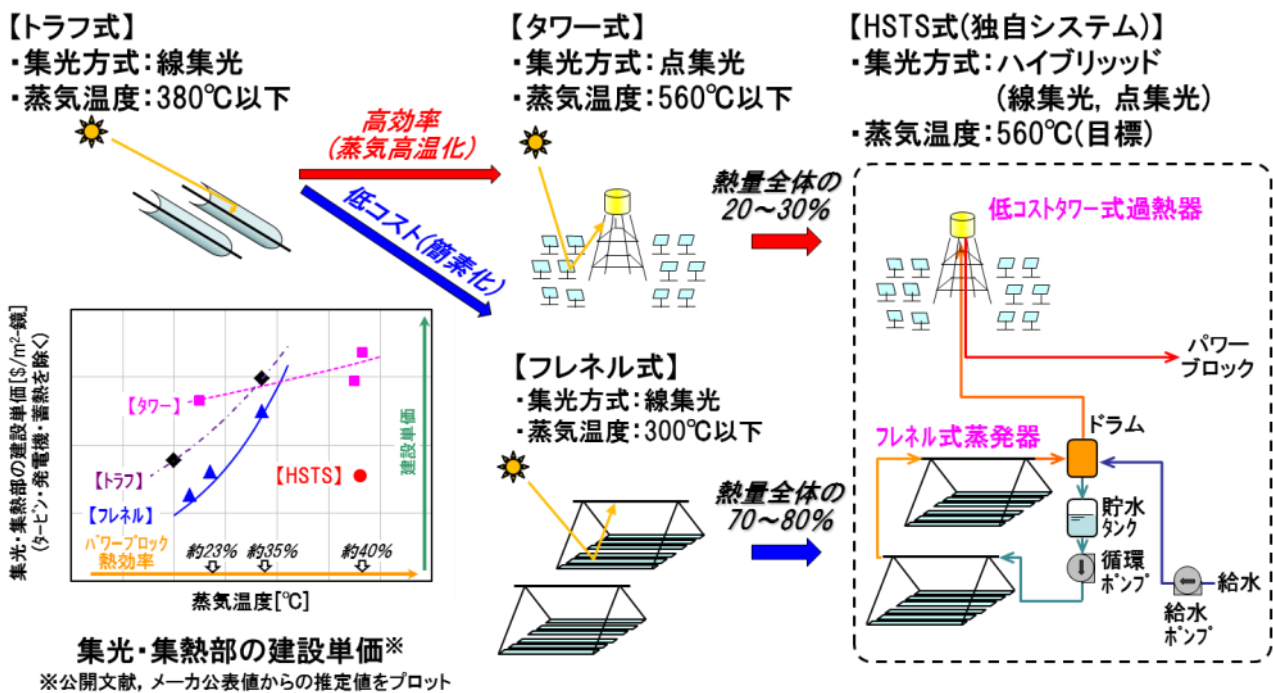


図 3.3 HSTS のコスト低減の概念

#### (4) 1MWth 級 HSTS 実証試験の内容と成果

当社は、環境省より平成 26 年度からの 3 年間、「CO<sub>2</sub> 排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業」を受託し、1MW 級 HSTS 集熱実証試験を実施した<sup>5)</sup>。図 3.4 は実証試験時の様子をドローンにより上空から撮影したものである。以下に開発テーマと成果を列挙する。

- (a) 1MW 級集熱検証設備を用いて集光集熱試験を実施し、目標とした集熱量 1MW 相当及び主蒸気温度 550°C 以上を達成し、新方式の太陽熱集熱システム(HSTS)の技術検証を完了した。
- (b) 熱容量 10kW 級の小型蓄熱試験装置を 1MW 級集熱検証設備に接続し、小型熔融塩蓄熱試験装置の動特性データの取得を完了した。
- (c) システム最適化のため、火力複合発電システム並びに単独発電システムに対応した動特性解析モデルを構築し、両システムの最適化を完了した。

上記開発により、目標とした太陽熱発電プラントの建設単価を達成できる見通しを得た。

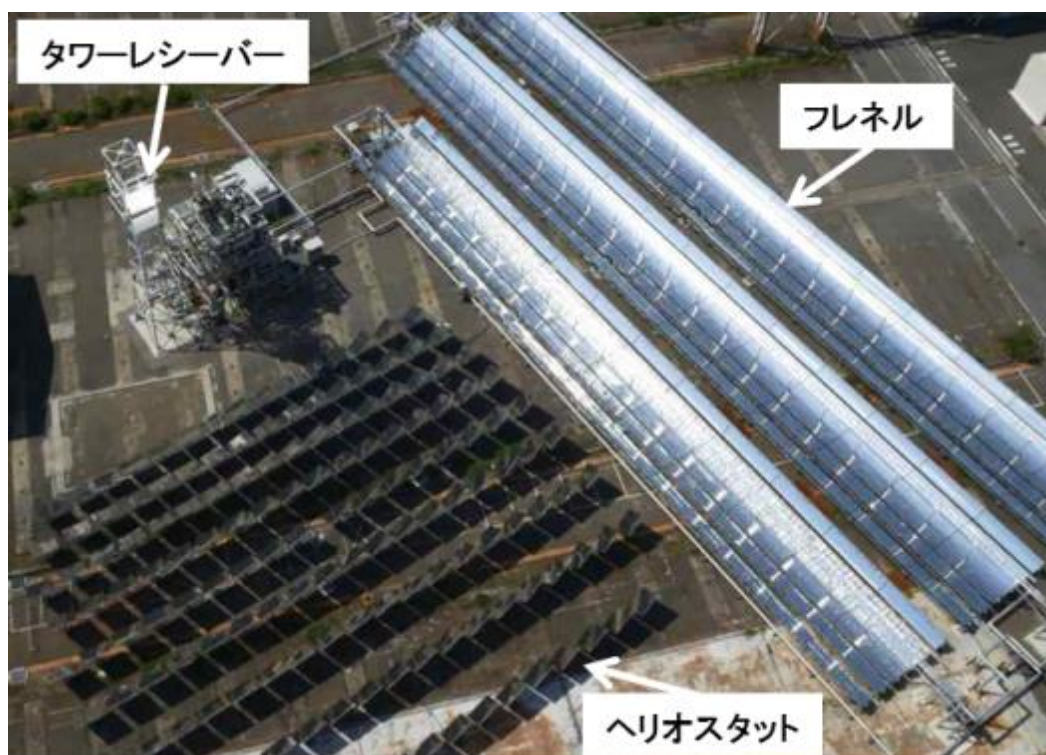


図 3.4 1MW 級 HSTS 集熱実証試験時のドローン撮影画像  
※平成 28 年度環境省委託事業時に弊社横浜本牧工場内で撮影

## 3-2. プラント基本計画

### (1) 一般事項

#### 1. 1 概要

本設備は、アンモニア製造用水電解設備のために電力を供給する設備であって、太陽を自動で追尾し、太陽から地表面に到達する直達光を複数の鏡で反射させ、集熱管に集光することで、集熱管の内部を流れる水を加熱し蒸気を発生させる太陽熱集光・集熱設備と、発生した蒸気の熱を蓄熱媒体に蓄熱させ、夜間または曇天時に放熱により水を加熱して蒸気を発生させる蓄熱装置と、蒸気により駆動する蒸気タービンと、蒸気タービンの回転により発電する発電機と、蒸気タービン出口の蒸気を空気復水器で復水し水を循環利用する系統と、を備えるハイブリット方式(蒸発器：フレネル式、過熱器：タワー式)の太陽熱発電プラントである。

#### 1. 2 設備名称

蓄熱付きハイブリット方式太陽熱発電プラント

#### 1. 3 設備設置場所

設備設置場所は、下記 2 地点とした。

(a) アラブ首長国連邦 アブダビ首長国 アブダビ市(以下、アブダビ) (図 3.5)

(b) オーストラリア連邦 西オーストラリア州 カラサ市(以下、カラサ) (図 3.6)

#### 1. 4 本設備の位置付け

本設備は、仮想アンモニア製造用プラント内の水素製造装置(水電解装置)に電力(春分の日の南中時の計画発電量を 200MWe とする)を 24 時間連続供給するための仮想太陽熱発電プラントである。

#### 1. 5 本設備の基本構成

本設備の基本構成は蓄熱装置を具備したハイブリット方式を主体としており、蒸気タービン及び発電機により発電までを行う。また、蒸気タービン出口の蒸気は、空気復水器で復水し水で循環利用する系統とする。なお、発電機より後流の電源系統設備(変電設備、水電解設備までの送電網等)については対象外とする。

#### 1. 6 基本的な運転方針

本設備は、蓄熱による 24 時間連続運転を基本とする。ただし、曇天時、雨天時、砂嵐等の悪天候によって放熱運転が続き蓄熱量が不足した場合には運転を停止し、日射回復時に再起動する。また、これに伴い運転停止中はアンモニア製造用水電解設備への電力供給を停止する。

なお、悪天候が数日間続くと予測可能な場合については、放熱運転時の発電出力を低下させることで、運転時間を可能な限り延ばす運用についても検討することとする。

【アブダビの情報】

座 標: 24.43N, 54.65E

時間帯: UTC+4

特 徴: ゼロエミッションを目指し  
都市開発中



月	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
平均最高気温 (°C)	24.1	26.0	29.5	34.5	39.3	40.8	42.1	42.9	40.4	36.5	31.1	26.3
平均最低気温 (°C)	13.2	14.6	17.5	20.8	23.8	26.1	28.8	29.5	26.6	23.2	18.7	15.8

(アブダビ気温情報出典) NOAA(1971-1999)<sup>6)</sup>

図 3.5 アブダビの位置と気候

【カラサの情報】

座 標: 20.63S, 116.78E

時間帯: UTC+8

特 徴: 日射量豊富な沿岸部地域



月	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
平均最高気温 (°C)	36.1	35.4	36.1	34.2	30.2	26.6	26.2	28.1	30.6	33.8	35.0	35.8
平均最低気温 (°C)	26.8	26.7	25.8	22.6	18.2	15.0	13.7	14.3	17.0	20.6	23.0	25.5

(カラサ気温情報出典) Bureau of Meteorology<sup>7)</sup>

図 3.6 カラサの位置と気候

## (2) 設備計画条件

### 2. 1 適用法規、規格

本設備の適用法規、基準規格は簡便的に日本国内のものを適用する。

### 2. 2 気温条件

本設備の気温条件は公開データベースより、設備設置場所毎に抽出し使用する。

(a) アブダビ : 最高 50℃、最低 5℃(常用気温 : 春秋 30℃、夏 42℃、冬 16℃)

(b) カラサ : 最高 49℃、最低 6℃(常用気温 : 春秋 22℃、夏 36℃、冬 13℃)

### 2. 3 ユーティリティの供給責任

本設備に必要な水(ボイラ補給水、鏡洗浄水)は、タンクローリーで顧客より提供されるものとする。また、水を除く各種ユーティリティ(電気、空気、水処理用薬品、純水装置用薬品等)についても、建設時や運転時を問わず顧客より提供されることを前提とする。

なお、本概略 FS では、運転時のユーティリティ費用が「(3) 発電単価評価の条件」の O&M(運転保守)費に含まれるものとして評価する。

### 2. 4 設備の基本構成

本設備は以下の機器で構成するものとする。

(a) 蒸発器(フレネル式)

(b) 過熱器(タワー式)

(c) 蓄熱装置

(d) 蒸気タービン及び発電機

(e) 補機類(現地条件が明確でないため、ミラー洗浄装置は非設置)

### 2. 5 設備建設に係る工事範囲

#### (a) 土木基礎工事

① プラント機器を建設する土地は顧客にて無償提供されるものとする。また、土地はプラント建設着工前に整地済みとし、MHPS 側での整地作業は発生しないものとする。なお、本概略 FS では、土地取得費用及び整地費用を考慮しないこととする。

② プラント機器を設置する基礎は顧客の所掌とするが、本 FS では基礎工事に要する概算金額を試算し、コスト評価に含める。基礎工事の人工単価は公開資料<sup>\*</sup>に記載の労働単価を使用する。

#### (b) 機器据付工事

機器据付工事の人工単価は、公開資料<sup>\*</sup>に記載の労働単価を使用する。

※第 26 回アジア・オセアニア主要都市・地域の投資関連コスト比較、日本貿易振興(2016-6) エリアレポート「アラブ首長国連邦」、ジェトロ海外調査部(2017-7)

### (3) 発電単価評価の条件

PV 及び既存方式(トラフ式)を比較対象とし、本設備の発電単価(LCOE)を試算する。トラフ式については公開文献に記載の機器コストを使用して評価する。また、本評価については、前提条件として、下記を想定する。

- (a) 発電原価計算式：OECD や METI 発電コスト検証 WG で用いられている計算式
- (b) 割引率：5.0%
- (c) 設備耐用年数：30 年間(31 年目に設備を廃棄。廃棄費用は建設費の 5%)
- (d) 年経費(O&M 費他)：建設費の 4.2%(参考として 1.5%でも評価)
- (e) 固定資産税：残存簿価の 1.4%(簿価試算は日本法規による法定耐用年数での定率償却方式)

#### (4) 前提事項

- (a) 平成 26 年から平成 28 年までの環境省委託事業より得られた知見(各種機器コスト)を参考として用いることを前提とする。
- (b) 発電単価評価による評価結果及び設備・建設コストの試算は、仮定条件に基づいたものであり、実際の設備・建設コストや製品の供給を保証するものではないこととする。

### 3-3. 日射条件評価

#### (1) アブダビ

太陽熱発電では、太陽光の成分の中でも指向性のある直達光のみを入力エネルギーとして使用する。直達光は天候、時刻、設備設置場所の緯度経度や大気の状態等といった様々な要因により刻々と変化するものであり、その強さを表す指標として直達日射強度(以下、DNI)が使用される。米エネルギー省の国立再生可能エネルギー研究所 NERL<sup>8)</sup> (National Renewable Energy Laboratory)では、世界各国の観測所で測定された年間の直達日射強度(以降、年間 DNI)を公開 DB として纏め、SAM<sup>9)</sup> (System Advisor Model)とよばれる再生可能エネルギー関連製品評価プログラムの中にこの DB を収録している。本公開 DB には代表年における 365 日分の日射量データが単位時間毎に格納されており、後述する 3-5 節の年間発電量と設備利用率の評価に使用する。代表年とは、数十年分の DB を年毎に区切って評価した場合に多照年でも寡照年でもない最も平均的な年のことである。

図 3.7 は公開 DB より抽出したアブダビの年間 DNI を示したものである。1 月 1 日～12 月 31 日まで 1 時間毎に DNI が記録されており、これら DNI を年間で積算したものが年間 DNI である。アブダビの年間 DNI は 2,295kWh/m<sup>2</sup>/y となっており、日本の年間 DNI が 1,000～1,400kWh/m<sup>2</sup>/y 程度であるのに対し、1.6～2.3 倍程度日射量が多いことが分かる。

なお、アブダビにおいては、5 月～11 月(3,000～7,000h)の間にかけて DNI が 400W/m<sup>2</sup> 以上となる晴天日が続いているが最大値は 900W/m<sup>2</sup> に達していない。これは、6 月～9 月の晴天日が続く酷暑の間に湿度が 1%近くとなって、大気中に砂の粒子が滞留しやすい状態となり、太陽光を多く散乱させていることが原因と推定される。

このように公開 DB では 365 日分のデータが揃っているため世界各国の年間の日射条件を把握することが可能である。しかしながら、これらの値は全天日射計により測定された全天日射量から散乱光成分と地面反射光成分を引いて算出された推定値であるため、文献に記載された値や現地調査で測定した実測値と比較することで、どの程度の差があるかを確認することが望ましい。

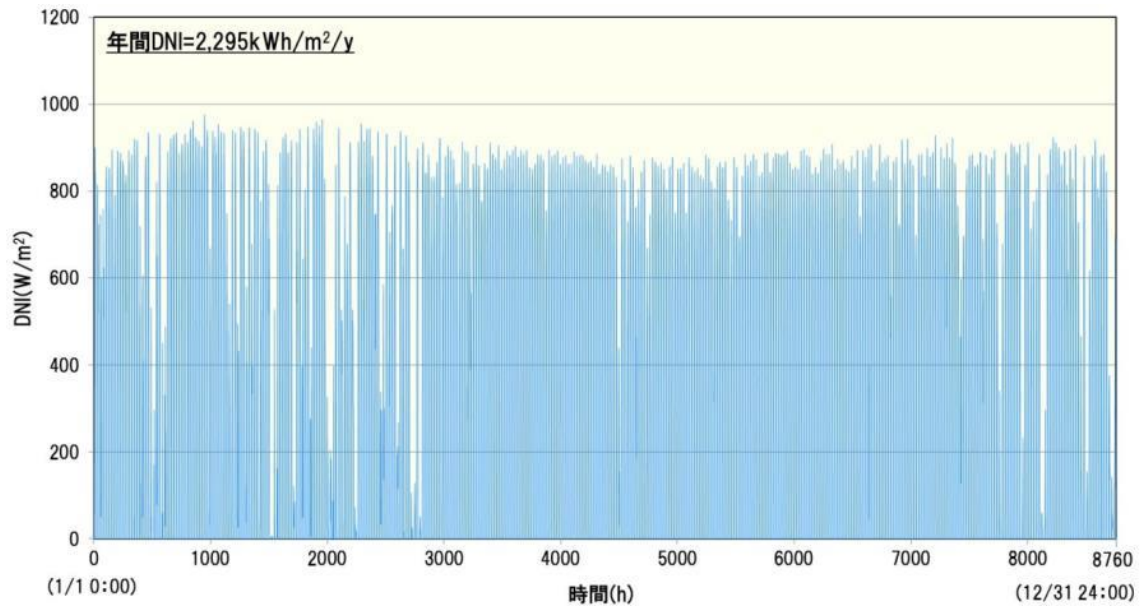


図 3.7 アブダビの DNI(公開値)  
(出典) SAM(System Advisor Model)

図 3.8 はアブダビにあるマスタートール工科大学の報告資料を一部抜粋したものである。報告資料には、アブダビの年間 DNI の実測値が  $1,934\text{kWh/m}^2/\text{y}$  と記載されており、公開 DB 値よりも約 16%低い値であることが分かる。よって、以降の評価では、評価結果がより安全サイドとなるよう、アブダビの年間 DNI として、公開 DB 値を約 16%下方修正した値を用いることとした。

図 3.8 アブダビの年間 DNI(実測値)

(出典) マスダール工科大学プレゼン資料

## (2) カラサ

アブダビ同様、カラサの日射条件も公開 DB から抽出する。しかし今回、本公開 DB の中にカラサの観測所が登録されていなかったため、カラサの東約 180km にあるポートヘッドランドの日射条件を使用した。図 3.9 はカラサにおける年間 DNI の公開 DB 値を示したものである。カラサの年間 DNI は  $2,738\text{kWh/m}^2/\text{y}$  と日本の約 1.9~2.7 倍でアブダビよりもさらに日射量が豊富であることが分かる。また、各日の DNI 最大値も 11~12 月(7,000~8,500h) 頃には  $950\text{W/m}^2$  以上となる日が多く、大気の状態もアブダビと比較して良好なように見受けられる。

本公開 DB 値においても実測値との差を調査することが望ましく、文献調査を実施したものの実測値を見つけることができなかった。そのため、カラサにおいては現地調査により、公開 DB 値との偏差を把握することとした。

現地での計測期間として、降水量が少なく、かつ、週間天気予報が晴天となる日が望ましいと考え、11 月中旬の 1 週間とした。カラサは南半球に位置し、日本とは季節が反対であるため、日本の春(5 月)頃に相当する。なお、カラサが設備設置場所に選定されている理由には日射量が豊富なこともあるが、既存のアンモニア生成プラントが本地域で稼働していることが大きな要因である。

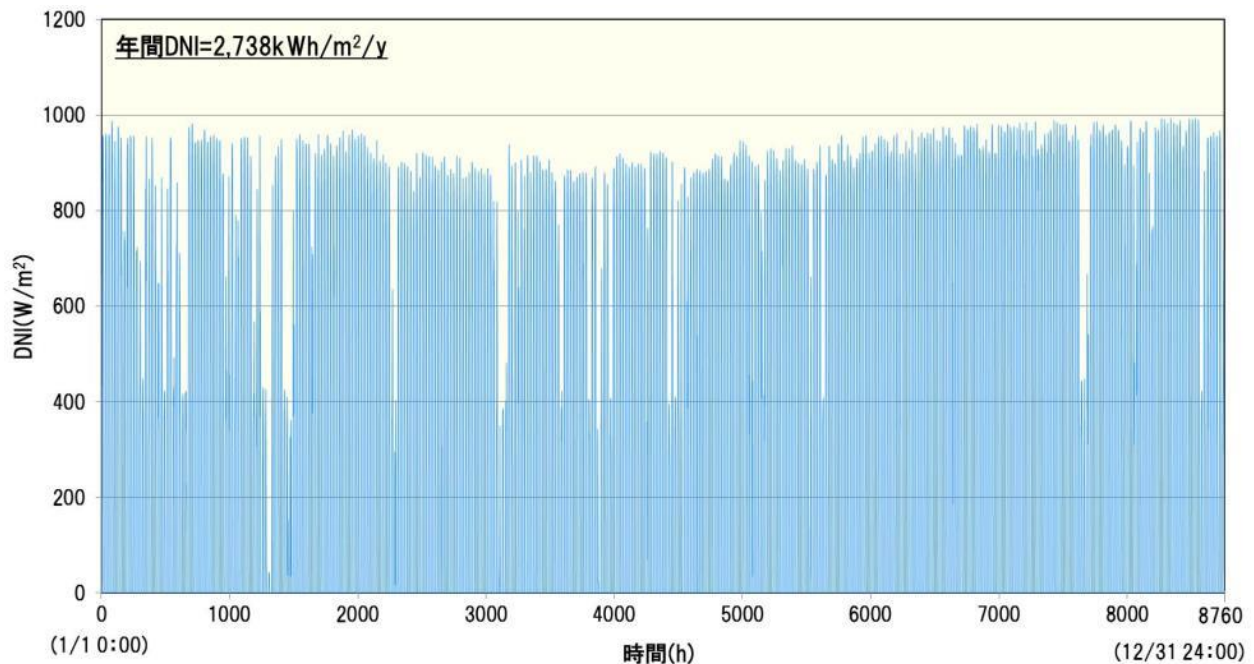


図 3.9 カラサの年間 DNI(公開値)  
(出典) SAM(System Advisor Model)

図 3.10 はカラサ市南部の展望台より撮影したカラサ市の写真と、カラサ市の北部及び南部にて地形調査実施した際の写真である。カラサ市の北部は平坦で岩石も少なく、また、海岸に近いながら雲の発生頻度も少ないようで、太陽熱発電の設置場所としては非常に適



している印象を受けた。一方南部は凸凹した土地となっており岩石が多く、整地費用は北部よりも高価になりそうな見込みであった。さらに、北部と南部とで空の色を比較すると南部の空はやや白く霞がかっており大気の状態が悪そうな印象を受けた。なお、DNIの計測においては、安全面を考慮し、カラサ市内において計測を実施した。

図 3.11 は計測期間中の測定地点周辺の空の様子を撮影したものである。11月15日を除き終日雲一つない快晴であった。11月15日においても短時間の間に雲が発生したのみであり、概ね天候は晴れであった。観測条件としては非常に良好な条件に恵まれたと言える。

図 3.12 は計測期間中の DNI と外気温及び瞬間最大風速を計測したものである。直達日射強度はいずれの日においても 10 時頃には  $900\text{W/m}^2$  を超え、期間中の最大値は  $1,010\text{W/m}^2$  に達した。外気温は最高約  $35^\circ\text{C}$  であり、図 3.6 のカラサにおける 11 月の平均最高気温と合致した。また、瞬間最大風速は期間中で  $4\text{m/s}$  以下であり、環境省委託事業時に設定した集熱鏡の耐風条件  $10\text{m/s}$  以下を十分満足するものであった。



図 3.10 カラサでの現地調査結果(地形)



図 3.11 カラサでの現地調査結果(天候)

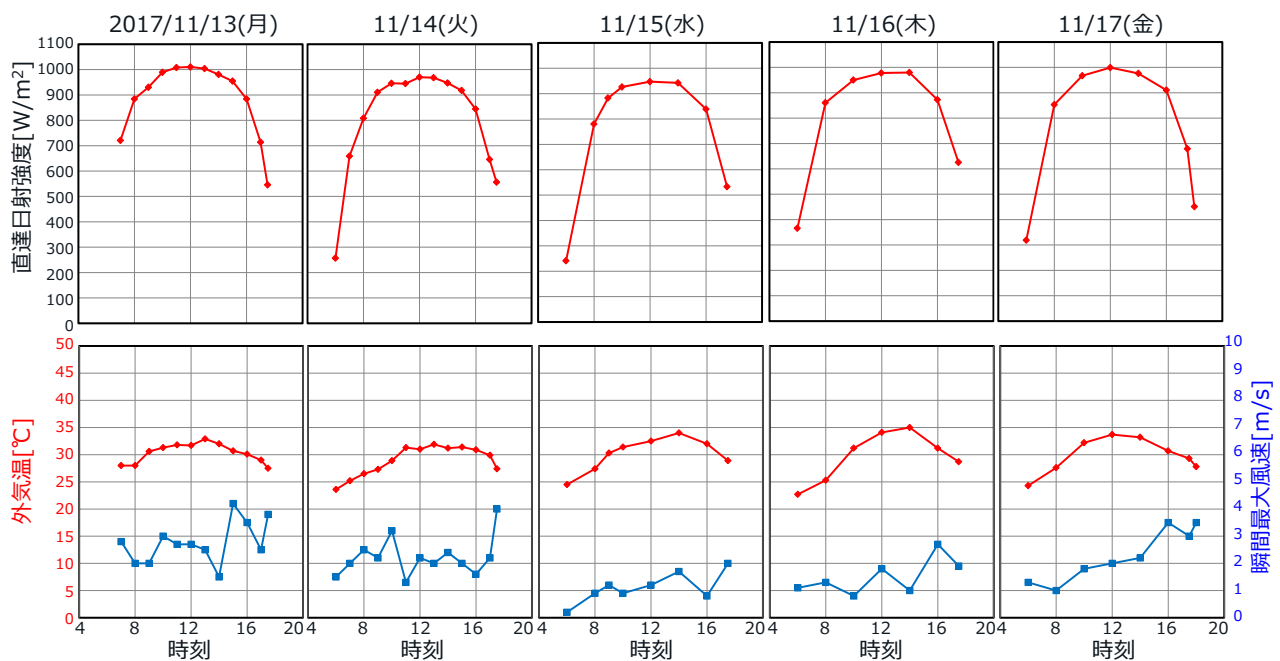


図 3.12 実測データ; 直達日射強度[上段]、外気温及び瞬間最大風速[下段]  
(計測期間: 2017年11月13日~11月17日)

図 3.13 は計測期間中の DNI 実測値の平均と公開 DB 値の 11 月の晴天日のみを平均したものとを比較したグラフと、それらの偏差(実測値-公開 DB 値)をとったものである。今回の計測結果においてはカラサの DNI 実測値は全時間帯において公開 DB 値を上回っていることが分かる。また、日照時間は公開 DB 値よりも約 2 時間長く、1 日あたりの総量で見れば実測値の方が公開 DB 値よりも約 14% も高い。しなしながら、偏差の大きい部分は朝夕と太陽高度が低く集光鏡の集光効率が小さい時間帯で特に顕著であるため、日射条件を全体として約 14% の上方補正すると年間発電量と設備利用率を過大評価してしまう危険がある。よって、カラサにおいても安全サイドで日射条件を評価するため、公開 DB 値を補正しないで使用することとした。

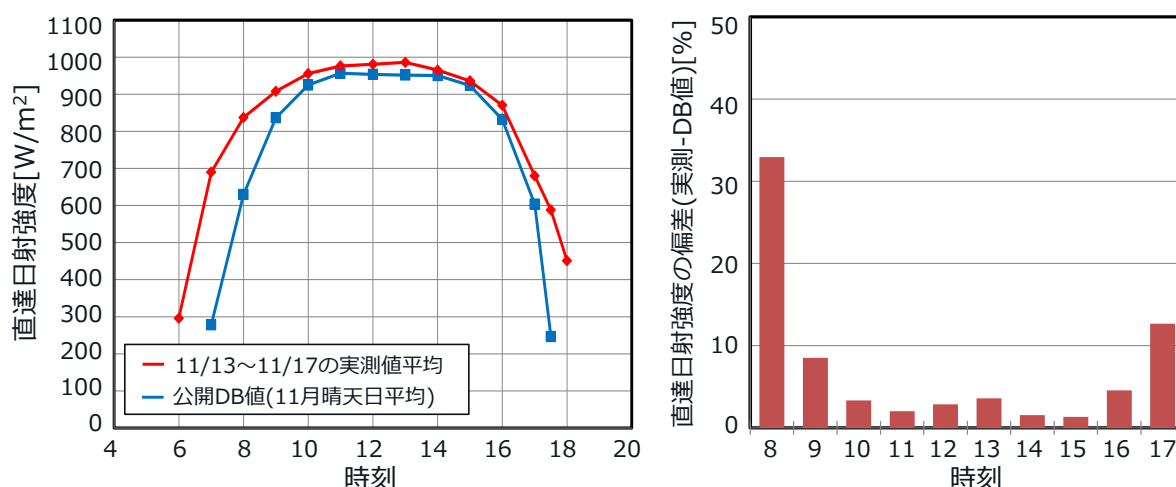


図 3.13 カラサにおける DNI 実測値と公開 DB 値[左図]、偏差(実測値-公開 DB 値)[右図]

### 3-4. 機器構成の検討

#### (1) 蓄熱装置付き発電プラントの機器構成の方針

初期計画における蓄熱付き発電プラントにおいては、一つのプラント内で発電と蓄熱を同時に行う蓄熱兼用モデルとなっていた。しかしながら、発電と蓄熱を同時に行うと蓄熱時間(蓄熱容量)が増加するほど太陽熱側の集熱量(蒸気量)も増加し、特に、タワー高さの高層化による高コスト化を招く可能性があった。

本課題を解決するため、発電と蓄熱を分離した蓄熱分離モデルを使用することとした。図 3.14 は初期計画としていた発電と蓄熱を同時に行う蓄熱兼用モデルと、本計画における発電と蓄熱を分離した蓄熱分離モデルの概念を説明するための図である。

例えば蓄熱兼用モデルでは、一つのタワー過熱器から蒸気タービンと蓄熱装置へ蒸気を供給するため、フレネル蒸発器で 1,050MWth、タワー過熱器で 450MWth の集熱量が必要であるとする。

ここで蓄熱分離モデルでは、蓄熱兼用モデルと同等の発電量及び蓄熱量を達成するために、フレネル蒸発器 350MWth 及びタワー過熱器 150MWth の発電プラント 1 基と、蓄熱のみを行う蓄熱プラント 2 基とに分離する。基本的に日中は発電プラントの蒸気からのみを蒸気タービンに供給し、夜間及び悪天候時には蓄熱プラント側からの蒸気を供給する。本蓄熱分離モデルは、タワー過熱器の集熱量が分離されているため、タワーの高さが抑制できるのみでなく、太陽熱側の系統が統一できるため量産化し易いという特長がある。蓄

熱時間においても、蓄熱プラントの数を増減させることで自由に変更し易いというメリットがある。一方、デメリットとしては、プラント数の増加に伴う補機類の個数の増加が考えられる。しかしながら、大型の補機類が小型化することにもなり補機類1個当たりの単価が低減されるため、個数増加に伴うコストへの影響は小さい見込みとなっている。以降の節で、蓄熱分離モデルにおける発電プラントと蓄熱プラントについて熱物質収支を評価し、構成内容を各々説明する。

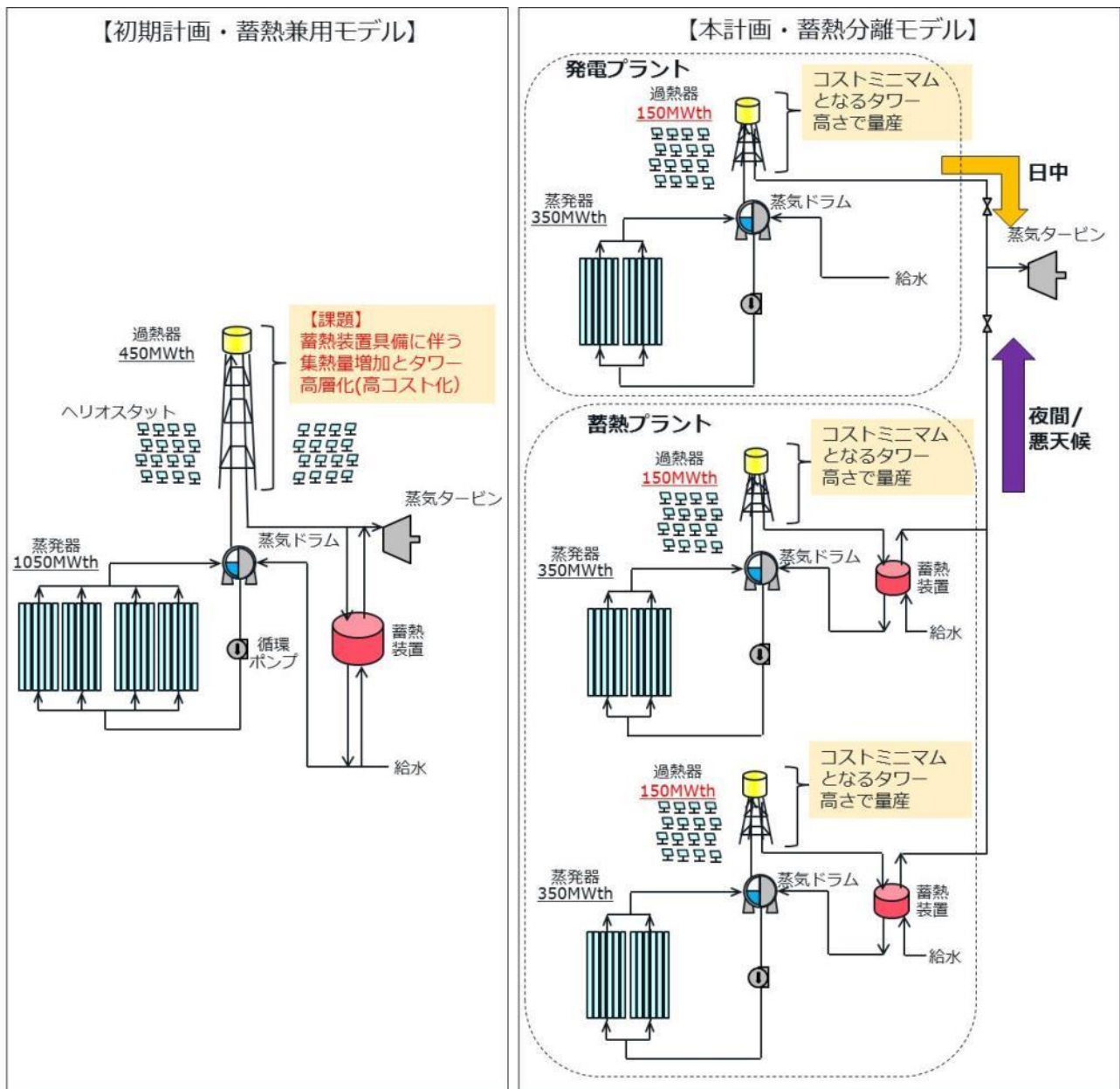


図 3.14 蓄熱付き太陽熱発電プラントにおける蓄熱兼用と蓄熱分離モデルの概念

## (2) 発電プラント

図 3.15 は蓄熱分離モデルにおける発電プラントの熱物質収支を評価したものである。日中に発電出力 200MWe(ネット)を出力することを目的とし蓄熱装置は前述のとおり備えて

いない。給水は高圧タービン及び中低圧タービンからのタービン抽気により 185℃まで加熱されて蒸気ドラムに供給される。蒸気ドラムに供給された水は、循環ポンプにより昇圧され、フレネルにより約 290℃の飽和温度まで加熱されて気液二相流体となる。気液二相流体は再び蒸気ドラムに供給されて、飽和蒸気と飽和水に分離される。分離された飽和蒸気はタワーに供給され約 553℃まで加熱され過熱蒸気となり、この過熱蒸気により蒸気タービンを駆動して発電を行う。なお、蒸気の一部は給水を 185℃まで加熱する抽気として使用され、残りはタービン出口で復水器により復水されて、再び系統内を循環する仕組みとなっている。

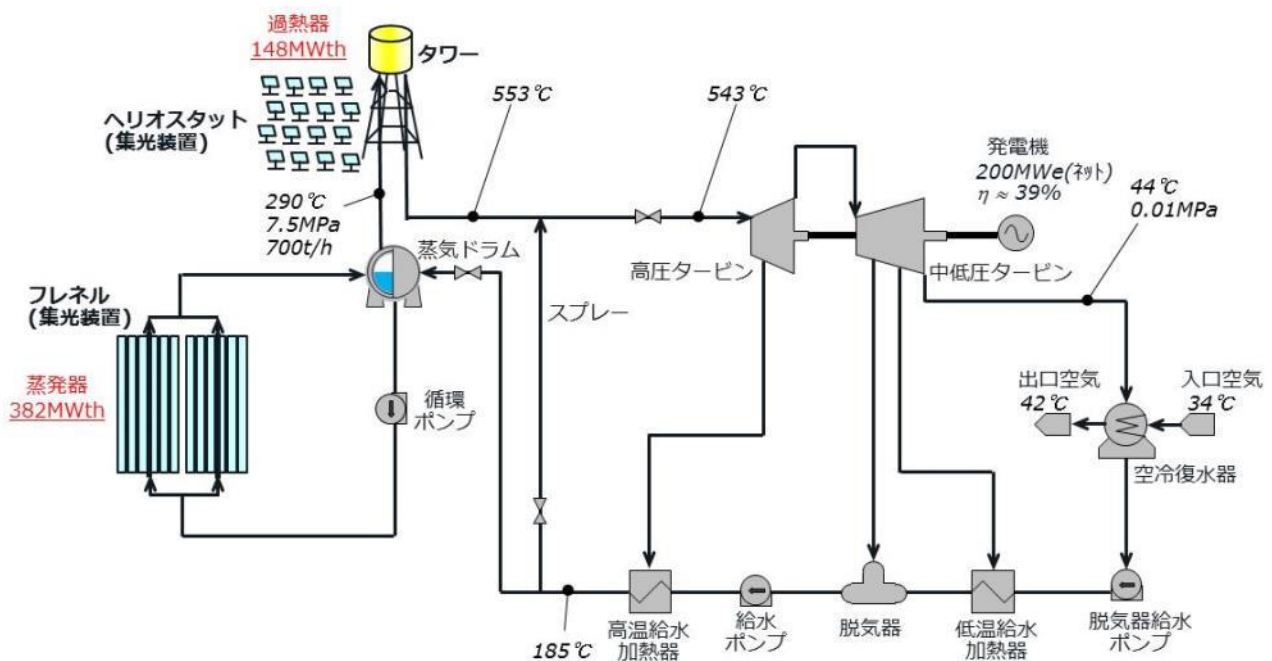


図 3.15 発電プラントの機器構成及び集光装置の集熱量

200MWe(ネット)出力を得るためにフレネル蒸発器の集熱量は 382MWth、タワー過熱器の集熱量は 148MWth、合計で 530MWth 必要となる。タワー過熱器による入熱量は全体の 3 割程度ではあるものの、蒸気温度を上昇させることによりタービン効率が向上し、出力が増えてプラント効率が約 39%まで向上する。本プラント効率の向上が 3-1 節で述べた HSTS のメリットの 1 つであり、例えば 530MWth 分を全てフレネル蒸発器の集熱量で賅ったとしても、蒸気温度が約 290℃であるためタービン効率が低く、プラント効率は 30%にも満たない見込みである。

### (3) 蓄熱プラント(蓄熱時)

図 3.16 は蓄熱分離モデルにおける蓄熱プラントの日中の熱物質収支を評価したものである。発電プラントとの機器構成の違いは、低温蓄熱装置、熔融塩蓄熱装置、循環水加熱器、昇圧ポンプを備えていることである。前述したとおり、基本的に(悪天候時を除く)日中は、タービン側へ蒸気を供給せず低温蓄熱装置と熔融塩蓄熱装置に蓄熱する。まず、発電プラントと同様にフレネル蒸発器により飽和蒸気温度まで加熱された水は気液二相流体の

水-蒸気となり、蒸気ドラムによって飽和蒸気と飽和水に分離される。分離された飽和蒸気はタワーに供給され約 553℃までさらに加熱され過熱蒸気となる。約 553℃の過熱蒸気は溶融塩蓄熱装置に供給されて約 290℃の飽和蒸気となるまで蓄熱媒体である溶融塩を蓄熱する。約 290℃の飽和蒸気はフレネルの循環系統に設けられた循環水加熱器により復水され、昇圧されてフレネル系統内に戻る。一方蒸気ドラムで分離された約 290℃の飽和水は、循環ポンプにより昇圧され、約 290℃の飽和水が低温蓄熱装置に供給される。

供給された飽和水は低温蓄熱装置の蓄熱媒体を蓄熱し高温水となって循環水加熱器に供給される。供給された高温水は溶融塩蓄熱装置からの飽和蒸気により加熱されて再びフレネルへ供給されるといった仕組みとなっている。

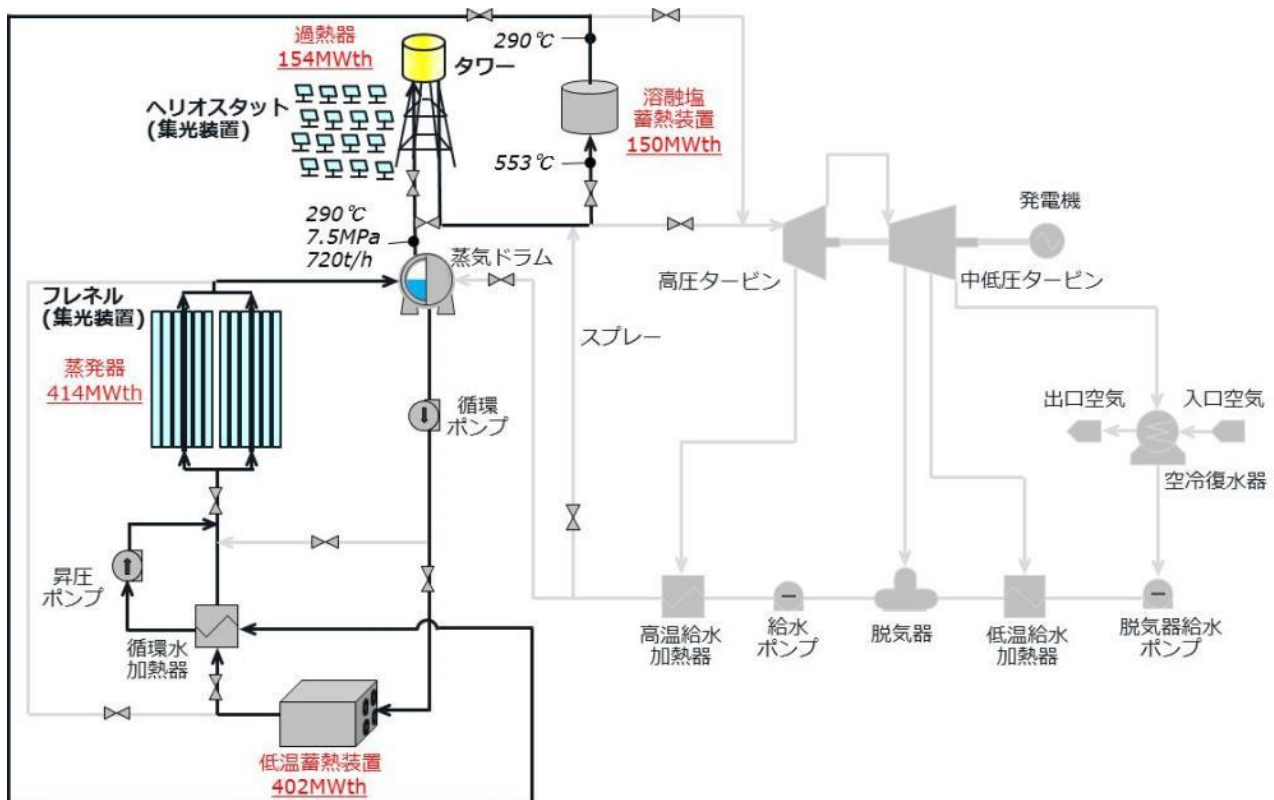


図 3.16 蓄熱プラント(蓄熱時)の機器構成及び集光装置の集熱量

#### (4) 蓄熱プラント(放熱時)

図 3.17 は蓄熱分離モデルにおける蓄熱プラントの夜間または曇天時の熱物質収支を評価したものである。放熱時には、前記 (3) の蓄熱プラントで日中に蓄熱した熱を放熱し発電する。系統の説明は前記 (2) の発電プラントで説明したフレネル蒸発器及びタワー過熱器の部分それぞれ、低温蓄熱装置及び溶融塩蓄熱装置に置き換えたような形であり省略する。蓄熱時の熱量に約 3%に放散熱ロスを見込んでおり、そのため、低温蓄熱装置の蓄熱量 402MWth に対し放熱量 390MWth、溶融塩蓄熱装置の蓄熱量 150MWth に対し放熱量 146MWth のようになっている。また、蓄熱時と放熱時で温度差を 10℃ほど見込んでいる。例えば、溶融塩蓄熱装置において、蓄熱時に約 553℃の過熱蒸気で蓄熱したのに対

し、放熱時には約 543℃の過熱蒸気にしかならないように設計している。ただし、図 3.15 の発電プラントから分かる通り、発電時においても約 553℃の過熱蒸気をスプレーにおいて約 540℃になるまで減温してから蒸気タービンに供給しているため、プラント効率は発電プラントと蓄熱プラントとで同等の約 39%となっている。

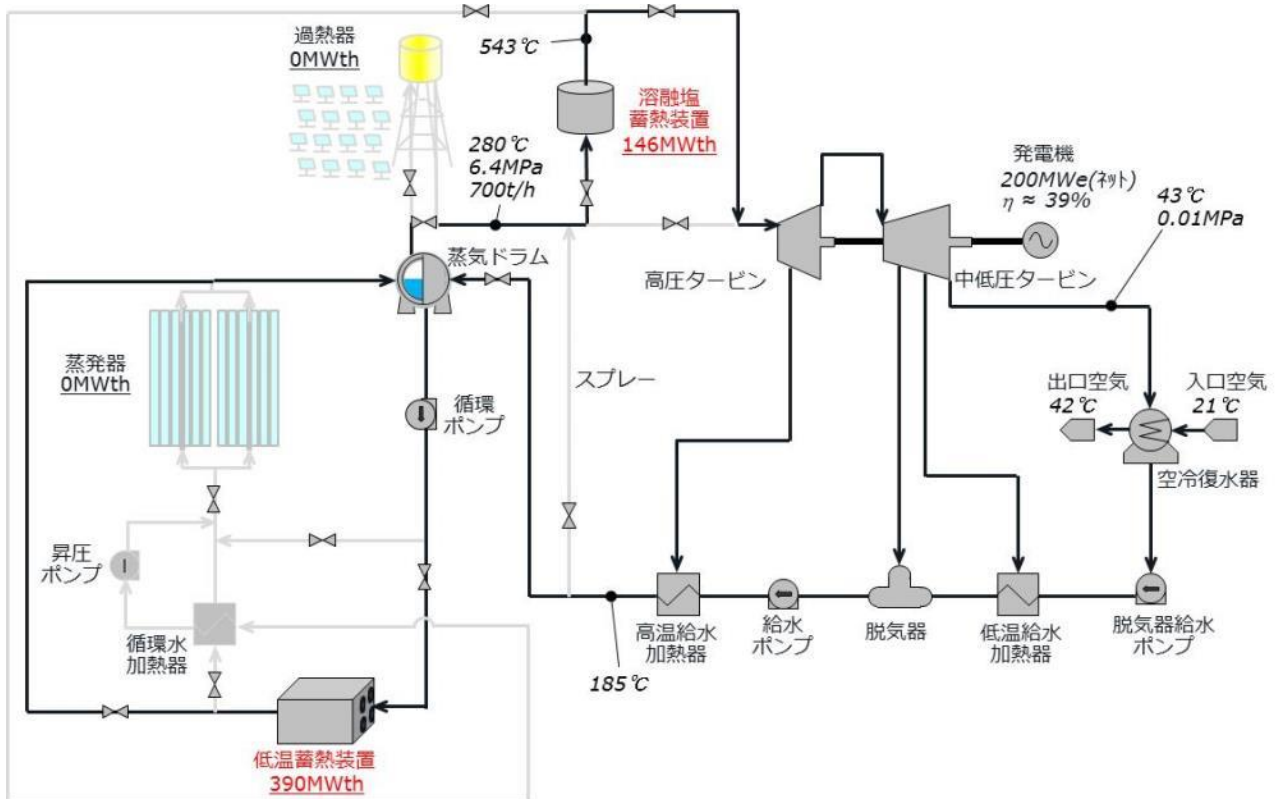


図 3.17 蓄熱プラント(放熱時)の機器構成及び集光装置の集熱量

### 3-5. 集光鏡面積の試算結果

#### (1) 蓄熱なし

3-4節で算出した集熱量に基づき環境省委託事業時と同様の手法を用いて、年間発電量、設備利用率、集光鏡面積を設備設置場所毎に試算した。

表 3.2 は、蓄熱がない場合の年間発電量、設備利用率及び集光鏡面積の試算結果である。集熱鏡は環境省委託事業に使用したフレネル及びヘリオスタットをベースとした。また、日射条件は3-3節で得られた結果を考慮し、アブダビは公開データベース値から 16%減じた値を使用した。

カラサにおける集光鏡面積はアブダビの約 0.7 倍となった。また、カラサにおける設備利用率はアブダビの約 1.4 倍となった。設備利用率を国内九州某所と比較した場合、カラサで約 3 倍、アブダビで約 2.2 倍となり、高日射地域ほど設備利用率が高くなり、発電単価が下がることが示唆された。

表 3.2 年間発電量、設備利用率及び集光鏡面積の試算結果(蓄熱なし)

設置場所	アブダビ	カラサ
計画発電出力[MWe](春分の日南中時)	200	200
計画直達日射強度[W/m <sup>2</sup> ]( 〃 )	756* <sup>1</sup>	950* <sup>2</sup>
集光鏡面積[万 m <sup>2</sup> ]* <sup>3</sup> (フレネルとヘリオスタットの合計)	160	116
年間 DNI[kWh/m <sup>2</sup> /y]	1,934* <sup>1</sup>	2,738* <sup>2</sup>
年間発電量[GWh]	498	691
設備利用率[%]* <sup>4</sup>	28.4	39.4

\*1 公開 DB 値を文献実測値で補正(16%減)した値を使用

\*2 公開 DB 値を補正せず使用[現地調査結果により判断済み]

\*3 : 環境省委託事業の実績値を基に集光効率及び直達日射強度を補正して算出

\*4 : 設備利用率= 年間発電量 MWh/(365day/y\*24h/day\*200MWe)

## (2) 蓄熱あり

表 3.3 は、蓄熱を付けた場合の年間発電量、設備利用率及び集光鏡面積の試算結果であり、設備利用率が 80%となるように試算したものである。カラサの集光鏡面積はアブダビの約 0.5 倍となり、蓄熱なし条件よりも差が拡大している。これは、蓄熱なし条件における両者の設備利用率の差に起因している。

表 3.3 集光鏡面積の試算結果(蓄熱あり)

設置場所	アブダビ	カラサ
計画発電出力[MWe](春分の日南中時)	200	200
計画直達日射強度[W/m <sup>2</sup> ]( 〃 )	756* <sup>1</sup>	950* <sup>2</sup>
年間 DNI[kWh/m <sup>2</sup> /y]	1,934* <sup>1</sup>	2,738* <sup>2</sup>
設備利用率(蓄熱なし)[%]* <sup>3</sup>	28.4	39.4
設備利用率(蓄熱あり)[%]* <sup>4</sup>	80.0	80.0
設備利用率の比率(蓄熱あり/蓄熱なし)[-]	3.52	2.54
集光鏡面積[万 m <sup>2</sup> ]* <sup>5</sup> (フレネルとヘリオスタットの合計)	582	302

\*1,\*2 : 表 3.2 と同じ

\*3 : 蓄熱なし条件の設備利用率の推定結果

\*4 : 設備は年間平均で 100%稼働可能な能力とし、運転休止(定期点検)等を考慮し 80%に設定

\*5 : 設備利用率比率を基に蓄熱-放熱時の熱放散ロス 3%を加味して評価



### 3-6. 低温蓄熱装置への固体蓄熱方式の導入検討

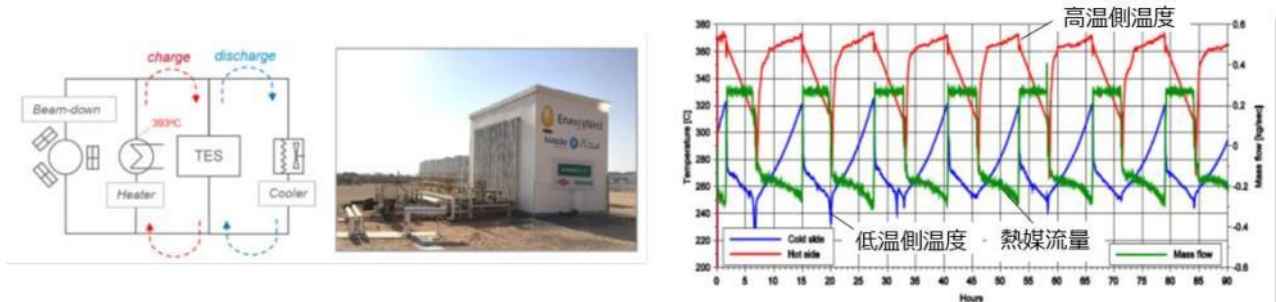
#### (1) 検討の背景

低温蓄熱装置には商用化されている熔融塩蓄熱方式を採用することを想定しているが、コンクリート等を用いた固体蓄熱方式の方が安価とされており、今後の発電単価低減を見据え、固体蓄熱方式の導入を検討した。

固体蓄熱方式の課題は技術的な検証が不十分なことである。コンクリート蓄熱装置を販売しているメーカーは海外に数社存在するが、いずれも、検証または実証試験は完了しているものの、現時点で商用プラントの運転実績はない。

図 3.18 に海外のコンクリート蓄熱装置メーカーが UAE/アブダビで検証試験を実施した際の運転データ<sup>10)</sup>を一例として示す。設備規模は蓄熱容量 1,000kWth(=2 x 500kWth)であり、5日間連続の蓄熱・放熱運転において、熱媒流量に応じて高温側温度及び低温側温度が規則的に変化していることが分かる。

本検討では、海外メーカーが販売しているコンクリート蓄熱装置を低温蓄熱装置として適用可能かどうかを判断するため、メーカーの技術調査を実施し、その構造や伝熱性能の妥当性を評価した。



(a) 検証設備(蓄熱容量：2x500kWth) (b) 5日間連続の蓄熱・放熱試験データ

図 3.18 海外蓄熱装置メーカーの検証運転事例(UAE/アブダビ)<sup>10)</sup>

#### (2) 蓄熱ラボ試験

低温蓄熱装置を3-4節で説明した HSTS に適用する場合、フレネル出口流体の熱を低温蓄熱装置で蓄熱する必要があるため、約 300°Cの耐熱性を有する必要がある。具体的には、コンクリートと加熱用金属配管では熱による線膨張係数が異なるため、加熱による線膨張により、コンクリートと加熱用金属配管との間に熱応力が発生し、付着強度を超えると剥離する。付着面が剥離して隙間が生じると、コンクリートと加熱用金属配管との間の伝熱効率が低下し、所定の熱媒体流量において所定の蓄熱量を達成できなくなる。

本検討では、耐熱性評価のため、現状想定しているコンクリート蓄熱装置の要素を切り出した試験サンプルを製作し、約 300°Cの温度での繰り返し加熱試験を実施した。

図 3.19 は今回試験に使用したコンクリート蓄熱耐熱試験用サンプルの温度計測用の熱電対埋設位置を示したものである。試験サンプルは外形 100mm のコンクリート中に炭素鋼管が埋め込まれた形状であり、寸法は海外蓄熱メーカーの公開文献に記載の数値を基に決定した。なお、試験サンプルの上段及び中段に径の内側から外側にかけてそれぞれ 3 本ずつ計 6 本の熱電対を設置し、昇温時並びに降温時の温度変化を計測した。なお、図中の熱電対の色は後述する試験における温度計測結果の色と対応している。

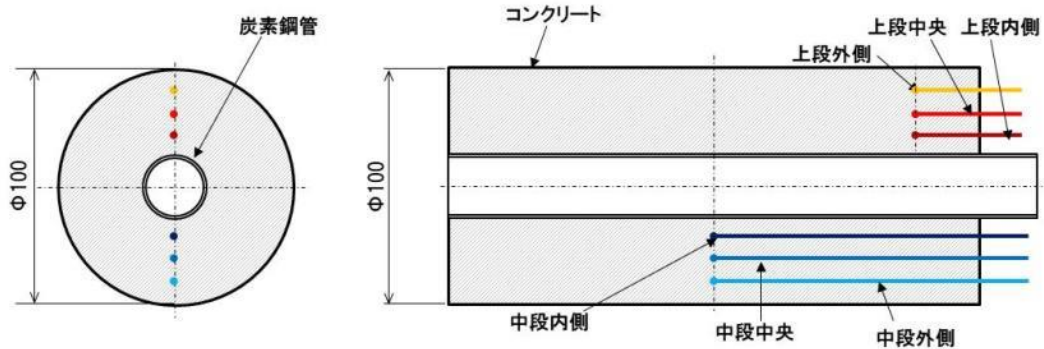


図 3.19 コンクリート蓄熱耐熱試験用サンプル試験材と熱電対埋設位置

図 3.20 は試験装置の外観写真である。本試験におけるサンプル試験材の加熱方法はコンクリート外側に配管用マントルヒータを巻き、マントルヒータ用の温度調節用装置で制御するものとした。本来は加熱用金属配管中を通る熱媒体(高温高压水)により内側からコンクリートを加熱する方が蓄熱方法として理想的ではあるが、試験の利便性と効率化の観点から外部加熱方式とした。

図 3.21 は試験サンプルを 300℃以上で 4 時間保持する加熱試験時の温度分布の時間変化を示したグラフである。外部加熱のため、上段と中段ともに外側から内側に向かって温度が低くなっていることが分かる。

図 3.22 は試験サンプルを 300℃以上で 4 時間保持する加熱試験を同一サンプルに対して、12 回繰り返した際の温度測定結果である。図 3.18 の試験結果と同様に繰り返し加熱においても温度の時間変化に再現性があることが分かる。

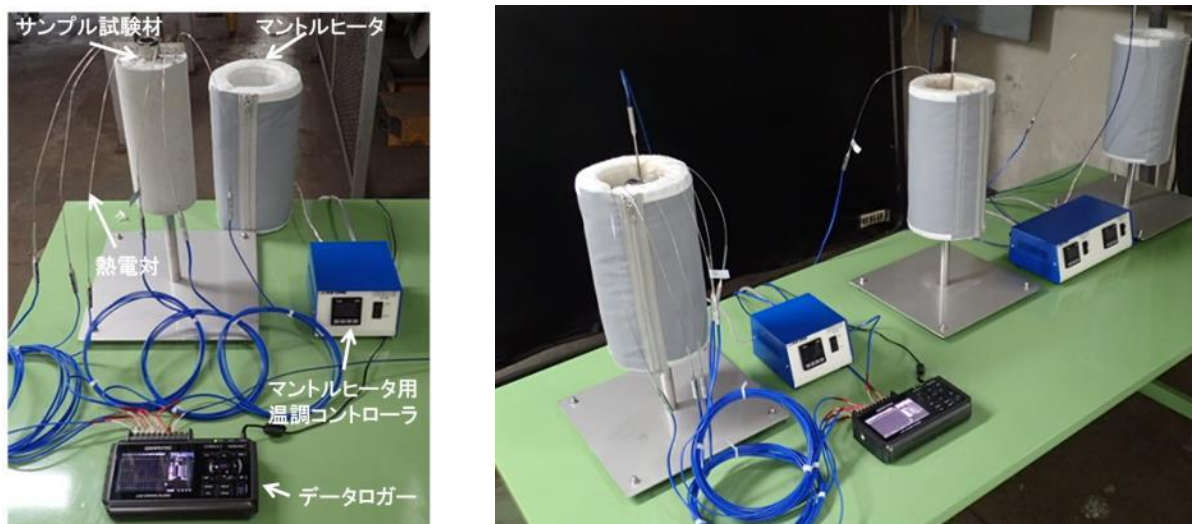


図 3.20 試験装置の外観

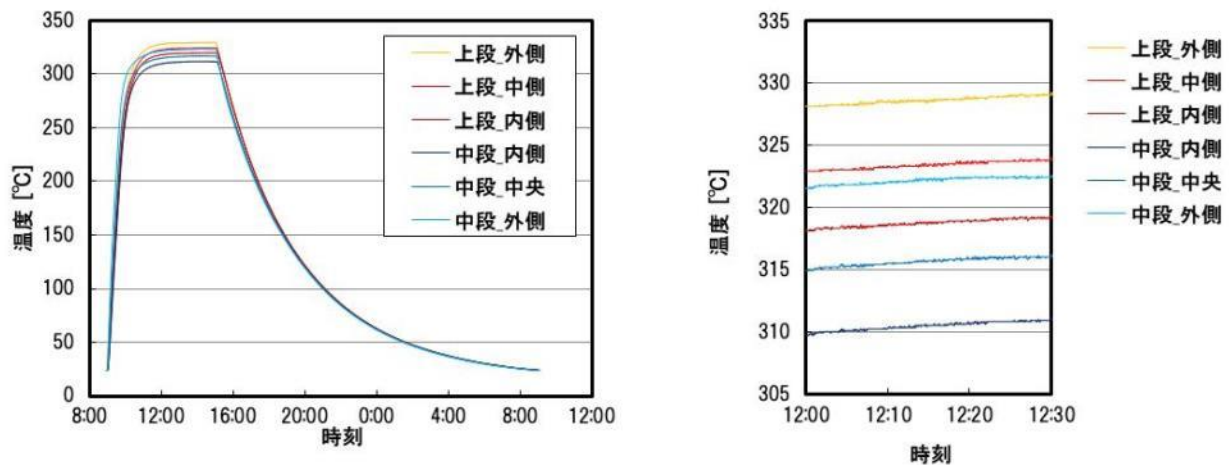


図 3.21 蓄熱試験結果 (温度 300°C、4 時間保持、1 回加熱)

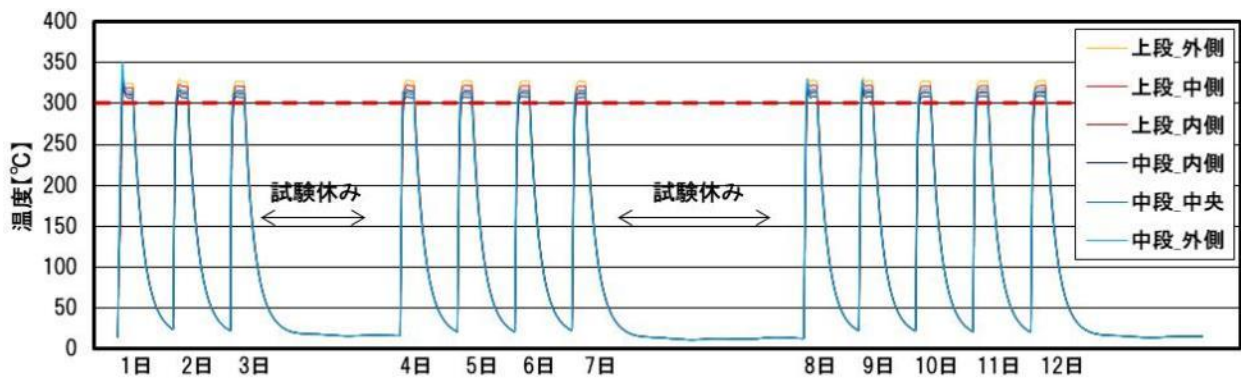


図 3.22 蓄熱試験結果(温度 300°C、4 時間保持、12 回加熱)

図 3.23 は試験サンプルの外観を示したものであり、左から非加熱、3 回繰り返し加熱、6 回繰り返し加熱、12 回繰り返し加熱したものである。繰り返し加熱した 3 種の試験サンプルに関し、小さな穴が見受けられるものの、これは製作時に形成されたものであり、加熱により生じたものではない。また、繰り返し加熱後の試験サンプル表面は非加熱のサンプルと比較してやや白色化した。これは、コンクリート中の水分が蒸発したことによるものと考えられる。なお、熱電対を挿入した箇所の表層に微小な割れが存在するが、この割れについても、製作時に形成されたものであり、加熱により生じたものではない。

次に、これらの試験サンプルの付着強度を油圧式プレス機により測定した結果を示す。

図 3.24 は付着強度の測定に使用した油圧プレス機の外観写真である。このプレス機で金属配管の上部端面を加圧し、コンクリートと加熱用金属配管の付着強度を測定した。具体的には、手で徐々に金属配管上部端面に圧力をかけ、圧力が抜ける(金属配管がコンクリートから滑り下降する)瞬間の圧力を計測した。

図 3.25 は計測した付着面圧力をプロットしたグラフであり、他者が実施した文献値のデ

ータも同図にプロットしている。また、同図には炭素鋼とコンクリート付着面に発生する平均せん断応力並びにステンレス鋼とコンクリート付着面に発生する平均せん断応力を示している。同図より、低温蓄熱装置の使用温度範囲である  $200\sim 300^{\circ}\text{C}$  において、炭素鋼を使用することで、平均せん断応力以上の付着面圧力を確保でき、加熱時に付着面が剥離する可能性が低いことが分かる。一方、ステンレス鋼では付着面圧力が平均せん断応力以下となるため、付着面が剥離する可能性が高いことが分かる。

以上より、コンクリート蓄熱装置の伝熱管として炭素鋼を使用すれば、使用温度範囲である  $200\sim 300^{\circ}\text{C}$  において、付着面が剥離することがなく、伝熱性能が低下する可能性が低いことが示唆された。なお、今回の試験では商用プラント特有の事象を考慮できていないため、コンクリート蓄熱装置の採用にあたっては、大型設備での事前検証が望ましい。



図 3.23 サンプル試験材外観(左より、非加熱、3 回昇温後、6 回昇温後、12 回昇温後)



図 3.24 油圧プレス機の外観

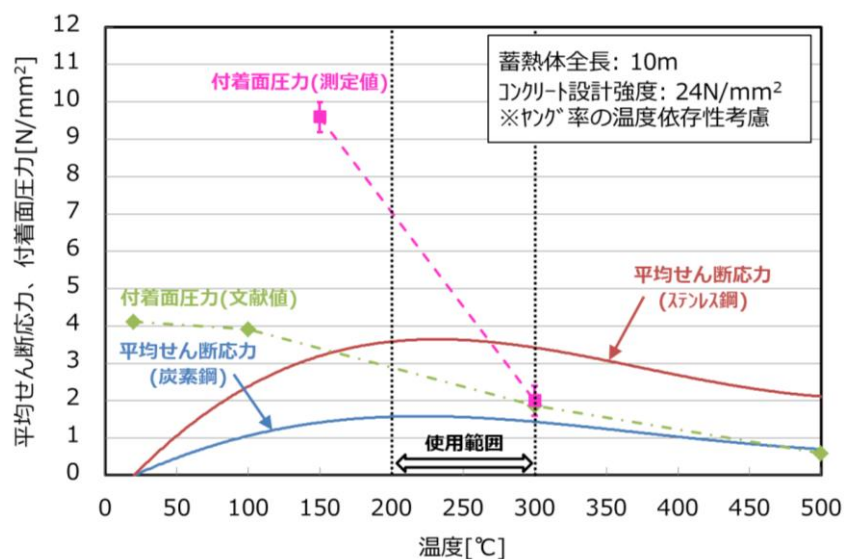


図 3.25 加圧試験結果

### (3) コンクリート蓄熱適用時の留意事項

コンクリート蓄熱装置を対象とした非定常の伝熱数値解析を実施した結果、固体であるコンクリート特有の温度挙動が見られた。この挙動は図 3.18 に示した蓄熱メーカーの検証試験データにも示されている。コンクリートでは、蓄熱及び放熱運転中に時間の経過と共に蓄熱媒体であるコンクリートや熱媒体である水の温度が時間的に変化する。すなわち、運転初期と終期で蓄熱量及び放熱量が異なる特性を有する。一方、熔融塩は液体で使用されるため、蓄熱及び放熱運転の初期段階を除き、蓄熱媒体である熔融塩や熱媒体である蒸気の温度が時間的に変化することはない。

よって、ここでは、コンクリート蓄熱装置のこのような特性が発電出力や発電量に与える影響を評価した。図 3.26 は放熱運転時の発電出力を負荷に置き換えて表示したものである。負荷 100%が発電出力 200MWe に相当する。この図から分かる通り、放熱運転開始時に対して、放熱終了時の負荷は 3%程度低下する。ただし、放熱運転の全時間帯で平均すると 1.5%程度の低下であり、全運転時間で積算した発電量の低下割合は小さく、年間の設備運転時間の範囲内で十分吸収可能である。

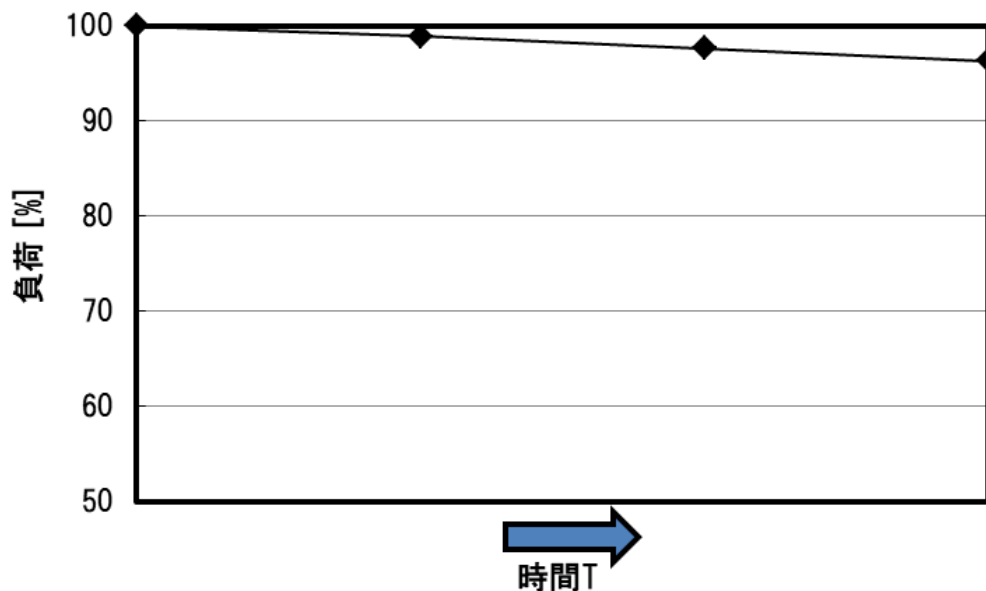


図 3.26 放熱運転時の時間経過と負荷の関係

## 3-7. 発電単価の試算

### (1) 発電単価試算の前提条件

本節では、前節までの評価結果を基に発電単価を試算した結果を報告する。

発電単価の計算に必要な建設単価については、平成 26 年度～平成 28 年度に MHPS が受託した環境省委託事業の結果(図 3.27)における 100MWe 設備の試算値を基に設備設置場所毎の鏡面積、労務単価を補正する形で評価した。なお、環境省委託事業で建設した 1MWth 級検証装置は発電出力換算で 0.33MWe 相当であり、商用プラントの 1/30～1/300 の規模であった。このため、図 3.27 に示した商用プラントの建設単価試算結果では、プラント品(パワーブロック、タワー構造物、過熱器、蒸気ドラム、脱気器、復水器、ポンプ類

等)に対してスケールアップ効果(2/3 乗則)を適用し、集光設備(フレネル蒸発器、ヘリオスタット)については量産効果(習熟係数 0.85)を適用した。また、量産効果における習熟係数については、PV では一般的に 0.8 が使用されているが、太陽熱発電の集光設備には機械部品が多く使用されているため、習熟係数を 0.85 とした。

また、蓄熱付き太陽熱発電プラントの建設単価試算には、蓄熱装置の建設単価が必要となるため、環境省委託事業での評価と同様に公開文献(Advanced Thermal Storage System with Novel Molten Salt、NREL)に記載の数値(11.02USD/kWh・熱量)を使用した。

ここで、本検討の蓄熱付き太陽熱発電プラントでは、高温蓄熱装置に熔融塩方式、低温蓄熱装置に熔融塩方式もしくはコンクリート方式を採用することを想定している。なお、低温蓄熱装置に熔融塩方式を採用する場合には、低温用熔融塩の単価が高温用の 2 倍程度と高く<sup>1)</sup>、建設単価が増加することから、上記文献値の 2 倍の数値(22.02USD/kWh・熱量)で評価した。一方、低温蓄熱装置にコンクリート方式を採用する場合には、上記文献値で評価しても差し支えないと考えられる。なお、発電単価の試算に必要なその他のパラメータについては、3-2 節に記載の数値を使用した。

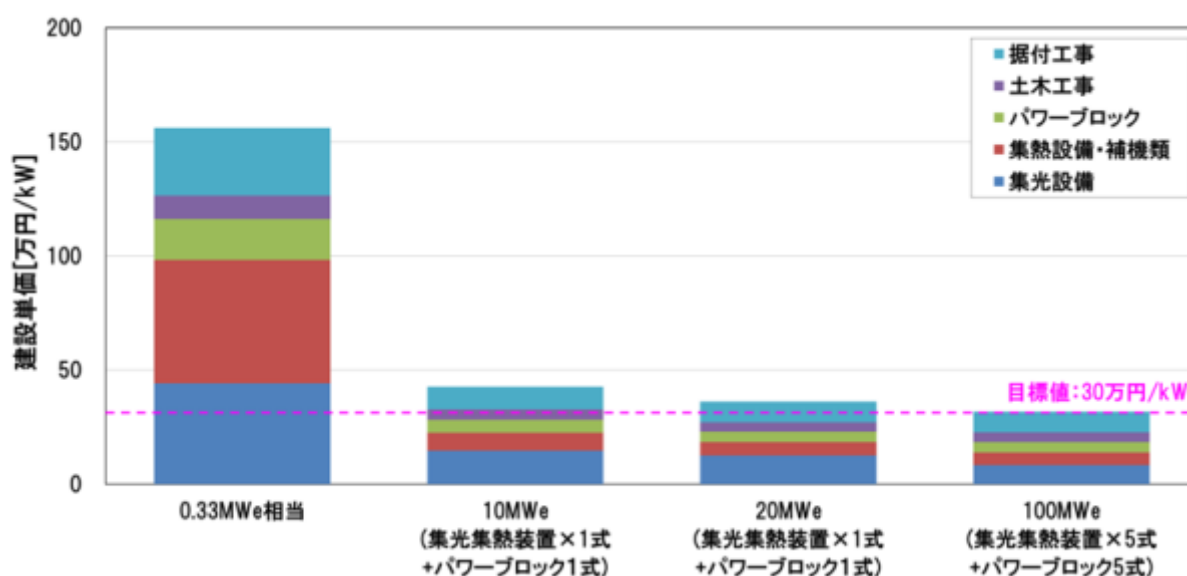


図 3.27 環境省事業における建設単価推算値(蓄熱なし HSTS プラント、九州地方某所)

## (2) アブダビにおける発電単価の試算

アブダビにおける発電単価を試算した結果を、図 3.28 に示す。PV を基準にとり無次元化して示したものである。なお、この図では低温蓄熱装置に熔融塩方式を用いた場合の数値を示している。

蓄熱蓄熱付き太陽熱発電プラン(CSP&蓄熱(MHPS))の発電単価は蓄電池付き PV と同等もしくは若干安価と予想される。また、トラフ式の蓄熱付き太陽熱発電プラントの発電単価は MHPS 方式の約 1.8 倍と高くなると推定した。

太陽熱発電プラントの建設単価は PV よりも高いが、太陽熱発電では太陽を追尾することで、設備利用率が向上するため、発電単価の差異は逆転している。なお、低温蓄熱装置にコンクリート方式を用いた場合には最大で 0.5 円/kWh 程度発電単価が低下する。

ここで、図 3.28 の PV や CSP の建設単価及び発電単価の試算には、下記情報を用いた。

- PV: Sweihan PJ(出力:1,177MWe、建設費:\$872million、発電単価:0.0242\$/kWh)<sup>12)</sup>
- CSP(トラフ): CSP Parabolic Trough Report 2014: Cost, Performance and Thermal Storage に記載 UAE での建設コストの数値
- Li-Ion 電池: 文献(ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030, IRENA)に記載の 2030 年時点の予想値(設置単価 1.4 万円/kWh、充放電効率 95%、放電深度 90%、電池寿命 15 年(バッテリーモジュール 0.7 万円/kWh と想定))

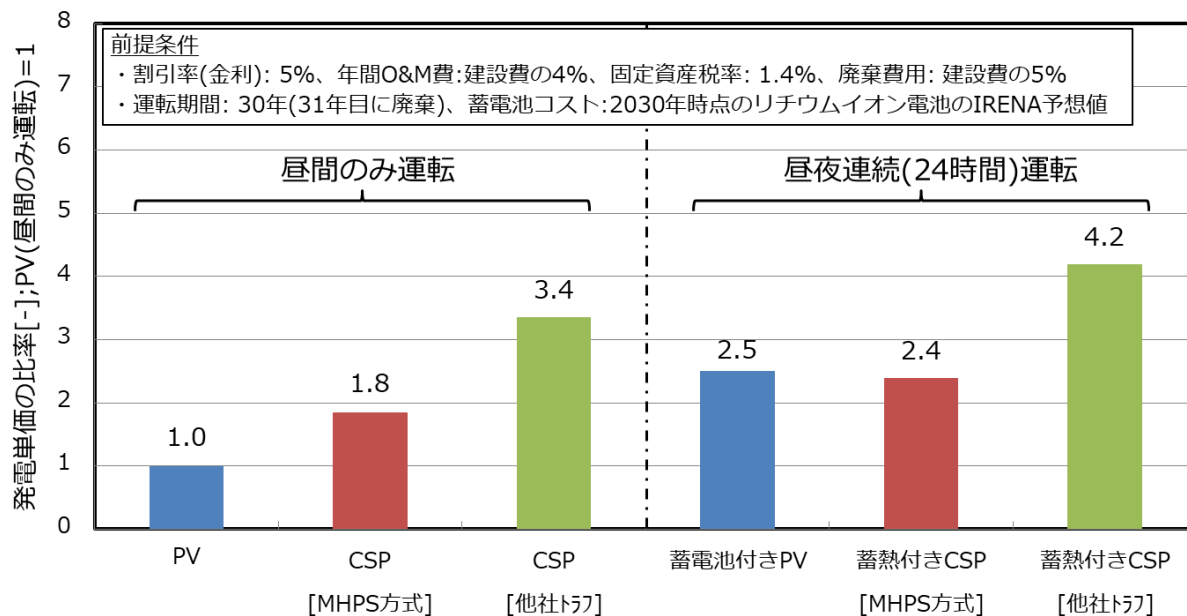


図 3.28 アブダビにおける発電単価試算結果

### (3) カラサにおける発電単価の試算

カラサにおける発電単価の試算結果を図 3.29 に示す。同じく、PV を基準にとり無次元化して示したものである。なお、この図では低温蓄熱装置に熔融塩方式を用いた場合の数値を示している。

アブダビと同様、蓄熱付き太陽熱発電プラン(CSP&蓄熱(MHPS))の発電単価は蓄電池付き PV よりも低くなると予想される。なお、低温蓄熱装置にコンクリート方式を用いた場合には最大で 0.5 円/kWh 程度発電単価が低下する。

ここで、図 3.29 の PV や CSP の建設単価及び発電単価の試算には、下記情報を用いた。

- PV: Wandoan South Solar PJ(出力:1,276MWe、建設費:A\$1.9million、発電量:約 1,800GWh/y)<sup>13)</sup>
- Li-Ion 電池: 文献(ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030, IRENA)に記載の 2030 年時点の予想値(設置単価 1.4 万円/kWh、充放電効率 95%、放電深度 90%、電池寿命 15 年(バッテリーモジュール 0.7 万円/kWh と想定))

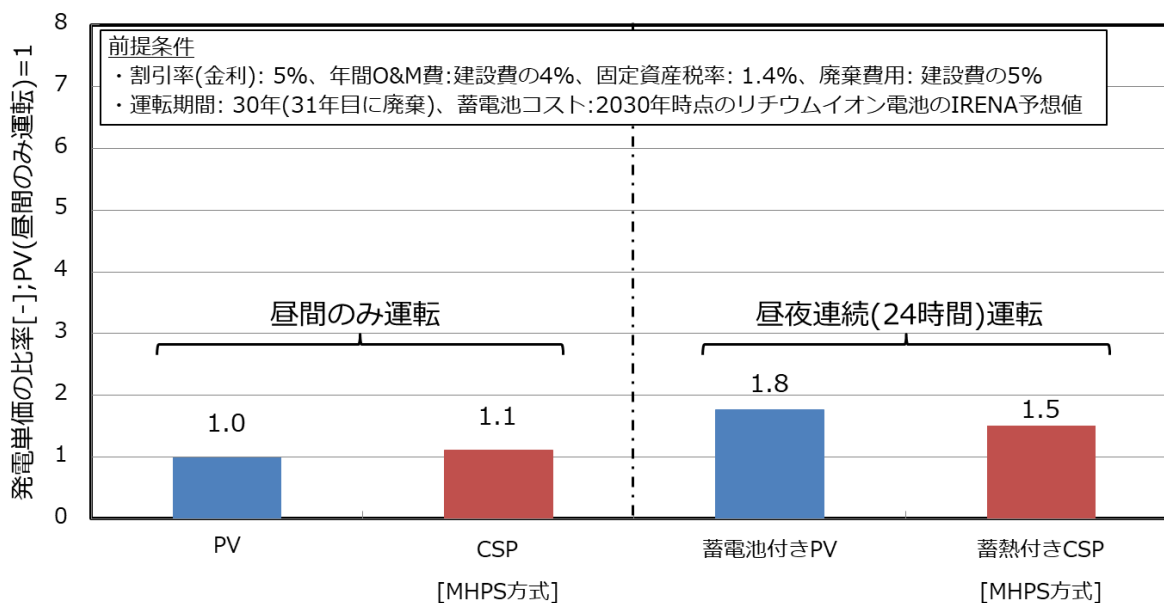


図 3.29 カラサにおける発電単価試算結果

### 3-8. まとめ

アンモニア製造量 500t/d の仮想プラント(カラサ、アブダビ)に設置される水素製造装置(水電解装置)に 200MWe の電力を 24 時間連続供給する太陽熱発電プラントの概略 FS を実施した。その中で、発電単価評価に必要な年間発電量、設備利用率、集熱鏡面積をそれぞれ設備設置場所毎に試算すると共に、これらの情報を基に建設単価及び発電単価を試算した。結果を以下に列挙する。

(a) 年間発電量の試算に必要な年間直達日射量(DNI)の公開 DB 値の採否について、設備設置場所毎に検討した。その結果、アブダビについては、実測 DNI が公開 DB 値よりも約 16%低いことが分かり、16%下方修正した値である 1,934 kWh/m<sup>2</sup>/y を採用する必要があることが分かった。一方、カラサについては、現地調査の結果、公開 DB 値(2,738 kWh/m<sup>2</sup>/y)補正せずにも問題ないことを確認した。

(b) 蓄熱なし太陽熱発電プラントの集光鏡面積を集光・集熱効率、熱物質収支評価結果及び環境省委託事業時の実績集光鏡面積に基づいて試算した。その結果、アブダビ及びカラサでそれぞれ 160 万 m<sup>2</sup>及び 116 万 m<sup>2</sup>となり、カラサはアブダビの約 0.7 倍であることが分かった。

(c) 蓄熱なし太陽熱発電プラントの年間発電量を集光鏡面積及び DNI 値を含む日照条件を基に試算し、アブダビ及びカラサでそれぞれ 498GWh 及び 691GWh と評価した。また、年間発電量から計算される設備利用率はアブダビ及びカラサでそれぞれ 28.4%及び 39.4%であった。この数値は国内九州某所と比較して、カラサで約 3 倍、アブダビで約 2.2 倍と高い数値である。

(d) 上記 (b) 及び (c) の結果を基に、設備利用率が 100%となる蓄熱付き太陽熱発電プラントの集熱鏡面積を試算した結果、カラサ及びアブダビでそれぞれ 582 万 m<sup>2</sup>及び 302 万 m<sup>2</sup>となった。

(e) 上記結果並びに平成 26 年度～平成 28 年度に MHPS が受託した環境省委託事業の結果における 100MWe 設備の試算値を基に設備設置場所毎の鏡面積、労務単価を補正する



形で建設単価及び発電単価を試算した。その結果、アブダビにおいては、MHPS方式の蓄熱付き太陽熱発電プランの発電単価は蓄電池付きPVと同等と予想され、トラフ式の蓄熱付き太陽熱発電プランの発電単価はMHPS方式の約1.8倍と高くなると推定した。また、カラサにおいては、MHPS方式の蓄熱付き太陽熱発電プランの発電単価は蓄電池付きPVよりも低くなると予想される。

### 3-9. 今後の課題

- ・蓄熱付き太陽熱発電システムの商用機規模での技術実証

### 4. 外部発表実績

なし

### 5. 特許出願実績

なし

### 6. 参考文献

- 1) “Energy Technology Perspective 2015”, IEA, 2016
- 2) “Global Potential of Concentrating Solar Power”, Solar Paces Conference Berlin, September 2009
- 3) “Global Wind Atlas”, <http://globalwindatlas.com/datasets.html>
- 4) アンモニアの需給および輸入価格の現状について, 日本エネルギー経済研究所, 2015
- 5) 平成28年度CO<sub>2</sub>排出削減対策強化誘導型技術開発・実証事業集光型太陽熱発電(CSP)システムに関する技術開発成果報告書, 三菱日立パワーシステムズ, 株式会社, 2017
- 6) NOAA (1971-1999), <ftp://ftp.atdd.noaa.gov/pub/GCOS/WMO-Normals/RA-II/UE/41216.TXT> 2016
- 7) Bureau of Meteorology [http://www.bom.gov.au/jsp/ncc/cdio/cvg/av?p\\_stn\\_num=004083&p\\_prim\\_element\\_index=0&p\\_comp\\_element\\_index=0&redraw=null&p\\_display\\_type=full\\_statistics\\_table&normals\\_years=1981-2010&tablesizebutt=normal](http://www.bom.gov.au/jsp/ncc/cdio/cvg/av?p_stn_num=004083&p_prim_element_index=0&p_comp_element_index=0&redraw=null&p_display_type=full_statistics_table&normals_years=1981-2010&tablesizebutt=normal)
- 8) NREL(National Renewable Energy Laboratory), <https://www.nrel.gov/>, (アクセス日 2018/3/7)
- 9) SAM(System Advisor Model), <https://sam.nrel.gov/>, (アクセス日 2018/3/7)
- 10) Nils Hoivik, Christopher Greiner, “Demonstration of EnergyNest Thermal Energy Storage (TES) Technology”, AIP Conference Proceedings 1850, 080011, 2017
- 11) D. Kearney et al., “Overview on use of a Molten Salt HTF in a Trough Solar Field”, NREL Parabolic Trough Thermal Energy Storage Workshop Golden, CO, February 20-21, 2003
- 12) “Solar Energy in the UAE: Impressive Progress”, APICORP Energy Research vol. 03 No.02, November 2017
- 13) “Equis to Develop 1,000 MW Solar Project in Queensland, Australia”, EQUIS ENERGY