

平成 25 年度

アジアの低炭素社会実現のための  
JCM 大規模案件形成可能性調査事業

「低炭素型上水供給システム導入事業  
検証プロジェクト」報告書  
(マレーシア編)

平成 26 年 3 月

パシフィックコンサルタンツ株式会社

## 要約

本調査では、途上国の既存の上水供給施設に再生可能エネルギー発電と省エネ技術を組み合わせて導入することで、電力グリッドからの電力消費量削減とそれに起因した GHG 排出量を削減する事業を想定し、その実現可能性を検証した。

まずイスカンダル地区の水道事業者である SAJH への聞き取り結果からモデルサイト候補として確認された 3 カ所の浄水場を対象に、再生可能エネルギー発電や省エネ設備の導入可能性を調査した。その後、マイクロ水力発電設備と太陽光発電システムの導入が有望視された Gunung Pulai 浄水場と、マイクロ水力発電設備の導入が有望視された Pulai 配水池をモデルサイトとして選定し、これらの設備の導入に向けた詳細検討を行った結果、技術的観点からは導入に向けた障害がないことを確認した。一方、事業性評価の結果から、Pulai 配水池でのマイクロ水力発電事業については優れた事業性を持つと評価することができたが、Gunung Pulai 浄水場でのマイクロ水力発電および太陽光発電を用いた発電事業については現時点での事業性確保が難しいことがわかった。ただし、当該国における FIT 制度の適用や補助金制度の将来的な導入、日本国内での再生可能エネルギー市場の活性化を反映した機器製造コストの低減などの効果を踏まえた場合、事業性評価結果は好転する。このことから、現地生産体制の構築まで見据えた設備製造コストの削減、現地政府による支援政策の導入を促進することができれば、事業化は十分に実現可能であると判断された。こうした状況把握や、事業方針の検討結果から得られた日本企業の訴求点・弱点克服のための方策等を踏まえ、本調査では「事前診断や発電計画の作成、発電活動の運転管理・効果検証に至るまでの包括的なサービスを提供する『ESCO 型サービス企業』を中心とした民間ビジネス」を提案した。

また本調査では、水力・太陽光・風力発電と高効率ポンプを浄水施設に導入するプロジェクトを対象に、その排出削減量の算定手法を検討した。さらに、同様のプロジェクトを途上国全土に展開した場合の GHG 排出削減ポテンシャルを、各地域の浄水施設数やその地理条件・環境条件などを基に推計した。その結果、水力発電と太陽光発電が特に高いポテンシャルを示すことがわかった。省エネ設備についても一定の評価値が得られたが、より精緻な推定を行うためには、マレーシア各地にある浄水場の省エネ設備の導入率を把握する必要がある。

## 1) モデルサイト発掘

下記の調査結果を踏まえ、マイクロ水力発電と太陽光発電の両方とも導入できるモデルサイトとして Gunung Pulai 浄水場を、高出力のマイクロ水力発電が導入できるモデルサイトとして Pulai 配水池をそれぞれ選定した。

表 イスカンダル地区にある浄水場の調査結果

浄水場名	Gunung Pulai 浄水場	Pulai 配水池	SG Layang 浄水場
事業会社	SAJ Holdings	SAJ Holdings	SAJ Holdings
マイクロ水力発電の導入可能性	○	○	×
	発電に使える余剰圧力がある	発電に使える余剰圧力がある	機器を設置するためのスペースが狭い。ダム水位が常に変わり、落差が安定しない
太陽光発電の導入可能性	△	○	△
	太陽光の設置スペースがある	太陽光の設置スペースがない	太陽光の設置スペースがある
風力発電の導入可能性	×	×	×
	風条件が悪い	風条件が悪い	風条件が悪い
省エネ設備の導入可能性	×	×	×
	省エネ設備は導入済み	省エネ設備は導入済み	省エネ設備は導入済み



図 調査したイスカンダル地区の浄水場

出典：MAPBOOK OF MALAYSIA をもとに作成

## 2) モデルサイトにおける機器設置検討

Gunung Pulai 浄水場に設置できるマイクロ水力発電機・太陽光パネルと、Pulai 配水池に設置できるマイクロ水力発電機の能力を検討した。

### a) Gunung Pulai 浄水場

表 導入するマイクロ水力発電機の諸元

所在地	Gunung Pulai 森林公園内
事業会社	SAJ Holdings Sdn Bhd
発電形態・方式	減圧装置代替（水圧管路内余剰圧力を活用）
水車発電機諸元	<ul style="list-style-type: none"> <li>・有効落差 18m</li> <li>・使用水量 0.21m<sup>3</sup>/s</li> <li>・出力 27kW（総合効率 72%）</li> </ul> （効率内訳：水車 80%、発電機 90%）
設備概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・水車 リンクレスフランシス水車 1台（HF-1RF）</li> <li>・発電機 かご形三相誘導発電機</li> <li>・連系電圧 所内系統へ 400V で連系</li> </ul>
備考	-



(破線部：減勢槽上部)



(拡大写真)

図 マイクロ水力の設置想定箇所

表 太陽発電システムの諸元 (Gunung Pulai 浄水場)

設備導入箇所	施設内余剰スペース
諸元	<ul style="list-style-type: none"> <li>・面積 225 m<sup>2</sup></li> <li>・出力 約 20kW</li> </ul> <p>(現地で発電した場合の数値。1kW/15km<sup>2</sup>の発電密度を想定)</p>
発電形態・方式	<ul style="list-style-type: none"> <li>・国内メーカー製造の太陽光モジュール</li> <li>・付帯設備 (パワーコンディショナー、架台等)</li> </ul>
設備概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・自家消費</li> </ul>
備考	最終的な出力 (パネル設置枚数) は、事業性の評価を踏まえ現地事業者が決定する。

b) Pulai 配水池

表 マイクロ水力発電機の諸元 (Pulai 配水池)

所在地	Jalan Ulu Choh Johor Malaysia Pulai 配水池
事業会社	SAJ Holdings Sdn Bhd
発電形態・方式	減圧装置代替 (水圧管路内余剰圧力を活用)
水車発電機諸元	<ul style="list-style-type: none"> <li>・有効落差 85m</li> <li>・使用水量 0.30m<sup>3</sup>/s</li> <li>・出力 186kW (総合効率 74%)</li> <li>(効率内訳: 水車 80%、発電機 93%)</li> </ul>
設備概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・水車 リンクレスフランシス水車 1台 (HF-1RF)</li> <li>・発電機 かご形三相誘導発電機</li> <li>・連系電圧 電力会社の電灯線へ低圧で連系</li> </ul>
備考	全量電力会社へ売電



マイクロ水力発電設備導入想定箇所  
(破線囲み部分)



機械式流量調整バルブ  
(水圧を利用し流量を調整)

図 マイクロ水力の設置想定箇所

# 目次

## 要約

第1章	調査概要	1
1.1	想定する事業の概要	1
1.2	本調査の概要	2
1.2.1	調査実施体制	2
1.2.2	調査課題	2
1.2.3	調査項目	3
第2章	対象国の事業環境・諸制度	5
2.1	基礎情報	5
2.1.1	地理	5
2.1.2	気象・水象	5
2.1.3	人口	5
2.1.4	政治・経済状況	6
2.2	上水供給に関する施策	7
2.2.1	上水インフラの整備状況	7
2.2.2	開発目標・計画	9
2.2.3	関連規制・基準	9
2.3	再生可能エネルギー・省エネに関する施策	10
2.3.1	主要施策	10
2.3.2	開発目標・計画	10
2.3.3	優遇措置	11
2.4	気候変動に関する施策	12
2.4.1	温室効果ガスの排出状況	12
2.4.2	対策目標・計画	13
第3章	導入対象とする日本製品・技術	15
3.1	導入による事業効果	15
3.2	再生可能エネルギー発電技術	15
3.2.1	マイクロ水力発電	15
3.2.2	小型風力発電	17
3.2.3	太陽光発電	17

3.3	省エネ技術	18
3.3.1	ポンプの回転速度制御	18
3.3.2	可動羽根ポンプ	19
3.3.3	動力回収水力	20
3.3.4	配水コントロール	21
3.4	アンシラリー分散制御技術	22
第4章	モデルサイトの発掘	26
4.1	対象地域における上水施設の整理	26
4.2	技術導入可能性	27
4.2.1	再生可能エネルギー	27
4.2.2	省エネ技術	30
4.3	モデルサイトでの機器設置検討	32
4.3.1	サイト概要	32
4.3.2	設置検討結果	36
4.3.3	系統安定化対策技術の導入検討	44
第5章	事業性	45
5.1	検討の方針	45
5.1.1	モデルプロジェクトの概要	45
5.1.2	モデルサイトの概要	45
5.2	前提条件	46
5.2.1	事業期間	47
5.2.2	導入設備の製造・設置	47
5.2.3	収入/支出環境	47
5.3	経済的導入可能性	48
5.3.1	マイクロ水力発電	48
5.3.2	太陽光発電	51
5.4	検討結果と考察	53
5.4.1	検討結果	53
5.4.2	考察	55
第6章	事業実施案	60
6.1	事業環境	60
6.1.1	経済環境	60
6.1.2	競争環境	60

6.1.3	技術環境.....	62
6.1.4	社会環境.....	63
6.2	顧客・競合分析.....	64
6.2.1	顧客分析.....	64
6.2.2	競合分析.....	65
6.3	事業方針.....	67
6.4	事業実施案.....	72
6.4.1	事業実施スキーム案.....	72
6.4.2	実施運営体制案.....	73
第7章	温室効果ガス排出削減ポテンシャル.....	75
7.1	温室効果ガス排出削減量の算定.....	75
7.1.1	算定方法の検討.....	75
7.1.2	モデル事業での温室効果ガス排出削減量.....	79
7.2	対象国の温室効果ガス排出削減ポテンシャル.....	79
7.2.1	マイクロ水力発電.....	79
7.2.2	太陽光発電.....	81
7.2.3	風力発電.....	83
7.2.4	省エネ設備.....	84
第8章	今後の展開.....	86
8.1.	本調査のまとめ.....	86
8.2	今後の展開.....	86
8.2.1	事業化に向けてのスケジュール案.....	86
8.2.2	モデルプロジェクト計画.....	89

#### 巻末資料

資料1：ADC 解説資料「ADC 技術の浄水場内電力系統への適用を検討するにあたっての考え方」

資料2：モデルサイトにおける系統安定化対策技術の導入検討

## 第1章 調査概要

### 1.1 想定する事業の概要

人間の生活に不可欠である「清浄な水」を供給する上水供給システムは、取水施設における取水ポンプの稼働、浄水施設における水の浄化処理、配水施設における送水ポンプの稼働等、上水製造や配水プロセスにおいて多量の電力を消費する。一般的に、同システムからの温室効果ガス（GHG）排出量のほとんどは、この電力消費に起因している。

こうした背景から、同システムに再生可能エネルギー発電技術を導入することにより、新しい電力供給源を構築することの意義は大きいと考えられる。例えば、取水した原水を貯水槽に流入させる際に余剰水圧を減圧するケースでは、この減圧分を利用したマイクロ水力発電が可能である。加えて、多くの上水製造施設の敷地内には、貯水槽上蓋部など太陽光発電設備を設置可能なスペースが存在する。さらに、風況が良い山間部などに立地する場合には、中小規模の風力発電設備の設置にも期待ができる。このように上水供給システムは、様々な再生可能エネルギー発電が導入可能な特徴を有している。この特徴を活かして、複数の再生可能エネルギー発電を組み合わせることで導入することにより、気象条件に影響を受けやすく不安定な個々の発電技術が補完しあい、結果として安定的な電力供給を達成することも可能である。また、当該システムに再生可能エネルギー発電を導入することは、これらが非常用電源としての機能を担うことも可能にする。

また、同システムは省エネ技術を導入することで電力消費量を減らすことも可能である。一般に上水を供給するにあたっては、供給先に応じた水圧のコントロールが必要になるため、我が国を含む先進国では、水圧を適切にコントロールするインバータ等の電子制御技術・システムが導入されている。他方、多くの途上国の水道事業者では、技術・人材不足からこのようなコントロールは行われておらず、余剰水圧等のエネルギーが発生している場合が多い。つまり、我が国の優れた水圧コントロール技術を導入することにより、電力消費の削減と、それに起因した GHG 排出量の低減が可能になる。

このように、途上国における上水供給システムは、再生可能エネルギー発電や省エネ技術の導入により、GHG 排出量の大幅な削減に寄与できる可能性があると考えられる。こうした点を踏まえ本調査では、途上国の既存の上水供給施設に再生可能エネルギー発電技術と代表的な省エネ技術を組み合わせることで、電力グリッドからの電力消費量削減とそれに起因した GHG 排出量を削減する事業を想定し、その実現可能性を検証した。

## 1.2 本調査の概要

### 1.2.1 調査実施体制

本業務における調査実施体制を以下に示す。本調査は、受託者であるパシフィックコンサルタンツ株式会社が各企業の協力を得て実施した。

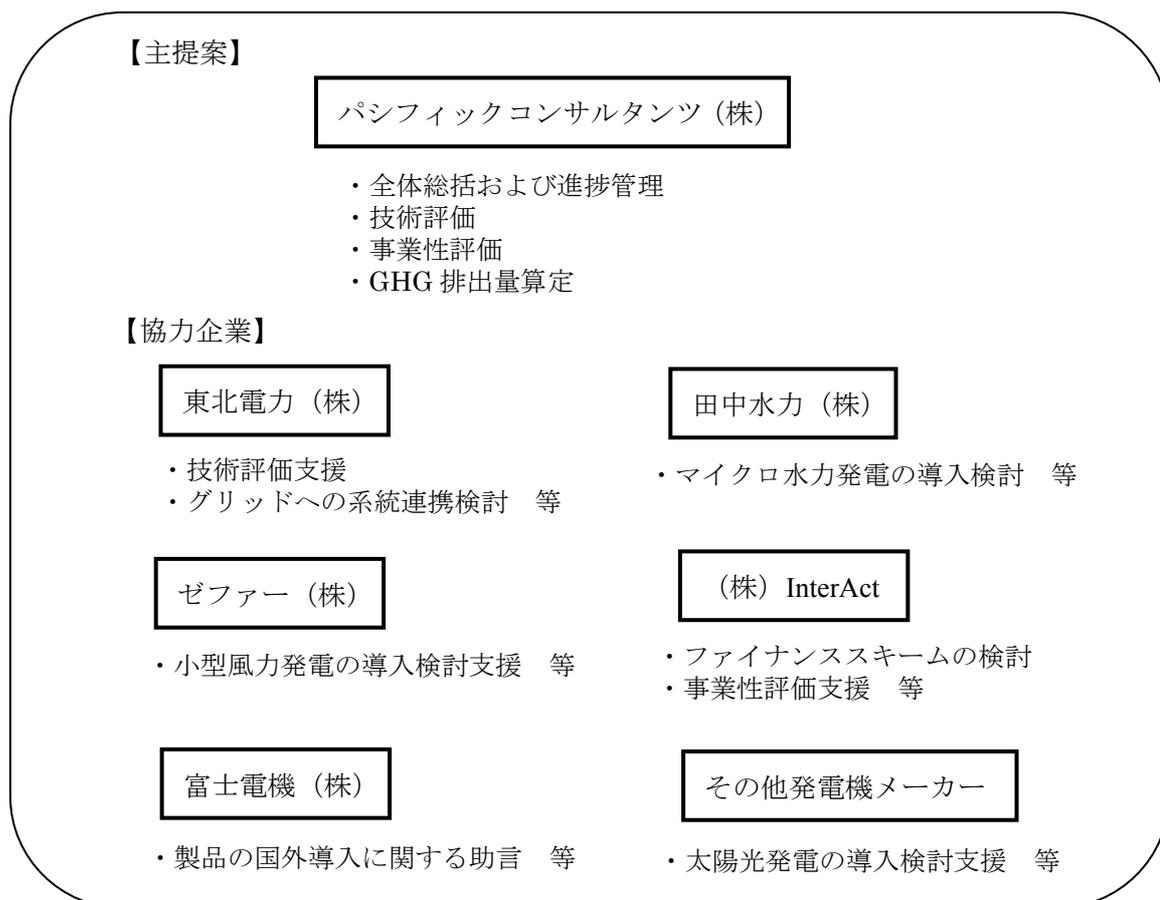


図 1-1 調査実施体制

### 1.2.2 調査課題

事業の実現可能性を検証するにあたり、確認すべき課題として以下のものが想定された。

#### (1) 本邦技術の普及可能性の検討

想定する事業は、再生可能エネルギー発電技術や省エネ技術を組み合わせて上水供給施設に導入するものであるため、まずはこれらの本邦技術が当該国のニーズに合致するか、そして普及する可能性があるのかを正しく評価する必要がある。これを踏まえ本調査では、

省エネ設備の導入状況や、マイクロ水力発電を導入するのに十分な有効落差（余剰水圧）と流量を有するポイントが施設内に存在するか、太陽光や小型風力発電など比較的小規模な電源に対してどのようなニーズがあるか等、技術的観点から普及可能性を正しく評価することを目指した。

## (2) 事業性の検討

本調査で導入を検討する技術は初期投資が比較的高額であるため、発電した電力の売電やカーボンクレジットの売却による収入を考慮したとしても、初期投資額が高いという問題は依然として残る。そのため、当該事業の事業性を確保するには、事業者が負担する初期投資額を抑制できるファイナンススキームの確立が重要になると想定された。このファイナンス面の課題に対応するために、ESCO 事業で採用されている契約方式（シェアード・セイビングス契約）の活用およびそれらを活用したフレームワークの検討を行った。

### 1.2.3 調査項目

前項の課題を踏まえ、以下の手順で調査を実施した。

#### (1) 対象国および地域における基礎情報の収集整理・分析

対象国および地方自治体における以下の基礎情報を収集整理した。

- ・上水供給に関連する法令／規制／基準や施策
- ・気候変動に関する計画等
- ・過去の経済状況、電力の需給状況等

#### (2) プロジェクトの副次的効果の検討および日本製品・技術の整理

想定する事業の実施に伴い、期待される副次的効果について検討を行った。また、国内の再生可能エネルギー発電技術および代表的な省エネ技術に係わる情報を整理した。

#### (3) 対象国および地域における上水供給施設に係る情報の収集整理

対象国および地方自治体における上水供給施設について情報収集を行った。具体的には、本邦技術の導入が見込める有望サイト（モデル）の抽出に必要な諸元情報、関連図面などを収集した。

#### (4) モデルサイトにおける導入可能性評価

水力、風力、太陽光等の再生可能エネルギー発電技術や省エネ技術の導入が可能と考えられる有望サイトを抽出し、技術的観点および経済的観点を踏まえ、事業の実現可能性を評価した。

(5) プロジェクト実施に関するファイナンススキームの検討

想定する事業を実施する上で最も大きな課題になると思われる「初期投資を含む継続的かつ安定的な資金の確保」の解決に資する手法を検討した。

(6) GHG 排出削減量の算出

本事業の実施に伴う GHG 排出削減量の算定手法について、考慮すべきパラメータや活動量、算定式などを検討した。

(7) 技術普及ポテンシャルの評価

対象国および地方自治体における上水供給施設について収集した情報に基づき、再生可能エネルギー発電や省エネ技術の普及ポテンシャルを評価した。

(8) 次年度以降の実証事業の実施に向けた事業フレームの検討

想定する事業の実施体制と、それを含めた事業フレームについて検討を行った。

## 第2章 対象国の事業環境・諸制度

### 2.1 基礎情報

#### 2.1.1 地理

マレーシアは東南アジアに位置する国である。マレー半島として知られる西マレーシアは面積が 131,313km<sup>2</sup>あり、北部ではタイ、南部沿岸ではシンガポールと隣接している。マレー半島にはクアラルンプールとプトラジャヤの連邦直轄領からなる。その他、ジョホール州、ケダ州、クランタン州、ムラカ州、ヌグリ・スンビラン州、パハン州、ペラ州、プルリス州、ペナン州、スランゴール州、トレンガヌ州など全 11 の州が存在する。マレーシア連邦政府の行政新首都としてプトラジャヤが新設されたが、行政・商業・経済の中心地は依然としてクアラルンプールとなっており。東マレーシアは面積 201,320km<sup>2</sup>、北はボルネオ島と沖合の島々によって占められており、サバ州、サラワク州、ラブアンの連邦地区から構成されている。南方にはインドネシアのカリマンタン地域がある。



図 2-1 マレーシア位置図

出典：The world fact book

ジョホール州はマレーシア半島の南に位置し、北でムラカ州、ヌグリ・スンビラン州、パハン州と接している。東に南シナ海、南にジョホール海峡、西にムラカ海峡がある。南にはジョホールとシンガポールを隔ててジョホール海峡がある。総面積は 19,210 平方メートル、2010 年現在の人口は 3,305,900 人で、人口は州都のジョホールバルに集中している。

#### 2.1.2 気象・水象

マレーシアは熱帯性気候で、平均気温は 21℃から 32℃と地域や時期によってばらつきがある。降雨量も年間平均 2,940mm ではあるがやはり地域差が大きく、サバ州とサラワク州は特に降水量が多い。マレーシアの気候は季節風にも影響を受ける。豪雨をもたらす北東モンスーン期、乾季にあたる南西モンスーン期があり、その間に年二回の間中モンスーン期（3月半ば-4月と 10月-11月初頭）が訪れる。

ジョホール州は赤道上に位置しており、気温と湿度は年間を通して高く、豪雨に見舞われることも多い。平均月間気温は 26℃から 28℃で、最低気温は雨期に記録される。西海岸の降水量は 2,000-2,500mm である。

#### 2.1.3 人口

2012 年現在、マレーシアの人口はおよそ 27,245,200 人であり、人口は約 1.7%で増加して

いる。マレーシアはマレー系、華人系、インド系の人々が共存する多民族国家であり、マレー系が最も多く、全人口の 54%を占める。マレー系の中でもサバ州・サラワク州に属するマレー人は「ブミプトラ（原住民）」と呼ばれ、法的な特権を与えられている。華人系は全人口の約 24%、インド系は約 7%である。公用語はマレー語であるが、英語も広範囲で使用されている。

#### 2.1.4 政治・経済状況

##### (1) 政治状況・行政機関

マレーシアは議会制民主主義の連邦立憲君主制国家であり、議会・行政・司法の三権制度を敷いている。通常の君主制国家では国王が君主となるが、マレーシアにおいて国王は絶対権力者ではなく、連邦法のもとで議会により与えられる特定の権力だけを持つ存在にあたる。同国政府の最高権威は首相であり、首相が全ての政務に対し責任を負う。

マレーシアには 13 の州があり、それぞれ議会によって選出された元首がいる。そのほとんどの州は、独自のシステムにより選出されたスルタン（君主）により統治される。マレーシアには連邦政府と州政府の 2 つの政府が存在し、連邦政府がある行政首都プトラジャヤは国王によって統治されている。連邦政府は、外交、防衛、内部保全、民刑事法、商工業、市民権、経済、商工業、輸送、通信、厚生労働を司る関連省庁から構成されている。

##### (2) 経済状況

マレーシアは周辺国の貿易・交通ルートとして頻繁に出入国されており、近隣諸国はもちろん東南アジア内外諸国との結びつきを促進するような政策を強く打ち出している。

マレーシア経済は、2013 年前半で約 4.2%の GDP 成長率を記録しており、同年後半には、国内経済の成長と輸出拡大が影響して成長率を 4.5%から 5%程度まで伸ばしている。2011 年、2012 年にはそれぞれ 5.1%、5.6%の成長率を記録している。2012 年から 2014 年までの GDP 上昇には、に貢献しているセクターを下表に示す。

表 2-1 2012-2014 年におけるセクター別 GDP 上昇率

出典：マレーシア財務省統計局資料

Sector	Change (%)			Share of GDP (%)			Contribution to GDP growth (percentage point)		
	2012	2013 <sup>1</sup>	2014 <sup>2</sup>	2012	2013 <sup>1</sup>	2014 <sup>2</sup>	2012	2013 <sup>1</sup>	2014 <sup>2</sup>
Agriculture	1.0	2.7	3.0	7.3	7.2	7.0	0.1	0.2	0.2
Mining	1.4	2.2	3.1	8.4	8.2	8.1	0.1	0.2	0.3
Manufacturing	4.8	3.2	3.8	24.9	24.5	24.2	1.2	0.8	0.9
Construction	18.1	10.6	9.6	3.5	3.7	3.9	0.6	0.4	0.4
Services	6.4	5.5	5.7	54.6	55.0	55.4	3.5	3.0	3.1
Plus: Import duties	15.6	9.5	4.0	1.3	1.4	1.4	0.2	0.1	0.1
<b>GDP</b>	<b>5.6</b>	<b>4.5-5.0</b>	<b>5.0-5.5</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>100.0</b>	<b>5.6</b>	<b>4.5-5.0</b>	<b>5.0-5.5</b>

## 2.2 上水供給に関する施策

### 2.2.1 上水インフラの整備状況

近年、マレーシアの水需要は増加を続けている。国家水資源調査 (NWRS) によると、2000 年に 34 億 8,300 万 m<sup>3</sup> だったマレーシア半島の水需要は、2020 年にはその 2 倍に、2050 年には約 3 倍の 115 億 4,300 万 m<sup>3</sup> になると予測されている。今後 50 年の間に、給水量拡大のために必要とされる新しい水源を確保するため、貯水池の各地においてダム建設が計画されている。

表 2-2 各州の水需要変化 (2011-2012 年)

出典：Malaysia water industry guide 2013

State	2011					2012				
	Domestic		Non-Domestic		TOTAL	Domestic		Non-Domestic		TOTAL
	MLD	%	MLD	%	MLD	MLD	%	MLD	%	MLD
Johor	738	69.6	323	30.4	1,061	769	69.3	341	30.7	1,110
Kedah	459	71.7	181	28.3	640	474	74.2	165	25.8	639
Kelantan	123	68.6	56	31.4	179	130	69.2	58	30.8	188
Labuan	21	50.6	20	49.4	41	24	51.8	22	48.2	46
Melaka	180	52.8	161	47.2	341	187	51.7	175	48.3	362
N. Sembilan	239	58.1	172	41.9	411	247	56.3	192	43.7	439
Pulau Pinang	459	59.2	317	40.8	776	475	59.7	321	40.3	796
Pahang	286	60.6	186	39.4	473	287	57.8	209	42.2	496
Perak	556	72.1	216	27.9	772	592	73.1	217	26.9	809
Perlis	62	84.6	11	15.4	73	57	85.5	10	14.5	67
Sabah	279	57.6	206	42.4	485	305	57.6	225	42.4	529
Sarawak	431	57.3	321	42.7	752	432	56.3	336	43.7	768
Selangor	1,653	59.3	1,135	40.7	2,788	1,686	58.3	1,207	41.7	2,893
Terengganu	208	56.0	163	44.0	371	216	55.6	173	44.4	389
<b>MALAYSIA</b>	<b>5,695</b>	<b>62.1</b>	<b>3,469</b>	<b>37.9</b>	<b>9,164</b>	<b>5,881</b>	<b>61.7</b>	<b>3,651</b>	<b>38.3</b>	<b>9,532</b>

表 2-3 水需要変化と将来予測

Comprehensive development plan を基に作成

Item		2003	2005	2010	2015	2020	2025
Water Supply	Total Supply	793.0	858.0	998.0	998.0	1,208.0	1,418.0
	Less NRW	158.6	171.6	149.7	99.8	120.8	141.8
	Actual Supply	643.4	686.4	848.3	898.2	1,087.2	1,276.2
Demand		400.6	536.5	626.2	798.1	1,028.0	1,376.7
Balance		233.8	149.9	222.1	100.1	59.2	(100.5)

イスカンダル地区の水道事業者として最も大きいのは Sharikat Air Johor Sdn. Bhd. (SAJ) であり、ジョホール州内の浄水場の 50%以上（全 44 ヲ所の浄水場のうち 25 ヲ所）を運営している。他にも、Southern Water Corporation Sdn.Bhd.(SWC)、Equiventures Sdn.Bhd. (ESB) などの事業者も同地区内に浄水場を所有している。また、シンガポール電気水道局（PUB）は、ジョホール州内の浄水場を管理しており、ジョホールバル地区、コタ・ティンギ町、ポンティアンなどに水供給を行っている。イスカンダル地区では 6 ヲ所の給水設備から、一日 8 億 5,800 万リットルの水が供給される。同地区の水アクセス率はほぼ 100%であり、水道料金は約 0.60 MYR/m<sup>3</sup> となっている。

表 2-4 各州で稼働中の上水施設

出典：Malaysia water industry guide 2013

State	2011				2012			
	No. of Operational Treatment Plants	Treatment Plants Design Capacity	Production	Reserve Margin	No. of Operational Treatment Plants	Treatment Plants Design Capacity	Production	Reserve Margin
		(MLD)	(MLD)	%		(MLD)	%	
Johor	44	1,787	1,528	14.5	44	1,787	1,583	11.4
Kedah	33	1,251	1,237	1.1	34	1,293	1,292	0.1
Kelantan	32	405	403	0.6	32	411	406	1.3
Labuan	4	98	54	45.2	6	104	59	43.3
Melaka	8	506	455	10.0	8	550	478	13.0
N. Sembilan	22	790	742	6.1	22	790	797	(0.9)
Pulau Pinang	10	1,387	951	31.4	10	1,387	964	30.5
Pahang	76	1,203	1,079	10.3	80	1,300	1,089	16.2
Perak	46	1,740	1,109	36.3	46	1,789	1,155	35.5
Perlis	5	289	191	33.7	5	289	211	26.9
Sabah	51	1,107	989	10.7	55	1,230	1,057	14.0
Sarawak	84	1,459	1,083	25.8	84	1,459	1,107	24.1
Selangor	33	4,477	4,143	7.5	34	4,606	4,323	6.2
Terengganu	13	923	599	35.1	13	906	623	31.2
<b>MALAYSIA</b>	<b>461</b>	<b>17,421</b>	<b>14,564</b>	<b>16.4</b>	<b>473</b>	<b>17,901</b>	<b>15,145</b>	<b>15.4</b>

## 2.2.2 開発目標・計画

マレーシアは、水の安定供給を目的として、水源の情報管理システムの開発、関連データベースの整備、州単位による水源の評価および分析などを上水インフラの開発目標としてあげている。他にも、水害リスクの軽減や水害発生に備えた体制の構築、持続性を第一にした水資源管理が今後の課題とされている。

イスカンダル地区の水需要は将来的に約 50%程度増加すると予測されており、将来にわたって地域内全ての住民に上水を安定供給できるかが深刻な課題となっている。

2010 年、ジョホールバルにある Sg Johor 浄水場は 2015 年までに処理容量を約 140MLD に拡張するとしており、さらに建設中の Sedili Besar 浄水場（ステージ 1 A）は、2020 年の完成に伴い、約 210MLD の水処理を行う計画である。また同浄水場は、ステージ 1B の建設も初めており、完成予定の 2025 年頃には、さらに 210MLD の処理量増加を見込むことが出来る。

表 2-5 イスカンダル地区で新設・増設予定の浄水場

出典：SAJ 公表資料

	2003	2005	2010	2015	2020	2025
<b>Existing Treatment Plants:</b>						
Layang	182.0	182.0	182.0	182.0	182.0	182.0
Layang Extension	136.0	136.0	136.0	136.0	136.0	136.0
PUB Skudal	75.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Sg. Johor – Stage 2	159.0	159.0	159.0	159.0	159.0	159.0
Lower Pulai Treatment Plant	82.0	82.0	82.0	82.0	82.0	82.0
Sg. Johor – Stage 3	159.0	159.0	159.0	159.0	159.0	159.0
Sayong Treatment Plant	0.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
<b>Total</b>	<b>793.0</b>	<b>858.0</b>	<b>858.0</b>	<b>858.0</b>	<b>858.0</b>	<b>858.0</b>
<b>Proposed By Syarikat Air Johor Holdings Bhd:</b>						
Johor Bahru Treatment Plant (Sg. Johor)	0.0	0.0	140.0	140.0	140.0	140.0
Sedili Besar Treatment Plant - Stage 1A	0.0	0.0	0.0	0.0	210.0	210.0
Sedili Besar Treatment Plant - Stage 1B	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	210.0
<b>Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>140.0</b>	<b>140.0</b>	<b>350.0</b>	<b>560.0</b>
<b>Grand Total</b>	<b>793.0</b>	<b>858.0</b>	<b>998.0</b>	<b>998.0</b>	<b>1208.0</b>	<b>1418.0</b>

## 2.2.3 関連規制・基準

マレーシアでは、上下水道関連の規制を定めた水道整備産業法が 2006 年に制定されており、経済的規制・技術的規制・社会的規制・消費者保護などの観点から上下水事業の運営に関わる規制・規則をこの中で整備した。また同年に、水道産業の国家的レベルにおける強固な監査システムの構築を目的とした国家水道委員会法（National Water Services

Commision Act, SPAN 法) が策定されている。

マレーシアで上下水道事業を実施する際は、国家水道委員会法 (National Water Services Commision, SPAN) の認可を受ける必要がある。許認可には、SPAN と協定を結んだ上で最低 2 年間の事業許認可が与えられるオプションと、協定を結ぶ代わりに関連法案に記載されている条件を満たすことによって、上水道事業の免許が与えられるオプションが存在する。

## 2.3 再生可能エネルギー・省エネに関する施策

### 2.3.1 主要施策

マレーシアでは、適切なエネルギー供給・費用対効果の保証を目的とした国家エネルギー政策が 1979 年に制定されて以降、エネルギー開発に積極的に取り組んできた。そうした中、2006–2010 年の第 9 次マレーシア計画では、再生可能エネルギーの利用促進に更に重点が置かれ、バイオエネルギー (バイオマス・バイオガス・バイオディーゼル)、固形廃棄物、ソーラー、小型水力発電を含む再生可能エネルギー源の開発と、エネルギーそのものの有効利用を一層促進することとした。2009 年 7 月には、環境保護および資源節約と同時に、低炭素テクノロジーの促進と持続可能な開発を目指した国家環境エネルギー政策が、マレーシア首相によって発令された。この政策では、環境技術の開発支援だけでなく、資源用途の最適化を促進するための立法機関と監査機関によるフレームワークの策定等についても言及されている。国家環境技術政策は以下の 4 つの支柱から成る。

表 2-6 国家環境技術政策の柱

出典：国家環境技術

Pillar	Description
Pillar 1 - Energy	Seek to attain energy independence and promote efficient utilisation
Pillar 2 - Environment	Conserve and minimize the impact on the environment
Pillar 3 - Economy	Enhance the national economic development through the use of technology
Pillar 4 - Social	Improve the quality of life for all

### 2.3.2 開発目標・計画

イスカンダル地区における電力供給は、2025 年には 3,800MW を上回ると予測されているが、そのうちの 12%については、再生可能エネルギーで補うことを目標とされている。

表 2-7 イスカンダル地区の電力需要予想と再生可能エネルギー普及目標  
 イスカンダル再生可能エネルギー・省エネ開発計画を基に作成

Year	2010	2015	2020	2025
<b>Total Iskandar region projected demand (MW)</b>	1,406	1,997	2,756	3,828
<b>RE target(MW)</b>	n.a.	120	276	459
<b>% of maximum demand</b>	n.a.	6%	10%	12%
<b>CO<sub>2</sub>reduction in thousand(tonnes/yr)</b>	n.a.	299	688	1,144

表 2-8 イスカンダル地区の再生可能エネルギー普及目標（技術別）  
 イスカンダル再生可能エネルギー・省エネ開発計画を基に作成

Year	2010	2015	2020	2025
<b>Total RE target</b>	n.a.	120	276	459
<b>Biomass from EFB and other agricultural wastes</b>	n.a.	15	20	25
<b>Biogas from POME, sewerage sludge and animal farms</b>	n.a.	4.8	5	8
<b>Solid wastes</b>	n.a.	25	50	50
<b>Mini-hydro</b>	n.a.	5	10	15
<b>Shortfall to be from Solar Photovoltaic</b>	n.a.	70	191	361

イスカンダル・マレーシア地域開発庁（IRDA）はイスカンダル地区を管轄する行政組織であり、国家再生可能エネルギー政策と国家環境技術政策を地域的レベルに落とし込んだ都市開発を実施している。IRDA はイスカンダル地区における再生可能エネルギー・省エネ設備の導入を積極的に推進しており、政策指針の作成を通じて、イスカンダル地区における開発戦略のフレームワークやガイドラインの作成、再生可能エネルギーと省エネルギーを積極的に取り入れた都市計画を進めている。

### 2.3.3 優遇措置

マレーシアには、再生可能エネルギーの導入促進制度である FIT（Feed-in Tarrif）制度が存在する。再生可能エネルギーによる発電分を同国電力公社のテナガ・ナショナルが固定価格（調達価格）で買い取る制度で、各技術の導入コストや環境への貢献度等を踏まえ調

達価格・期間が決定されている。採算性の課題のある技術を普及させるための支援制度であるため、関連業界の活性化や、それに伴う技術開発・価格競争の進展に応じて調達価格は毎年見直される。また、導入技術の偏りを無くすため、FIT申請が可能な発電容量が技術毎に定められている。

その他の再生可能エネルギーの奨励制度としては、Malaysian Investment Development Authority (MIDA)と財務省による輸入税免除制度があたる。他では、エネルギー・環境技術・水省 (KeTTHA) が再生可能エネルギーの独立発電事業者に対して、環境技術資金支援スキーム (Green Technology Funding Scheme) を定めている。

表 2-9 FIT 制度の調達価格と調達期間

イスカンダル再生可能エネルギー・省エネ開発計画を基に作成

RE Technologies/Resources	FIT Duration(years)*	Range of FIT rates (RM/kWh*)
Biomass (palm oil, agro- based)	16years	0.27-0.31
Biogas (palm oil, agro-based, farming)	16years	0.28-0.32
Mini-hydro	21 years	0.23-0.24
Solar PV	21 years	0.85-1.50
Solid wastes and sewerage	21 years	0.37- 0.41
Wind	n.a.	n.a.
Ocean, geothermal	n.a.	n.a.

## 2.4 気候変動に関する施策

### 2.4.1 温室効果ガスの排出状況

マレーシアでは環境技術の導入が先進国に比べて遅れており、自家用車による膨大な量の CO<sub>2</sub> 排出が課題とされてきた。しかし近年は、気候変動対策への取組として、政府が環境技術の導入とそれにより GHG 削減を積極的に進めている。

表 2-10 過去の CO<sub>2</sub> 排出量

マレーシア環境技術協力資料を基に作成

Year	CO <sub>2</sub> emissions (Mt)	CO <sub>2</sub> emissions per capita (Mt per capita)
2000	126.50	5.44
2001	136.60	5.75
2002	140.70	5.80
2003	167.80	6.80
2004	174.30	6.92
2005	183.20	7.16
2006	187.73	7.20

表 2-11 分野別 CO<sub>2</sub> 排出量

マレーシア環境技術協力資料を基に作成

Kilo Tonnes of CO <sub>2</sub>	Agriculture	Industry	Transportation	Residential and Commercial	Power	Total
1990	-	14,135	15,892	2,028	16,347	48,402
1995	1,370	20,379	23,004	2,727	26,681	74,161
2000	851	26,104	35,587	3,934	36,159	102,635
2005	852	35,228	45,280	4,263	55,030	140,653
2008	814	42,817	46,928	5,358	70,007	165,925

#### 2.4.2 対策目標・計画

マレーシアは気候変動影響に対して、「予防原則」と「no regrets（後悔しない）施策」の原則のもと、科学的に不確実な将来影響についても対抗策を採択するなど、積極的な取り組みを見せている。2004年に天然資源・環境省が設立されて以降は、それまで各省庁が個別に取り組んできた気候変動対策が一元化され、同省で取り扱われるようになった。

2009年に採択されたマレーシアの気候変動に対する国家政策は、政府機関・産業・共同体が効果的に関わりながら気候変動に取り組む枠組みを提供することを主眼においている。その後の第10次マレーシア計画では、顕在化する気候変動影響に対して確実に対策を練ることのできるよう、ロードマップを開発することを目標としている。

表 2-12 マレーシアの GHG 削減策

第 10 次マレーシア計画を基に作成

経済成長と開発のファクター保全のための戦略	GHG削減に対する戦略
政府機関および非政府機関による公的認識プログラムの実施	エネルギーセクターをGHGに対する大きな貢献とみなす。重油への多大な依存を軽減するため、政府は重油と石炭の他に水力発電とガスをエネルギー需要の拡大に対応する主要エネルギー源として認識している。
産業・建築・交通分野におけるエネルギー効率の促進	
海面上昇軽減のため率先して適応可能な処置を推薦する基盤に役立つcoastal vulnerability index study (CVI)の請負	投資家に対する奨励金の増額
エネルギーの生産的な使用をうながすエネルギー効率の促進	GHGの生物学的多様性と吸収源の保全のための効果的な森林管理・保護のプログラムの維持
固形廃棄物管理の改良	空気の質の改善のため排出量を軽減する

## 第3章 導入対象とする日本製品・技術

### 3.1 導入による事業効果

導入を想定する技術は、マイクロ水力発電・太陽光発電・風力発電といった各種再生可能エネルギーと、ポンプの回転速度制御・可動羽根ポンプ・動力回収水車・配水コントロール等の省エネ技術である。これらの導入は、イスカンダル地区におけるエネルギー利用目標や再生可能エネルギーのシェア拡大目標の達成に貢献するのみならず、逼迫した電力需要の改善にも貢献すると考えられる。また、同時に導入検討するアンシラリー分散制御技術は、太陽光や風力など出力が不安定な電源がグリッドに与える影響を緩和するための技術である。電力インフラを不安定の改善途中であるマレーシアで再生可能エネルギーを普及させる支援技術として、アンシラリー分散制御技術の貢献は大きいものと考えられる。

### 3.2 再生可能エネルギー発電技術

#### 3.2.1 マイクロ水力発電

マイクロ水力発電は、高低差のある水流を使って水車を稼働させることで発電を行う設備である。上水供給施設では、広い地域に効率的に水を供給するため、浄水を一旦高台の貯水槽に貯水し、そこからの落差を利用して各需要家へ配水するケースが一般的であるが、その際に適切な水压で供給するよう、配水途中で減圧弁や配水池を設けることにより減圧を行っている。本調査で検討する事業は、こうした減圧箇所マイクロ水力発電設備を設置して発電を行い、グリッドへの売電や施設の自家消費電力源として有効活用するものである。

上水供給施設は、処理流量が天候や農耕期の影響を受けにくく、年間を通じて安定した流量が期待出来るため、安定的な発電が望める。また、既存の上水供給施設への追加設置であり、かつ浄水場では減圧弁部分にバイパス管とマイクロ水力発電設備を設置してバイパス部に流れ込む水の圧力を利用して発電するなど、既存設備を活用することで据付工事等を比較的容易に行うことが出来る等のメリットがある。

この分野において、我が国は最先端の技術を有している。例えば、本調査に参加する田中水力株式会社は、従来のマイクロ水力発電設備が持っていたデメリットを克服した<sup>1</sup>「リ

---

<sup>1</sup> 主なデメリットとしては、機器自体が出力規模に対して高価であること、水量を確保するための構造上の要因から一定規模の設置スペースが必要であること、それに伴い配管経路の変更を余儀なくされ工事費用が嵩むこと等が挙げられる。「リンクレスフランス水車発電機」は、従来の水力発電用水車で多く採用されているガイドベーンリンク機構を、ガイドリングギアとガイドベーンギアで構成される小型で簡素なギア機構に改良し、構造の簡略化とコスト低減を実現している。

リンクレスフランシス水車発電機」を開発・製造している。



発電機の外観



ガイドベーンリンク機構

図 3-1 リンクレスフランシス水車発電機

出典：田中水カウェブサイト

「リンクレスフランシス水車発電機」の適用範囲は、落差 10～80m、流量 0.15～1.0m<sup>3</sup>/s であり、プロペラ水車に比較して最高効率値が若干劣るものの、低流量においても効率が下がりにくい特性を有している。したがって、流量の日変化が大きい場所への適用も可能である。

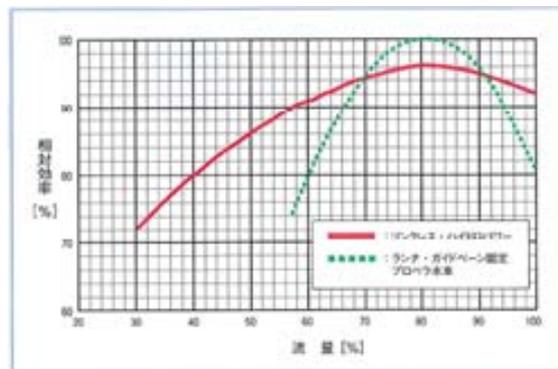


図 3-2 リンクレスフランシス水車の流量に対する相対効率

出典：田中水カウェブサイト

本調査では、マイクロ水力発電の導入が見込める有望サイトにおいて適用可能な条件（落差、流量、設置場所）を抽出した上で、水車選定表に基づき、導入に相応しい水車の型式を選定した。

### 3.2.2 小型風力発電

小型風力発電分野において優れた技術を有する企業にゼファー株式会社が挙げられる。ゼファーは、1997年に設立された小規模再生可能エネルギーソリューションを提供する企業である。本調査で導入を検討する高性能小型風力発電機「エアドルフィン」は、日本の産業界、研究機関、官公庁を代表するメンバーが参画した産学官共同研究「プロジェクトZ」で開発されたもので、軽量で持ち運びが可能であり、風速 2.5m/s からのカットインを可能とする。総重量 18kg と持ち運びが出来るほど軽量であることから、様々な場所への設置が可能であり、設置工事のコスト低減も期待できる。また、「エアドルフィン」と比べてブレード直径が大きく、より多くの風を捉え、大きな発電量を得ることができる「Zepher9000」も導入を検討した。



図 3-3 小型風力発電機

出典：ゼファー株式会社

### 3.2.3 太陽光発電

本調査が対象としている上水供給施設およびその敷地内には、施設建物の屋根、貯水槽上蓋部、敷地内の空きスペース等、太陽光発電設備が設置可能なスペースが数多く存在すると考えられる。

我が国においても様々なタイプの発電パネルが開発されているが、例えばパナソニック株式会社は、独自の構造による世界最高クラスの発電効率を実現した太陽光発電パネル「HIT シリーズ」を開発している。このパネルは、「優れた温度特性を持ち、高温になっても発電量の低下が少ない」、「防汚構造をモジュールに持たせることで、汚れが付きにくく、メンテナンス性能に優れる」、「風速 60m/s の耐風試験もクリアする耐風性能を持つ」等の特徴を有する。また、必要に応じて、太陽光パネルをフロート型架台に搭載し、水面に浮かべて設置・発電することも可能である。

このように「HIT シリーズ」は、発電効率が高く耐久性も高いことから、長期的に見て経済性にも優れると考えられる。

### 3.3 省エネ技術<sup>2</sup>

上水施設における省エネ技術は、ポンプの回転速度制御、可動羽根ポンプ、動力回収水力、配水コントロールの4つに大別される。

#### 3.3.1 ポンプの回転速度制御

##### (1) 技術概要

ポンプの回転速度制御は、水を必要な水量と水圧で送るための制御方法の一つであり、ポンプの運転台数制御、バルブ開度制御より、エネルギー効率が低い制御方法である。ポンプの運転台数制御は、台数分割による危険分散が図れる反面、1台単位での流量変化ができない点で制御性が劣る。バルブ開度制御は、バルブ開度を変化させてバルブの損失水頭を増減することで流量を制御するものであるが、設備費が少なくすむ反面、エネルギー効率が低い。これらに比較して回転速度制御は、ポンプ回転速度の変化に比例して流量や水圧が変わることを利用したもので、エネルギー効率や制御性に優れている。

ポンプの回転速度制御方式には、現在、電動機に供給される電源周波数を変化させて回転数を制御するインバータ制御方式が主流となっている。速度制御範囲が広く、5～100%で安定した速度を得ることができ、エネルギー効率が低い。



図 3-4 送水ポンプとインバータ装置の例

##### (2) 導入効果

ポンプの軸動力（消費電力に比例）は、回転速度の3乗に比例することから、回転速度

<sup>2</sup> 別途出典の記載ないものは、「水道施設におけるエネルギー対策の実際 2009、(社)日本水道協会」による。

を90%とすると、軸動力は、約73%に削減される。

### (3) 導入時の留意点

- ・費用対効果

大容量機器については、設備費が高額となることから、インバータ導入コストと電力削減による省エネルギー効果との費用対効果の検討が必要である。

- ・回転速度制御とその他制御方式の組み合わせ

ポンプの設置状況や運転状況を考慮し、最も高い省エネルギー効果を得られる台数への導入が必要である。

- ・高調波対策

インバータ機器からの高調波発生による他の機器等への影響を抑制するため、高調波対策が講じられた機器を選定する必要がある。

## 3.3.2 可動羽根ポンプ

### (1) 技術概要

可動羽根ポンプは、ポンプ羽根車の角度を変化させることにより、1台のポンプに複数のポンプ特性を持たせたものである。可動羽根ポンプは、負荷に見合った流量調節が可能であり、部分負荷に対して軸動力の節減が可能である。また、広い流量域(0~100%)で連続運転が可能で、かつスムーズな起動が行える特長を持つ。

可動羽根ポンプは、発電所の循環水ポンプ等に用いられる例が多いが、ポンプの羽根角度操作機構のオイルレス化が開発され、油漏れによる水道水への影響がなくなったため、上水道用としても導入されている。

可動羽根ポンプは、広い運転範囲にわたって高い効率で使用でき、揚程をほとんど変化させずに流量を変化させることができる。この特性から、全揚程に対する管路損失水頭の割合が小さい場合に適し、配管長が短い揚水ポンプ等に用いられる場合がある。

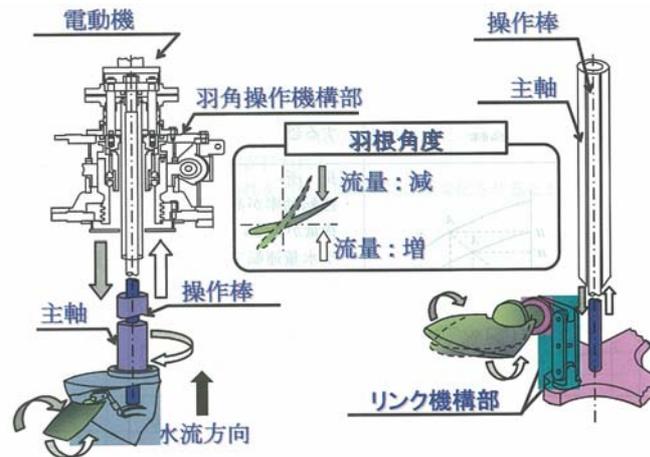


図 3-5 可動羽根ポンプの機構例

## (2) 導入効果

国内の事例では、バルブ開度制御の原単位電力量 ( $\text{kWh/m}^3$ ) に比べ、可動羽根ポンプの原単位電力量は約 13%削減された。

## (3) 導入時の留意点

### ・既存ポンプ更新時の留意点

羽根角度操作機構分の機器重量増加に対し、床荷重の検討が必要である。また、ポンプ床上長が長くなるため、搬入出等に留意が必要である。

### ・運転時の留意点

羽根角度が小さい状態での運転において、キャビテーションが発生しやすくなるため、運転範囲を考慮する必要がある。

## 3.3.3 動力回収水力

### (1) 技術概要

動力回収水車とは、水力エネルギーを機械的回転エネルギーに変換する装置の総称で、動力を必要としている機器と水力エネルギーを機械的に連携させるものである。

動力回収水車と発電機を組み合わせたものが水力発電機である。ここでは、動力回収水車に電動ポンプを組み合わせたものを取り上げる。

この水車は、従来のポンプを用いて残存水頭のある水を二次側から流入させ、この力を動力として取り出すものである。これに従来の電動ポンプを組み合わせ、電動機の補助動力として利用することにより、残存水頭から回収したエネルギー分だけ電動機の消費電力を削減するものである。

水力発電のように発電した電力をポンプで利用するときは、水力エネルギーが一旦電力

へエネルギー変換されるため、その分効率が低下する。一方、水車によって回収したエネルギーを直接ポンプの回転力とする動力回収水車は、全体のエネルギー変換損失が少なく、エネルギー効率が向上する。

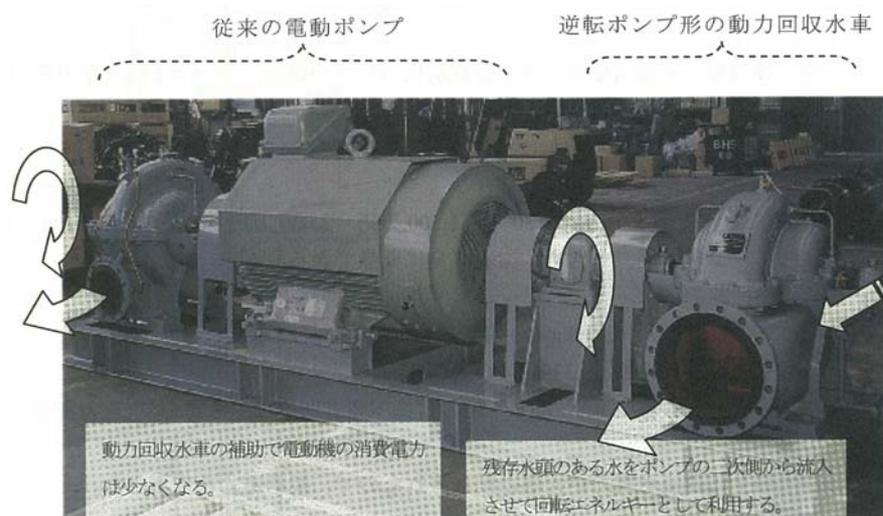


図 3-6 動力回収水車とポンプの組み合わせ例

## (2) 導入時の留意点

### ・設置条件

回収可能な水力エネルギーと動力を必要とする回転設備が直結できる場所にあること。  
動力回収水車付ポンプは、軸方向に長くなるため、十分な設置スペースが必要である。

### ・運転時の留意点

ポンプの運転と回収水車の運転がほぼ同時に行われるため、エネルギーを回収する水の運用にある程度の自由度が必要である。

動力回収水車で回収する動力は、ポンプ回転数が定格回転数を上回らないように、ポンプで必要とされる動力より小さくする必要がある。

## 3.3.4 配水コントロール

### (1) 技術概要

配水コントロールは水運用における省エネルギー対策の手法であり、取水から送配水施設および給水までに投入するエネルギーの省力化あるいは投入されたエネルギーの有効利用を行うもので、配水池容量の活用、送・配水圧の適正管理による効率的なポンプ運転制御などがある。

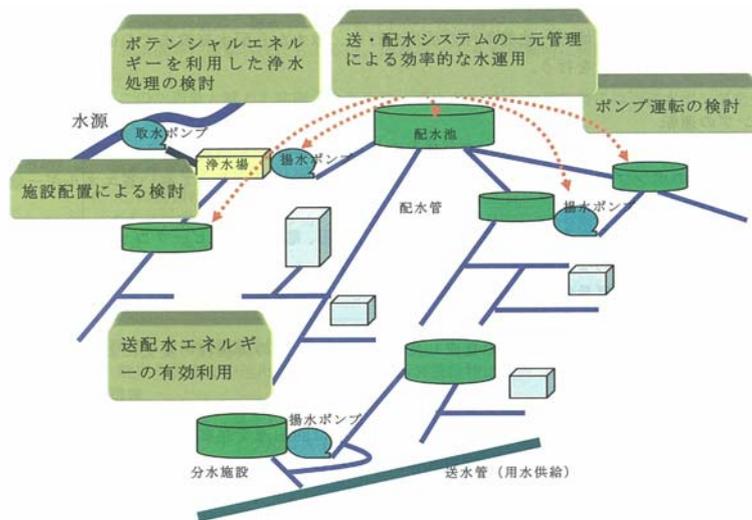


図 3-7 水運用における省エネルギー対策の概念図

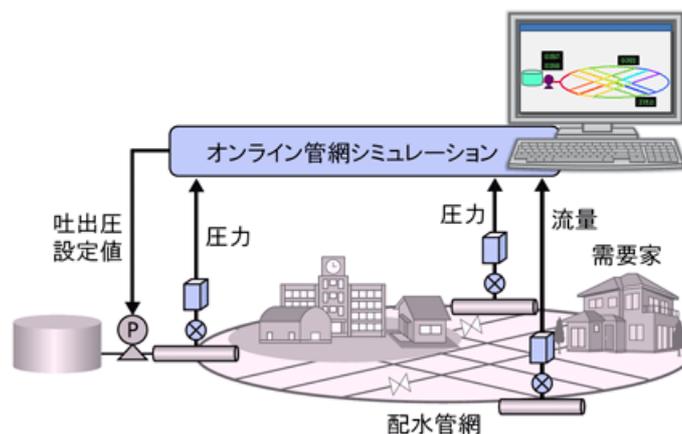


図 3-8 配水コントロールシステムの例

出典：(株)日立製作所ウェブサイト

## (2) 導入時の留意点

- ・現状の運用状況から、エネルギーロスが生じている箇所を抽出し、効率化を図る。
- ・エネルギーの効率化は、適正な水圧・水量の確保を前提としたものであること。
- ・新たな設備投資が必要となるため、費用対効果を検討する。

## 3.4 アンシラリー分散制御技術

再生可能エネルギー技術の導入を対象とした上水施設は、一般的に水流が一定であることから水力発電は安定した出力が見込める一方、例えば太陽光発電は、短時間領域で変化

する天候に出力が影響を受けやすく、このような再生可能エネルギーを施設内の電力系統に接続する際、その発電出力変動が系統に与える影響が問題となる。この発電出力変動は、接続する系統に対して電圧や周波数変動等の影響を与え、同一系統に接続される他の機器の安定運転継続の妨げの要因となりうる。なお、系統に接続される負荷容量に対して、連系する再生可能エネルギー容量の割合が大きいほど、不安定出力が引き起こす系統への影響も深刻となる。

アンシラリー分散制御技術（Ancillary Decentralized Power and Load Control System 以後 ADC と記載）は、再生可能エネルギーが電力系統に与える影響を最小限に抑えることを目的として通研電気工業（株）が開発したものである。系統に接続される各機器に ADC を組み込み、各々の系統接続点における電圧と周波数偏差を演算処理し、ADC からの制御信号により分散電源の出力抑制、蓄電池の充放電量や負荷出力を制御するものである。

ADC は各々独立して機能することで、系統全体として電圧、周波数の最適化を図るものであり、一般的なスマートグリッド技術に見られる各接続機器の情報を中央演算処理装置へ集約し、演算結果をそれぞれの機器へフィードバック制御するタイプとは異なる（図 3-9、図 3-10 参照）。したがって、大規模な設備を構成する必要が無く、安価に設備構成が可能であることが大きなメリットである。

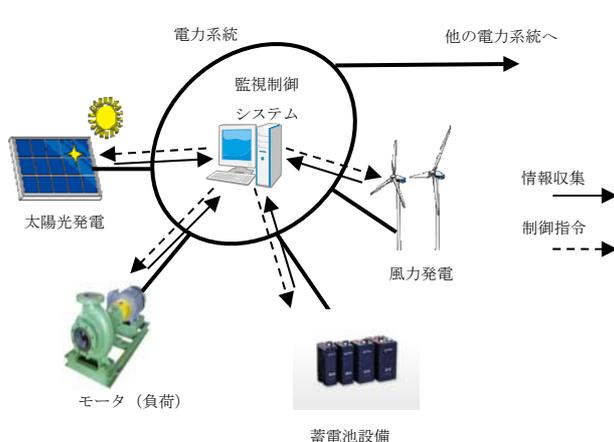


図 3-9 集中監視制御による系統安定化技術  
(イメージ図)

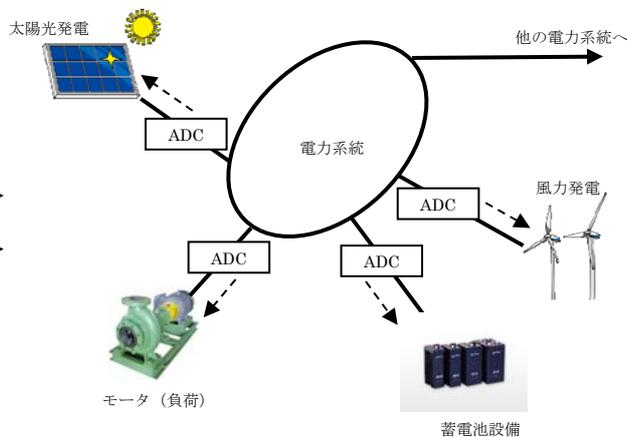


図 3-10 ADC による系統安定化技術  
(イメージ図)

## (2) ADC の制御系基本構成

図 3-11 に ADC の概略基本構成を示す。ADC にて逐次電圧変動と周波数変動を検出し、それぞれの偏差から比例ないし比例積分演算を組み合わせ、システムの電圧や周波数が安定化する制御量指令値を演算し、各制御対象機器に出力する。

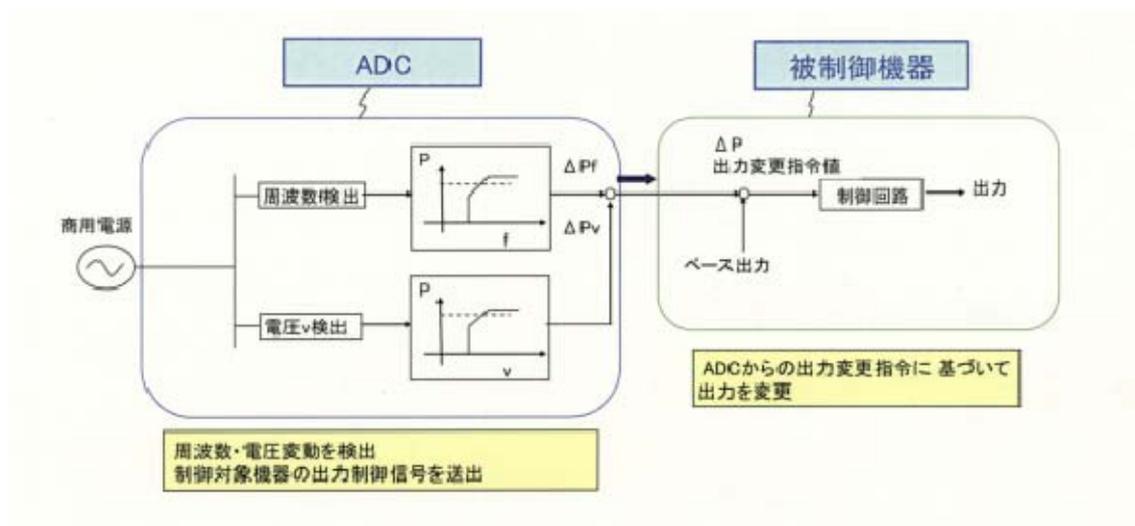


図 3-11 ADC 制御概念図

出典：通研電気工業 平成 25 年度電気学会電力エネルギー部門大会資料

なお、システムに接続された機器各々に組み込まれた ADC が、それぞれ接続点でのデータをもとに上記制御が行われることに起因する電圧・周波数のハンチング現象（乱調）の発生が想定されるが、アルゴリズムにある程度の不感帯幅を設けることで防止している。

## (3) ADC の導入が電力システムにもたらすメリット

### i. 電圧・周波数安定による接続機器の安定運転

連系システムの電圧・周波数が安定することによって、各設備が要求する電圧・周波数変動の範囲内を維持することができ、接続機器の安定した運転を継続することが可能となる。

### ii. 太陽光、風力発電等の再生可能エネルギー連系可能量の拡大

電圧・周波数変動幅がシステムで決められている規定範囲を逸脱することに起因した、再生可能エネルギー連系量の制限が発生する場合、ADC 導入によるシステムの電圧・周波数の安定化によってその連系量が拡大する。

### iii. 太陽光発電設備稼働率の向上

太陽光発電設備は、日射量の増加により発電量が増加するが、それが起因となって接続

点での電圧が上昇し、電圧規定範囲から逸脱する場合は、運転停止に至るケースがある。このため設備利用率が低迷する事態が発生している。このような事態を回避するため、ADC制御により、他の接続機器の出力が調整され、系統の電圧・周波数が安定化することにより、太陽光発電の電圧も適正範囲に維持され、あるいは太陽光発電自身の出力抑制により電圧上昇を抑え、停止を回避する等の制御によって、発電設備の稼働率向上が見込まれる。

参考として、図 3-12 に太陽光発電設備が連系された系統の電圧変動状況、および ADC による蓄電池制御による安定化制御を行った場合の電圧変動の緩和効果を示す。図中の青線が太陽光発電設備の系統連系点での電圧変動を示しているが、同じ系統に蓄電池を設置し、充放電を ADC にて制御した場合（赤線）はその変動幅を小さく出来ることがわかる。

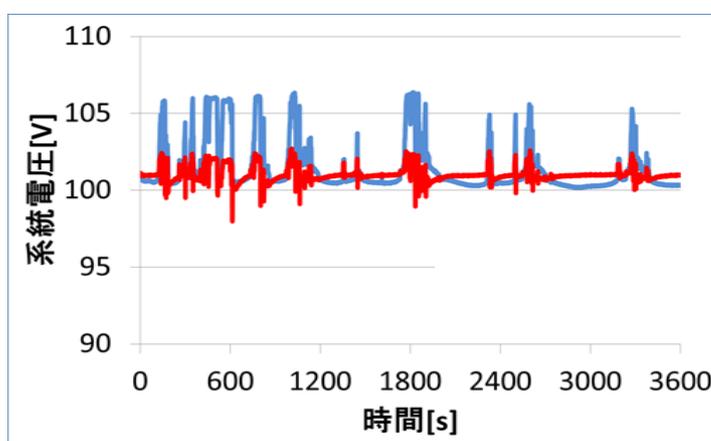


図 3-12 ADC 蓄電池制御による電圧変動吸収例（シミュレーション結果）

## 第4章 上水施設に係る情報の収集・整理

### 4.1 対象地域における上水施設の整理

イスカンダル地区において再生可能エネルギーおよび省エネ設備を導入するモデルサイトを選定するため、同地区のあるジョホール州の水道事業者である SAJ Holdings Sdn Bhd (以後 SAJ と記載) を訪問し、同地区の上水施設について聞き取り調査を行った。その結果、イスカンダル地区における主要な浄水場3箇所をモデルサイト候補として確認した。

表4-1 および図4-1に各浄水場の詳細を示す。Gunung Pulai 浄水場と SG Layang 浄水場は、原水が施設内に入水する過程においてマイクロ水力発電が導入可能と想定され、同時に施設内の余剰スペースに太陽光・風力発電の導入が期待された。一方、Pulai 配水池は Gunung Pulai 浄水場の下流側に位置する配水池で、太陽光や風力を導入するスペースはなかったものの、配水タンク手前の入水部にマイクロ水力発電の導入が期待できるポイントが確認された。

表 4-1 イスカンダル地区の水処理施設 (モデルサイト候補のみ記載)

水処理場名	Gunung Pulai 浄水場	Pulai 配水池	SG Layang 浄水場
事業会社	SAJ	SAJ	SAJ
処理容量	18,184m <sup>3</sup> /day (0.21m <sup>3</sup> /s)	0.3m <sup>3</sup> /s	323,630m <sup>3</sup> /day (3.75m <sup>3</sup> /s)



図 4-1 イスカンダル地区にある各モデルサイト候補の位置

出典：MAPBOOK OF MALAYSIA をもとに作成

## 4.2 技術的導入可能性

前節で挙げた 3 カ所の浄水場において、再生可能エネルギーや省エネ設備の導入可能性について調査を行った。調査結果の詳細を以下に示す。

### 4.2.1 再生可能エネルギー

#### (1) マイクロ水力発電

マイクロ水力発電の導入可能性を調査するにあたり、現地の状況確認や関係者への聞き取り等により、当該箇所における機器設置に必要な各種データの収集作業を行い、それとともに浄水場事業者の設備導入に関する関心度合い等についても確認を行った。結果を表 4-2 に示す。なお、各項目に関する補足事項は以下の通りである。

#### [補足事項]

- ・流量 : サイトによっては日変化や季節変化があるが、詳細データを入手できなかったため、現地調査当日に確認できたデータなどを基に流量を算出した。
- ・落差 : 各サイトとも落差（余剰圧力）の実測データが把握されていなかった

- ため、図面や現地調査等から落差を推定した。
- ・ 導水管 : 機器は既設導水管から分岐させて設置することになるため、設置状況に加え材質や口径等についても確認した。
  - ・ 減圧弁の有無 : 余剰水圧の調整を行う減圧弁は利用可能な余剰圧力が存在する可能性が高いことから、その有無についても確認を行った。
  - ・ 電圧 : 発電機の連系に必要な電圧値を確認した。
  - ・ 相手先の関心度 : ○-関心が高い（可能であればすぐにでも導入したい）。  
△-関心はあるが、設備実態等の事情からあまり積極的ではない。  
×-関心が無い。
  - ・ 導入可能性評価 : ○-流量・落差ならびに設置場所等の条件が良く導入しやすい。  
△-流量・落差の条件は満たすが、設置場所等の条件等から導入には課題が見受けられる。  
×-流量・落差・設置場所等が条件を満たさないため、導入が困難。

表 4-2 導入可能性検討結果（マイクロ水力発電）

		Gunung Pulai 浄水場	Pulai 配水池	SG Layang 浄水場
水源		河川（ダム）	Gunung Pulai 浄水場	ダム
流量	(m <sup>3</sup> /day)	18,184	未確認	323,630
	(m <sup>3</sup> /s)	0.21	0.30	3.75
落差(m)		21	100	1.5～6.8
導水管 の状況	設置状況	露出（一部埋設）	埋設（一部露出）	一部露出
	管径 (mm)	760	500	1,500
	材質	鉄	鉄	鉄
減圧弁の有無		有（減勢水槽と組合せ）	有	無
電圧(V)		400	-	6,600
相手の関心度		○	○	○
導入可能性評価		○	○	×
備 考		<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 高低差は図面上で確認したものであり、発電に利用可能な有効落差については管路損失を考慮しての算定が必要。</li> <li>▶ 管路が露出しており設置条件は良好。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 配水池手前にて流量調整（減圧）しており、余剰圧力が利用可能。</li> <li>▶ 管路が露出しており設置条件は良好。</li> <li>▶ 配水池の水位検出は水圧を利用しバルブ開閉しているので、発電設備設置時は、別途水位調整装置が必要。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 管路露出は、ダムから取水した後の管理用通路部に存在するが、機器設置には狭隘である。</li> <li>▶ 落差が小さい上、ダム水位が低い時期はブースターポンプで浄水場に圧送するなど、利用可能な落差が安定していない。</li> </ul>

## (2) 太陽光発電

浄水場は一般的に広大な所有地の中で水処理を行うため、太陽光パネル設置のためのスペースは確保しやすい。本調査で訪問した各浄水場にも、ある程度の余剰スペースが存在した。また、いずれも系統電力を使用しているためパネル設置後の系統接続についても大きな問題は生じないと考えられた。こうした状況を踏まえ、導入可能性については、浄水場事業者のパネル導入に関する関心度から評価することとした。結果を表 4-3 に示す。なお、各項目に関する補足事項は以下の通りである。

### [補足事項]

- ・電圧 : 発電機の連系に必要な電圧値を確認した。
- ・相手先の関心度 : ○-関心が高い（可能であればすぐにでも導入したい）。  
 △-関心はあるが、設備実態等の事情からあまり積極的ではない。  
 ×-関心が無い。

- ・導入可能性評価：「相手先の関心度」に応じて評価を行った。

表 4-4 導入可能性検討結果（太陽光水力発電）

	Gunung Pulai 浄水場	Pulai 配水池	SG Layang 浄水場
設置スペースの有無	部分的に有 (所内余剰スペース)	無	有 (所内余剰スペース)
面積(m <sup>2</sup> )	225	0	—
電圧(V)	400	—	6,600
相手の関心度	△	○	△
導入可能性評価	△	○	△
備考	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ 正確な面積は把握できなかったため、「所内の電力消費を賄うために必要なパネル設置面積」との観点から設置面積を決定した。</li> <li>▶ 225m<sup>2</sup> の設置面積が確保できるのは確認済み。</li> </ul>	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>▶ モデルサイトにも選定されなかったため、正確な面積の把握は行わなかった。</li> </ul>

### (3) 風力発電

風力発電についても、太陽光と同様に余剰スペースの有無が重要であり、本調査で訪問した各浄水場にもある程度の余剰スペースが存在する。また、いずれも系統電力を使用しているため風車設置後の系統接続についても大きな問題は生じないと考えられる。ただし、平均風速や風況の季節変動について現地での状況確認や関係者への聞き取り・文献調査等を実施したところ、風力発電の安定稼働や、採算性の期待できる効率的な運転の可能性といった観点から、対象の 4 箇所は明らかに風車の導入に適さなかったため、ポテンシャルは極めて小さいと判断した。

#### 4.2.2 省エネ技術

水道施設における省エネ技術の主なものは、3.2 に述べたように「水の移動」に要するエネルギーの削減を目的としたものであり、ポンプの運転にかかる電力消費量を削減することがこれに相当する。ポンプの消費エネルギーを削減する代表的な省エネ技術としては、インバータによるポンプの回転数制御方式が主流である。そのため、本調査においては、導水ポンプ（水源から浄水場へ原水を送水するポンプ）および送水ポンプ（上水を浄水場から配水施設へ送水するポンプ）へのインバータ制御方式の導入による省エネ効果を評価することとした。

##### (1)ポンプ運転動力のインバータ制御

ポンプ運転動力のインバータ制御は、インバータを導入していないポンプを定格運転し

定量送水し、これをベースとして、インバータを導入したポンプにより送水量の変動分をカバーするものである。

調査したイスカンダルの各浄水場におけるインバータの導入状況を次表に示す。

[補足事項]

- ・インバータの導入台数 : 導送水ポンプへのインバータ導入状況を確認した。
- ・相手先の関心度 : ○-関心が高い(可能であればすぐにでも導入したい)。  
△-関心はあるが、設備実態等の事情から積極的ではない。  
×-関心が無い。
- ・導入可能性評価 : 「相手先の関心度」に応じて評価を行った。

表 4-3 導入可能性検討結果 (導送水にかかる省エネ技術)

	Gunung Pulai 浄水場	Pulai 配水池	SG Layang 浄水場
ポンプ種別	無 (自然流下による導送水)	無 (自然流下による配水)	送水ポンプ (浄水場内)
ポンプ出力 (kW)	—	—	850
台数 (うちインバータ 導入台数)	—	—	13 (0)
相手の関心度	×	×	△
導入可能性評価	×	×	×
備 考			Lower Layang Pumping Station と Layang ダムサイトに導水ポンプがある。(ダム水位低下時のみ稼働)

調査した3浄水場のうち、SG Layang 浄水場では、全13台の送水ポンプを使用した台数制御による送水量の調整を行っている。また、自然流下による導送水が実施されていることから、省エネに対する意識は高いものの、インバータ導入によるGHG削減ポテンシャルは大きくないと判断した。

### 4.3 モデルサイトでの機器設置検討

#### 4.3.1 サイト概要

上記調査結果を踏まえ、マイクロ水力発電設備の導入有望サイトとして十分な落差、流

量が見込まれる Gunung Pulai 浄水場および Pulai 配水池をモデルサイトとして選定し、導入可能性のあるマイクロ水力発電設備および太陽光発電設備の導入に向けた詳細検討を行った。

### (1) Gunung Pulai 浄水場

Gunung Pulai 浄水場は、シンガポール政府によって建設・運営された後、2011年にマレーシア側に移管された施設である。水源は近傍の Ibrahim ダムと、西に数 km はなれた Pontian ダムの 2 箇所に分かれる。Ibrahim ダムからは、落差 69feet (約 21m) を活用し、30 インチ (約 76cm) 径の管路で浄水場に導水している。減圧バルブはダム近傍と浄水場内に確認されたが、ダム近傍のバルブは全開で運用しており、浄水場内の方のみ減圧を行っていた。一方、Pontian ダムは浄水場より低い位置にあり、30 インチ (約 76cm) 径の管路でポンプ圧送している。Ibrahim ダムからは 9~12 百万ガロン/day (約 40,900~54,500m<sup>3</sup>/day)、Pontian ダムからは 6~12 百万ガロン/day (約 27,200~54,500m<sup>3</sup>/day) で取水している。なお、Ibrahim ダムからの流入量は年間を通じて変化する。

処理後の水は浄水場近傍の分岐バルブを経て、配水網に接続され、12~18 百万ガロン/日 (54,500~81,800m<sup>3</sup>/day) で供給していた。配水の内訳は Johor Bahru 方面に 6~12 百万ガロン/日 (約 27,200~54,500m<sup>3</sup>/day)、Pontian 方面に 6 百万ガロン/日 (約 27,200m<sup>3</sup>/day) であることが聞き取り調査から判明した。

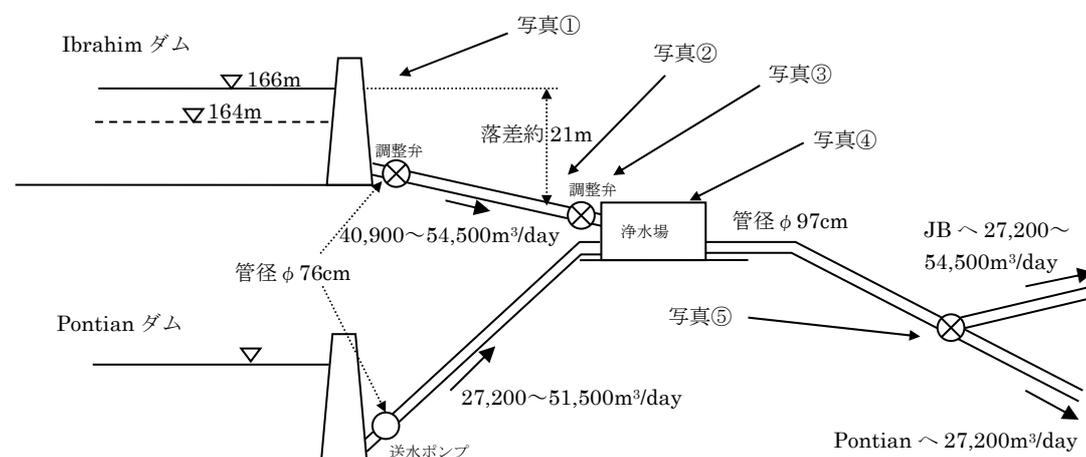
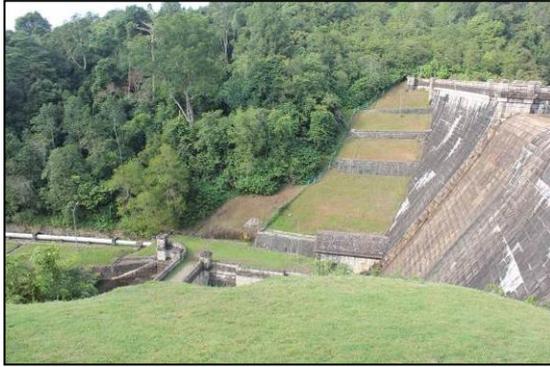


図 4-2 Gunung Pulai 浄水場 配水系統模式図



①Ibrahim ダム堤体



②浄水場内配管（ダム～減勢水槽）



③減勢水槽



④処理槽



⑤配水分岐バルブ

図 4-3 Gunung Pulai 浄水場 周辺写真

Gunung Pulai 浄水場には、ダムとの約 21m の高低差を利用した自然流下によって導水された原水を減勢する水槽が設置されており、併せて減勢水槽内に設置されている流量調整バルブを用いて圧を調整し、浄水過程へと導水している。この圧調整地点において、減勢されているエネルギーを活用したマイクロ水力発電の設置が可能と判断された。



(破線部：減勢槽上部)



(拡大写真)

図 4-4 マイクロ水力発電設備導入想定箇所 (Gunung Pulai 浄水場)

また Gunung Pulai 浄水場内には、太陽光パネルが設置可能な余剰スペースが多く存在した。今回の検討では、高い電力料金を削減したいという現地事業者の要望を踏まえ、所内の電力消費を賄うために必要なパネル設置面積を算出した上で、その面積を用いての太陽光発電を想定した導入検討を行うこととした。

## (2) Pulai 配水池

本サイトは、Gunung Pulai 浄水場から送水された水の一部が最初に貯留される配水池である。現地を確認したところ、2箇所の配水池が並列設置され浄水が貯留されていた。本配水池へ流入する浄水の流量は  $0.3\text{m}^3/\text{sec}$  程度、Gunung Pulai 浄水場からの落差は 100m 程度であった。

マイクロ水力発電設備の具体的な設置箇所は、配管が分岐する前のテーパー管<sup>3</sup>および機械式流量調整バルブ設置箇所、これらを代替して発電することになる。なお、配水池の水位がこの流量調整バルブで調整されていたため、発電設備を設置する際には水位調整設備を別途設置する必要があると想定された。

<sup>3</sup> 上端が下端より広がった円錐形の管のこと。入口部と出口部の断面積が異なる。



配水池全景



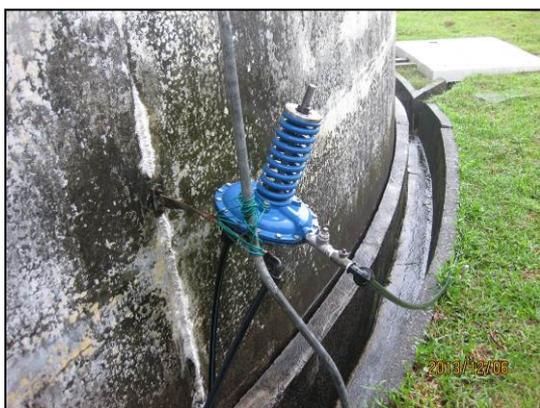
配水池  
(管路露出部：入水部)



マイクロ水力発電設備導入想定箇所  
(破線囲み部分)



機械式流量調整バルブ  
(水圧を利用し流量を調整)



水位検出アクチュエーター



電灯引込み線 (接続点想定箇所)

図 4-5 マイクロ水力発電設備導入想定箇所 (Pulai 配水池)

なお Pulai 配水池内には、太陽光パネルが設置可能なスペースが確認されなかった。そのため今回の検討では、マイクロ水力発電の導入検討のみを実施した。

#### 4.3.2 設置検討結果

##### (1) Gunung Pulai 浄水場

##### (a) マイクロ水力発電

###### ・水車型式選定

当サイトへの導入は、ダム～浄水場入水部の間における管路露出部から分岐し、水車へ導水し発電した後再び管路に戻す形態となる。設備の設置に伴い、減勢水槽手前の調整バルブは全開とする。

水車の選定にあたり、基本条件となる流量と落差について検討を行った。

流量については、毎秒あたりの取水量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) が管理されておらず浄水処理量から算出することになったが、Ibrahim ダムからの流入量には季節変動が確認された (図 4-6)。通常、季節変動がある場合には、流量資料をもとに最大使用水量を種々仮定して、それに対応する出力および年間可能発電量と工事費を算出した上で、費用対効果を踏まえた最大使用水量を決定する。ただし今回は、検討の基となる数値データが入手できなかったため、本検討では 2013 年 12 月 4 日の処理量  $0.21\text{m}^3/\text{s}$  を流量として採用することとした。この値は年間でも少ない時期の流量であることから、詳細検討を行った場合と比較して機器の出力も小さめに算定される。

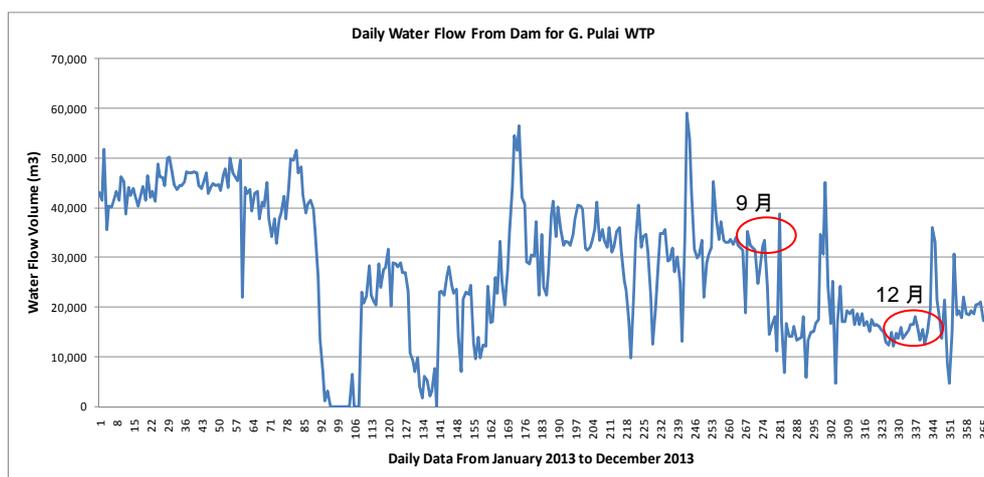


図 4-6 Ibrahim ダムからの年間流入量変化

落差については、高低差 21m から経路の曲がり等を考慮した圧力損失分を差し引いた 18m を、実質的に利用可能な落差として設定した。

この流量と落差の値から水車を選定すると、リンクレスフランシス水車が採用可能であ

る。なお、リンクレスフランシス水車の水車効率は 80%である。

・発電機選定

発電機については停電時の単独運転は出来ないものの、コスト的に有利な誘導発電機を採用することとする。なお連系電圧については、発電規模が小さいので低圧連系とし、400Vで所内系統に連系することとする。発電機効率は 90%とする。これらにより総合出力を求めると、 $9.8$ （重力加速度） $\times 0.21$ （流量） $\times 18$ （落差） $\times 0.72$ （総合効率） $= 27\text{kW}$  と計算された。

・所内電気系統への接続検討

本浄水場の単線結線図ならびに現地設備を確認したところ、400Vの母線に予備回線用の 30A ブレーカが確認できた。この空回線を活用するのが望ましいが、発電機容量は 39A（27kW、400V）となるため、ブレーカ容量を超過してしまう。一方、母線に接続してある負荷容量は最大 120kW 程度（173A）であり、39A 発電機 27kW が連系しても母線容量の 400A を超過することはない。したがって、設置の際はこの空回線のブレーカを大容量に交換することにより活用が可能になると想定された。

・施工方法検討

本サイトの取水は近傍の Ibrahim ダムからの他に、Pontian ダムからも行っているため、分岐管路設置のため Ibrahim ダムからの取水を一定時間停止することは可能とのことであった。したがって、特殊な施工は不要であり、一時的に取水を停止しての機器設置が可能である。

以上より、Gunung Pulai 浄水場に導入可能な設備の諸元を下表のように選定した。

表 4-5 マイクロ水力発電機の諸元（Gunung Pulai 浄水場）

所在地	Gunung Pulai 森林公園内
事業会社	SAJ Holdings Sdn Bhd
発電形態・方式	減圧装置代替（水圧管路内余剰圧力を活用）
水車発電機諸元	<ul style="list-style-type: none"> <li>・有効落差 18m</li> <li>・使用水量 0.21m<sup>3</sup>/s</li> <li>・出力 27kW（総合効率 72%） （効率内訳：水車 80%、発電機 90%）</li> </ul>
設備概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・水車 リンクレスフランシス水車 1台（HF-1RF）</li> <li>・発電機 かご形三相誘導発電機</li> <li>・連系電圧 所内系統へ 400V で連系</li> </ul>
備考	-

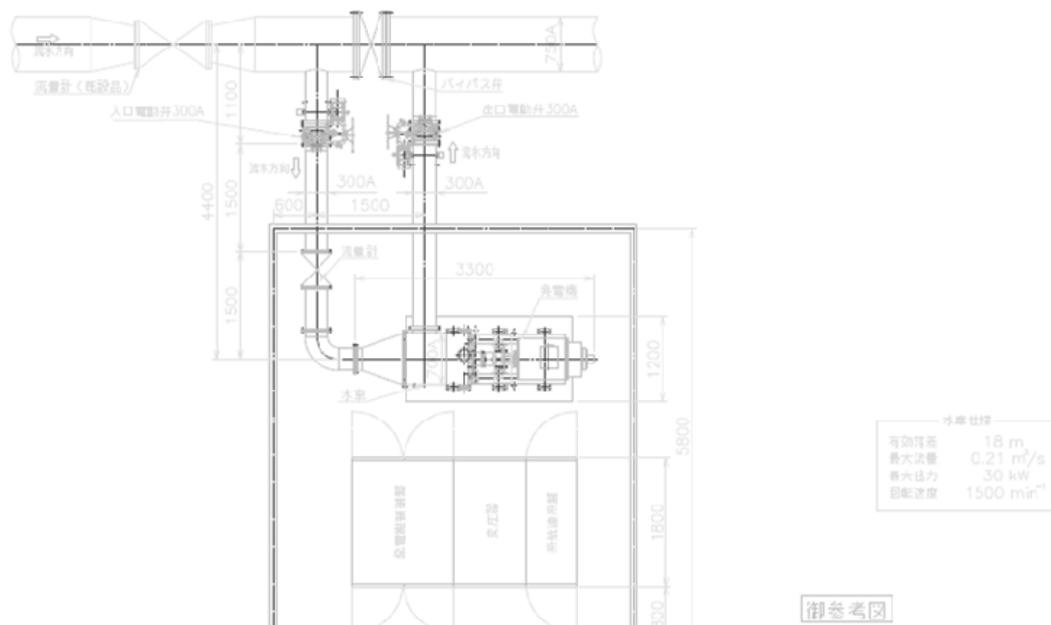


図 4-7 機器平断面図 (Gunung Pulai 浄水場)

## (b) 太陽光発電

### ・ 出力検討

太陽光発電にはシリコン系・化合物系・有機系と様々な種類が存在し、それぞれ固有の構造や特徴を有してはいるが、技術的な設置可能性という視点ではパネル種による差はない。従って本検討では、パネル設置が可能なサイトの面積や、Gunung Pulai 浄水場の電力使用量あるいは事業者の要望などを踏まえて、設置規模を検討することとした。

同処理場は、ジョホール州にある Pulai 山 (現地語名 : Gunung Pulai) の中腹に位置しており、高低差を利用して 19km 離れたジョホール市内やその周辺に送水を行っている。送水ポンプの利用がほとんどないため、年間消費電力量も 2013 年度実績で 384.2 MWh/年とかなり小さい。一方、太陽光発電の導入について現地事業者へのヒアリングを実施したところ、近年高騰している電力料金を下げるために自家消費したいとの要望があった。また、マレーシアには太陽光発電の FIT 制度が高い調達価格で整備されてはいるが、近年は導入量過多によって FIT 制度が適用できるプロジェクトの数に制限がかかっている。そこで今回の検討では、こうした要望を踏まえ、所内の電力消費を賄うために必要なパネル設置面積を算出した上で、その面積を用いての太陽光発電を想定した導入検討を行うこととした。具体的には、現在の電力使用量を把握し、そこからベース電源としての稼働が期待できるマイクロ水力発電の発電量を差し引いた残りを太陽光発電で賄うべき電力量と想定し、必要

な面積を求めた。

算定の結果、Gunung Pulai 浄水場には約 225m<sup>2</sup> の面積を利用したパネル設置が妥当であることが確認され、導入できるパネルの出力は約 15kW と計算された。ただしこの値は、日本国内において設置し発電した場合のメーカー発表値であるため、イスカンダル地区が日本に比べ強い日射量を持つことを踏まえると、出力の更なる増加を見込むことが出来る。次章では、この点を踏まえ出力の補正計算を行った上で、事業性評価を行った。

・ 所内系統への接続

太陽光発電の連系は、マイクロ水力発電設備の連系点と同じ場所（空回線のブレーカを大容量に交換が必要）を活用することが可能と考える。前述のとおり、接続されているモータなどの負荷が 173A、マイクロ水力発電が 39A および太陽光発電が 29A 程度であるため、母線を通過する電流は最大でも 241A 程度となり、母線の電流容量 400A に対して通過電流に十分余裕があると考えられる。

表 4-7 太陽発電システムの諸元（Gunung Pulai 浄水場）

設備導入個所	施設内余剰スペース
諸元	・面積 225 m <sup>2</sup> ・出力 約 20kW (現地で発電した場合の数値。1kW/15km <sup>2</sup> の発電密度を想定)
発電形態・方式	・国内メーカー製造の太陽光モジュール ・付帯設備 (パワーコンディショナー、架台等)
設備概要	・自家消費
備考	最終的な出力 (パネル設置枚数) は、事業性の評価を踏まえ現地事業者が決定する。

非公開

図 4-8 水車発電機接続想定箇所（網掛け部）（Gunung Pulai 単線結線図）

## (2) Pulai 配水池

### (a) マイクロ水力発電

#### ・水車型式選定

当サイトへの導入は、配水池入水部手前から管路分岐して水車を設置し、水車へ導水し発電した後、再び管路に戻す形態とした。設備の設置に伴い、流量調整バルブおよび圧力調整用のテーパー管路は撤去する。ただしそれに伴い、配水池の水位検出装置は別途設置する必要がある。

流量については、毎秒あたりの取水量 ( $\text{m}^3/\text{s}$ ) を管理していないため、実測データは入手できなかったが、聞き取り調査した結果をもとに  $0.3\text{m}^3/\text{s}$  と設定した。落差については、おおよその配管ルートがわかる図面を入手できたことから、浄水場の標高と配水池の位置関係を総合的に判断した結果、15m の損失を見込み 85m と見積もった。

この流量と落差の値から水車を選定すると、リンクレスフランシス水車が適用可能である。なお水車効率を 80% に設定する。

#### ・発電機選定および系統への連携

発電機については停電時の単独運転は出来ないものの、コスト的に有利な誘導発電機を採用することとする。発電機効率は 93% とする。連系電圧は、発電規模が小さいので低圧連系とし、全量電力会社に売電する。電力系統への連系に関しては、付近に配水池管理棟への電力引込み線が設置されておりこれを活用する形を想定したが、管理棟で使用する電灯用程度の送電容量と想定された。そのため、詳細検討が必要であるものの電線サイズの変更を検討しなければならない。なお、電力会社 (TNB) の系統に直接接続することになるため、接続検討に当たっては、接続先である TNB の連系条件などを十分確認し、TNB が要求する連系条件に合致するよう設備を構成する必要がある。

以上の考察より、出力は  $9.8$  (重力加速度)  $\times 0.3$  (流量)  $\times 85$  (落差)  $\times 0.74$  (総合効率) =  $186\text{kW}$  と計算された。

#### ・施工方法検討

管路分岐工事にあたり、設置箇所上流側の管路内を抜水する必要がある。管路長が長い場合抜水に長時間を要することが想定され、水供給に支障が発生する可能性がある。このため、水供給支障と施工性を考慮すると、当サイトにおいては不断水での分岐工事が適切と考えられる。なお参考として、不断水工法の概要を下図に示す。

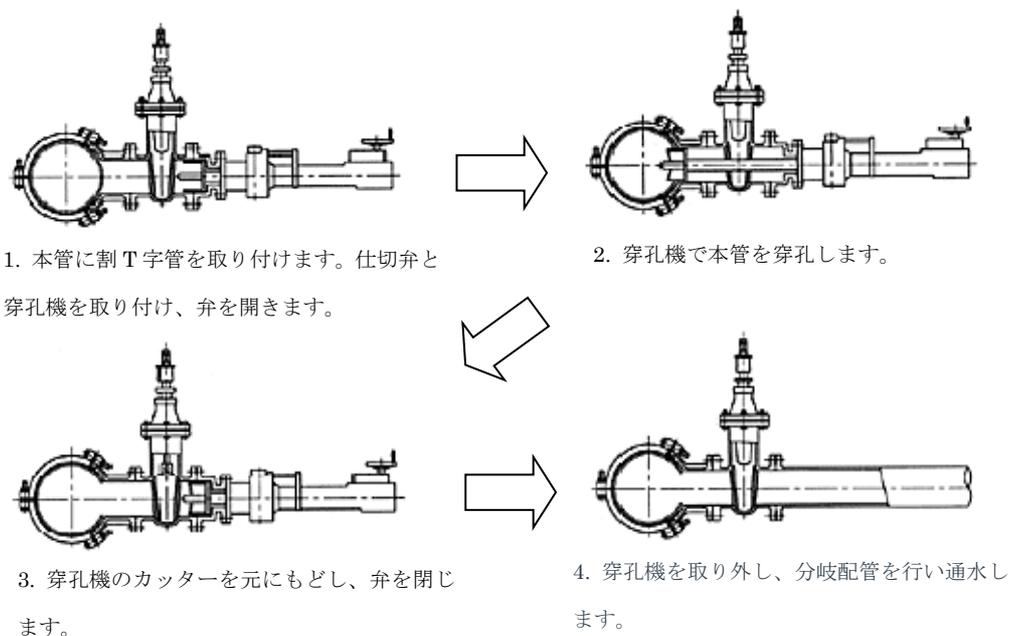


図 4-9 不断水分岐工法工程図

出典：大成機工株式会社ウェブサイト

以上の結果より、Pulai 配水池に導入可能な設備の諸元を下表のように選定した。

表 4-7 マイクロ水力発電機の諸元 (Pulai 配水池)

所在地	Jalan Ulu Choh Johor Malaysia Pulai 配水池
事業会社	SAJ Holdings Sdn Bhd
発電形態・方式	減圧装置代替 (水圧管路内余剰圧力を活用)
水車発電機諸元	<ul style="list-style-type: none"> <li>・有効落差 85m</li> <li>・使用水量 0.30m<sup>3</sup>/s</li> <li>・出力 186kW (総合効率 74%)</li> <li>(効率内訳：水車 80%、発電機 93%)</li> </ul>
設備概要	<ul style="list-style-type: none"> <li>・水車 リンクレスフランシス水車 1台 (HF-1RF)</li> <li>・発電機 かご形三相誘導発電機</li> <li>・連系電圧 電力会社の電灯線へ低圧で連系</li> </ul>
備考	全量電力会社へ売電

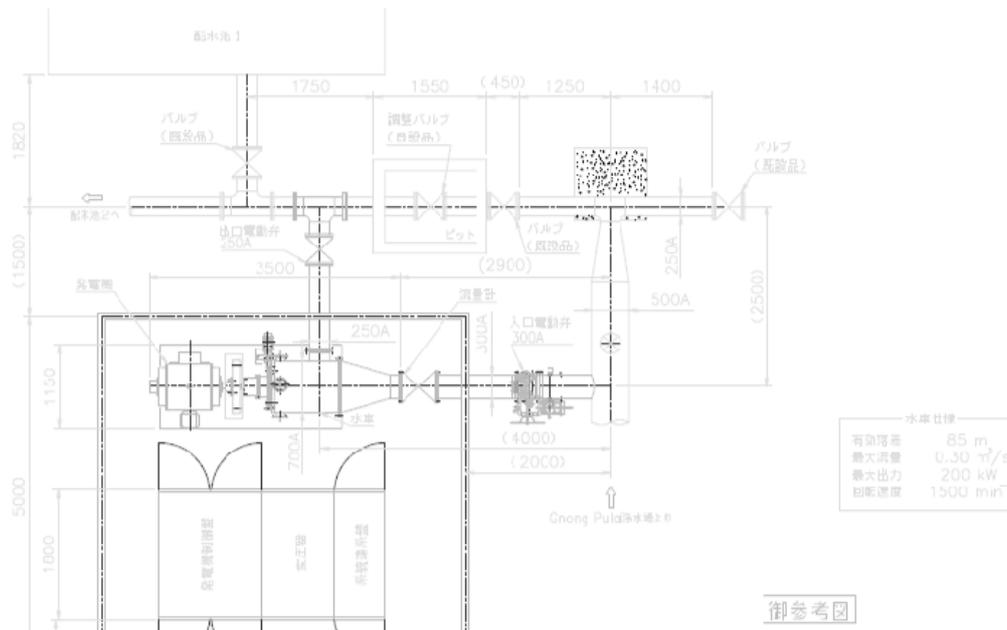


図 4-10 機器平断面図 (Pulai 配水池)

#### 4.3.3 系統安定化対策技術の導入検討

モデルサイトにおける太陽光発電設備の導入規模と、現在サイトに設置されている負荷容量等から、太陽光発電設備がサイト内の電気系統に連系された場合に与える電氣的影響を評価した。また、その影響を最小限に抑える必要があると判断される場合には、その対策として ADC の導入を検討した。マレーシアにおけるモデルサイトの内、Pulai 配水池には場所の制約から太陽光発電の設置が出来ないことから、ADC 導入検討は行わないこととし、太陽光発電の導入が可能な Pulai 浄水場のみを検討対象とした。

検討にあたり、まずは電気系統の運用状況を把握した上で、前項の太陽光発電設備を導入した場合の電圧変動率を計算した。なお、ADC の適用を検討するにあたっての考え方や本検討の詳しい解説については、巻末資料を参照のこと。

##### (1) 系統連系時

配電用変電所から 1km と電源に近く、現状でも電圧変動の問題はなく、太陽光発電設備を導入したとしてもその変動は微小範囲に留まるものと考えられることから、系統連系時において ADC は不要であると判断された。

##### (2) 自立運転時

太陽光発電設備は受電変圧器二次側の母線至近に接続されることから、電圧変動の問題はない。周波数に関して検討を行った結果、一定の周波数変動改善の必要性が認められたことから、ADC 機能を適用可能な機器およびそれを用いた対策を以下に列挙する。

①既設モータのインバータ化と ADC 付加による出力制御

モータ制御をインバータ化するとともに ADC 機能を付加することにより、自立運転時の周波数変動に対応する。

②蓄電池による出力制御

蓄電池の充放電により PV の出力変動を吸収する。

③PV の出力抑制制御

PV の出力抑制を ADC により行うもので、この場合は PV 発電量を抑えながら停止することなく運転継続できるようにする。

(3) コストメリット評価

ADC 設置により自立運転時の安定性が確保できるため、PV を停止せずに運転を継続し、ディーゼル発電分を低減できるメリットが得られる。停止が年間 5 回、9hr/回、44.5kW、利用率 20%、昼間 PV 発電期間中に平均的に発生するものと仮定すれば、PV によるディーゼル発電電力量の削減分は、 $5 \text{ 回} \times 9 \text{ hr/回} \times 44.5 \text{ kW} \times 0.637 \times 20\% / 23.9\% = 1,067 \text{ kWh}$ 。ディーゼル発電電力量単価を 15.9 円/kWh とすれば、約 1.7 万円/年のディーゼル発電燃料費の削減となる。

下表①～③の ADC 適用ケースに対して、各設備への導入費用を算出し、コストメリットについて検討した。各ケースにおける ADC 導入コストを以下に記す。

表 4-7 Pulai 浄水場における対策別コスト増加検討

	ADC 適用対象	増分コスト	年間増分コスト (減価償却期間 20 年とした場合)	留意事項
①	インバータモータへ ADC 機能付加	・ ADC コスト 40 万円 (20 万円 <sup>4</sup> ×2 台)	2 万円/年	インバータの導入コストは別途加算が必要
②	ADC 機能付蓄電池の新設	・ 蓄電池コスト 184 万円 ・ ADC コスト 20 万円	10.2 万円/年	蓄電池本体のコストが大半
③	PV への ADC 機能付加	・ ADC コスト 20 万円	1 万円/年	

以上の検討から対策①+③のケースが周波数の安定化と省エネ、費用面からも望ましい。しかしながら、減価償却を 20 年と仮定した場合であるが、年経費は 3 万円コストアップに対して、ディーゼル燃料の削減効果が 1.7 万円であることから、総合的には 1.3 万円のコスト増となってしまうことが分かる。今後の ADC 導入コストの低減が期待される。

<sup>4</sup> ADC 機能追加費用として、現時点での想定として 20 万円/台としている。今後詳細を導入対象機器メーカーと調整する必要がある、その結果によって価格は変動する。

## 第5章 事業性

### 5.1 検討の方針

#### 5.1.1 モデルプロジェクトの概要

第4章において技術的導入可能性が認められた各種再生可能エネルギー設備と省エネ設備をモデルサイトに導入するプロジェクト（以下、モデルプロジェクト）を想定し、その事業性を評価した。評価指標には、単純な投資回収速度を評価するための「投資回収年」と、事業自体の純粋な採算性を評価するための指標である「PIRR（プロジェクト内部収益率）」の2つを用いた。

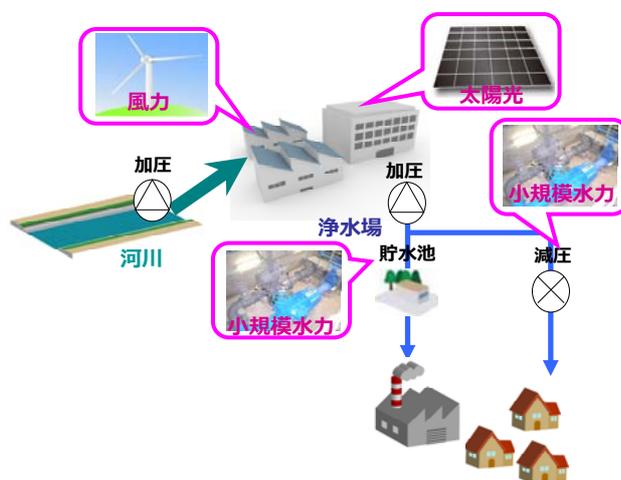


図 5-1 モデルプロジェクトの概要図

#### 5.1.2 モデルサイトの概要

イスカンダル地区におけるモデルサイトには、第4章に示すように Gunung Pulai 浄水場・Pulai 配水池を選定した。各種再生可能エネルギー設備や省エネ設備の導入に関わる Gunung Pulai 浄水場と Pulai 配水池の諸元情報を表 5-1 に示す。

表 5-1 Gunung Pulai 浄水場の諸元

所在地		Jalan Pontian, Ulu Choh, Johor
運営企業		SAJ Holdings Sdn Bhd
処理容量		81,830 m <sup>3</sup> /日
年間使用電力量		296.2 MWh/年
マイクロ水力	設備導入個所	浄水場受水槽（減勢工）入水部
	発電形態・方式	水圧管路内余剰圧力を活用
太陽光発電	設備導入個所	処理施設拡張用スペース（225 m <sup>2</sup> ）
	発電形態・方式	国内メーカー製造の太陽光モジュール（15km <sup>2</sup> あたり1kWの発電密度を想定）および付帯設備（パワーコンディショナー、架台等）
風力発電	設備導入個所	設置しない
	発電形態・方式	
省エネ設備	設備導入個所	設置しない
	発電形態・方式	

表 5-2 Pulai 配水池の諸元

所在地		Jalan Ulu Choh, Johor
運営企業		SAJ Holdings Sdn Bhd
処理容量		0.3 m <sup>3</sup> /秒
マイクロ水力	設備導入個所	浄水場受水槽（減勢工）入水部
	発電形態・方式	水圧管路内余剰圧力を活用
太陽光発電	設備導入個所	設置しない
	発電形態・方式	
風力発電	設備導入個所	設置しない
	発電形態・方式	
省エネ設備	設備導入個所	設置しない
	発電形態・方式	

## 5.2 前提条件

モデルプロジェクトの事業性評価を行うにあたり、前提条件として定めるべき事業期間や設備の製造・設置条件、収入/支出環境をそれぞれ以下のように設定した。

### 5.2.1 事業期間

国内メーカーへのヒアリングにより得られた各システムの想定耐用年数を以下に記す。これらを各発電事業の事業期間として設定した。

表 5-3 各システムの想定耐用年数

導入技術	想定耐用年数
マイクロ水力発電機	20年
太陽光発電機	20年

### 5.2.2 導入設備の製造・設置

導入設備は全て日本で製造した後、国内メーカーが日本の港からの海上輸送を手配することとした。ただし、海上輸送後の運搬や据付については現地水道事業者の所掌とし、これにかかる費用は現地の労働賃金等を踏まえて決定した。なお、現地の労働賃金の設定には、エンジニア（中堅技術者）の月額基本給を日本（横浜）とマレーシア（クアラルンプール）で比較した以下の資料を用いた。

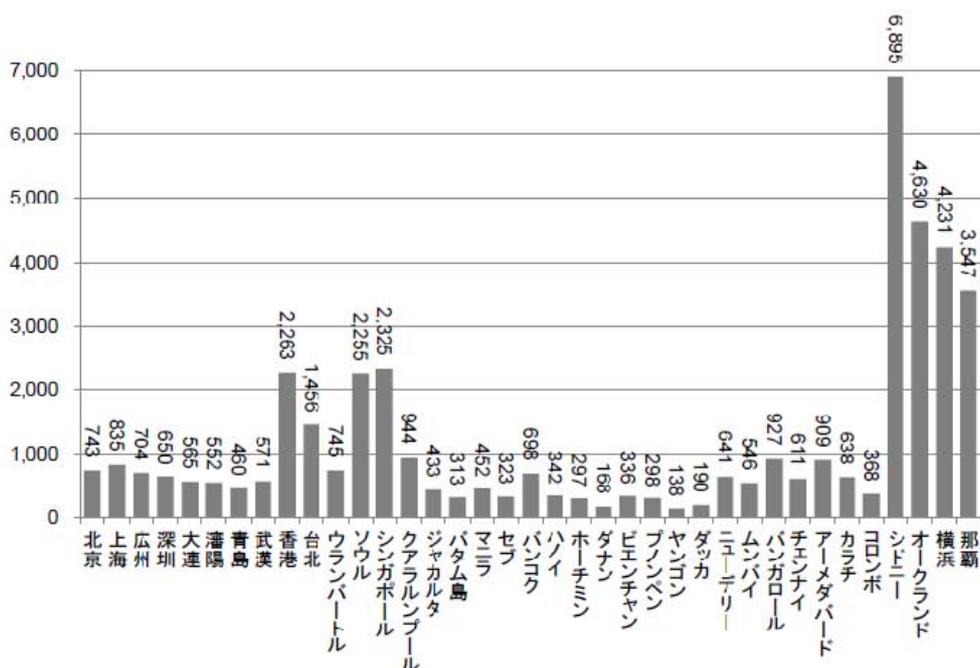


図 5-2 エンジニア（中堅技術者）の月額基本給比較（単位：米ドル）

出典：第 23 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（日本貿易振興機構）

### 5.2.3 収入/支出環境

再生可能エネルギーや省エネ設備を導入することによる活動収入および活動支出を次のように設定した。

マレーシアには、マイクロ水力発電や太陽光発電による発電電力を買い取る FIT 制度が存在するが、マレーシアで高騰する電力料金事情や現地事業者の要望等に鑑み、本検討における発電分は基本的に所内利用にあてられるものとした。ただし Pulai 配水池は主だった電力消費がないため

に、マイクロ水力によって発電した電力は、地元電力公社のテナガ・ナショナル (Tenaga Nasional Berhad) に FIT 調達価格で売電する。モデルプロジェクト初年度における電力の購入料金および売電価格はそれぞれ下表のように定めた。

表 5-4 電力購入料金および売電価格

購入料金 (MYR/kWh)	売電価格 (MYR/kWh)		設定根拠
	マイクロ水力	太陽光	
0.441	0.23	—	買電：現地インタビュー結果 売電：マレーシアの FIT 調達価格 (適用範囲内の最低価格)

マレーシアの電力料金は 2014 年 1 月に 2 年振りの改定が行われたが、産業用電力料金は平均 16% 上昇している。Gunung Pulai 浄水場が現在支払う料金価格も上の表の通り 0.441MYR/kWh (約 14 円/kWh) と極めて高い水準にあり、我が国の業務用電力料金とさほど変わらないのが実情である。こうした事実を踏まえ、本検討においては、現地の電力料金がプロジェクト開始から 2 年後にも再改定されるものと仮定した。改訂後の料金には、先進国の水準として我が国の業務用電力料金の参考値である 0.158 米ドル/kWh (約 16 円/kWh、電量料金の各国比較資料 (経済産業省) より) を採用し、電力価格がこの参考値に到達する年以降は、値上げが行われないこととした。

なお本検討においては、当該技術の導入による法人税額の変化や、輸出関税免除等の税優遇制度については考慮しないものとした。

### 5.3 経済的導入可能性

#### 5.3.1 マイクロ水力発電

5.2 で定めた前提条件に加え、マイクロ水力発電事業の事業環境と水車発電機導入にかかる経費について、それぞれ以下のように設定した。

##### a) 事業環境

Gunung Pulai 浄水場・Pulai 配水池への導入を想定するマイクロ水力発電機の諸元を下表に示す。Gunung Pulai 浄水場では、上池であるダムの水が浄水場内の受水槽 (減勢工) に入水する地点に、フランス水車発電機を設置する。想定される出力はおよそ 27kW である。

一方の Pulai 配水池は、配水池の貯水槽に入水する直前の水圧管路についている減圧装置を代替する形でリンクスフランス水車を設置する。想定される出力はおよそ 186kW である。

表 5-5 マイクロ水力発電機の諸元 (Gunung Pulai 浄水場)

マイクロ水力	設備導入個所	浄水場受水槽 (減勢工) 入水部
	発電形態・方式	減圧装置代替 (水圧管路内余剰圧力を活用)
	設備概要	水車 リンクレスフランシス水車 1台 (HF-1RF) 発電機 かが形三相誘導発電機 連系電圧 所内系統へ 400V で連系
	発電機諸元	有効落差 18m 使用水量 0.21m <sup>3</sup> /s 出力 27kW (総合効率 72%) (効率内訳 : 水車 80%、発電機 90%)

表 5-6 マイクロ水力発電機の諸元 (Pulai 配水池)

マイクロ水力	設備導入個所	配水池貯水槽入水部
	発電形態・方式	減圧装置代替 (水圧管路内余剰圧力を活用)
	設備概要	水車 リンクレスフランシス水車 1台 (HF-1RF) 発電機 かが形三相誘導発電機 連系電圧 電力会社の電線へ低圧で連系 全量電力会社へ売電
	発電機諸元	有効落差 85m 使用水量 0.30m <sup>3</sup> /s 出力 186kW (総合効率 74%) (効率内訳 : 水車 80%、発電機 93%)

b) 初期投資

初期投資に関連する諸条件を下図に示す。表中の数値は、国内の水力発電機メーカーへのヒアリング結果をもとに設定した。

Gunung Pulai 浄水場では、発電する電力の全てを所内利用に充てるため、系統には接続しない。一方、Pulai 配水池の場合は発電分の全量を売電することになるため、系統接続費を見込んでいる。なお、導入を想定するマイクロ水力発電機は基本的に既設設備への追加となるため、設置にあたり一般的な土木工事のような大規模作業は不要である。

表 5-7 マイクロ水力発電事業の初期投資（Gunung Pulai 浄水場）

項目	諸元		備考
建設費			-
水車関係	46,400	千円	リンクレスフランシス水車
発電機関係	39,100	千円	所内設備への接続
その他（配管等）	6,500	千円	-
海上輸送費	3,000	千円	-
据付費	27,000	千円	付帯工事等を含む
小計	122,000	千円	-

表 5-8 マイクロ水力発電事業の初期投資（Pulai 配水池）

項目	諸元		備考
建設費			-
水車関係	56,000	千円	リンクレスフランシス水車
発電機関係	48,000	千円	系統接続
その他（配管等）	7,000	千円	-
海上輸送費	3,500	千円	-
据付費	34,000	千円	付帯工事等を含む
小計	148,500	千円	-

b) 年間経費

年間経費に関連する諸条件を下図に示す。

導入を想定するマイクロ水力発電機は定期更新が必要な部品はなく、追加人件費等も発生しない。そのため導入後のO/Mコストは初期投資額に比べほとんど無視できる額になると予想される。ただし10年に一度程度の精密なメンテナンスチェックは必要であると考えられるため、ここでは「減価償却期間22年の半期終了時点である11年目に、水車関係費の10%を費やす精密なメンテナンスを行う」こととし、事業初年度から10年間、毎年1%にあたる額を積み立てる条件で設定した。

表 5-9 マイクロ水力発電事業の年間経費（Gunung Pulai 浄水場）

項目	諸元		備考
O&M 費用			-
維持管理費	464	千円/年	対 水車費用 1.0%
小計	464	千円/年	-

表 5-10 マイクロ水力発電事業の年間経費（Pulai 配水池）

項目	諸元		備考
O&M 費用			-
維持管理費	560	千円/年	対 水車費用 1.0%
小計	560	千円/年	-

### 5.3.2 太陽光発電

5.2 で定めた前提条件に加え、太陽光発電事業の事業環境とパネル導入にかかる経費を、それぞれ以下のように設定した。

#### a) 事業環境

Gunung Pulai 浄水場への導入を想定する太陽光パネルの諸元を表 5-11 に、発電事業を行う場合の事業環境と関連する諸条件を表 5-12 にそれぞれ示す。

「単位面積あたりのパネル出力」は、太陽光発電協会が目安として用いる  $0.0667\text{kW/m}^2$  ( $15\text{m}^2$  あたり  $1\text{kW}$  の出力) に設定した。ただしこの値は日本国内で設置した場合の期待出力であるため、日本より高い日射量が期待できるイスカンダル地区で発電する場合には当然増加するものと思われる。そこで、イスカンダル地区で発電する場合の単位面積あたりのパネル出力を以下の式で近似できるとした。

$$\begin{aligned} & \text{(単位面積あたりパネル出力 (イスカンダル))} \\ & = \text{(単位面積あたりのパネル出力(東京))} \times \text{(イスカンダルの全天日射量)} / \text{(東京の全天日射量)} \end{aligned}$$

なお、厳密に出力計算をする場合はモジュール表面の温度上昇による出力低下を考慮する必要があるが、本検討においては上記の式で近似するに留めた。

Gunung Pulai 処理場において太陽光パネルが設置可能な面積は約  $225\text{m}^2$  であるため、導入するシステムの規模はおよそ  $15\text{kW}$  と計算される。パネルの劣化率には、日本の太陽光発電協会が参考値としている  $0.27\%$  を用いた。

表 5-11 太陽光発電設備の諸元（Gunung Pulai 浄水場）

太陽光 発電	設備導入個所	敷地内拡張用スペース ( $225\text{m}^2$ )
	設備概要	国内メーカー製造の太陽光モジュール ( $15\text{km}^2$ あたり $1\text{kW}$ の発電密度を想定)、および付帯設備 (パワーコンディショナー、架台等)
	発電機諸元	システム規模 : $15\text{kW}$ 劣化率 : $0.27\%$

表 5-12 太陽光発電事業の事業環境 (Gunung Pulai 浄水場)

項目	諸元		備考
単位面積あたりの パネル出力	0.0667	kW/m <sup>2</sup>	出典：環境省「平成 22 年度 再生可能 エネルギー導入ポテンシャル調査」
単位システムあたりの 想定発電量(東京)	997	kWh/年/kW	「太陽光発電システム手引書」基礎編 (一般社団法人太陽光発電協会)
東京の全天日射量	3.32	kWh/ m <sup>2</sup> /日	1973 年-2013 年の平均 (気象庁観測)
イスカンダルの 全天日射量	4.44	kWh/ m <sup>2</sup> /日	出典：Rumbayan Meita, Asifujiang Abudureyimu, and Ken Nagasaka. "Mapping of solar energy potential in Indonesia using artificial neural network and geographical information system." Renewable and Sustainable Energy Reviews 16.3 (2012): 1437-1449.

b) 初期投資

初期投資に関連する諸条件を下表に示す。

内閣官房のコスト等検証委員会が設定しているシステム単価や土地造成単価を踏まえると、当該事業におけるシステム費用と土地造成費用は、それぞれ 4,200 千円、0.33 千円と計算された。なお国内メーカー所掌による海外輸送に要する費用については、150 千円と計算された。

Gunung Pulai 浄水場では、所内の 400V 母線にある予備回線用のブレーカを大容量のものに交換した上で、所内系統への接続を行う。この系統接続にかかる費用を 257 千円と設定した。

表 5-13 太陽光発電事業の初期投資 (Gunung Pulai 浄水場)

項目	諸元		備考
建設費			-
システム費用	4,200	千円	-
土地造成費用	0.33	千円	-
海外輸送費	150	千円	-
昇圧/電源線敷設費	257	千円	企業ヒアリング
小計	4,612	千円	-

b) 年間経費

年間経費に関連する諸条件を下表に示す。

太陽光パネルは傾斜をつけて設置する関係上、多少の塵やゴミは雨水で洗い流すことが可能である。こうした理由から、基本的に浄水場の既存の人員で十分に対応可能とし、追加的なメンテナンスコストは発生しないとした。ただし稼働期間中の維持管理費としては、設置するパワーコンディショナーの更新を考慮する必要がある。本検討では、パワーコンディショナーの一般的な寿命 (あるいは更新時期) である 10 年が経過した後に同設備を更新するものとし、それに要する

額を単純平均したものを各年の維持管理費に計上した。一般管理費は、コスト等検証委員会の公表値を参考に算定した 9 千円を計上することとした。

表 5-14 太陽光発電事業の年間経費（Gunung Pulai 浄水場）

項目	諸元		備考
O&M 費用			-
維持管理費	67	千円	対 建設費 1.6%（コスト検証委）
一般管理費	9	千円	対 維持管理費 14%（コスト検証委）
小計	76	千円	-

#### c) その他経費

その他経費に関連する諸条件を下図に示す。

落雷などの機器損傷に対する保険料には、従来プロジェクト等の実績を踏まえシステム費の 5%を見込んだ。また 20 年の事業期間が終了した後、効率が低下したパネルを撤去することも考えられるが、実際はある程度の発電能力を残しているためにパネルをそのまま置いて発電を続けるケースも考えられる。このように事業期間後のパネルの取扱いについては不確定要素が多いが、本検討においてはコスト等検証委員会の試算値である対建設比 5%と採用し、算定を行った。

表 5-15 太陽光発電事業のその他経費（Gunung Pulai 浄水場）

項目	諸元		備考
年間保険料	11	千円	コスト等検証委員会の試算値
撤去費用	210	千円	コスト等検証委員会の試算値
その他経費 小計	221	千円	

## 5.4 検討結果と考察

### 5.4.1 検討結果

5.3.1 で示す事業環境下でマイクロ水力発電事業を行った場合の投資額と年々の回収額を推定した。推定の結果、Gunung Pulai 浄水場では事業期間中の投資回収ができず、PIRR も有意な値を示さなかった。一方、Pulai 配水池では、導入コストを比較的安価に抑えつつ、高落差を活かした発電ができるため、十分な事業性が確認できた。投資回収年は 13 年、PIRR は 6%と計算された。

表 5-16 マイクロ水力発電事業の損益計算結果（Gunung Pulai 浄水場）

（単位：千円）

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
収入	3352	3352	3570	3593	3593	3593	3593	3593	3593	3593
支出	122464	464	464	464	464	464	464	464	464	464
純利益	△ 119112	2888	3106	3129	3129	3129	3129	3129	3129	3129

11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目	計
3593	3593	3593	3593	3593	3593	3593	3593	3593	3593	71351
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126640
3593	3593	3593	3593	3593	3593	3593	3593	3593	3593	△ 55289

表 5-17 マイクロ水力発電事業の損益計算結果（Pulai 配水池）

（単位：千円）

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
収入	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646
支出	149060	560	560	560	560	560	560	560	560	560
純利益	△ 136414	12086	12086	12086	12086	12086	12086	12086	12086	12086

11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目	計
12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	252917
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	154100
12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	12646	98817

また Gunung Pulai 浄水場において、5.3.2 で示す事業環境下で太陽光発電事業を行った場合の投資額と年々の回収額を推定した。推定の結果、事業期間中の投資回収ができず、そのため PIRR も有意な値を示さなかった。

表 5-18 太陽光発電事業の損益計算結果（Gunung Pulai 浄水場）

（単位：千円）

	1年目	2年目	3年目	4年目	5年目	6年目	7年目	8年目	9年目	10年目
収入	281	298	317	316	315	314	313	312	312	311
支出	4,287	87	87	87	87	87	87	87	87	87
純利益	△ 4,006	211	230	229	228	227	226	225	225	224

11年目	12年目	13年目	14年目	15年目	16年目	17年目	18年目	19年目	20年目	計
310	309	308	307	306	306	305	304	303	302	6148
87	87	87	87	87	87	87	87	87	297	6150
223	222	221	220	219	219	218	217	216	5	△ 2

#### 5.4.2 考察

5.4.1 の結果より、Pulai 配水池でのマイクロ水力発電プロジェクトは一定の事業性が認められた。一方の Gunung Pulai 浄水場でのマイクロ水力発電および太陽光発電プロジェクトについては、現時点では採算性の確保が難しいことがわかった。そこで本項では、投資回収年と PIRR の 2 指標において十分な採算性が確認されるために必要な条件設定・事業環境整備について検討を行い、採算性確保に必要な方策の提案を行うこととした。

想定するモデルプロジェクトは、マイクロ水力発電システムや太陽光発電システムの導入にかかる初期コストと、運転管理・撤去等にかかる年間コストが主な支出である。ただし、メンテナンス負荷の低いこれらのシステムにおいては、運転管理等にかかる年間コストは初期コストに比べかなり低い。そのため投資回収年や PIRR による評価を得るには、初期コストにあたるシステム導入費を削減することが重要である。

一方、同プロジェクトの収益は、発電した電力を所内利用することによる購入電力量の削減効果より算定される。マレーシアの産業用電気料金は、ASEAN の周辺国の中では比較的高い水準にあるが、価格面で劣る日本製品の導入を促すという意味で十分な事業環境が整っているとは言いづらい。特に Gunung Pulai 浄水場での発電プロジェクトは厳しい評価結果がでていたため、システム導入コストの削減だけでは事業性確保が難しいことが想定される。そこで、こうした収益条件を改善する政策として、現行の FIT 制度が調達価格の面で再整備された場合の収益改善効果についても考察した。

以下、Gunung Pulai 浄水場および Pulai 配水池について「システム導入コストの削減効果」の考察を行った。また、Gunung Pulai 浄水場に関しては「FIT 制度による収益環境改善効果」についても考察を行った。

##### (1) システム導入コストの削減効果

マイクロ水力発電システムの導入コストの削減については、国内メーカーへのヒアリング結果を踏まえ、国内生産体制の中での企業努力あるいは技術開発によるコスト削減額と、対象国で生産体制を構築してシステムを現地製造することによるコスト削減額の推定を試みた。その結果、国内生産を続けた場合は大きな削減効果が期待できず、据付工事費等を含んでも全体で 10%程度の削減しか見込むことは出来ないとの結論に至った。一方、現地生産体制を整備して現地でシステム製造を行った場合には、水車周りの備品や発電機関係機器について 30-40%程度のコスト削減が期待でき、その他機器類や配管工事費等についても現地の安価な労働力・資機材を利用することで半額もしくはそれ以下での設置・実施が可能との考察結果が得られた（表 5-19、表 5-20）。

太陽光発電システムについては、現在日本国内でも技術開発による価格の低下が進んでいる。新エネルギー・産業技術総合開発機構は、「太陽光発電ロードマップ (PV2030+)」の中で、将来の段階的な Grid Parity<sup>5</sup>を想定しており、太陽光の発電コスト目標として「2020 年には業務用電力並 (14 円/kWh 程度)、2030 年には事業用電力並み (7 円/kWh 程度)」としている。このうち、短期目標にあたる業務用電源並み (14 円/kWh 程度) 発電コストが達成されるケースを想定し、こ

<sup>5</sup>再生可能エネルギーによる発電コストが既存の電力のコストと同等かそれより安価になる点のこと。発電事業者にとっては、利益の得る発電活動の目安点として用いられる。

のケースにおけるモデルプロジェクトの採算性について改めて考察することとした。

表 5-19 マイクロ水力発電設備を現地生産した場合の想定価格（Gunung Pulai 浄水場）

単位:千円

	メーカー見積り	国内生産価格	現地生産価格
水車	45,000	40,500	31,500
入口弁	1,400	1,260	980
水車関係 合計	46,400	41,760	32,480
発電機	5,000	4,500	3,500
増速機	0	0	0
発電機開閉盤	0	0	0
発電機制御盤	17,500	15,750	12,250
主変圧器盤	7,600	6,840	5,320
系統連系盤	9,000	8,100	6,300
発電機関係 合計	39,100	35,190	27,370
流量計	4,000	3,600	400
配管材	2,500	2,250	500
その他(配管等)計	6,500	5,850	900
海上輸送費	3,000	2,700	1,500
海上輸送費 合計	3,000	2,700	1,500
据付調整工事費	27,000	24,300	10,800
不断水工法	0	0	0
据付代 合計	27,000	24,300	10,800
合計	122,000	109,800	73,050

表 5-20 マイクロ水力発電設備を現地生産した場合の想定価格（Pulai 配水池）

単位:千円

	メーカー見積り	国内生産価格	現地生産価格
水車	54,000	48,600	37,800
入口弁	2,000	1,800	1,400
水車関係 合計	56,000	50,400	39,200
発電機	10,000	9,000	7,000
増速機	0	0	0
発電機開閉盤	0	0	0
発電機制御盤	19,500	17,550	13,650
主変圧器盤	9,500	8,550	6,650
系統連系盤	9,000	8,100	6,300
発電機関係 合計	48,000	43,200	33,600
流量計	4,000	3,600	3,600
配管材	3,000	2,700	600
その他(配管等)計	7,000	6,300	4,200
海上輸送費	3,500	3,150	1,750
海上輸送費 合計	3,500	3,150	1,750
据付調整工事費	34,000	30,600	13,600
不断水工法	0	0	0
据付代 合計	34,000	30,600	13,600
合計	148,500	133,650	92,350

表 5-21 想定する段階的な Grid Parity と利用形態

段階(時期)	Grid Parity対象と主な利用内容	性能・技術水準	技術開発
萌芽段階 ～2010年	第1段階Grid Parityまでの開発段階、蓄電池代替用途、普及政策用途	開発段階	コスト低減 性能向上
第1段階Grid Parity (2010年以降 ～2020年)	(技術開発は2005年に完了) 家庭用電力(23円/kWh) 住宅用系統連系システムでの利用	研究セル20%、実用モジュール16% 系統連系システム技術 PVシステムの信頼性確立	生産適用 技術改善
第2段階Grid Parity (2020～2030年)	(技術開発の完了は2017年) 業務用電力(14円/kWh) 産業・運輸及び業務分野の電力利用 蓄電機能付きシステムでの住宅利用	研究セル25%、実用モジュール20% 自律度向上型地域システム技術、 広域発電量予測、長寿命システム	実用化 技術開発
第3段階Grid Parity (2030～2050年)	(技術開発の完了は2025年) 汎用電源並(7円/kWh) 運輸、大規模発電所、水素製造など 蓄電機能付きでの産業利用など	研究セル30%、実用モジュール25% 太陽光発電利用複合エネルギーシステム	要素技術の開発
汎用段階 2050年～	汎用電源として利用(7円/kWh以下) 独立システム	従来技術に加え効率40%以上の超高効率 モジュールも追加 多様な用途に対応できる汎用電源	探索研究

出典：太陽光発電ロードマップ (PV2030+)  
(独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構)

## (2) FIT 制度による収益改善効果

現在、マレーシアでは水力・太陽光を対象とした FIT 制度が導入されているが、太陽光発電については導入プロジェクト過多の状況が続いており、FIT 適用プロジェクトによる発電量に厳しい制限がかかってしまっている。こうした理由から、FIT への申請や同制度の調達価格で収益を得るのは困難だと考えられる。したがって FIT 制度による収益改善効果は、水力発電のみを対象として検討することとした。また、我が国の FIT 制度で定められている調達価格がマレーシアで実現した場合の収益改善効果についても検討を行った。

表 5-22 検討に使用する調達価格

制度	対象技術	調達価格	買取期間	備考
現地の FIT 制度 (FIT1)	水力	0.23 MYR/kWh	20 年間	—
日本の FIT 制度 (FIT2)	水力	35.7 円/kWh	20 年間	平成 25 年度税込価格 (200kW 未満)

## (3) 評価結果

評価結果を以下に示す。Gunung Pulai 浄水場は、FIT 制度を調達価格が与える影響が大きく、FIT 制度の調達価格を日本並み (FIT2) に設定するとかなりの収益率を生み出すことがわかる。一方

の Pulai 配水池は、FIT 制度の導入に頼らずとも、一定のシステム導入コストの削減が図れれば、優れた事業性の確保が可能であることがわかった。

表 5-23 事業性の詳細検討結果 (Gunung Pulai 浄水場)

		製造コスト削減			
		マイクロ水力発電		太陽光発電	
		国内生産	海外生産	現在価格	将来価格
FIT 導入	適用無し (現在)	投資回収不可 PIRR 算出不可	投資回収不可 PIRR 算出不可	投資回収 : 20 年 PIRR : 0%	投資回収 : 9 年 PIRR : 10%
	FIT 2	投資回収 : 15 年 PIRR : 4%	投資回収 : 10 年 PIRR : 10%	検討せず	検討せず

表 5-24 事業性の詳細検討結果 (Pulai 配水池)

		製造コスト削減	
		マイクロ水力発電	
		国内生産	海外生産
FIT 導入	FIT1 (現在)	投資回収 : 11 年 PIRR : 8%	投資回収 : 8 年 PIRR : 14%

事業者が投資判断を行う際のベンチマークには、一般的に銀行の貸出金利や企業の加重平均資本コスト (Weighted Average Cost of Capital, WACC) などが用いられる。投資判断の基準は事業者により様々であり、将来的には現地水道事業者の定めるベンチマークを踏まえた投資検討を行う必要があるが、ここでは最低限確保したい事業性の基準を「10 年以内の投資回収および PIRR 10% 以上」、さらに目標基準を「7 年以内の投資回収および PIRR 15%以上」と定め、それぞれの条件を達成するために必要な機器導入コスト削減率および FIT による調達価格を分析した。なお、対象サイトは、モデルプロジェクトにおいて優れた事業性を示すと思われる Pulai 配水池とした。

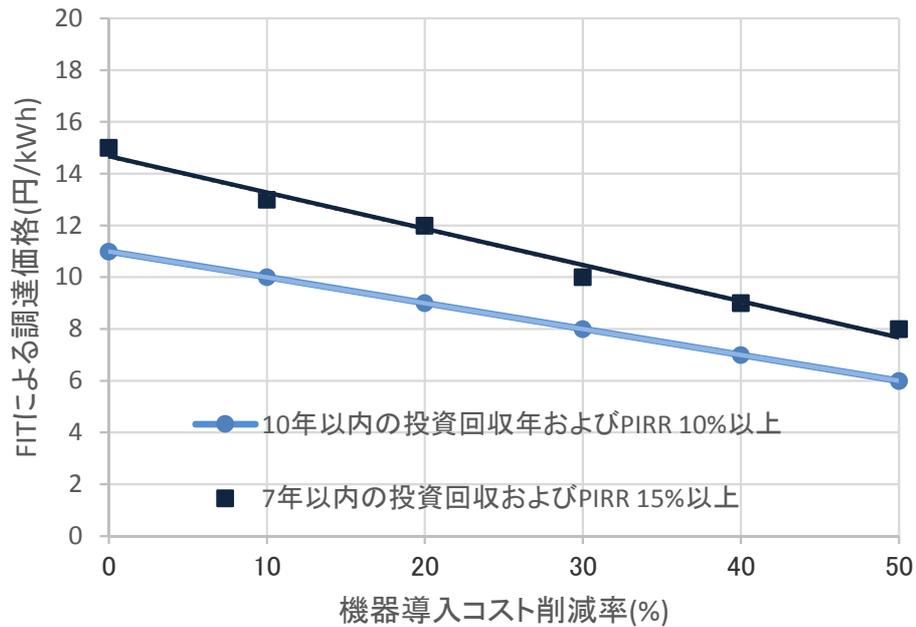


図 5-3 事業性確保の条件 (Pulai 配水池)

機器導入コストの削減は、発電機メーカーの自助努力による製造コスト削減あるいは補助金等の政策支援との組み合わせで達成されるが、これには製造ラインの内製化や現地への技術移転などといった発電機メーカーによる自助努力がまず求められる。ただし、こうした自助努力に国内の発電機メーカーが取り組むためには、技術移転リスクの見返りとなる優れたマーケットが必要であるが、現在のマレーシアの事業環境では、各国政府のサポート無しに民間企業が進出することは難しいと思われる。そうした背景において図 5-3 は、FIT 制度などの事業支援政策により活性化された現地マーケットに国内発電機メーカーが進出する上で、どの程度の自助努力が必要かを示している。

## 第6章 事業実施案

### 6.1 事業環境

本調査で想定する事業は「日本製の再生可能エネルギー発電技術と省エネ技術を途上国の上水供給施設に組み合わせて導入する GHG 排出削減事業」である。マレーシアにおける当該事業の展開可能性を検討するにあたり、まずは再生可能エネルギー全般（中小水力・太陽光・風力）に関わる事業環境について、経済環境・競争環境・技術環境・社会環境に分けて整理した。

#### 6.1.1 経済環境

海外で事業を展開するにあたっては、実施国あるいは実施地域の経済状況を考慮する必要がある。マレーシアは、現状ではインフラが発展途上の開発国ではあるが、我が国に比べ物価が低いことから安価な労働力や資材は獲得しやすい環境にあると考えられる。ただし、日本から現地への輸出入を伴うスキームで事業展開する場合には、将来的な為替傾向がリスクとなり得るため、慎重な検討が必要である。

#### 6.1.2 競争環境

急速に拡大する再生可能エネルギー市場を巡って各国・各地域が国際展開のシェア争いを続けているが、世界的に見ると、当該技術の導入促進に先駆的に取り組んできた EU 諸国がリードを保っていると見られる。中小水力分野では、コミュニティレベルで採算性の低い小規模発電の導入にいち早く取り組んできたドイツが、小型かつ廉価な発電機の製造技術を得意としている。また、水車の種類によっては、イギリスやフランス等もドイツに劣らない競合国に挙げられる<sup>6</sup>。太陽電池についても、1990 年前半に世界一のシェアを誇った日本企業はいずれも苦戦を強いられており、特に 2000 年以降は FIT 制度をいち早く導入した欧州や、税制優遇制度を導入して攻勢にでた米国の後塵を拝している（図 6-1）。風力発電メーカーのシェアについては、ほぼ各国・各地域の市場規模を反映した結果になっており、米国の GE Wind（シェア 15%）以外ではデンマークの Vestas（同 14.0%）、ドイツの Siemens Wind Power（同 9.5%）や Enercon（同 8.2%）など、欧州が上位を占めている状況である（図 6-2）。

ただし、特に ASEAN 諸国等のアジア市場に目を向けると、中国が最も大きな競合相手になると考えられる。中国は自国内の豊富な天然資源を活かして再生可能エネルギー発電の導入量を順調に拡大させており、現在はそのノウハウを活かして近隣諸国への技術展開を進めている。参考として太陽光パネルのメーカーシェアを図 6-3 に示す。更に同国の強みは、自国の安価な資材や労働力を活用して製造コストを限りなく低減させている所にあるため、コスト競争力で優位に立つことができ、この点において我が国や欧州・米国とは違った訴求効果を産み出している。

<sup>6</sup> 低流量幹ので効率低下が小さいターゴ水車についてはイギリスが、渦巻型ケーシングを用いたフランス水車ではフランスが、それぞれ主な競合国に挙げられる。

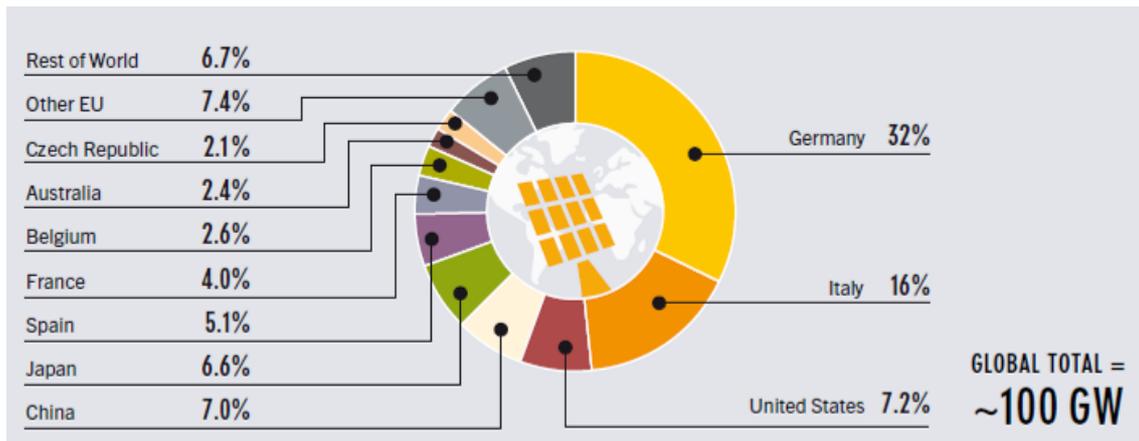


図 6-1 主要国の太陽光発電導入量（2012 年）

出典：Renewable 2013 Global Status Report  
(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)

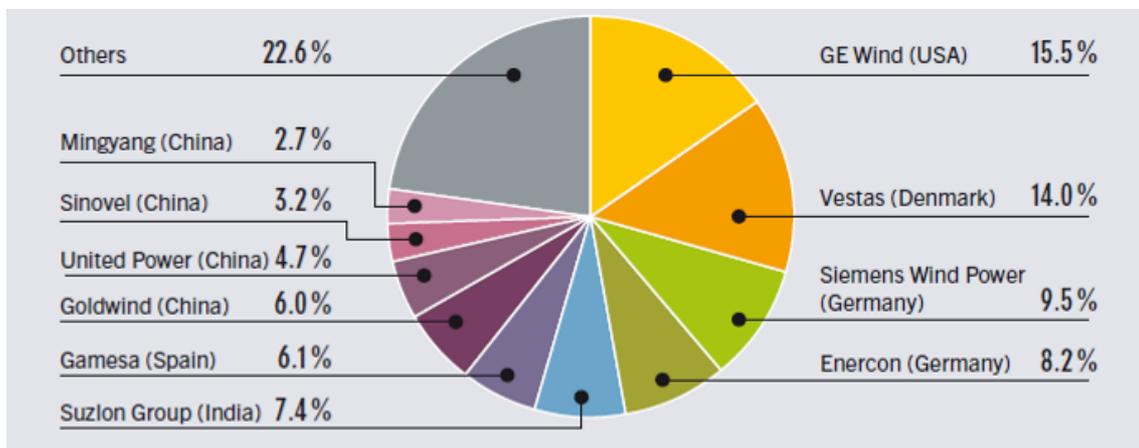


図 6-2 風力発電機のメーカーシェア（2012 年）

出典：Renewable 2013 Global Status Report  
(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)

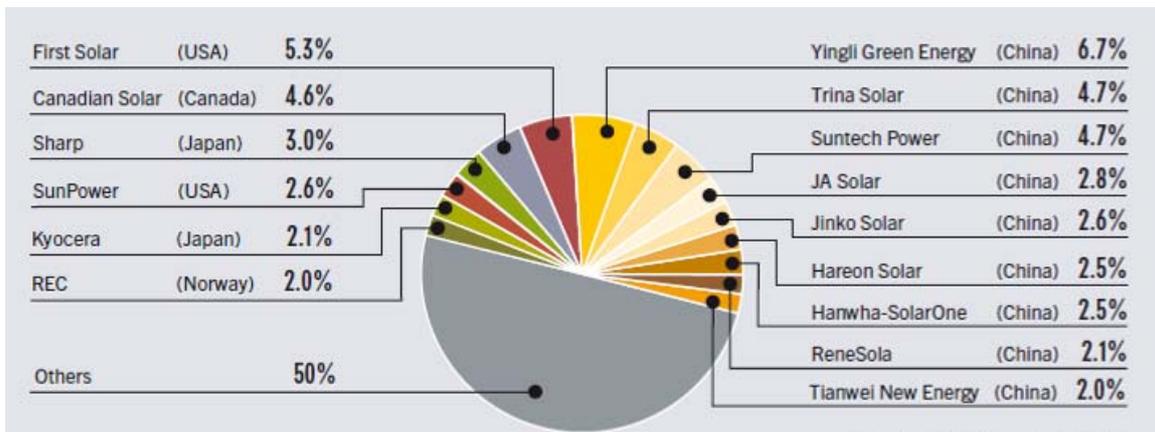


図 6-3 太陽パネルのメーカーシェア（2012 年）

出典：Renewable 2013 Global Status Report  
(Renewable Energy Policy Network for the 21st Century)

### 6.1.3 技術環境

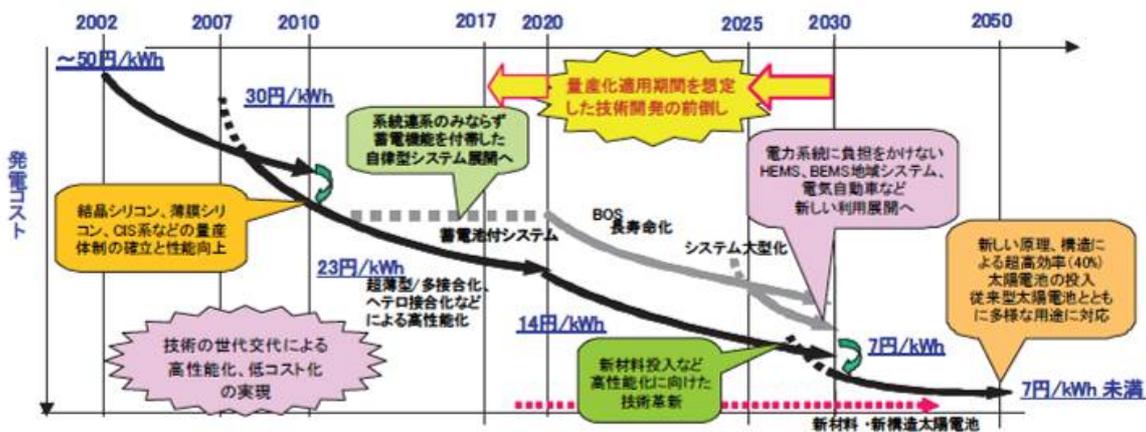
直近の過去10年では、再生可能エネルギーの導入に真っ先に着手した欧州が、技術開発においても先頭を走ってきた。FIT制度の導入による太陽光発電の急速的な普及や、北海周辺の優れた風況を活かした風力発電の導入推進などが主な理由である。欧州では、こうした市場の盛り上がりをきっかけとして、先端技術開発や量産化による価格低下も実現させている。

一方で我が国においても、2012年のFIT制度導入以降は再生可能エネルギー市場が見直されており、各分野で先進技術の開発や製造コスト削減の努力が図られている。太陽光パネルを例にあげると、高効率化や低コスト化が期待できる有機系パネルの開発が国内メーカーの開発戦略の一つになっている。また、国内市場の拡大を見据え、ソーラーフロンティア株式会社が宮崎県に世界最大級のモジュール製造工場（国富工場（宮崎県国富町、2011年稼働開始））を建設したほか、パナソニック株式会社がマレーシアに製造工場を展開するなど、生産ラインも多様化・拡大化している。こうした国内の市場環境変化を見据え、NEDOは発電コスト目標を下表のように設定している。

表 6-1 想定する段階的な Grid Parity と利用形態（再掲）

出典：太陽光発電ロードマップ（PV2030+）  
（独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構）

段階(時期)	Grid Parity対象と主な利用内容	性能・技術水準	技術開発
萌芽段階 ～2010年	第1段階Grid Parityまでの開発段階、蓄電池代替用途、普及政策用途	開発段階	コスト低減 性能向上
第1段階Grid Parity (2010年以降 ～2020年)	(技術開発は2005年に完了) 家庭用電力(23円/kWh) 住宅用系統連系システムでの利用	研究セル20%、実用モジュール16% 系統連系システム技術 PVシステムの信頼性確立	生産適用 技術改善
第2段階Grid Parity (2020～2030年)	(技術開発の完了は2017年) 業務用電力(14円/kWh) 産業・運輸及び業務分野の電力利用 蓄電機能付きシステムでの住宅利用	研究セル25%、実用モジュール20% 自律度向上型地域システム技術、 広域発電量予測、長寿命システム	実用化 技術開発
第3段階Grid Parity (2030～2050年)	(技術開発の完了は2025年) 汎用電源並(7円/kWh) 運輸、大規模発電所、水素製造など 蓄電機能付きでの産業利用など	研究セル30%、実用モジュール25% 太陽光発電利用複合エネルギーシステム	要素技術の開発
汎用段階 2050年～	汎用電源として利用(7円/kWh以下) 独立システム	従来技術に加え効率40%以上の超高効率 モジュールも追加 多様な用途に対応できる汎用電源	探索研究



実現時期(画発完了)	2010年~2020年	2020年(2017年)	2030年(2025年)	2050年
発電コスト	家庭用電力並 23円/kWh程度	業務用電力並 14円/kWh程度	汎用電源並み 7円/kWh程度	汎用電源未達 7円/kWh未達
モジュール変換効率 (研究レベル)	実用モジュール16% (研究セル20%)	実用モジュール20% (研究セル25%)	実用モジュール25% (研究セル30%)	超高効率モジュール 40%
国内向生産量(GW/年) (海外市場向け(GW/年))	0.5~1 ~1	2~3 ~3	6~12 30~35	25~35 ~300
主な用途	戸建住宅、公共施設	住宅(戸建、集合) 公共施設、事務所など	住宅(戸建、集合)、 公共施設、民生業務用、 電気自動車など充電	民生用途全般 産業用、運輸用、 農業他、独立電源

図 6-4 太陽光発電の今後の発展シナリオ

出典：太陽光発電ロードマップ (PV2030+)  
 (独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構)

#### 6.1.4 社会環境

国際市場における再生可能エネルギーへの投資額は堅調に推移しており、この近年の巨大市場化を受けて、途上国の海外技術誘致の機運も高まることが予想される。また、2012年から我が国が FIT 制度を開始したが、過去の導入国と同様に累積導入量を著しく高めていることもあり、同制度が再生可能エネルギー導入拡大に向けた優れた政策スキームとして、途上国からより一層の注目を集めることも期待できる。

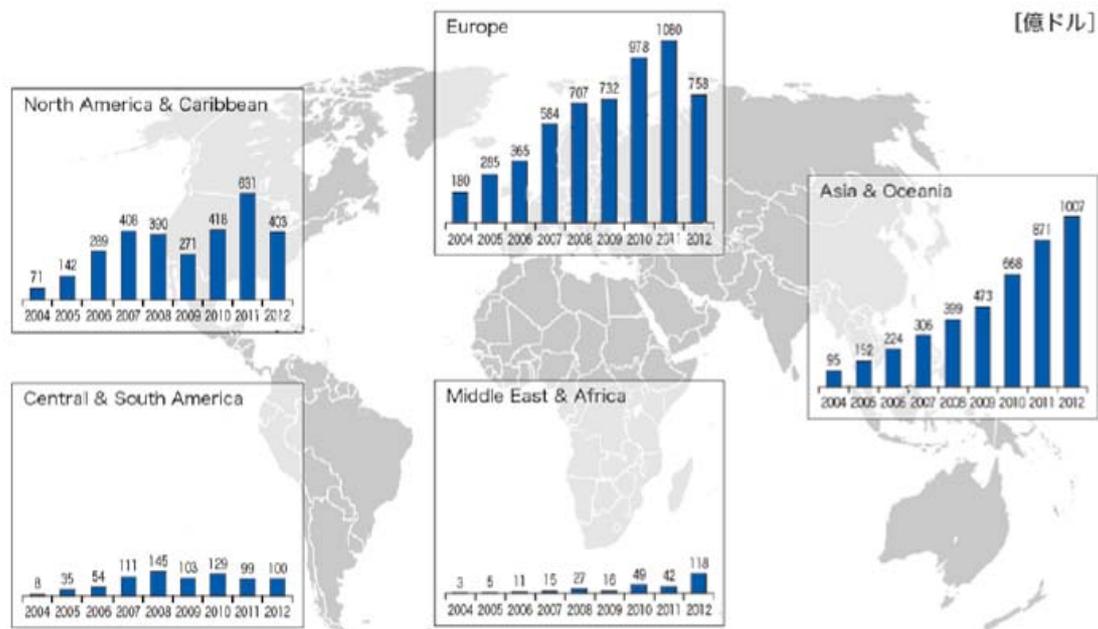


図 6-5 再生可能エネルギーへの新規投資額の推移  
 出典：NEDO 再生可能エネルギー技術白書  
 (独立行政法人 新エネルギー・産業技術総合開発機構)

マレーシアの国家水資源調査によると、マレーシア半島における家庭用および産業用の水需要は、2000年の34億8,300万 $\text{m}^3$ から2020年にはその2倍に、2050年には約3倍の115億4,300万 $\text{m}^3$ まで増加すると予測されている。さらに、今後50年の間に、新しい水源確保に目的にダム開発を進めることが開発目標となっている。

## 6.2 顧客・競合分析

前節で述べた事業環境を踏まえ、事業の顧客と技術競合相手について分析を行った。当該事業は、途上国の水道事業者を戦略顧客とし、途上国の浄水場に再生可能エネルギーや省エネ設備を導入するものであるが、基本的には浄水場で定常的に処理される水の流れを利用したマイクロ水力発電をベース電源として導入することを前提としている。そのため、本検討ではマイクロ水力発電機に焦点をあて、この技術の現地導入展開を想定した顧客分析・競合分析を行った。

### 6.2.1 顧客分析

当該事業の実施方針案を定めるにあたり、戦略顧客となる水道事業者の特性を分析することにより、再生可能エネルギー分野において彼らが持つニーズの把握を試みた。また、それを踏まえて当該事業において提供すべきサービスを明確化し、その具体的な訴求方法についても検討を行った。

検討結果を表 6-3 に記す。我が国では、発電機の詳細設計や据付工事がメーカーの所掌で行わ

れ、事前の事業性検討や資金計画の作成、事後の運転管理などについては発電事業者の責任で行われるのが一般的である。現地の水道事業者がこうした性格を持つ場合には、国内の一般的事例と同様、メーカーによる詳細設計と設備の据付が行われ、その後は事業者が独自に作成する運転計画に沿って発電を行えばよい。この場合は、事業者主体で容易に運転管理ができるような高いメンテナンス性を持ち、なおかつ長期稼働が可能（高品質保証が可能）な発電機が望ましい。一方で途上国には、詳細設計や発電機設置の前後においても事業実施サポートが必要な事業者も少なからず存在することが想定される。こうした事業者に対しては、発電機の運転計画に始まり、資金調達、機器の運転管理、系統接続や補助金申請など諸々の契約手続きが具体的なサポート案として挙げられる。この場合、メーカー（あるいはその代わりとなるサービス業者）が運転管理を行うため、導入機器のメンテナンス性について前者ほどは問われないが、機器販売に留まらない包括的なサービス提供が求められるであろう。

表 6-2 顧客分析結果

顧客セグメント	発電機の運転管理を自ら行う水道事業者	運転計画の立案から発電機の運転管理まで総合的なサポートを求める水道事業者
ニーズ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・自家消費するための電力が欲しい</li> <li>・売電収入を得る発電事業を実施したい</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・自家消費するための電力が欲しい</li> <li>・売電収入を得る発電事業を実施したい</li> <li>・事業性診断や運転計画作成のを手伝って欲しい</li> <li>・その他必要な手続きのサポートも欲しい</li> </ul>
提供すべきサービス	<ul style="list-style-type: none"> <li>・運転やメンテナンスが容易な機器の提供</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・運転計画の策定から機器設置・運転管理までのトータルサポート</li> </ul>
想定されるサービス案	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 機器設計</li> <li>2. 機器の販売・設置</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. 運転計画の立案支援</li> <li>2. 資金調達 ex. 出資・融資の獲得、補助金申請、税優遇制度、事業支援制度への手続き 等</li> <li>3. 機器設計</li> <li>4. 機器の販売・設置</li> <li>5. 系統接続(売電)の手続き</li> <li>6. 運転・維持管理</li> <li>7. 発電量の測定・報告・検証</li> </ol>

## 6.2.2 競合分析

次に、国内のマイクロ水力発電の海外展開の際に競合することが予想される他国製品の分析を試みた。特に ASEAN 諸国を対象市場とする本事業では、前述の通り中国が大きな競合相手になると考えられるため、ここでは中国企業に持つ技術に着目し、彼らとの比較検討を行った。分析は、国内メーカーや現地関係者へのヒアリングと文献調査から得られた情報をもとに実施した。比較検討にあたっては、以下の5点を評価ポイントとしている。

- 「技術開発」 : 対象分野における研究や新技術の構想・開発状況を評価
- 「資機材調達」 : 発電機の製造に必要な資材・機材の調達コスト、調達リスクを評価

- 「機器製造」 : 機器の製造コスト・設置コストを評価  
「販売」 : 製造した機器のマーケティング方法や販売実績等を評価  
「メンテナンス」 : メンテナンス負荷・メンテナンスコスト・アフターサービス等を評価

競合分析の結果を表 6-3 に示す。

#### ・技術開発

「技術開発」という視点でみると、低落差環境下での高効率発電技術などに代表されるように、様々な環境条件に適合する水車の開発が日本では進められている。他にも、構造を簡素化させることにより製造コストやメンテナンスコストを低減させる技術も開発、あるいは実用化されており、FIT 制度導入による国内市場の活性化に支えられる形で今後もこうした研究・技術開発は続くと考えられる。一方の中国メーカーは、基本的に他国で開発される新技術を追従している状況である。マイクロ水力発電機の技術開発は、日本のほかドイツやフランス、イギリスといった欧州勢が先頭を走る状況にあるが、現状としてこの技術競争に中国企業は参加していない。

#### ・資機材調達

「資機材調達」は機器本体のコストに大きく関わるポイントである。また、資機材の調達源である部品メーカーや関連業界が経営的・財政的に不安定な場合には、これを調達リスクとして認識する必要がある。我が国においては、FIT 制度の導入をきっかけに再生可能エネルギー市場が活性化を見せているため、こうした部品の流通についても安定していると評価することができる。中国企業の資機材流通経路については不明な点も多いが、同国の豊富な資源と労働力から推察して、資機材の流通網が中国メーカーの弱点になるとは考えづらい。むしろ両国のメーカーで違いができるのは、物価価格からくるコスト差であろう。資機材調達の段階でコストが嵩めば、その分機器本体のコストも増加することになり、販売価格も必然的に上昇する。競争力確保のためには克服すべき点だと思われる。

#### ・機器製造

「資機材調達」と同じことが「機器製造」にも当てはまる。中国企業は安価な労働力を用いて製造コストを大幅に下げることによって、コスト競争力を確保している。ただし、中国メーカーが製造する水車は一般的に簡素なものが多く、多少コストが高くとも高品質なものを製造する日本メーカーとは顧客への訴求点が全く異なる。そのため、コスト面で優位な中国製品が必ずしも優れているわけではないという点は認識しておくべきだろう。

#### ・販売

現地でのマーケティング手法や実績を評価する「販売」分野では、中国企業が明らかにリードしている。積極的な海外展開ができなかった日本企業の販売実績が少ない一方で、中国企業は周辺国に居住する華僑のネットワークを使った販売網を敷いている。実際に、現地事業者へのヒアリングにおいても、中国製水車導入の相談や外交販売を受けたことがあるという事例が数件把握

された。さらに日本企業は、高い技術力を売りにしていることから技術流出を嫌う傾向にあり、これも海外展開を鈍らせている要因だと考えられる。

・メンテナンス

機器販売後のサポートや購入機器の扱いやすさといった「メンテナンス」の部分は、日本企業が強みとするポイントだと考えられる。高品質を売りにする日本製水車は正しい使用方法で運転がなされれば耐用年数以内で故障するケースは極めて少ない。対して中国製水車は、簡素な作りで量産しているためか機器品質が高いとは言えず、実際に現地ヒアリングでも中国製に対する信頼は決して高くなかった。さらに、サンプルは少ないながらも、本来長期的に運転して資金回収すべきマイクロ水力発電機が稼働後数年で故障したというケースもあった。水力発電機に限らず、再生可能エネルギー発電は出力規模が小さくなるほど投資回収が長年になる傾向にあるため、マイクロサイズの機器ほど長期運転に対する信頼性が重要になってくる。

表 6-3 競合分析結果

	技術開発	資機材調達	機器製造	販売	メンテナンス
国内メーカー	<ul style="list-style-type: none"> <li>・効率の良い高品質の機器が開発されている</li> <li>・様々な流量・落差条件に応じた多種多様な水車が開発されている</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>強</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・コストの高い国内の資機材を使用</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>弱</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・機器製造に必要な労働力が高価</li> <li>・品質の高さで訴求する</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>中</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・販売実績が少ないため、海外での販売ネットワークが細い</li> <li>・導入例の少なさから現地での認知度が低い</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>弱</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・品質が良く、適正なメンテナンスのもとで長期運転が可能</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>強</b></p>
海外メーカー	<ul style="list-style-type: none"> <li>・効率が比較的低い水車が出回る</li> <li>・水車の種類は比較的少なく、基本的に他国での開発に追従する</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>弱</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・低コストの資材調達を実現</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>強</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・安価な労働力を活かした生産体制を構築</li> <li>・製造品は比較的低品質なため、コスト面で訴求する</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>中</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・華僑のネットワークを使い広範囲の販売網を実現</li> <li>・陸上輸送で周辺の途上国に低コストで輸送</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>強</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・保証期間は短く、アフターサービスもない</li> <li>・稼働から数年で故障するケースが散見される</li> </ul> <p style="text-align: right;"><b>弱</b></p>

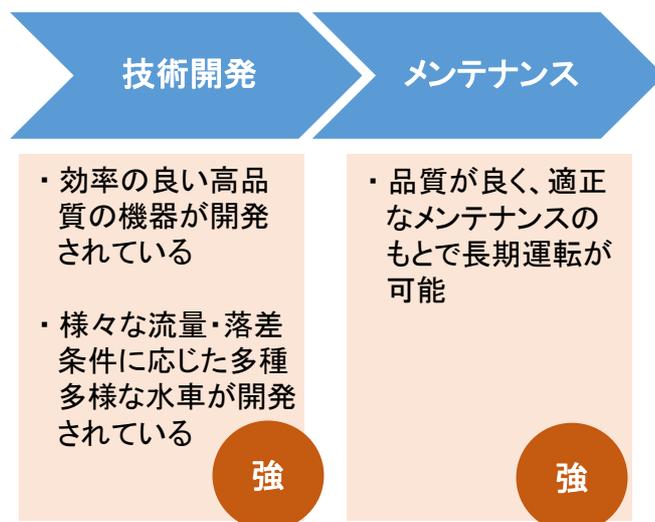
### 6.3 事業方針

上記の事業環境把握ならびに顧客・競合の分析結果を踏まえて、国内のマイクロ水車発電機メーカーが海外に事業展開するための事業方針を整理した。事業方針は (1)国内メーカーの強みを活かした技術訴求点の把握と (2)国内メーカーの弱点を補う事業方策の各視点から考察した。

## (1) 技術訴求点の把握

顧客分析の結果から、表 6-2 で示した二種類の顧客セグメントに対して「運転やメンテナンスが容易な機器の提供」や「運転計画の策定から機器設置・運転管理までのトータルサポート」が提供すべきサービスであることが把握できた（表 6-4 に再掲）。一方、中国企業を競合相手として捉えた場合、「技術開発」と「メンテナンス」で日本企業が強みを発揮できることが競合分析の結果から得られている。現地の水道事業者に対して日本企業が自社商品を継続的かつ安定的に提供するためには、このような提供すべきサービスと強みを上手く結び合わせるような訴求価値を構築する必要がある。

表 6-4 国内メーカーの強み（再掲）



「運転やメンテナンスが容易な機器の提供」という視点では、我が国の強みである「技術開発」と「メンテナンス」の両者を活かせるであろう。特にメンテナンス性に優れた先進的な水車としては、田中水力のリンクレスフランシス水車が代表格に挙げられる。この水車は、水量を効率的に調整する役割を持つガイドベーン機構を、構造が複雑で据付調整やメンテナンスに労力を要する従来のリンク機構から小型で簡素なギア機構に改良してリンクレス化することで、製造コスト低減とメンテナンスの簡素化を実現している。また、ケーシング<sup>7</sup>を従来の渦巻型から円筒型に変更することで、既設導水管路への設置工事を簡易化することにも成功している。こうした水車は、競合に対する技術優位性を確保しつつ、事業者が独自で運転管理するケースにおいて十分に活躍するものと考えられる。

「運転計画の策定から機器設置・運転管理までのトータルサポート」については、日本の東京発電株式会社（以下、東京発電）が実施するマイクロ水力発電用ビジネスモデル「Aquam」が例として挙げられる。この「Aquam」では、上下水道・農業用水・工業用水・治水えん堤などの水資源所有者を事業主体とするテクニカルアドバイザータイプと、東京発電が事業主体になり発電事業を実施するフルサポートタイプが用意されている。前者では設備投資・設備保有の責務を水資源所有者が負うため、発電事業に積極的な水資源所有者に対して東京発電が局所的な技術サ

<sup>7</sup> 水を水車の導くための流路のこと。

ポートを実施する。一方の后者では、設備投資・設備保有を東京発電自身が担当する。そのため東京発電が事業リスクを請け負いつつサービスを提供するという点で、事業リスクを極力回避したい水資源所有者に受け入れらオプションだだと考えられる。途上国の水道事業者を顧客とする当該事業においても、経済的あるいは技術的な理由から事業者のニーズも変化すると予想されることから、「Aquamu」のように提供すべきサービスに幅を持たせることが重要だと考えられる。

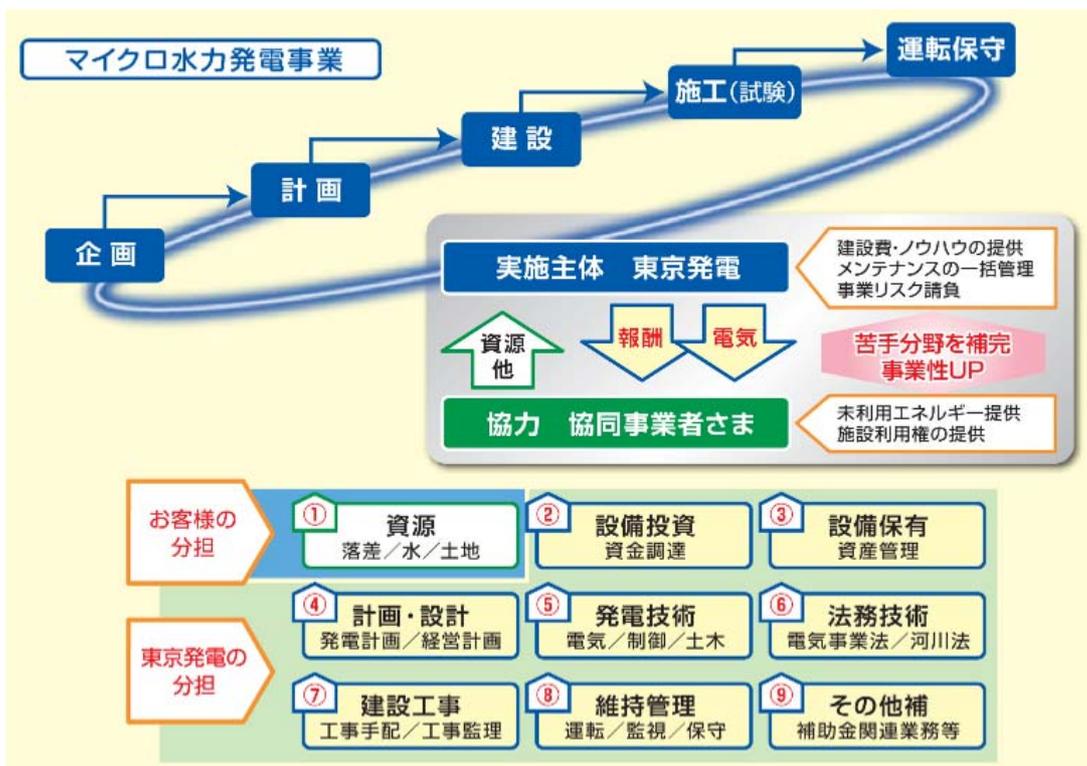
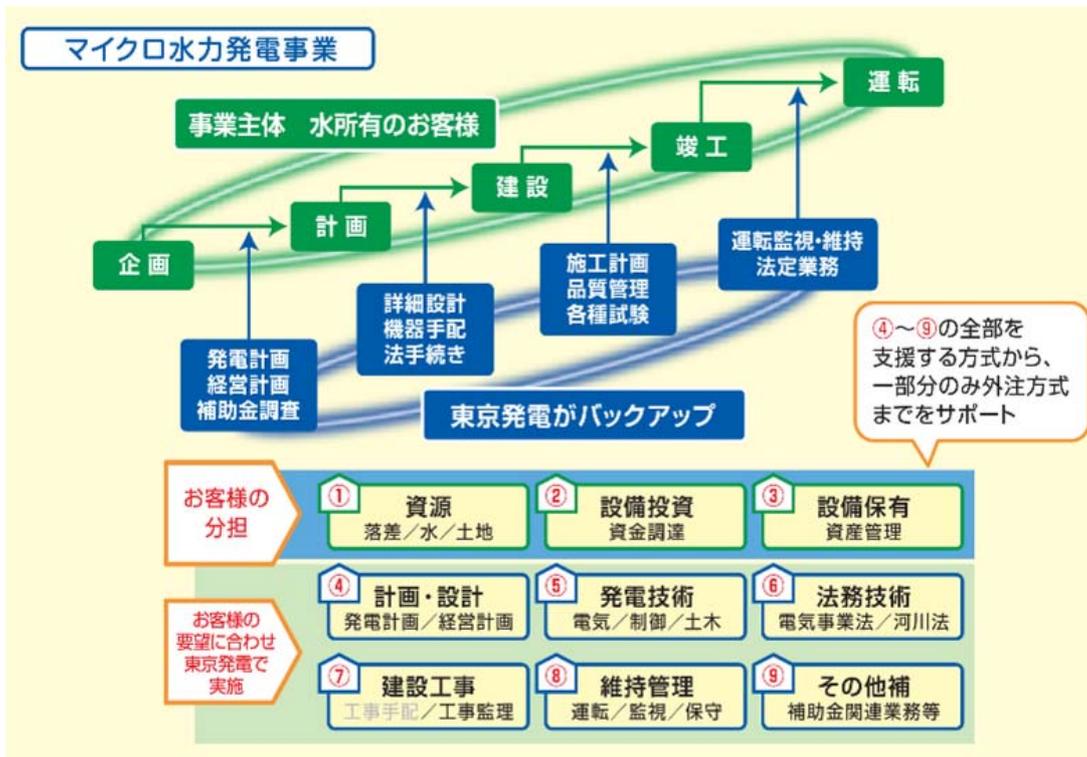


図 6-6 マイクロ発電ビジネスモデル「Aquam」の概要

(上：テクニカルアドバイザータイプ、下：共同発電フルサポートタイプ)

出典：東京電力株式会社ウェブサイト

[http://www.tgn.or.jp/teg/business/model\\_micro.html](http://www.tgn.or.jp/teg/business/model_micro.html)

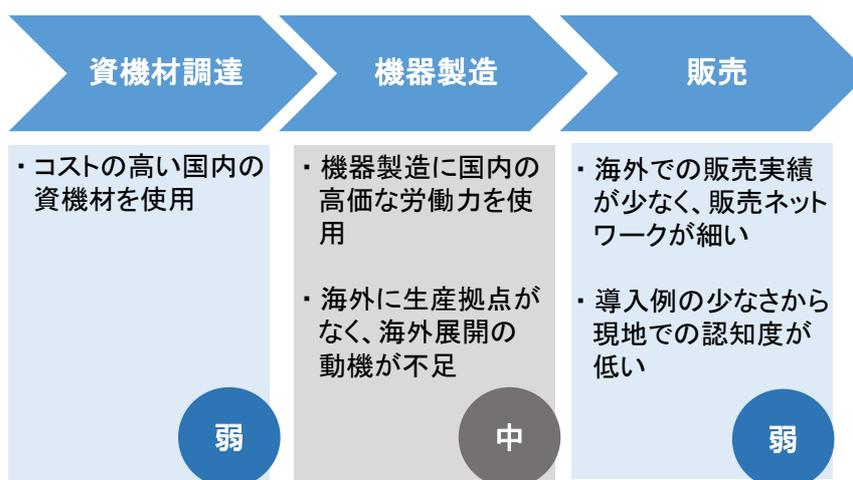
## (2) 弱点を補う事業方策

中国企業を競合相手として捉えた場合、日本企業の弱点あるいは更なる改善が必要な点として「資機材調達」「機器製造」「販売」が挙げられる（表 6-6 に再掲）。

「資機材調達」や「機器製造」が弱みになる理由としては、資機材や労働力にかかるコストの部分で競合相手に差をつけられている部分が多い。この点はむしろ中国企業の訴求ポイントであるため、我が国の製品がコスト面で完全な優位性を持つことは難しく、また、必ずしもそうする必要はない。資機材・部品の現地調達を増やす、あるいは現地生産体制を構築することで、低価格を可能な限り進めるとするのが日本企業の取り得る対策であろう。国内の水車発電機メーカーに対しヒアリングを実施したところ、水車発電機の中核部にあたる水車や、水車停止時の流路遮断に使用する入口弁など、製作に一定の技術を要する部品は品質保持のために国内生産を続けることが望ましいとの回答があったが、その他の補機にあたる配管材・流量計や設置工事等については現地の資材・労働力の利用が期待できるとのことであった。

「販売」分野において日本企業が挽回するためには、まず日本製水車の認知度を高める必要があると考えられる。日本の製品が高品質であるというイメージは漠然と抱かれてはいるが、現状、日本製水車の性能や信頼性が具体的に理解されているとは考えにくい。一方、中小規模の日本企業がたとえ優れた技術を持っていたとしても、単独での現地進出は資金調達の点からも困難であり、初期段階からの国内出資・金融機関等による積極的な資金支援も難航することが想定される。そのため事業構築の初期段階では、政府等の公的機関による補助金や事業実証支援などの制度を活用することで、技術的・経済的な両面から事業実施の地盤固めをすることが有効だと考えられる。それを足がかりに導入案件を増やし、マイクロ水力発電の必要性・有用性について理解浸透を促すことで、現地政府の政策支援を促し、さらには国内外の投資家の投資決断を促すというステップが求められる。

表 6-5 国内メーカーの改良点と弱み（再掲）



## 6.4 事業実施案

### 6.4.1 事業実施スキーム案

前節の事業方針検討から得られた日本企業の訴求点や弱点克服のための方策等を加味し、「事前診断や発電計画の作成、発電活動の運転管理・効果検証に至るまでの包括的なサービスを提供する『ESCO 型サービス企業』を中心とした民間ビジネス」を提案する。

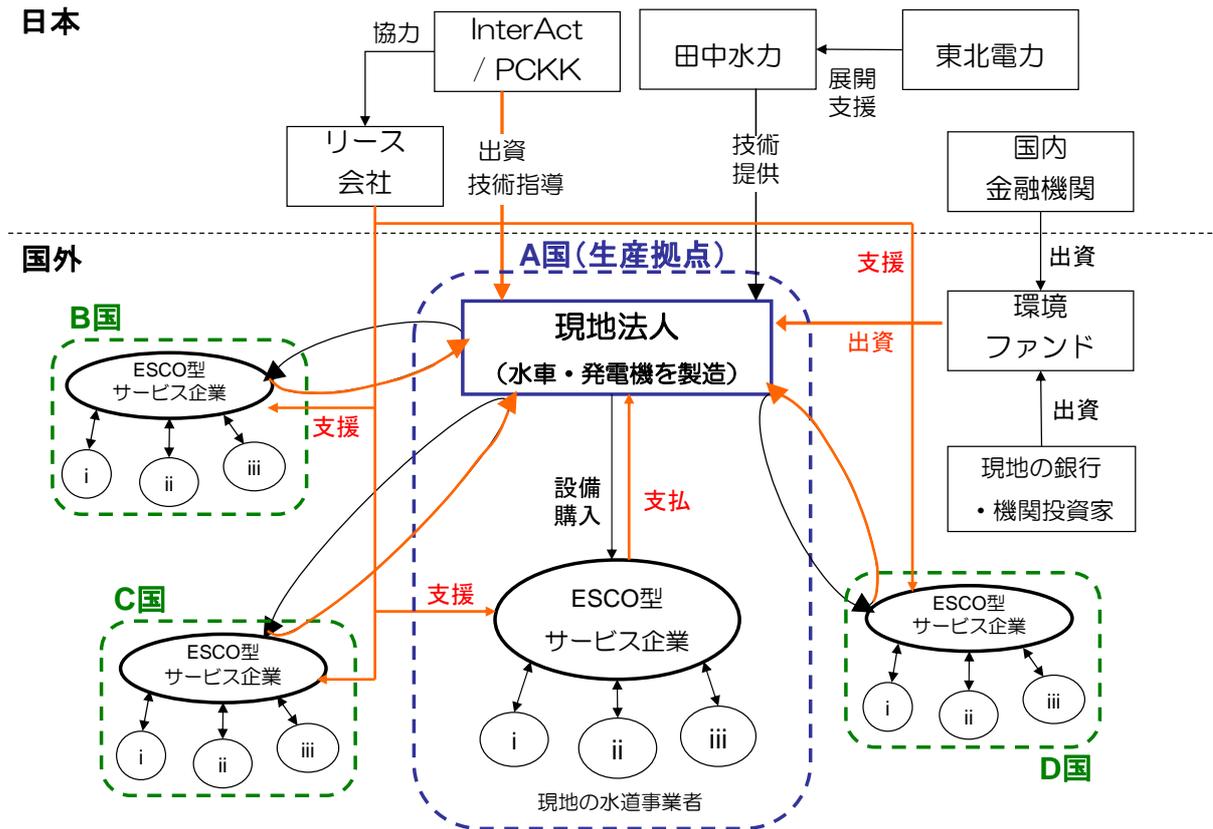


図 6-7 想定する事業実施スキーム案

中心となる「ESCO 型サービス企業」とは、発電計画の作成、設備投資・設備保有、運転管理、関連法手続き、発電効果の検証などといった包括的なサポートを行うサービス企業であり、省エネ効果に対して対価を受け取る ESCO 事業<sup>8</sup>と同種の収益システムをとることから「ESCO 型サービス企業」と名付けている。

本スキームにおける最終顧客は現地の水道事業者になるが、この最終顧客については以下の 2 つにセグメント化した。

<sup>8</sup> 省エネルギー技術の導入に関して包括的なサービスを提供するビジネスで、省エネルギー効果の保証により顧客の省エネルギー効果（メリット）の一部を報酬として受取る事業形式。省エネ診断や設備設計・設置、設備の保守管理、省エネ効果の保証・検証等のサービスを提供する。

a) 発電機購入のみを希望する水道事業者（最終顧客 A）

マイクロ水力発電設備の購入（設備設計・設置）のみを希望する事業者

b) 発電事業全体の支援を希望する水道事業者（最終顧客 B）

発電事業の事前診断、発電計画の作成、資金調達、発電設備の運転管理、発電効果の保証・検証等、発電機購入以外のサービスを希望する事業者

現地法人は、市場として想定する ASEAN 諸国の中の一カ国において設立し、近隣諸国へのアクセスの良さを活かした横展開を図る。この現地法人は発電機の製造・販売を担うが、上記のうち最終顧客 A に該当する水道事業者は、この現地法人から直接機器を購入する。これに対し最終顧客 B に該当する水道事業者は、「ESCO 型サービス企業」から希望するサービスを受け、そしてそのサービスに対する対価（＝サービス料）を「ESCO 型サービス企業」に支払うこととする。なお、提供サービスの詳細な範囲とそれにかかるサービス料については、「ESCO 型サービス企業」と最終顧客との契約時に取り決められる。

#### 6.4.2 実施運営体制案

上記の事業実施スキームにおいて、その中心的役割を果たす日本国側の主要企業の概要を以下に示す。なお、本プロジェクト実施体制案については、より効果的かつ効率的なプロジェクト実施を行うために、株式会社 InterAct や優良技術を保有する日本の中小企業により構成される「J-Team」の枠組みを生かして、今後より詳細に検討を行っていく。

a) 株式会社 InterAct / パシフィックコンサルタンツ株式会社

（想定する役割：出資・技術指導・スキーム構築 等）

株式会社 InterAct は、投資側・専門サービス提供側の双方から参画を行う企業であり、事業の構想段階から運営まで、事業のライフサイクルを通じてサービスを提供する。本事業において同社は、パシフィックコンサルタンツとの共同のもと、現地法人や ESCO 型サービス企業への出資とともに、当該事業の円滑な遂行に資する専門的見地から助言する立場を担う。

b) 田中水力株式会社

（想定する役割：マイクロ水力発電の技術提供）

同社が所有する最先端のマイクロ水力発電設備の現地生産体制を構築するため、当該設備の技術提供を行う。また、実際の設備導入や運営管理をより効率的・効果的に実施するための技術アドバイザーとしての役割も担う。

c) 東北電力株式会社

（想定する役割：事業スキーム展開支援）

日本国内有数の発電事業者として発電・売電事業に関するノウハウを元に、対象国における

再生可能エネルギーの普及支援、FIT 制度の構築支援など、本事業を対象国で円滑に実施していくための基盤整備における技術アドバイザーとしての役割を担う。

d) J-Team

(想定する役割：事業実現に向けた課題克服 等)

J-Team は優良技術を保有する日本の中小企業と InterAct が協力して、途上国の低炭素社会構築に貢献するための事業を、発掘から計画策定、資金調達、施工、運転管理まで一貫して取り組むための組織であり、本事業スキームを実現化するための課題に対する対策の考案等を行う。特に、マイクロ水力発電設備導入に際しての初期投資額の低廉化を進める役割を担う。

## 第7章 温室効果ガス排出削減ポテンシャル

### 7.1 温室効果ガス排出削減量の算定

#### 7.1.1 算定方法の検討

本調査で想定するプロジェクトを JCM 案件として大規模展開するためには、再生可能エネルギー電力技術や省エネ技術の導入による電力消費量削減と、それに起因した CO<sub>2</sub> 排出削減量を正しく算定する必要がある。本章では、再生可能エネルギーである水力・太陽光・風力と、省エネ技術の一部である高効率ポンプを浄水施設に導入するプロジェクトを対象とし、その排出削減量（リファレンス排出量とプロジェクト排出量）およびモニタリング手法について検討を行った。

#### (1) 排出削減量

排出削減量は、リファレンス排出量とプロジェクト排出量の差で計算される。

$$ER = RE - PE \quad (\text{式 1})$$

記号	単位	定義
ER	tCO <sub>2</sub> /年	排出削減量
RE	tCO <sub>2</sub> /年	リファレンス排出量
PE	tCO <sub>2</sub> /年	プロジェクト排出量

#### (2) リファレンス排出量

浄水場は一般的に系統電力を使用するため、「再生可能エネルギー導入による発電」と「省エネ設備導入による消費電力削減」を実施しない代わりに系統電力を使用することによる CO<sub>2</sub> 排出量がリファレンス排出量になる。

$$RE = RE_{RE} + RE_{ES} \quad (\text{式 2})$$

記号	単位	定義
RE <sub>RE</sub>	tCO <sub>2</sub> /年	再生可能エネルギー導入に関わるリファレンス排出量
RE <sub>ES</sub>	tCO <sub>2</sub> /年	高効率ポンプ設備導入に関わるリファレンス排出量

#### a) RE<sub>RE</sub> の算定方法

再生可能エネルギー導入に関わるリファレンス排出量は、プロジェクト実施時にマイクロ水力発電・太陽光発電・風力発電が発電する発電分を系統電力で補うことによる CO<sub>2</sub> 排出量であり、以下のように計算される。

$$RE_{RE} = (GE_{hydro} + GE_{Solar} + GE_{Wind}) \times CEF_{grid} \quad (\text{式 3})$$

記号	単位	定義
$GE_{hydro}$	kWh/年	プロジェクト実施時のマイクロ水力発電による発電電力量
$GE_{Solar}$	kWh/年	プロジェクト実施時の太陽光発電による発電電力量
$GE_{Wind}$	kWh/年	プロジェクト実施時の風力発電による発電電力量
$CEF_{grid}$	tCO <sub>2</sub> /kWh	グリッド排出係数

#### b) $RE_{ES}$ の算定方法

高効率ポンプ導入に関わるリファレンス排出量は、プロジェクト実施前のポンプ（以下、リファレンスポンプ）を使用することによる CO<sub>2</sub> 排出量であり、以下の式で計算される。

$$RE_{ES} = EC_{ES} \times CEF_{grid} \quad (\text{式 4})$$

記号	単位	定義
$EC_{ES}$	kWh/年	リファレンスポンプの電力消費量

途上国の浄水場は、一般的に水需要の増加に伴いその規模（処理容量や送水量）を拡張させる傾向にあることから、過去のデータの引用結果を用いてリファレンスポンプの電力使用量を把握することは望ましくない。そこで本検討では、プロジェクト実施期間中における高効率ポンプの稼働時間を参照しながら、リファレンスポンプを継続使用した場合の電力消費量を推定する。

$$EC_{ES} = t_{ES} \times RU_{ES,input} \quad (\text{式 5})$$

記号	単位	定義
$t_{ES}$	h/年	プロジェクト実施時における高効率ポンプの稼働時間
$RU_{ES,input}$	kW	リファレンスポンプの消費電力

リファレンスポンプを稼働させるための電動機入力は、ポンプの電動機出力と電動機効率から計算される下記の式により算定する。なお、リファレンスポンプの電動機出力については、途上国の浄水場でもほぼ確実に入手できることが現地調査結果より分かっている。

$$RU_{ES,input} = RU_{ES,output} / \rho_{ES} \quad (\text{式 6})$$

記号	単位	定義
$RU_{ES,output}$	kW	リファレンスポンプの電動機出力
$\rho_{ES}$	—	電動機効率

このときの  $\rho_{ES}$  は、発電機の種類や性能により様々な値を取り得るため、基本的には発電機を取り扱うメーカーの公表値を参照することとする。なお、万が一メーカー公表値が参照できない場合には、日本国内での配水ポンプ導入検討の際に一般的に用いられている 0.85 をデフォルト値とする。

### (3) プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、再生可能エネルギー導入に関わるプロジェクト排出量と「省エネ設備に関わるプロジェクト排出量の和で表される。

$$PE = PE_{RE} + PE_{ES} \quad (\text{式 7})$$

記号	単位	定義
$PE_{RE}$	tCO <sub>2</sub> /年	再生可能エネルギー導入に関わるプロジェクト排出量
$PE_{ES}$	tCO <sub>2</sub> /年	省エネ設備導入に関わるプロジェクト排出量

#### a) $PE_{RE}$ の算定方法

再生可能エネルギー導入に関わるプロジェクト排出量は基本的にはゼロである。ただし、モニタリングされる発電電力量の値から、パワーコンディショナーや流量計・日射計・風速計などの電子制御装置における電力使用量や、蓄電池の充放電ロス分が差し引かれていないのであれば、これによる排出量を以下の式を用いて算定する必要がある。

$$PE_{RE} = (\sum EC_{elec} + \sum EC_{battery}) \times CEF_{grid} \quad (\text{式 8})$$

記号	単位	定義
$\sum EC_{elec}$	kWh/年	プロジェクト実施時に接続している電子制御装置の電力総消費量
$\sum EC_{battery}$	kWh/年	プロジェクト実施時に接続している蓄電池の電力総消費量

#### b) $PE_{ES}$ の算定方法

高効率ポンプ導入に関わるプロジェクト排出量は、以下の式で計算される。

$$PE_{ES} = EC_{ES,PJ} \times CEF_{grid} \quad (\text{式 9})$$

記号	単位	定義
$EC_{ES,PJ}$	kWh/年	プロジェクト実施時のポンプの電力消費量

#### (4) モニタリング方法

プロジェクト活動では、以下に示すモニタリング項目がリファレンス排出量とプロジェクト排出量の算定に必要である。

##### 係数のモニタリング

パラメータ	内容	測定方法
CEF <sub>grid</sub>	グリッド排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /kWh]	初期値をプロジェクト開始直前に設定し、プロジェクト開始後は最新のデータを使用する。

##### 活動量のモニタリング

パラメータ	内容	測定方法（例）
GE <sub>hydro</sub>	プロジェクト実施時のマイクロ水力発電による発電電力量 [kWh/年]	実測データの信頼性を確保する検定等に合格した累積型電力量計を使用し、実測を行う。基本的には、周辺の電子制御装置における電力使用量や蓄電池の充放電ロス分を差し引いた値を測定する。もしこれらの消費電力量が差し引かれずに測定されている場合は、その消費電力量はプロジェクト排出量の活動量として測定されなければならない。
GESolar	プロジェクト実施時の太陽光発電による発電電力量 [kWh/年]	
GE <sub>Wind</sub>	プロジェクト実施時の風力発電による発電電力量 [kWh/年]	
ΣEC <sub>elec</sub>	プロジェクト実施時に接続している電子制御装置の電力総消費量 [kWh/年]	排出削減量の計算において、無視できないほど大きいと予想される場合、あるいは使用する電力計の値から差し引かれていない場合のみ測定を行う。設置したマイクロ水力発電設備の稼働に必要な機器（制御盤、パワーコンディショナー等）の電力消費量については、設備容量（仕様データ）×運用機器の稼働時間から算定する。（運用機器の稼働記録が入手不可能な場合には、発電設備の稼働時間による代替も認める。）
ΣEC <sub>battery</sub>	プロジェクト実施時に接続している蓄電池の電力総消費量 [kWh/年]	
EC <sub>ES,PJ</sub>	プロジェクト実施時のポンプの電力消費量[kWh/年]	実測データの信頼性を確保する検定等に合格した累積型電力量計を使用し、実測を行う。もしくは、稼働記録や営業時間と定格出力の積で求めてもよい。

## 7.1.2 モデル事業での温室効果ガス排出削減量

第4章で選定したモデルサイトにおけるモデルプロジェクトに対して上記の削減量算定方法を適用し、マイクロ水力発電・太陽光発電を導入することによるGHG削減効果を計算した。

表 7-1 モデル事業での GHG 排出削減量

モデルサイト	GHG 削減効果 (tCO <sub>2</sub> /年)		
	水力発電	太陽光発電	合計
Gunung Pulai 浄水場	154.8	10	164.8
Pulai 浄水場	1,066.5	-	1,066.5

## 7.2 温室効果ガス排出削減ポテンシャル

マレーシア各地域の浄水施設数やその地理条件・環境条件等をもとに、マレーシア全土に各種再生可能エネルギー・省エネ技術を展開した場合のGHG排出削減ポテンシャルの推計を行った。なお算定には、マレーシア政府公表値である0.689 tCO<sub>2</sub>/MWhを用いた。

### 7.2.1 マイクロ水力発電

マイクロ水力発電設備の導入に伴うGHG削減量の算定には、物理的条件を踏まえた設置可能性だけでなく、発電に使用できる流量・余剰水圧(有効落差)を精緻に調べる必要がある。特に余剰水圧は、浄水・配水施設と供給先(需要家)の位置関係や配水に伴う圧力損失などを考慮する必要があるため、測定機器で計測しない限り正確に把握することが難しい。従って、対象国全土へ普及させた場合の総発電量およびそれに起因したGHG排出削減量の正確な把握は困難であると考えられる。

そこで本調査では、以下のような仮説・条件設定を行った上で、GHG排出削減ポテンシャルを算定することとした。なお現実的には、物理的に設備が導入できない施設が当然あるため、ポテンシャルが過大評価された施設も存在する。その反対に、今回の推計以上の発電効果が見込める浄水場・配水池なども存在すると考えられるため、今回算定するポテンシャルはあくまで推計値として扱う必要がある。

#### <推計条件>

- 設備導入に関する物理的制約は考慮せず、マイクロ水力発電は全ての水処理施設に対して設置できるとした。
- 発電に使用する流量は、表 7-2 の浄水量(Production)を参照した。
- 発電に使用する余剰水圧(有効落差)は、各地域の地域特性(平坦地、山岳地などの標高)を踏まえ、地域毎に設定することとした。具体的には、海岸部に平野が広がり内陸部に急峻な山地が多く見られるマレーシアの地理特性を踏まえ、余剰水圧を確保する条件として次の2つを挙げた。そのうち「条件を1つだけ満たす州」「条件を2つとも満たす州」のそれぞれに対し、地域特性として有効落差

10m、20m をそれぞれ与えた。なお、いずれの条件も満たさない州に対しては有効落差 0m を与えることで、便宜的かつ保守的に、マイクロ水力発電の導入ポテンシャルなしと評価した。

1. 海岸域(平野部)の割合が少なく、高度 1000m 以上の山地が域内に多く観測されること
  2. 州の中心部(中心都市)に高度 1000m 以上の山地が隣接していること
- ・ 水車発電機の総合効率率は 72%(うち水車効率 80%、発電機効率 90%)とした。

表 7-2 稼働中の上水施設

出所 : Malaysia Water Industry Guide, 2013 (The Malaysian Water Association)

State	2011				2012			
	No. of Operational Treatment Plants	Treatment Plants Design Capacity	Production	Reserve Margin	No. of Operational Treatment Plants	Treatment Plants Design Capacity	Production	Reserve Margin
		(MLD)		%		(MLD)		%
Johor	44	1,787	1,528	14.5	44	1,787	1,583	11.4
Kedah	33	1,251	1,237	1.1	34	1,293	1,292	0.1
Kelantan	32	405	403	0.6	32	411	406	1.3
Labuan	4	98	54	45.2	6	104	59	43.3
Melaka	8	506	455	10.0	8	550	478	13.0
N. Sembilan	22	790	742	6.1	22	790	797	(0.9)
Pulau Pinang	10	1,387	951	31.4	10	1,387	964	30.5
Pahang	76	1,203	1,079	10.3	80	1,300	1,089	16.2
Perak	46	1,740	1,109	36.3	46	1,789	1,155	35.5
Perlis	5	289	191	33.7	5	289	211	26.9
Sabah	51	1,107	989	10.7	55	1,230	1,057	14.0
Sarawak	84	1,459	1,083	25.8	84	1,459	1,107	24.1
Selangor	33	4,477	4,143	7.5	34	4,606	4,323	6.2
Terengganu	13	923	599	35.1	13	906	623	31.2
<b>MALAYSIA</b>	<b>461</b>	<b>17,421</b>	<b>14,564</b>	<b>16.4</b>	<b>473</b>	<b>17,901</b>	<b>15,145</b>	<b>15.4</b>

上記の条件に従い推計を行った結果、マイクロ水力発電の展開による GHG 排出削減量は年間 46,255tCO<sub>2</sub>と推計された。地域別の削減量を表 7-3 に示す。

表 7-3 マイクロ水力発電の展開による GHG 排出削減量

地 域	流 量 (m <sup>3</sup> /日)	出 力 (kW)	年間総発電量 (MWh/year)	GHG 排出削減量 (t-CO <sub>2</sub> /year)
Johor	1,583,000	0	0	0
Kedah	1,292,000	1,055	8,780	6,049
Kelantan	406,000	332	2,763	1,904
Labuan	59,000	96	799	551
Melaka	478,000	0	0	0
N.Sembilan	797,000	1,302	10,835	7,465
Pulau Pinang	964,000	0	0	0
Pahang	1,089,000	889	7,398	5,097
Perak	1,155,000	0	0	0
Perlis	211,000	0	0	0
Sabah	1,057,000	863	7,182	4,948
Sarawak	1,107,000	0	0	0
Selangor	4,323,000	3,530	29,377	20,241
Terengganu	623,000	0	0	0
計	15,144,000	8,067	67,134	46,255

## 7.2.2 太陽光発電

太陽光発電は、基本的にパネル設置のためのスペースさえ確保できれば発電が可能である。浄水施設は一般的に広大な面積を有しており、さらに場水槽・貯水槽上蓋部や管理棟の屋根などが利用可能なケースなどを踏まえると、設置スペースの確保はさほど問題にならない場合が多い。従って太陽光発電の導入に伴うGHG削減ポテンシャルは、本質的には、各水道事業者のニーズ次第で大きく変動すると考えられる。

そこで本調査では、以下のような仮説・条件設定を行った上で、GHG排出削減ポテンシャルを算定した。なお現実的には、電力の使用状況から設備導入を望まない事業者、あるいは今回の推計以上のパネル設置を望む事業者も存在すると考えられるため、今回算定するポテンシャルはあくまで推計値として扱う必要がある。

### <推計条件>

- ・ 第5章の事業性評価と同条件の太陽光パネルを設置する。
- ・ 敷地内に設置可能なパネルの枚数は浄水場の規模によると考えられるため、パネル設置面積は浄水場の処理容量に比例すると仮定した。具体的には、ベトナムの<sup>9</sup>モデルサイトである ThuDucBOO 浄水場が処理容量 340,000m<sup>3</sup>/日に保有しつつ、最大 2840kW 相当のパネル設置が想定できた事例

<sup>9</sup> 本調査はベトナム・マレーシア・インドネシアを対象にした3カ国調査であるが、各国の太陽光発電設備の導入ポテンシャルを横並びで比較するため、「ベトナムのモデルサイトを基準とした」推計条件で統一することとした。

から、これとマレーシア各地域の処理容量とを比較することで、各地域に設置可能なパネル枚数を推計した。

- ・ パネル一枚の出力は、マレーシア各州の日射量に比例して増減することとした。

表 7-4 各地域の日射量

出典: Utilization Photovoltaic Plan for Energy Conservation and Decrease CO2 in Universiti Teknologi Malaysia (Internatinal Journal of Engineering Research & Technology (IJERT))

観測都市		平均日射量 (kWh/m <sup>2</sup> /日)	観測都市		平均日射量 (kWh/m <sup>2</sup> /日)
1	Kuching	1470	9	Kota Baru	1705
2	Bandar Baru Bangi	1487	10	Kuala Terengganu	1714
3	Kuala Lumpur	1571	11	Ipoh	1739
4	Petaling Jaya	1571	12	Taiping	1768
5	Seremban	1572	13	George Town	1785
6	Kuantan	1601	14	Bayan Lepas	1809
7	Johor Baru	1625	15	Kota Kinabalu	1900
8	Senai	1629	-	-	-



図 7-1 日射条件の分割区分

(平均日射量が 1500~1700kWh/m<sup>2</sup>/日の地域を橙色で表示。  
それより高い地域・低い地域をそれぞれ赤色・青色で表示)

CIA world factbook を基に作成

上記の条件に従い推計を行った結果、太陽光発電の展開による GHG 排出削減量は年間 87,000tCO<sub>2</sub>と推計された。地域別の削減量を下表に示す。

ただし、太陽光発電は余剰スペースを利用する点において風力発電と設置条件が等しく、そのため実際の導入にあたっては現地の日射環境と共に風環境も踏まえた上で事業性のより高い発電方法が選定されるべきである。本検討の推計値は、マレーシア全土の浄水場が持つ余剰スペースを推定し、そのスペースを全てパネル設置に利用したケースを想定したものであることに留意する必要がある。

表 7-5 太陽光発電の展開による GHG 排出削減量

地 域	処理容量 (m <sup>3</sup> /日)	パネル出力 (kW)	年間総発電量 (MWh/year)	年間 GHG 排出削減量 (t-CO <sub>2</sub> /year)
Sarawak	1,459,000	9,439	9,410	6,484
Selangor	4,477,000	30,402	30,310	20,884
N.Sembilan	790,000	5,465	5,449	3,754
Pahang	1,203,000	8,476	8,451	5,823
Johor	1,787,000	12,795	12,757	8,790
Kelantan	405,000	3,039	3,030	2,088
Terengganu	923,000	6,962	6,941	4,783
Perak	1,740,000	13,428	13,387	9,224
Pulau Pinang	1,387,000	10,969	10,936	7,535
Sabah	1,107,000	9,256	9,229	6,359
Kedah	1,251,000	9,827	9,798	6,751
Perlis	289,000	2,270	2,263	1,560
Lubuan	98,000	819	817	563
Melaka	506,000	3,501	3,490	2,405
計	17,422,000	126,650	126,270	87,000

### 7.2.3 風力発電

マレーシアにおいて風力発電を展開した場合の GHG 排出削減ポテンシャルについて考察を行った。マレーシアは南西モンスーンの影響があり季節的に風速が増す時期はあっても、年間を通した風況は優れているとは言いがたい。こうした背景を踏まえ本検討では、低速域でのカットイン性能に優れた Zephyr9000 (ゼファー株式会社) を設置する条件で、検討を行うこととした。

この風車の想定発電量(メーカー発表値)を表 7-6 に示す。風車の安定稼働あるいは発電事業の採算性を考慮した場合、平均風速は少なくとも 4.5m/s 以上が必要、可能であれば 6.0m/s が望ましいと考えられる。

表 7-6 ゼファー製風車(Zephyr9000)の年間発電量

出典:ゼファー株式会社ウェブサイト

年間平均風速 (m/s)	想定発電量 (kWh/year)
3	-
4	4,962
5	9,167
6	13,653
7	17,877
8	21,582

一方で、マレーシアの風環境は下図のとおりであり、年間平均が 4.5m/s を超える地域は極めて少ないと考えられる。たとえば風況のよい山間地などに浄水場が建設されている場合はこの限りではないが、全土への展開可能性という意味では、マイクロ水力や太陽光に比べかなり低いと思われる。以上のことから、風力発電による国土全体の GHG 排出削減ポテンシャルについては、評価を行わないこととした。

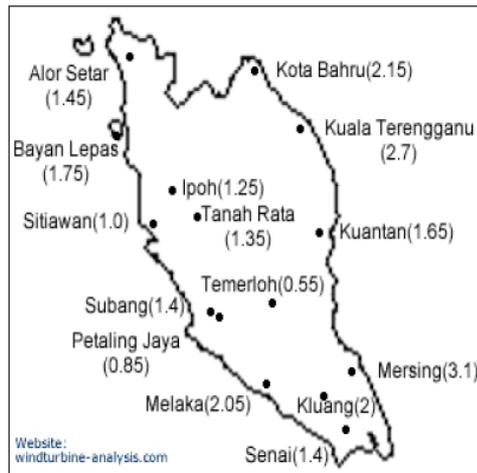


図 7-2 マレーシアの風環境 (単位: m/s)

出典: Windturbine-analysis.com website

#### 7.2.4 省エネ技術

浄水場における代表的な省エネ技術であるインバータ制御方式を導入した際の GHG 削減ポテンシャルを評価した。

送水ポンプへのインバータ導入を想定し、浄水場の単位水量あたりの電力消費量を他国の事例から 0.35kWh/m<sup>3</sup> と設定する。次の通り評価する。

なおグリッド排出係数は、マレーシア政府公表値である 0.689 tCO<sub>2</sub>/MWh を用いた。

マレーシア国における水道給水量の総量：5,527,560,000m<sup>3</sup>/年

ベースとなる電力消費量

全ての送水施設にインバータ制御が導入されていないことを想定し、日本全国の電力原単位(0.500kWh/m<sup>3</sup>)<sup>10</sup>にベトナム国における水道給水量の総量を乗じて算定

$$0.500\text{kWh/m}^3 \times 5,527,560,000\text{m}^3/\text{年} = 2,763,780 \text{ MWh}/\text{年} \quad (1)$$

インバータが導入された際の電力消費量

総給水量の30%を送水する施設にインバータが導入されたと想定し、その電力原単位(0.35kWh/m<sup>3</sup>)にマレーシア国における水道給水量の総量を乗じて算定

$$\begin{aligned} &0.35\text{kWh/m}^3 \times 5,527,560,000\text{m}^3/\text{年} \times 0.3 \\ &+ 0.500\text{kWh/m}^3 \times 5,527,560,000\text{m}^3/\text{年} \times 0.7 = 2,515,040 \text{ MWh}/\text{年} \quad (2) \end{aligned}$$

インバータ導入による電力の削減量 (1)-(2)

$$2,763,780 \text{ MWh}/\text{年} - 2,515,040 \text{ MWh}/\text{年} = 248,740 \text{ MWh}/\text{年}$$

これより、GHG削減ポテンシャルは、

$$248,740 \text{ MWh}/\text{年} \times 0.689 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 171,382 \text{ tCO}_2/\text{年}$$

と推算される。

---

<sup>10</sup> 水道技術センター 水道ホットニュース第401号 2014年2月7日

## 第8章 今後の展開

### 8.1 本調査のまとめ

本調査では、途上国の既存の上水供給施設に再生可能エネルギー発電と省エネ技術を組み合わせ導入することで、電力グリッドからの電力消費量削減とそれに起因した GHG 排出量を削減する事業を想定し、その実現可能性を検証した。

まずイスカンダル地区の水道事業者である SAJH への聞き取り結果からモデルサイト候補として確認された 3 カ所の浄水場を対象に、再生可能エネルギー発電や省エネ設備の導入可能性を調査した。その後、マイクロ水力発電設備と太陽光発電システムの導入が有望視された Gunung Pulai 浄水場と、マイクロ水力発電設備の導入が有望視された Pulai 配水池をモデルサイトとして選定し、これらの設備の導入に向けた詳細検討を行った結果、技術的観点からは導入に向けた障害がないことを確認した。一方、事業性評価の結果から、Pulai 配水池でのマイクロ水力発電事業については優れた事業性を持つと評価することができたが、Gunung Pulai 浄水場でのマイクロ水力発電および太陽光発電を用いた発電事業については現時点での事業性確保が難しいことがわかった。ただし、当該国における FIT 制度の適用や補助金制度の将来的な導入、日本国内での再生可能エネルギー市場の活性化を反映した機器製造コストの低減などの効果を踏まえた場合、事業性評価結果は好転する。このことから、現地生産体制の構築まで見据えた設備製造コストの削減、現地政府による支援政策の導入を促進することができれば、事業化は十分に実現可能であると判断された。こうした状況把握や、事業方針の検討結果から得られた日本企業の訴求点・弱点克服のための方策等を踏まえ、本調査では「事前診断や発電計画の作成、発電活動の運転管理・効果検証に至るまでの包括的なサービスを提供する『ESCO 型サービス企業』を中心とした民間ビジネス」を提案した。

また本調査では、水力・太陽光・風力発電と高効率ポンプを浄水施設に導入するプロジェクトを対象に、その排出削減量の算定手法を検討した。さらに、同様のプロジェクトを途上国全土に展開した場合の GHG 排出削減ポテンシャルを、各地域の浄水施設数やその地理条件・環境条件などを基に推計した。その結果、水力発電と太陽光発電が特に高いポテンシャルを示すことがわかった。省エネ設備についても一定の評価値が得られたが、より精緻な推定を行うためには、マレーシア各地にある浄水場の省エネ設備の導入率を把握する必要がある。

### 8.2 今後の展開

#### 8.2.1 事業化に向けたスケジュール案

本調査の結果を踏まえ、将来の事業化実現に向けた今後のスケジュールを提案する。

本調査において提案する事業スキームは、発電事業の事前診断・発電計画作成・設備運転管理・効果検証などの包括的なサービスを提供する『ESCO 型サービス事業者』を核とした民間ビジネスである。本スキームは民間ビジネスとして展開する以上、基本的には事業から得られた収益か

ら運用資金を捻出することを最終目標とするが、現地生産体制の構築や現地政策支援の整備などといった事業性確保策を実現するためには、ある程度の期間と費用を必要とする。そのため事業基盤が十分な規模に拡充され安定した資金繰りが実現化するまでは、日本側や対象国側の機関投資家からの投融資あるいは環境ファンド等の出資を資金源とする。また、その間のスキーム構築のため、以下のような段階的手順を踏むこととする。

#### 1) 第一フェーズ

今年度調査ではマイクロ水力発電設備の海外展開のための事業スキームを提案したが、次年度の第一フェーズでは、本スキームを取り巻く事業環境について、マクロ環境とミクロ環境の両面からより詳細に調査を行うこととする。そして、このスキームを実現する上で障壁となる課題をより具体的に抽出・分析し、対応策を検討する。これに並行して、将来の顧客となるマレーシア各地域の水道事業者や自治体と協議を行い、本スキームに対する理解促進と協力を仰ぐ。また、本スキーム実現のための当面の対策である「機器導入コストの削減」「現地政策支援の促進」の実現のため、日本国内の発電メーカーや対象国政府の関連省庁との協議をそれぞれ進める。その後、本スキームに関心を示す融資/出資元の調査および調達経路の提案についても、このフェーズ内で実施することとする。

モデルプロジェクトについては、日本製品の技術実証や当該技術に関する現地の理解促進のために必要なプロセスとして、第二フェーズでの実施を想定する。第一フェーズでその実現に向けて、現地水道事業者と協議しながら具体的な事業計画・資金計画の作成を進めることとする。

#### 2) 第二フェーズ

第二フェーズでは、現地生産・販売体制や ESCO 型サービス企業の事業体制の構築を行う。更に、モデルプロジェクトを実施することにより技術的・経済的有用性を実証することで、対象国の理解促進に繋げることとする。

現地生産・販売体制や ESCO 型サービス企業の事業体制の構築にあたっては、第一フェーズで選定した金融機関や機関投資家、環境投資ファンドと協議を行い、ビジネス設立資金の調達先を確保から始める。また、現地法人を設立する国・地域の決定、資機材調達経路の選定、生産・販売ライセンス等の取得といった関連手続きも順次進めていく。一方、現地政府による支援政策として想定する FIT 制度の拡充についても、対象国政府と具体的に協議を進めることで実現化を図る。これに加え、第一フェーズで実施する水道事業者との協議成果を活用し、対象各国内に点在するポテンシャルサイトを更に発掘していくことで、将来的な横展開に向けた基盤整備を進める。

また、この第二フェーズではモデルプロジェクトを実施する。現地政府や現地水道事業者との十分な協議を経たこのタイミングで技術的・経済的有用性を実証することにより、本事業に対する水道事業者の更なる理解促進や、現地政府の政策支援の可能性が一層高まると考えられる。

第二フェーズにおける体制整備およびモデルプロジェクト実施の資金源としては、日本国側からの資金として JCM の枠組下での補助事業資金や「一足飛び型発展の実現に向けた資金支援」、あるいは JICA の海外投融資などを想定している。また対象国側政府からも、再生可能エネルギー活用促進事業に対する補助金や優遇措置、JCM の枠組下での資金供与などを想定する。

表 8-1 事業化に向けたスケジュール案

実施項目		2014		2015		2016～
		上半期	下半期	上半期	下半期	
第一 フェーズ	<b>1. 事業化に向けた詳細検討（事業戦略の立案）</b>					
	事業（経済・技術・競合・社会）環境の詳細調査	■				
	スキーム実現の向けての障壁・課題の抽出		■			
	上記の障壁・課題の解決策の検討		■			
	現地水道事業者との協議	■	■			
	コスト削減策に関する国内メーカーとの協議	■				
	現地政策支援に関する現地政府との協議	■	■			
	事業資金調達計画の作成		■			
	事業可能性の再評価		■			
	<b>2. モデルプロジェクトに向けた詳細検討</b>					
	事業計画・資金計画の作成	■				
	対象サイトの水道事業者との協議		■			
	導入設備の詳細設計		■			
	設備補助事業のスケジュールの作成		■	■		
第二 フェーズ	<b>3. 事業体制の構築</b>					
	現地生産・販売体制の構築計画の作成			■	■	
	現地支援政策の整備支援			■	■	
	出資/融資の調達先の確保				■	■
	ESCO 型サービス企業の起業計画の作成			■	■	
	<b>4. モデルプロジェクトの実施</b>					
	導入設備の製造			■	■	
	設備の運搬及び据付・試験運転				■	
	設備稼働開始				■	■
	設備導入効果の検証				■	■
事業計画の達成状況の検証				■	■	
事業化 移行期	<b>5. ESCO 型サービス企業による事業の開始</b>					
	現地生産・販売体制の構築				■	■
	出資/融資の調達				■	■
	ESCO 型サービス企業の事業開始				■	■

### 8.2.2 モデルプロジェクト計画

前節の事業化スケジュールを踏まえ、次年度以降の設備補助事業の中でモデルプロジェクトを実施することを想定し、それに向けた事業計画を提案する。

第一フェーズでは、モデルプロジェクトの実施に向けた詳細検討を行う。具体的には、今年度調査で発掘したモデルサイトを管理する水道事業者と協議を行い、詳細な事業計画・資金計画の作成に取り組む。その上で、国内メーカーの協力を得ながら導入設備の詳細設計を行い、プロジェクト全体のより細かいスケジュール作成を進める。

第二フェーズでは、モデルプロジェクトを実施する。第一フェーズにおいて詳細設計された設備の製造を進め、それが完了し次第、輸出・据付設置・試運転実施と順次実施する。その後、設備稼働とモニタリングを開始する。ただし、マイクロ水力発電設備のように海外生産体制が整っていない技術・製品については、このフェーズの中で現地生産することは準備期間との関係で難しいと思われる。そのためモデルプロジェクトでは、当該設備は日本国内で製造して現地に運搬することとする。モデルプロジェクトの期間中は、設備導入効果の検証や事業計画の達成状況の確認を定期的実施することで、導入した日本製品の技術的・経済的有用性を実証することとする。

表 8-2 モデルプロジェクト計画（四半期毎に記載）

実施項目		2014				2015				2016～
		一期	二期	三期	四期	一期	二期	三期	四期	
第一 フェーズ	モデルプロジェクトに向けた詳細検討									
	事業計画・資金計画の作成		■							
	水道事業者との協議			■						
	導入設備の詳細設計				■					
	設備補助事業のスケジュール作成			■	■	■	■			
第二 フェーズ	モデルプロジェクトの実施									
	導入設備の製造					■	■			
	設備の運搬及び据付・試験運転							■		
	設備稼働開始								■	■
	設備導入効果の検証								■	■
	事業計画の達成状況の検証								■	■

## 資料 1 : ADC 解説資料「ADC 技術の浄水場内電力系統への適用を検討するにあたっての考え方」

### 1. ADC の概要

#### 1-1 ADC の原理

ADCは、再生可能エネルギーの導入拡大に伴う電力系統の設備・運用高度化対策にかかるコストの抑制が大きな課題となっている中、これを安価に次期送配電網からスマートグリッドを構築するに至るまでのベース技術として位置づけ、通研電気工業（株）が研究を行ってきたもので、現在は制御系の設計を終了し、太陽光発電設備のパワーコンディショナ（PV-PCS）やインバータ製品等への適用段階に入っている。

ADCは、個別機器毎にそれぞれの設置点での電圧偏差と周波数偏差を検出し、それに基づいて被制御機器出力調整用の制御信号を生成する。被制御機器はその信号と運転中のベース出力をもとに有効電力出力を制御するシステムである。需要機器の場合には周波数・電圧上昇（低下）時には消費電力が増加（減少）し、系統の周波数・電圧の上昇（低下）を抑制できる。この方式は、需要家に出力変動が認識されにくい機器、例えば、電気自動車蓄電池等のエネルギー貯蔵装置、貯水槽ポンプ、ヒートポンプ式温水器等の他、出力変動の大きいPV等の分散電源を適用対象とする。

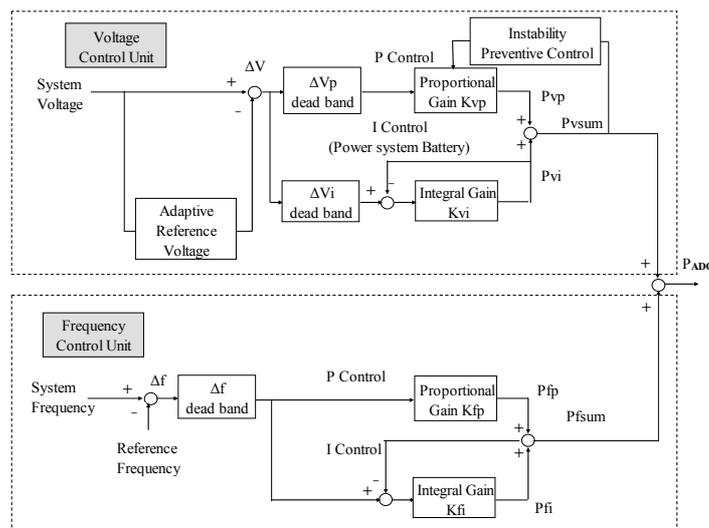


図1 ADCのシステム構成

#### 1-2 ADC制御系構成

ADCのシステム構成を図1に示す。電圧は比例制御方式、周波数は比例積分制御方式を基本とする。大規模系統連系時および自立運転時ともに電圧・周波数併用方式とし制御系定数設定も同一値とするが、周波数制御方式を比例積分方式とすることで、周波数異常時には電圧制御より周波数制御による出力制御の重みが増大するしくみにしている。例えば、蓄電池の電圧制御においてはエネルギー蓄積量が小さく電圧制御効果が得られる比例方式が費用対効果で有利である。シミュレーション波形の周波数スペクトラム解析では、1,000sec以下の時間領域で周波数変動を抑

制しており、直接周波数制御を行わなくてもADC電圧制御のみでGF<sup>11</sup>・LFC<sup>12</sup>領域での周波数変動抑制効果が得られる。図2にシミュレーション結果、図3に実際にリチウムイオン電池を製作し制御実験した結果を示す。

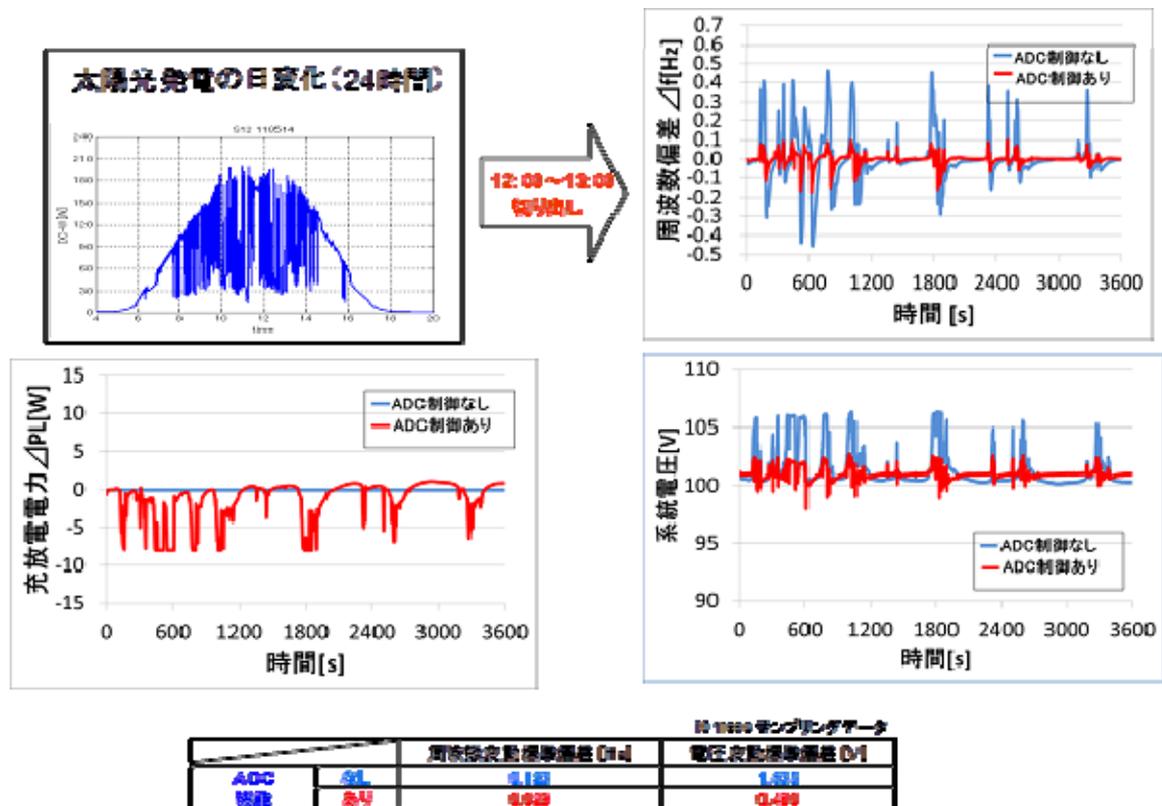


図2 シミュレーション結果の一例

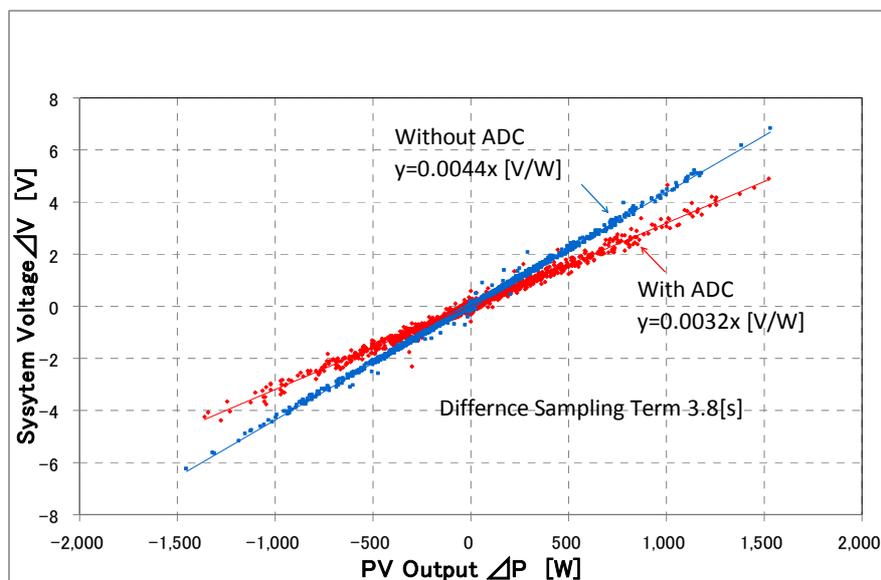


図3 ADC搭載3.6kWリチウムイオン電池による電圧変動抑制実験結果

<sup>11</sup> 発電機が回転数変動を感知し、適正周波数(回転数)を維持するよう自動的かつ瞬時に回転数を制御する方式  
<sup>12</sup> 系統の周波数偏差を検出し発電所出力を自動制御することにより周波数を維持する方式

図 2 は ADC 制御によって電圧・周波数の変動が短時間領域で抑えられていることが見て取れる。図 3 では蓄電池を ADC で制御することにより、PV の出力変動に対する系統変動幅が小さく抑えられていることが分かる。

## 2. ADC の浄水場内系統への適用目的

### 2-1 PV が連系される系統における電圧安定化

基本的には電圧変動の大きさは、PV の出力変動量、事前の負荷潮流の重さ、接続地点、系統のインピーダンス等により異なる。特に PV の接続地点によって様相が大きく異なる。図 4 に一般的な系統構成を示す。

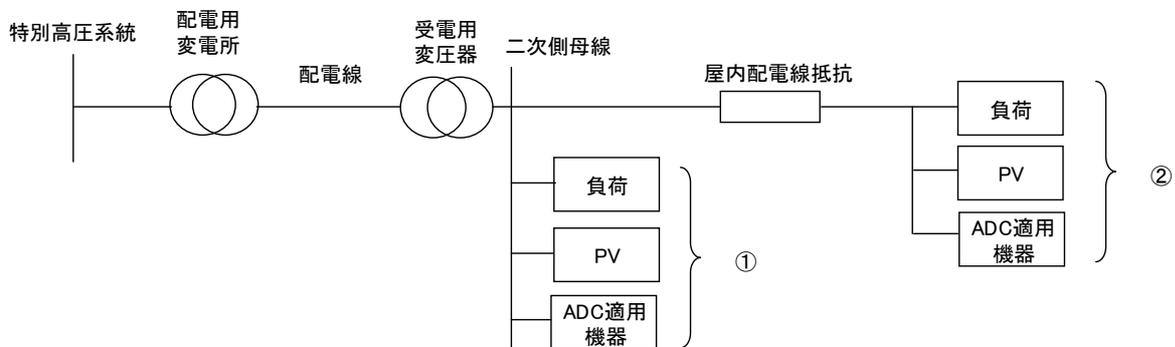


図 4 ADC 適用系統構成図

図 4 で、①は PV が浄水場受電用変電所二次側母線の至近箇所に設置される場合、②は PV が屋内配電系統を介して設置される場合を示す。①では、PV による電圧変動は、受電用変電器を含めて上位系統（配電系統、特別高圧系統）のインピーダンスにより左右される。ここでは PV 連系に伴う無効電力変動による電圧変動は無視し、有効電力変動のみについて考慮する。上位系の抵抗分を  $r$ 、PV の有効電力変動を  $\Delta P$  とすれば、電圧変動は、 $\Delta V = r \cdot \Delta P$  で表され、上位系統が特別高圧系統であれば  $r$  は小さく（リアクタンス  $x$  の 1/10 程度）、電圧変動は小さい。一方、上位系統が配電系統の場合では、抵抗分が大きく（リアクタンス  $x$  と同程度）、配電線の太さと配電用変電所からの距離に応じて有効電力変動に伴う電圧変動が大きくなる。その度合いに応じて ADC の必要性が異なる。

次に、②の多くの場合においては、屋内配電系統の抵抗分が大きいため、電圧変動が大きくなり、ADC を PV に設置し発電抑制、ないし ADC の蓄電池等、可制御負荷への設置により電圧変動を抑制することによる効果が期待できる。

このように、PV の位置や系統構成によって電圧変動が異なり、ADC の電圧抑制効果が左右される。なお、大型 PV の場合は、力率（無効電力）制御が可能なものが一般的であるので、ADC による出力抑制が必要かは個別に検討する必要がある。

## 2-2 逆潮流なしを制約条件とする系統における電圧安定化

逆潮流なしを制約条件とする場合、潮流および PV 出力を監視し、それに基づいた PV 出力抑制を行うあるいは蓄電池を充電するシステムが必要となる。数箇所の監視地点から PV 抑制量ないし蓄電池充電量などの出力制御量を演算し、通信手段を用いてそれらの制御量を伝送しなければならない。高速通信できない場合には、ある程度マージンをみて潮流を低めに維持できるよう、負荷の大きさ見合いで PV 並列容量を選択しながら運転することとなる。

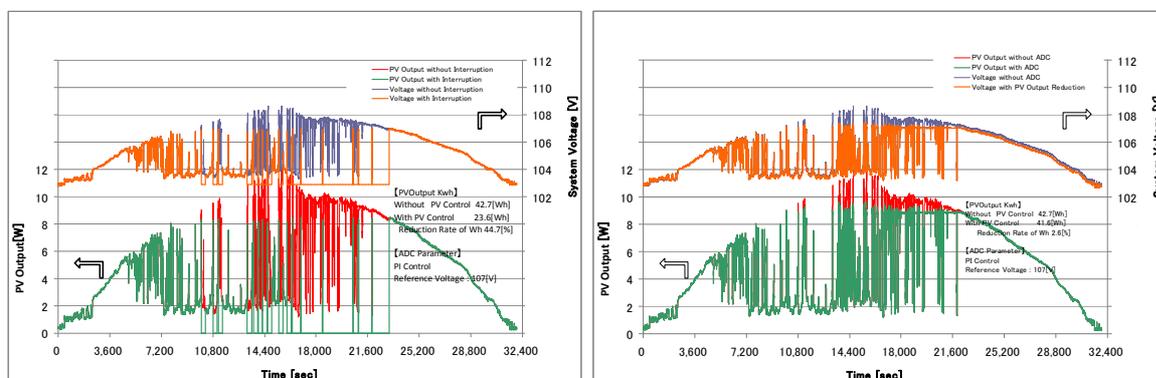
電圧変動を一定範囲内に抑えるためには、それらのシステムに ADC 機能を付加するシステム構成となる。情報伝送速度により制御可能な時間領域が決まるが、通常は分オーダー以上のベース出力制御をすることになり、分オーダー以下の短時間領域での電圧変動に対応するためには、ADC 信号をベース出力信号に付加して、可制御負荷の制御をすることになる。

## 2-3 自立運転系統における周波数・電圧安定化

自立運転系統では、負荷容量に対する PV 導入容量比率で電圧や周波数変動の水準が異なる。この場合、長時間領域よりも短時間領域（数十分以下）での電圧・周波数が問題となる。許容値を超える場合には、ADC 機能を有する機器を適用することが適切であり、電圧・周波数とも安定化できる。ADC の制御方式として、電圧・周波数併用制御方式が最も抑制効果大きい。被制御機器が蓄電池の場合には、比例制御・比例積分制御とでエネルギー蓄積量が数倍異なることもあるため、いずれを適用するかは経済性と周波数・電圧抑制効果の兼ね合いでの判断が必要となる。

## 2-4 電圧上昇時の PV 利用率低下抑制

浄水場に PV を設置する場合、PV が電圧上昇で停止することのないように制御することで、PV 利用率を極力高めることが望ましい。PV 運転において電圧が上昇し、上限値を超過する場合、PV の多くは一旦停止すると再起動まで 5 分程度を要するものが多いため、その頻度が多い場合には利用率が大幅に低下することが懸念される。ADC の PV 出力抑制機能を使用することにより、運転停止を回避できる確率が高くなるため、PV 利用率は向上する。図 5 に配電線に負荷容量 (2,000kW) に対して 20% (400kW) の PV が配電線の末端に設置されたケースでのシミュレーション例を示す。



(1)ADC なしの場合の PV 運転状況、電圧変動

(2)ADC ありの場合の PV 運転状況、電圧変動

図 5 ADC 適用による PV 利用率の向上

電圧上限を超えずPVがフルに発電できた場合の発電電力量を100%とすれば、ADCなしで電圧上昇が頻繁に発生し発電停止する場合、この間の利用率は55.2%まで低下するが、ADC設置の場合には出力抑制を伴うものの運転停止を回避できるため、利用率は97.5%とADCなしに比べて約1.8倍に増加する。また、蓄電池を併用した場合には、多くのケースにおいて更に利用率が向上する。PV設置の費用対効果を高めるためには、電圧上昇が頻繁に発生する系統においては、PV利用率が向上できるPVへのADC機能の付加やADC機能付の蓄電池設置が推奨される。

### 3. ADC 適用対象設備

以上のことから、ADC 適用により効果が得られる系統・設備について整理すると次のようになる。

#### (1) 対象系統

##### a. 大規模系統内への連系設備

配電系統のように線路の抵抗分が大きく、有効電力による電圧変動が比較的大きい系統の中間付近から末端にかけて変動発生源や可制御負荷が位置する場合、そのような系統において、再生可能エネルギーの比率が比較的高く、電圧変動が許容値を超えるケースが ADC 適用対象となる。特別高圧系統は抵抗分が小さいため、ADC による有効電力制御機能の電圧変動抑制効果は小さい。なお、周波数変動に関しては大規模系統と連系されている場合には、その系統周波数に同期することから、ADC が全系設備に適用されていれば別であるが、個別地点単位での ADC 適用の場合については考慮の必要はない。

##### b. 自立運転系統

PV 導入比率が小さくても電圧・周波数ともに不安定となるケースが多いことから、ADC 適用の効果が期待できる。電圧・周波数制御を併用する方式が適切である。

#### (2) 対象電源

PV など再生可能エネルギーの制御方式として、力率（無効電力）制御機能がなく、電圧変動を抑制するための手段が有効電力（出力）抑制のみとなる場合、つまり力率がほぼ 1 で固定の PV 等。電圧上昇により PV が停止する頻度が高い場合には、PV に ADC を付加することにより、PV の利用率を向上させることが可能である。

#### (3) 対象負荷

ADC により負荷調整しても機器を利用する需要家の利便性に大きな影響を与えない機器（例えば配水用大型モーター、蓄電池等）を対象とする。

#### 4. 本調査における ADC 適用検討手順

ADC 適用の具体的手順ならびに検討するにあたっての前提条件は以下のとおりである。

##### 4-1 電力会社の周波数・電圧に関する規制と対策必要性の判断基準の設定

今回、ADC が必要と考えられるインドネシア、ベトナムの系統運用基準を参考に対策の必要性を判断した。

表 1 インドネシア、ベトナムにおける系統運用基準

	インドネシア	ベトナム
周波数	49.5Hz～50.5Hz (定常時)	49.8Hz～50.2Hz (定常時)
	47.5Hz～52.0Hz (事故時)	49.5Hz～50.5Hz (事故時)
電 圧	-10%～+5% (20～150kV)	-5%～+10% (110～220kV)
	-5%～+5% (500kV)	-5%～+5% (500kV)

上記系統連系基準を踏まえつつ、本調査においては各サイトの実情も勘案して、対策の必要性について判断する。系統連系時は上記の定常時を基準とし、自立運転時は事故時を基準とするが、自立運転については長時間（8 時間程度）継続することも考慮しつつ、経済性も視野にいれること、また周波数については、平常時の 2 倍、事故時の 1/2 程度の $\pm 1\text{Hz}$ 水準を維持することを基本とした。ただし自立運転期間が数時間と短い場合や、経済性との兼ね合いから、周波数については $\pm 2\text{Hz}$ を限度として取り扱うこととする。整理すると ADC 適用にあたっての検討条件は下記のとおりとなる。

1. 系統連系時	
定常時周波数	49.5Hz～50.5Hz
電圧	-10%～+5%
2. 自立運転時	
周波数	49.0Hz～51.0Hz
	個別事情により 48.0Hz～52.0Hz
電圧	-10%～+5%

## 4-2 電圧・周波数変動量算定の考え方と許容幅超過有無の確認

### (1) 系統連系時

電圧については、2-1 で前述したとおり、配電線の抵抗と PV 出力変動（有効電力）の積算により計算する。

周波数については、系統連系時の場合には影響を及ぼさないため検討しない。

### (2) 自立運転時

自立運転時の電圧・周波数変動については、通研電気工業(株)に設置している簡易リアルタイムシミュレータにおける標準モデルをベースに、個々の浄水場の PV・負荷容量を勘案した簡易計算により、その変動量を算定する。

図 6 にリアルタイムシミュレータの概観、図 7 に標準モデル構成を示した。

表 1 にはそのモデルを用い、自立運転システムを模擬し、シミュレーションした結果を示す。図 8～9 はシミュレーション結果を元に、PV 導入比率と電圧変動率、周波数変動率の関係について示したものである。制御対象機器の出力調整は、瞬間的な kW 電力と時間経過とともに蓄積する kWh 積分である kWh 電力を変化させることによって系統安定化効果を生み出す。図 10～11 は PV 導入比率と蓄電池容量との関係を示したものである。これらの諸量には、ほぼ線形の関係があることを踏まえ、PV 導入容量の可能性を検討するために作成したものであり、本検討においてはこれらを用い、ADC の必要性や制御に要する制御負荷容量（例えば蓄電池容量等）を算定する。なお詳細設計をする場合には、別途、精度を高めるため個別の簡易シミュレーション結果をもとに検討を行うこととする。

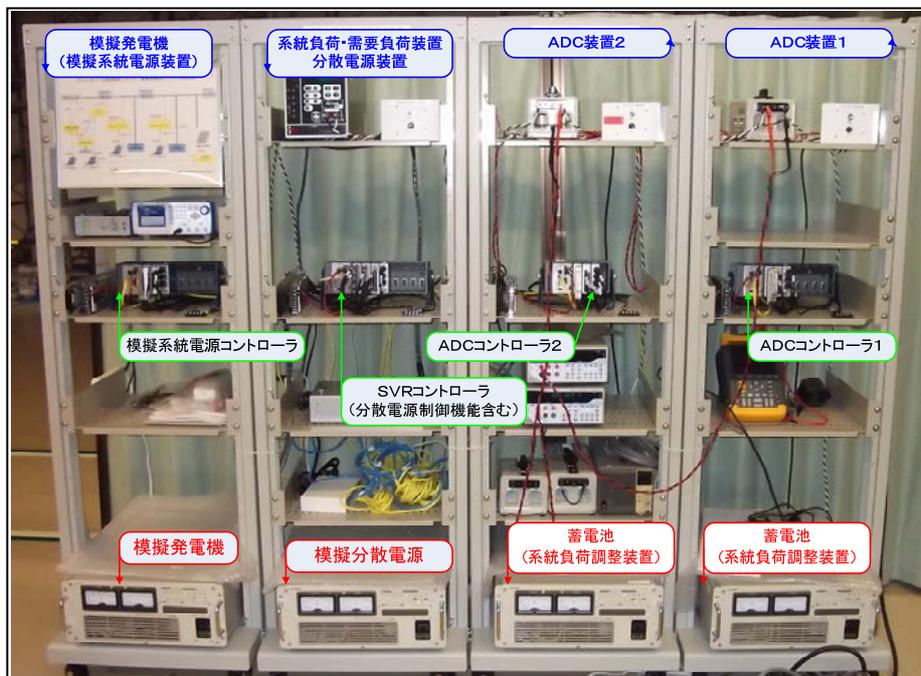


図 6 リアルタイムシミュレータの概観

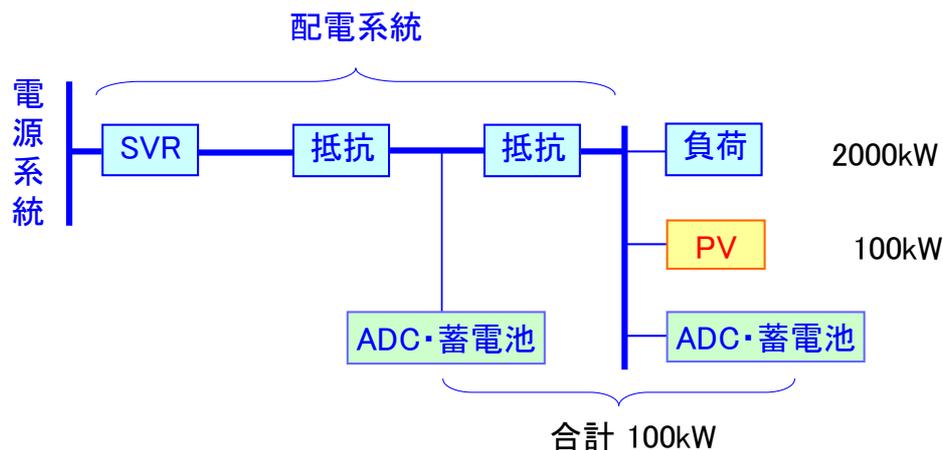


図7 標準モデル構成

《シミュレーション前提条件》

① 自立運転系統における制御方式

- ・  $\Delta V$ ・ $\Delta f$ を併用
- ・ 本検討は FS 段階であることから、制御方式は $\Delta V$  比例・ $\Delta f$  比例方式、または $\Delta V$  比例積分・ $\Delta f$  比例積分方式のいずれかとした。蓄電池容量 (kW、kWh) は比例ないし比例積分制御方式いずれかで大きく異なることから、その最小値・最大値を見極めるため、 $\Delta V$ 、 $\Delta f$ とも制御方式を比例ないし比例積分方式に統一して検討を行った。仕様決定段階では基本制御方式である $\Delta V$  比例・ $\Delta f$  比例積分方式の適用も含めて詳細に検討し最適な制御方式を決定していくこととする。

② 自立運転系統の設備容量

- ・ 系統容量 2,000kW
- ・ PV 容量 100kW
- ・ 蓄電池容量 最大 100kW

③ PV100kW (系統容量比率 5%) における電圧・周波数変動シミュレーション結果を基準にし、PV 導入比率と電圧・周波数変動量にはおよそ線形の関係があることからそれぞれの変動量を算定した。

④ 電圧は 6.6kV 配電線 10km の末端に PV・蓄電池を設置したケースで算定した。浄水場の自立運転系統での電圧計算にあたっては、配電線の電圧、こう長、PV・蓄電池設置箇所等を考慮し補正を行う。

⑤ 自立運転系統においては、大規模系統に比べ慣性定数が小さく、周波数変動率が大きくなる傾向がある。今回はリスクを考慮し、慣性定数等、周波数特性は大規模系統の 1/10 程度の感度とした。しかし定数次第では結果が大きく異なる可能性があるため、精度の高い周波数安定化対策の検討の際には正確なデータが必要となる。

表 2 自立運転系統における ADC 制御効果シミュレーション結果 (容量比率 5%)

	$\Delta V$ 制御ゲイン		$\Delta f$ 制御ゲイン		系統電圧偏差最大値 [%]	周波数偏差最大値 [Hz]	電池容量 [kW]	電池容量 [kWh]
	比例係数 [%W/V]	積分係数 [%W/V・s]	比例係数 [%W/V]	積分係数 [%W/V・s]				
ADC なし	—	—	—	—	2.17	0.83	—	—
$\Delta V \cdot \Delta F$ 制御 (比例)	10	—	1.25	—	1.56	0.52	27	37
$\Delta V \cdot \Delta F$ 制御(比例積分)	10	40	1.25	0.5	0.71	0.13	92	225

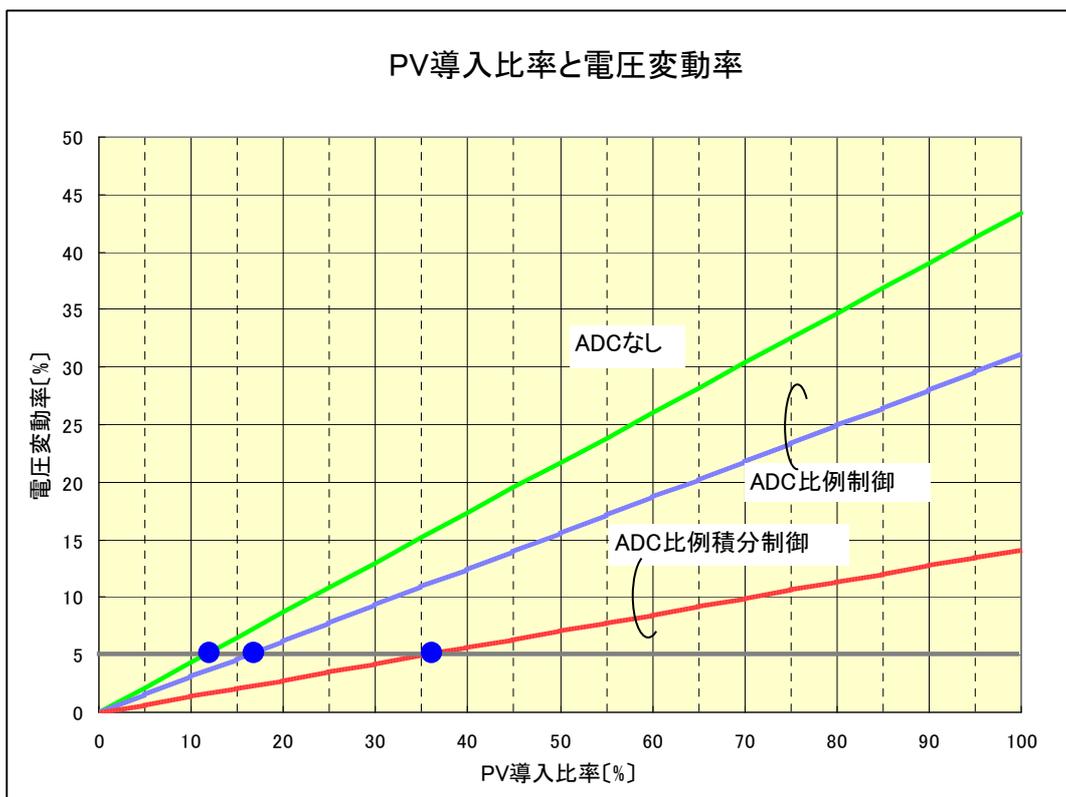


図 8 PV 導入比率と電圧変動率の関係

[考察]

- ・ ADC なしでは、PV 導入比率 12%程度の導入比率で電圧変動率が許容値 5%に到達。
- ・ ADC 比例制御方式と比例積分制御方式では、電圧変動率が 2 倍強の差。
- ・ ADC 比例制御方式を導入すれば、PV 導入率 15%強まで対応可能。
- ・ ADC 比例積分制御方式を導入すれば、PV 導入率 35%程度まで対応可能。

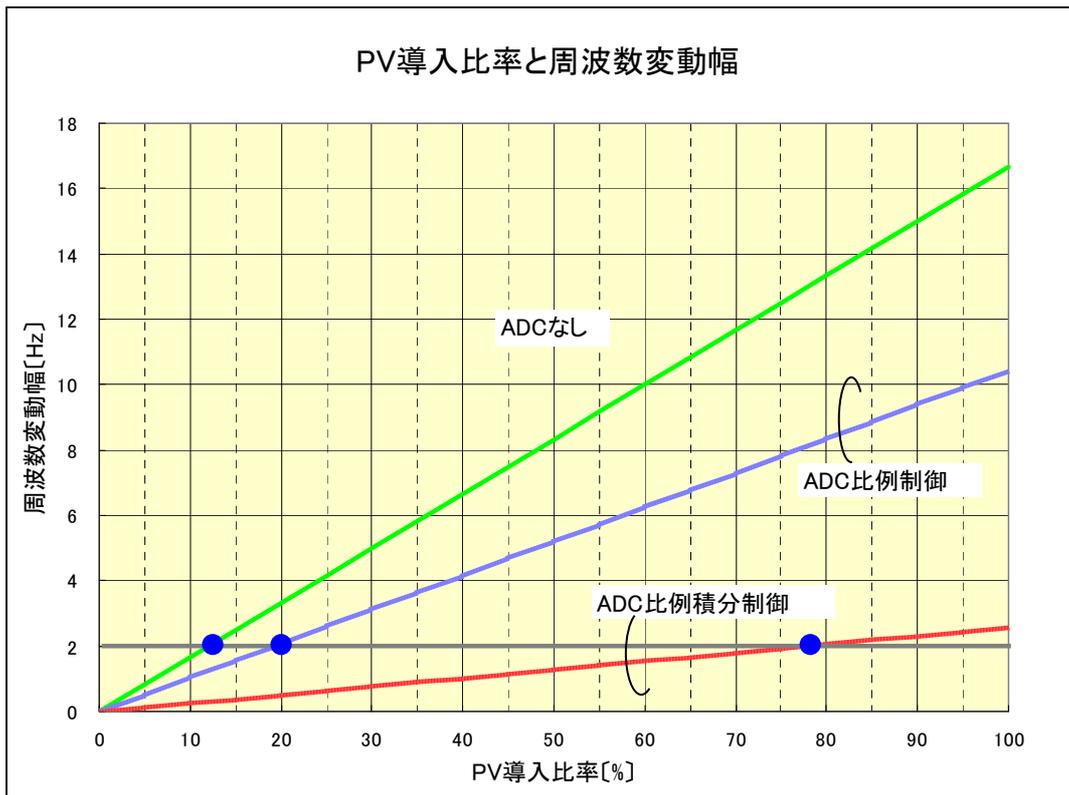


図9 PV導入比率と周波数変動幅の関係

[考察]

- ADCなしでは、PV導入比率6%程度で周波数変動幅が1Hzに到達する。
- ADC比例制御方式と比例積分制御方式では、周波数変動幅が約4倍異なる。
- 1Hzを維持基準とすれば、ADC比例制御方式では10%がPV導入限界、比例積分制御方式では40%程度が導入限界となる。
- 2Hzまで許容するとすれば、PV導入比率は、ADCなしで12%、ADC比例制御方式で20%、ADC比例積分制御方式では80%弱が導入限界となる。
- 1Hzを維持基準とすれば、ADC比例制御方式では10%が導入限界、比例積分制御方式では40%程度が導入限界。

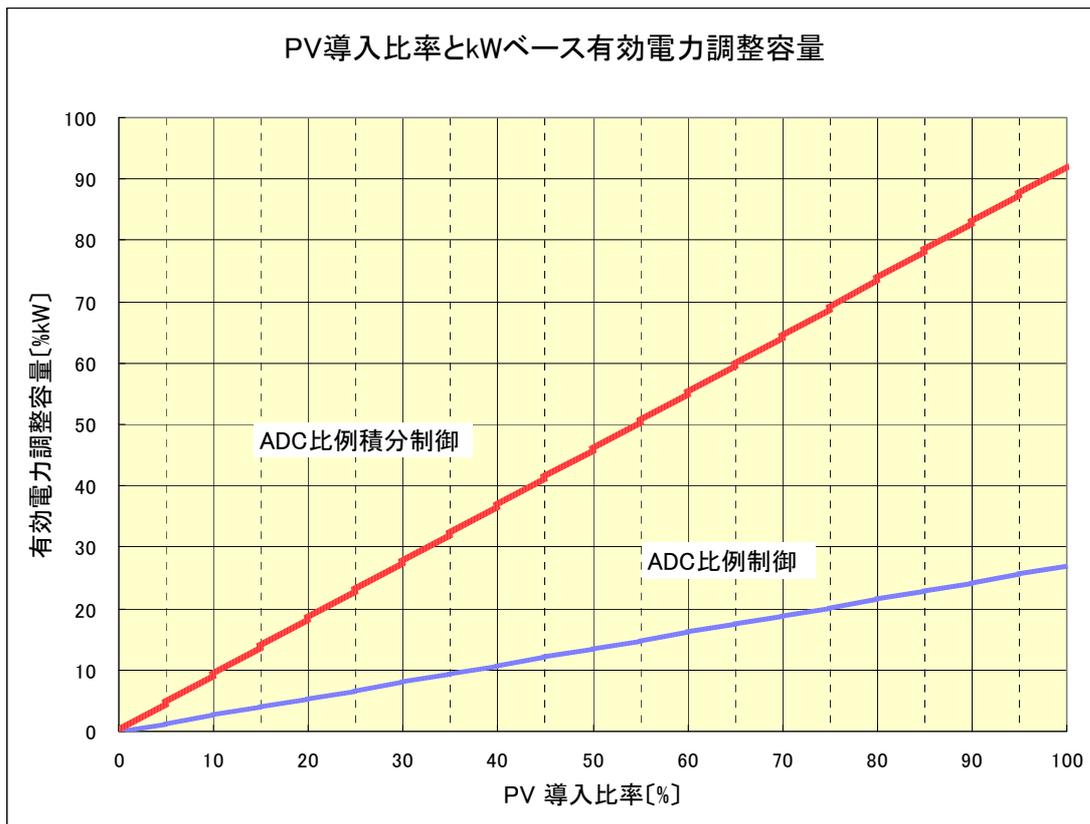


図 10 PV 導入比率と kW ベース蓄電池容量の関係  
 (系統容量 2,000kW に対する導入蓄電池容量比)

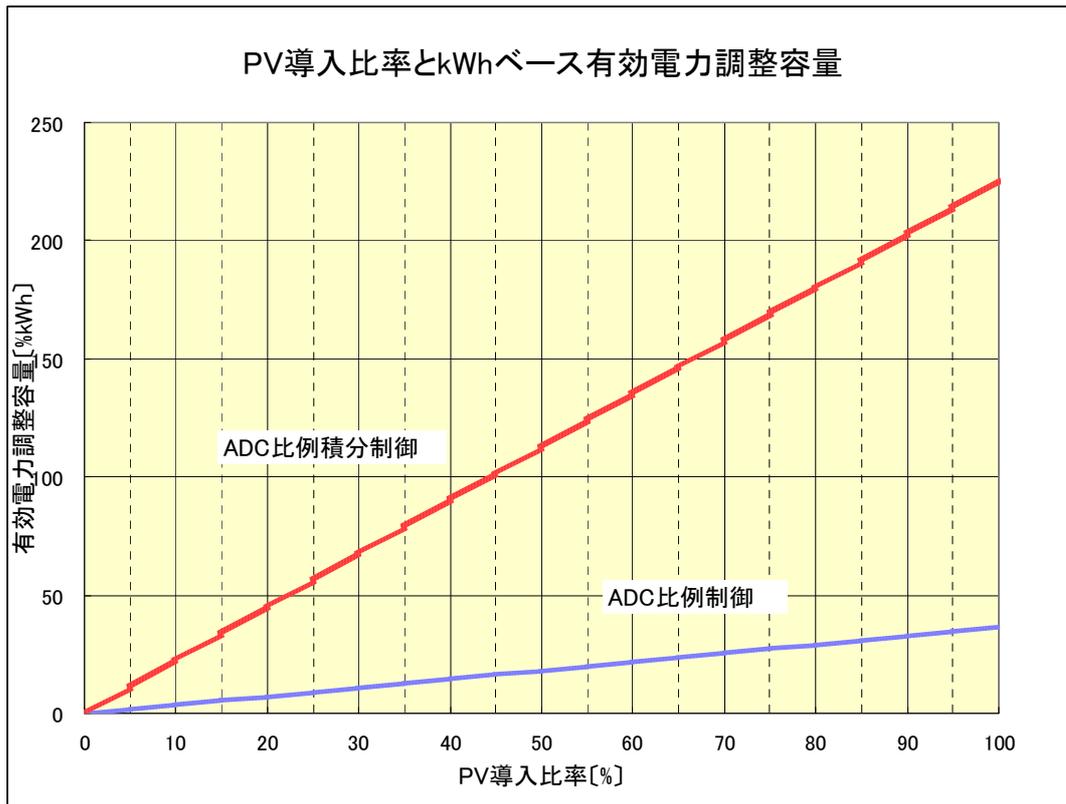


図 11 PV 導入比率と kWh ベース蓄電池容量の関係  
(系統容量 2,000kW に対する導入蓄電池容量比)

[シミュレーション結果の考察]

- ・ 自立運転系統においては、多くの場合電圧変動面よりも周波数変動面から PV 導入量の限界が定まる。
- ・ ADC がなければ、PV 導入比率は 6%が限界（周波数許容限度 1Hz の場合）
- ・ ADC 導入により、10～40%程度の PV 導入が可能となる。
- ・ ADC 比例制御方式と比例積分方式では、電圧で 2 倍、周波数で 4 倍、変動量に差異が生ずる。
- ・ 蓄電池容量は、比例積分制御方式の場合、比例制御方式より大きくなる。kW ベースでは 3 倍以上、kWh ベースでは 6 倍にもなり、経済性で大きな差異が生ずる。
- ・ 蓄電池導入にあたっては、電圧・周波数の維持目標と蓄電池容量のトレードオフの関係を踏まえてその制御方式を決定する必要がある。

#### 4-3 維持範囲超過箇所における ADC 適用可能性検討

ADC 適用対象としては下記の選択肢があり、サイト毎に具体的に優先順位を勘案し、経済性も含めて総合的に判断する。

##### ①配水用ポンプのインバータ化とインバータへの ADC 機能追加

インバータ化は省エネ対策（CO<sub>2</sub>削減対策）としても極めて有効な手段であり、これに ADC を組み合わせ、PV 導入比率を高めることで一層の CO<sub>2</sub>削減効果を得ることができる。経済性も確保できるため、ADC 機能付インバータ化は対策の中で最も有効な手段として位置づけられる。

##### ②ADC 機能付蓄電池の設置

周波数・電圧安定化対策としては、確実に効果が得られるものの、蓄電池導入コストが高いため、費用対効果が得られるよう蓄電池容量を最小限に抑える工夫が必要である。ADC はその制御方式の選択次第では容量を抑えることができるため、有効な方法となる。

##### ③PV への ADC 機能（出力抑制機能）追加

周波数・電圧安定化に有効であり、電圧上昇による PV 出力停止を回避し、最小限の出力抑制により運転そのものを継続できるため、対策をしない場合に比べ利用率の向上を図ることが可能である。ただし、利用率低下は免れ得ないため、①、②より優先度は落ちる。経済性との兼ね合いを考慮しながら①、②と組み合わせて活用することが適切である。

## 資料 2：モデルサイトにおける系統安定化対策技術の導入検討

モデルサイトにおける太陽光発電設備（以後 PV と記載）の導入規模と、現在サイトに設置されている負荷容量等をもとに、PV がサイト内電気系統に連系された場合に与える電氣的影響を評価し、その影響を最小限に抑える必要があると判断される場合、その対策として ADC の導入を検討、提案するものである。

マレーシアにおけるマイクロ水力発電設備導入サイトの内、Pulai 配水池には場所の制約から太陽光発電の設置が出来ないことから、ADC 導入検討は行わないこととし、太陽光発電の導入が可能な Pulai 浄水場のみを検討対象とした。

同サイトへの ADC 導入がもたらす効果を検討するにあたり、事前に通研電気工業内のリアルタイムシミュレータを用いてモデルデータを算出し、それを基にして ADC を適用対象とする系統や制御対象機器について検討を行った。モデル適用の考え方や検討手順の詳細については添付資料を参照願いたい。なお今回は ADC 機能が系統にもたらす効果について大綱的に検討するにとどめており、具体的な ADC 設置対象機器の選定等までは行っていないことを申し添える。

### (1) ADC 適用検討条件

#### 1) 現状における運用の実態把握

- ・ Pulai 浄水場は、配電用変電所から 1km 程度と比較的電源の近傍に位置する。負荷容量は常時 44.5kW 程度で運転しており、内訳はポンプ負荷が 37kW、コンプレッサが 7.5kW。
- ・ 電力系統事故による停電頻度は少ないが、年 4~5 回は電力会社の作業停止で 8 時間程度停電する。その際は自家発のディーゼル発電機で対応している。
- ・ ポンプ用モータの制御は従来型で、インバータは未設置である。

#### 2) 負荷に対する設置 PV の容量比検討

- ・ PV 設置想定容量は 14.5kW とする。
- ・ 系統安定化検討にあたっては常時負荷容量を 44.5kW とする。したがって、負荷容量比は  $14.5\text{kW}/44.5\text{kW} \approx 32.6\%$  とする。

#### 3) 自立運転の必要性

停電は作業停止によるもので、年に数回と稀であることから、現地では必ずしも自家発設備の運転は必要ないとのことであった。しかし、事故停電が長時間に及ぶ際には自立運転を行うことも想定されることから、今回は系統安定性について検討することとした。

以下、負荷容量比や添付資料に記載の検討条件をふまえ、系統連系時および自立運転時の ADC 導入についてそれぞれ検討した。

### (2) ADC 適用の必要性検討について

#### 1) 系統連系時

配電用変電所から 1km と電源に近く、現状でも電圧変動の問題はなく、PV を導入したとして

もその変動は微小範囲に留まるものと考えられることから、系統連系時において ADC は不要であると判断された。

## 2) 自立運転時

PV は二次側母線至近に接続されることから、電圧変動の問題はない。

周波数に関しては、PV の負荷容量比が、前述のとおり 32.6%であることから、添付図 9 より、周波数変動は許容値の 2Hz を超過し 5.5Hz 程度となる。ADC がなければ 2Hz を許容値とした場合には、PV 導入限界となる負荷容量比率は 12.0%となる。ADC 適用により、周波数変動は、比例制御では 3.4Hz まで、比例積分制御では 0.85Hz まで改善できる。

自家発の自立運転時間をモデルケースと同じ 9 時間とすれば、比例制御で 2Hz 以下に抑制するために、kW ベース (添付図 10 参照) では  $8.9\%kW \times 44.5kW \times 3.4Hz/2Hz = 6.7kW$ 、kWh ベース (添付図 11 参照) では、 $12.1\%kWh \times 44.5kWh \times 3.4Hz/2Hz = 9.2kWh$  の対策が必要となる。

比例積分制御の場合には、kW ベースでは  $30.3\%kW \times 44.5kW \times 0.85Hz/2Hz = 5.7kW$ 、kWh ベースでは  $74.4\%kWh \times 44.5kWh \times 0.85Hz/2Hz = 14.0kWh$  の対策が必要となる。

表 1 Pulai 浄水場における周波数改善のための有効電力調整容量

	kW 容量	kWh 容量
比例制御	6.7kW	9.2kWh
比例積分制御	5.7kW	14.0kWh

## (3) ADC の適用対象機器について

ADC 機能の適用対象機器として以下の 3 つのケースが考えられる。

### ①既設モータのインバータ化と ADC 付加による出力制御

モータ制御をインバータ化するとともに ADC 機能を付加することにより、自立運転時の周波数変動に対応することとする。

比例制御方式を採用した場合、kW 容量で最大 15.0% (6.7/44.5kW) の出力変動を伴うことになり、変動幅は 10%を超過しているため、モータに対する影響が懸念される。しかし消費電力量については 9.2kWh であるから、ポンプの稼動時間 (自立運転時間) を 9hr とすると電力量は  $44.5kW \times 9hr = 400.5kWh$  に対し、2.3%程度であり、配水能力にほとんど影響を与えないレベルにとどまることが分かる。

比例積分制御方式でも同様、それぞれ kW では 12.8%、kWh では 3.5%となる。配水能力への影響は小さいものの、出力変動に起因するモータへの機械的影響を小さくするため、kW 変動は定格出力の 10%以内に抑えることを目安とすれば、以下に述べる②または③の対策を組み合わせる必要がある。

### ②蓄電池による出力制御

蓄電池の充放電により PV の出力変動を吸収する方式である。蓄電池としてリチウムイオン電

池を想定し、価格を kW および kWh あたりの単価を 10 万円<sup>13</sup>とすると、比例方式では表 2-2-3 より 9.2kWh であることから 92 万円、比例積分制御では 14.0kWh であることから 140 万円と比例方式のほうがコスト的に有利となる。

### ③PV の出力抑制制御

PV の出力抑制を ADC により行うもので、この場合は PV 発電量を抑えながら停止することなく運転継続できるようにする。PV 容量に対する抑制量はコスト的に有利な比例積分方式とした場合、 $5.7/14.5\text{kW}=39.3\%$ となる。kWh では表 2-2-3 により PV 発生量が 14.0kWh 抑えられることになる。作業停電が年間 5 回発生するとすれば、PV 発電の抑制量は  $14.0\text{kWh}\times 5\text{回}=70\text{kWh}$  となり低い水準となる。

①の対策と組み合わせた場合、PV の実質的な抑制量としては、PV の抑制量から①による抑制量を減じて、 $5.7\text{kW}-(44.5\text{kW}\times 10\%)=1.3\text{kW}$  となり、PV 発電抑制量はわずかとなる。

### (4) コストメリット評価

ADC 設置により自立運転時の安定性が確保できるため、PV を停止せずに運転を継続し、ディーゼル発電分を低減できるメリットが得られる。①～③の ADC 適用ケースに対して、各設備への導入費用を算出し、コストメリットについて検討した。表 2-2-4 に各ケースにおける ADC 導入コストを記載した。

停止が年間 5 回、9hr/回、44.5kW、利用率 20%、昼間 PV 発電期間中に平均的に発生するものと仮定すれば、PV によるディーゼル発電電力量の削減分は、 $5\text{回}\times 9\text{hr/回}\times 44.5\text{kW}\times 0.637\times 20\%/23.9\%^{1)}=1,067\text{kWh}$ 。ディーゼル発電電力量単価を 15.9 円/kWh<sup>2)</sup> とすれば、約 1.7 万円/年のディーゼル発電燃料費の削減となる。

表 2 Pulai 浄水場における対策別コスト増加検討

	ADC 適用対象	増分コスト	年間増分コスト (減価償却期間 10 年とした場合)	留意事項
①	インバータモータ へ ADC 機能付加	・ ADC コスト 40 万円 (20 万円 <sup>3)</sup> × 2 台)	4 万円/年	インバータの導入 コストは別途加算 が必要
②	ADC 機能付蓄電池 の新設	・ 蓄電池コスト 92 万円 ・ ADC コスト 20 万円 <sup>3)</sup>	11.2 万円/年	蓄電池本体のコスト が大半
③	PV への ADC 機能 付加	・ ADC コスト 20 万円 <sup>3)</sup>	2 万円/年	

以上の検討から対策①+③のケースが周波数の安定化と省エネ、費用面からも望ましい。しか

<sup>13</sup> 出典 2012 年 9 月 新エネルギー・産業技術総合開発機構「革新型蓄電池先端科学基礎研究事業 (RISING 事業)」の「次世代自動車用蓄電池技術開発ロードマップ」

しながら、減価償却を10年と仮定した場合であるが、年経費は6万円コストアップに対して、ディーゼル燃料の削減効果が1.7万円であることから、総合的には4.3万円のコスト増となってしまうことが分かる。今後のADC導入コストの低減が期待される。