

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
(ベトナム編)

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および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、ホーチミン市の水道事業者である SAWACO 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4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 Thu Duc B.O.O 浄水場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、経済的観点での事業性確保は現時点では難しいことがわかったが、当該国における FIT 制度の拡充あるいは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した。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・風力発電および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ベトナム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。風力発電はポテンシャルを有する地域が限定されるため、ベトナム全土でのポテンシャルは水力発電や太陽光発電に比べると低いと想定されたが、本国中央北部や中央南部には十分なポテンシャルが存在すると考えられる。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、ベトナム各地にある浄水場の省エネ設備の導入率等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、モデルサイトに Thu Duc B.O.O 浄水場を選定した。

表 ホーチミン市にある浄水場の調査結果

浄水場名	Thu Duc	Thu Duc B.O.O	Tan Hiep	Tan Phu
事業会社	Saigon Water Co.	Thu Duc Water B.O.O Co.	Saigon Water Co.	Saigon Ground Water Ltd. Co.
マイクロ水力発電の導入可能性	△ 低落差で流量も少ないため、マイクロ水力を設置するメリットは小さい	○ 浄水場内に、発電に使える余剰圧力がある	× 浄水場内に、発電に使える余剰圧力がない	× 浄水場内に、発電に使える余剰圧力がない
太陽光発電の導入可能性	○ 設置可能スペースが十分存在する	○ 設置可能スペースが十分存在する	△ 設置可能スペースが存在する	△ 設置可能スペースが存在する
風力発電の導入可能性	× 風条件は悪い	× 風条件は悪い	× 風条件は悪い	× 風条件は悪い
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	× 省エネ設備は導入済み

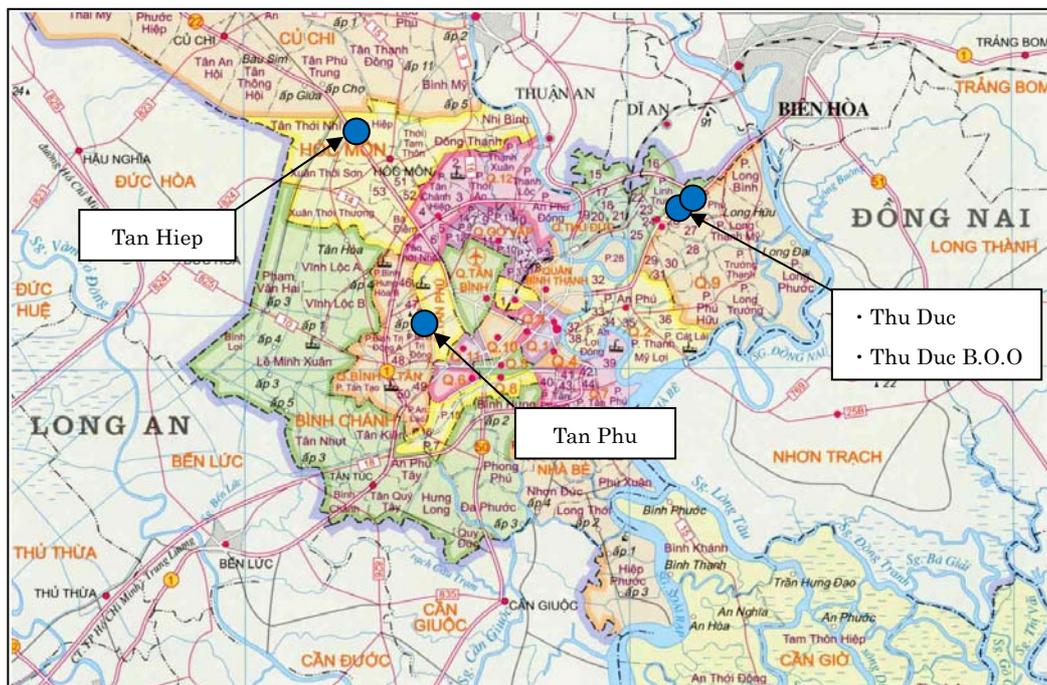


図 調査したホーチミン市の浄水場

出典：Vietnam Administrative Atlas をもとに作成

2) モデルサイトにおける機器設置検討

Thu Duc B.O.O 浄水場に設置できるマイクロ水力発電機および太陽光パネルの能力を検討した。

表 導入するマイクロ水力発電機の諸元

発電形態・方式	浄水場受水槽（減勢槽）入水部（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"> ・有効落差 5.45m ・使用水量 3.94m³/s ・出力 139kW（総合効率 66%） （効率内訳：水車 77.1%、増速機 95%、発電機 90%）
設備概要	<ul style="list-style-type: none"> ・水車 クロスフロー水車 2台形式（HC-1R2G） ・発電機 かご形三相誘導発電機 ・連系電圧 所内系統へ 3,300V で連系
備考	浄水の供給を停止させることができないため、不断水工法を採用



ピット内部 バタフライバルブ
(ここから分岐して水車へ導入)



マイクロ水力発電設備導入想定箇所
(囲み部：減勢槽上部)

図 マイクロ水力の設置想定箇所

表 導入する太陽発電システムの諸元

設備導入箇所	施設内余剰スペース
諸元	<ul style="list-style-type: none"> ・面積 21,550 m² ・出力 約 2,250kW (現地で発電した場合の数値。1kW/15km ² の発電密度を想定)
発電形態・方式	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・連系電圧 所内系統へ 3,300V で連系
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。



図 太陽光発電の設置想定箇所 (写真手前は浄水施設)

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	6
2.1.4	政治・経済状況	6
2.1.5	インフラ整備状況	9
2.2	上水供給に関する施策	10
2.2.1	上水インフラの整備状況	10
2.2.2	開発目標・計画	11
2.2.3	関連規制・基準	13
2.3	再生可能エネルギー・省エネに関する施策	15
2.3.1	主要施策	15
2.3.2	開発目標・計画	15
2.3.3	関連法令	17
2.3.4	優遇措置	17
2.4	気候変動に関する施策	18
2.4.1	温室効果ガスの排出状況	18
2.4.2	対策目標・計画	18
第3章	導入対象とする日本製品・技術	21
3.1	導入による事業効果	21
3.2	再生可能エネルギー発電技術	21

3.2.1	マイクロ水力発電.....	21
3.2.2	小型風力発電.....	22
3.2.3	太陽光発電.....	23
3.3	省エネ技術.....	24
3.3.1	ポンプの回転速度制御.....	24
3.3.2	可動羽根ポンプ.....	25
3.3.3	動力回収水力.....	26
3.3.4	配水コントロール.....	27
3.4	アンシラリー分散制御技術.....	28
第4章	モデルサイトの発掘.....	32
4.1	対象地域における上水施設の整理.....	32
4.2	技術導入可能性.....	33
4.2.1	再生可能エネルギー.....	33
4.2.2	省エネ技術.....	36
4.3	モデルサイトでの機器設置検討.....	39
4.3.1	サイト概要.....	39
4.3.2	設置検討結果.....	41
4.3.3	系統安定化対策技術の導入検討.....	47
第5章	事業性.....	49
5.1	検討の方針.....	49
5.1.1	モデルプロジェクトの概要.....	49
5.1.2	モデルサイトの概要.....	49
5.2	前提条件.....	50
5.2.1	事業期間.....	50
5.2.2	導入設備の製造・設置.....	50
5.2.3	収入/支出環境.....	51
5.3	経済的導入可能性.....	52
5.3.1	マイクロ水力発電.....	52
5.3.2	太陽光発電.....	54
5.4	検討結果と考察.....	57
5.4.1	検討結果.....	57
5.4.2	考察.....	57
第6章	事業実施案.....	64

6.1	事業環境	64
6.1.1	経済環境	64
6.1.2	競争環境	64
6.1.3	技術環境	66
6.1.4	社会環境	67
6.2	顧客・競合分析	69
6.2.1	顧客分析	69
6.2.2	競合分析	70
6.3	事業方針	72
6.4	事業実施案	76
6.4.1	事業実施スキーム案	76
6.4.2	実施運営体制案	77
第7章	温室効果ガス排出削減ポテンシャル	79
7.1	温室効果ガス排出削減量の算定	79
7.1.1	算定方法の検討	79
7.1.2	モデル事業での温室効果ガス排出削減量	83
7.2	対象国の温室効果ガス排出削減ポテンシャル	83
7.2.1	マイクロ水力発電	83
7.2.2	太陽光発電	84
7.2.3	風力発電	86
7.2.4	省エネ設備	89
第8章	今後の展開	90
8.1	本調査のまとめ	90
8.2	今後の展開	90
8.2.1	事業化に向けてのスケジュール案	90
8.2.2	モデルプロジェクト計画	93

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。

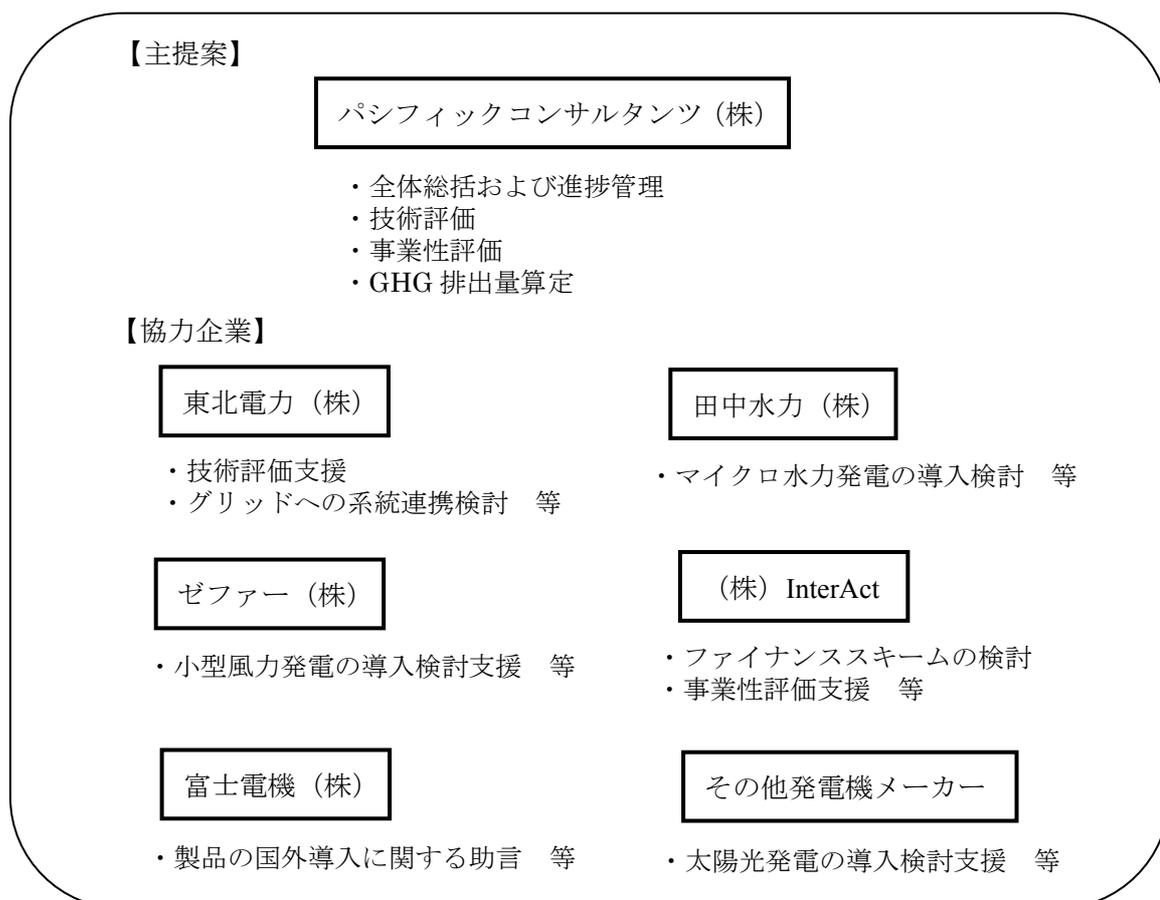


図 1-1 調査実施体制

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（モデルサイト）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

ベトナムはインドシナ半島の東岸にあたる南北約1,650km、東西約600kmの南北に細長い国であり、最も狭い部分でわずか東西約50kmとなっている。北は中国、西はラオス、カンボジアと国境を接し、東側は南シナ海に面している。

面積は約33万km²で、イタリアよりやや大きく、日本の総面積より九州を除いた面積にほぼ等しい。国土の3/4は起伏に富む丘陵と壮大な山々からなる。中部高原を形成しているチュオンソン山脈は、ラオスとカンボジア国境に沿ってほぼベトナム全土を貫いている。一方、北部には紅川デルタ、南部にはメコンデルタが存在するが、これらは全くの平坦地であることから洪水にさらされやすい地域となっている。

ホーチミン市はベトナム東南部に位置し、首都であるハノイから約1,730km南にある同国最大の経済都市である。面積は約2,100km²で、市内は24の行政区で構成されている。



図2-1 ベトナム位置図

出典：外務省ウェブサイト

2.1.2 気象・水象

ハノイを中心とする北部は亜熱帯気候、ホーチミン市を中心とする南部は熱帯モンスーン気候と、南北でかなり特徴が異なる。南部は5～10月の雨季と11～4月の乾季の二季に分かれている。

ホーチミン市で最も気温が高い時期は4月（平均気温が28.8度）、最も気温が低い時期は12～1月（平均気温が25.7度）であり、気温の年変動は小さい。雨季にインド洋から運ばれる東南東の風は平均風速3.6m/s、乾季に南シナ海から運ばれる北北東の風は平均風速2.4m/sである。

同市の降水量には、年間でおおよそ1,950mmとなっている。年間降水日数は約160日で、6月と9月が最も降水量が多く、降水量の90%が雨季に集中する。1月～3月が最も降水量が少ない。

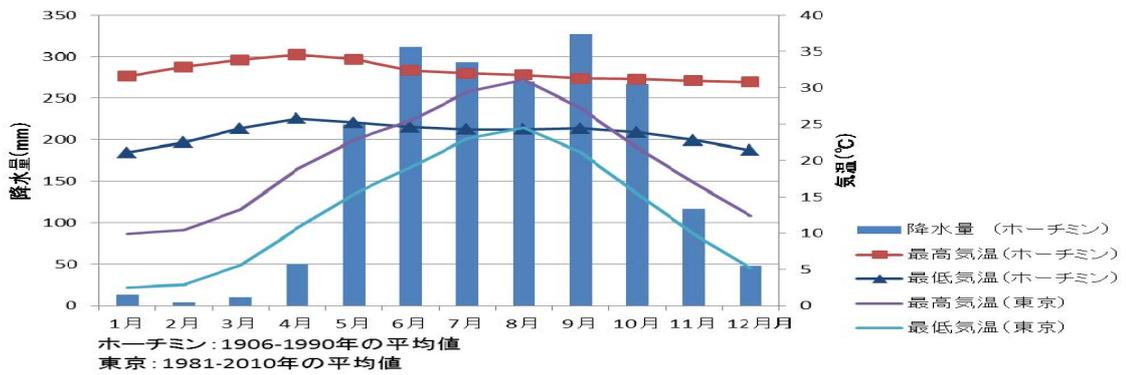


図 2-2 ホーチミン市の気温と降水量（月別平均値）

出典：世界気象機関（WMO）World Weather Information Service より作成

2.1.3 人口

ベトナムの人口は約 9,000 万人で、人口密度は全国平均で 265 人/km²（2011 年時点）となっている。ホーチミン市の人口は 752 万人（人口密度 3,589 人/km²）であり、ベトナム総人口の 8.34%に相当する。近年ホーチミン市には、ベトナム全土から多くの人々が流入し、人口が急増している。1900 年代後半から人口は増加を続け、現在では首都のハノイを凌ぎ国内 1 位の人口を誇っている。

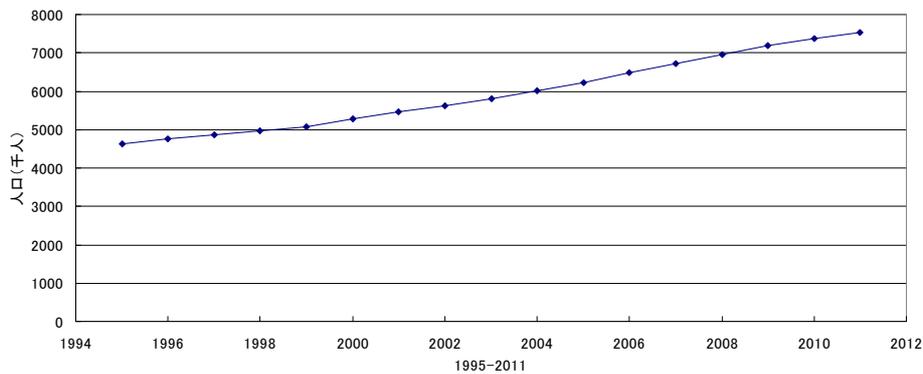


図 2-3 1995～2011 年のホーチミン市の人口推移

出典：General Statistics office of Vietnam, Average population of province より作成

2.1.4 政治・経済状況

(1) 政治状況・行政機関

共産党の一党支配体制を堅持し、1986 年の第 6 回党大会にて採択された市場経済システ

ムの導入と対外開放化を柱としたドイモイ（刷新）路線の下、外資導入に向けた構造改革や国際競争力強化に取り組んできた。2011年1月には第11回共産党大会（5年毎に開催）が開催され、2020年までに近代国家に成長すること、民間経営者の入党を試験的に認めることを目標とする方針が掲げられたほか、党中央指導部の人事が一新され、書記長には、グエン・フー・チョン国会議長が選出された。2011年5月22日には国会議員選挙が行われ、同年7月にはチュオン・タン・サン共産党書記局常務が国家主席に昇格、グエン・タン・ズン首相が再選した。党書記長、国家主席、政府首相を中心とした集団指導体制であり、ドイモイ路線を堅持していくものとみられている。

同国は、立法、行政および司法の間で三者が相互に監視・抑制と均衡を保ち、権力の集中・乱用を防止する「三権分立」システムではなく、国会、政府および人民裁判所にそれぞれ立法機関、国家行政の最高機関、審理機関としての権限を分担した「三権分業」の体制をとっている。お互いに監視・抑制する機能はなく、統一的で不可分の国家権力の下で国会、政府、人民裁判所が互いに協力して職務と任務を分担する仕組みとなっている。

行政省庁としては以下の19の省庁が存在している。

表 2-1 ベトナムの行政省庁

行政省庁名
公安省: Ministry of Public Security
工商省: Ministry of Industry and Trade
教育・訓練省: Ministry of Education and Training
交通・運輸省: Ministry of Transport
計画・投資省: Ministry of Planning and Investment
科学・技術省: Ministry of Science and Technology
労働・傷病兵・社会問題省: Ministry of Labour, Invalids and Social Affairs
外務省: Ministry of Foreign Affairs
内務省: Ministry of Home affairs
農業・農村開発省: Ministry of Agriculture and Rural Development
国防省: Ministry of National Defense
財務省: Ministry of Finance
資源・環境省: Ministry of Natural Resources and Environment
情報通信省: Ministry of Information and Communications
司法省: Ministry of Justice
文化・スポーツ・観光省: Ministry of Culture, Sports and Tourism
旅行総局: National Administration of Tourism)
建設省: Ministry of Construction
保健省: Ministry of Health

地方に設置する人民評議会（地方議会に相当）および人民委員会（地方政府に相当）は、国家権力の地方機関としての任務、権限を有しており、首相は各地方省人民評議会の決議執行停止や人民委員会主席（知事に相当）を罷免することができる。

ホーチミン市は州と同格の都市として扱われる。そのため政治構造は州のそれに類似しており、選挙によって選出された 95 人の評議員で構成される人民評議会と、人民評議会を選出された 13 人の委員会からなる人民委員会が最重要の地方行政機関となる。人民委員会の下には各種行政機関が存在する。

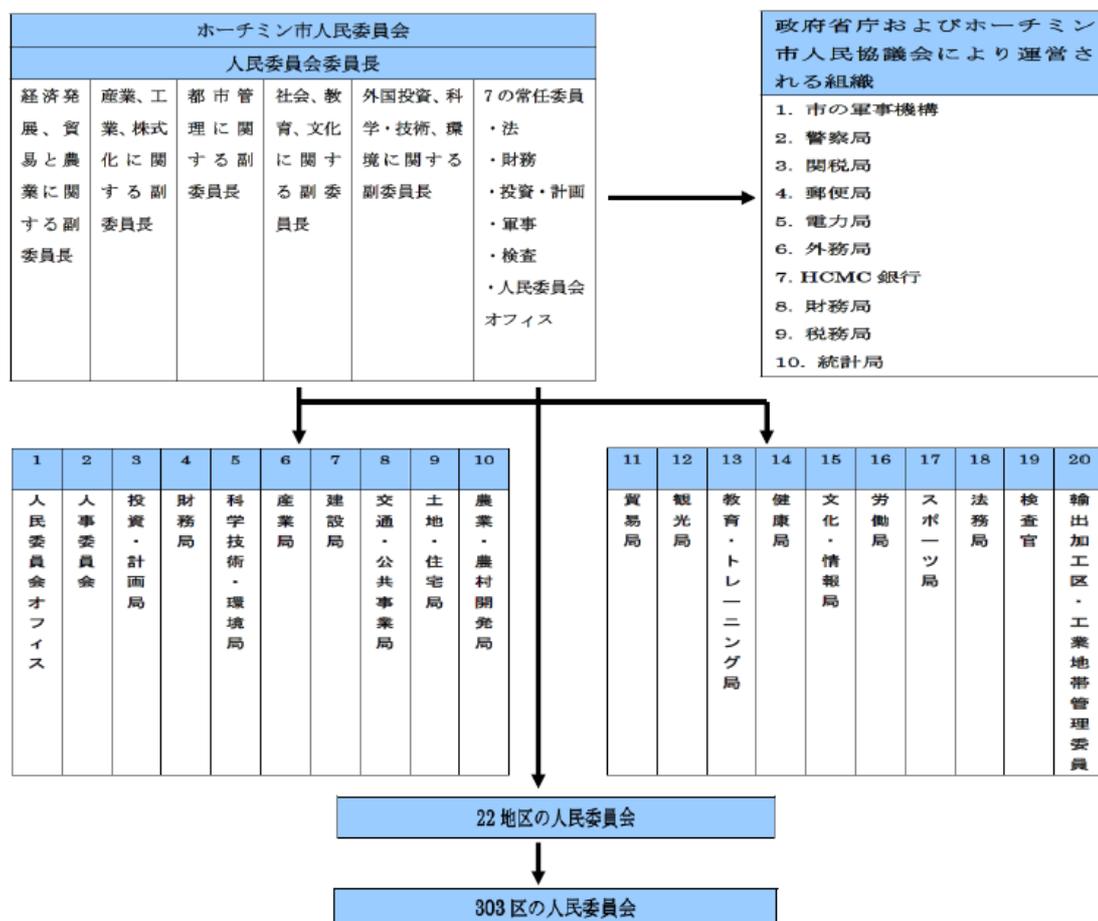


図 2-4 ホーチミン市の行政構造

出典：Department of planning and investing Ho Chi Minh City より作成

(2) 経済状況

同国は、1989 年からドイモイ路線の成果が現れ始めた 1995 年頃まで、GDP 成長率が最大 9% 台と高度成長を続けた。しかし、1997 年に入り、成長率の鈍化等の傾向が表面化し、加えてアジア経済危機の影響を受けた 1998 年と 1999 年の GDP 成長率は 4~5% 台に落ち込んだものの、2000 年代に入り海外直接投資も順調に増加し、2000 年~2010 年の平均経済成長率は約 7% と高成長を達成した。しかし、リーマンショックの影響が現れた 2009 年以降は GDP 成長率 6.8% (2010 年)、5.9% (2011 年) と低迷しており、急速な物価上昇や自国

通貨（ベトナムドン）の不安定化なども相まって、マクロ経済は依然不透明な状況である。こうした状況を踏まえ、政府はマクロ経済の安定化とインフレ対策を 2011 年の経済運営における最重要課題に挙げている。

ベトナム経済の中心地であるホーチミン市は、2007 年末からの国際金融危機、国際経済衰退の影響により、経済成長のスピードは鈍ったものの、2006 年～2011 年の GDP 成長率は平均で 11%を上回っている。ホーチミン市人民評議会は 2013 年の GDP の通年伸び率の目標を 9.5%以上と設定しており、同市の GDP は 686 兆 7,000 億ドルに、また、一人当たりの GDP は 4,000 ドルに達すると見られている。2015 年までの経済構造についての GDP 目標値は、サービスが 57%、工業が 42%、農業が 1%となっている。

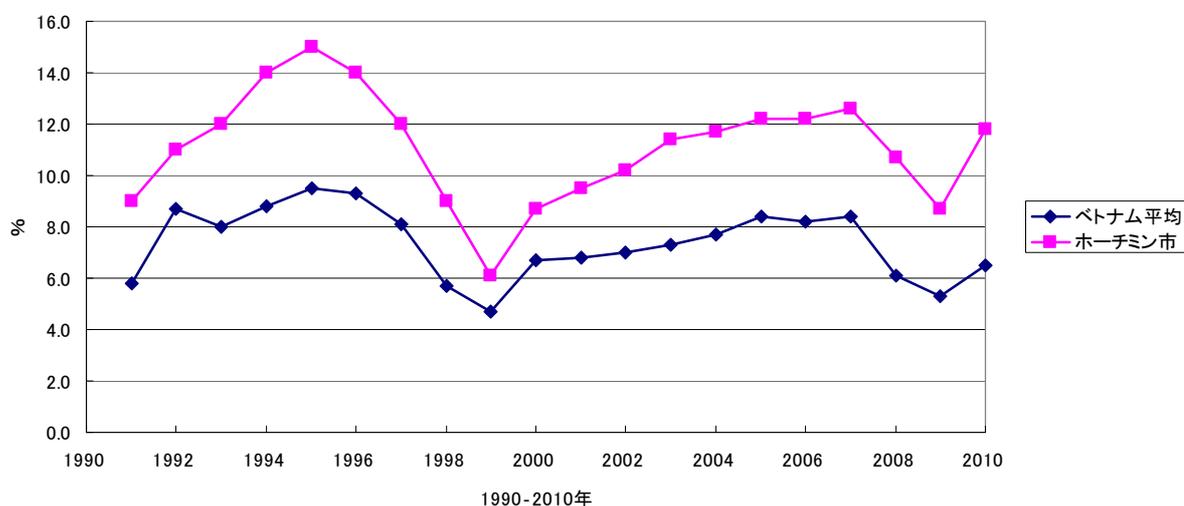


図 2-5 ベトナム全土とホーチミン市の GDP 成長率の推移

出典：Ho Chi Minh city Institute for Development Studies より作成

2.1.5 インフラ整備状況

ベトナム政府が 2011 年に発表した電力マスタープランによると、国内の電力需要は 2005 年から 2020 年までの間、年率 10%で増加を続けると予想されている。2007 年以降は電力の需給構造が悪化し、夏季に週 2～3 日停電が発生するなど、外国資本投資の障害にもなっている。

ベトナム全土の 2012 年末の発電設備容量は 26,836MW で、発電実績は 120,210GWh であった。内訳を見ると、発電設備容量のおよそ半分を水力発電が占めており、水力に大きく依存している状況である。

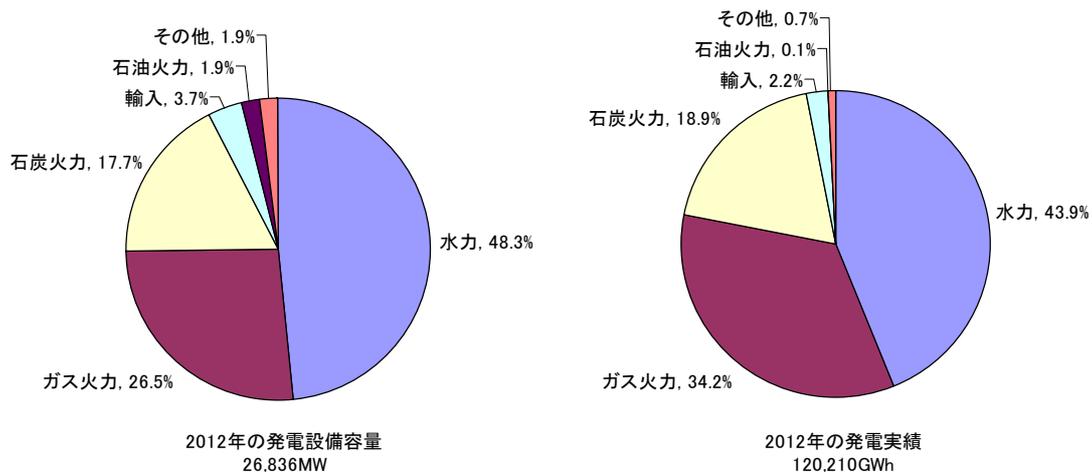


図 2-6 2012 年の発電設備容量と発電実績

出典：ベトナム 電力調査 2013, JETRO より作成

ベトナムでは国営電力グループ（EVN）傘下の各地域別配電会社を通じて電力が供給される。北部、中部、南部、ハノイ市およびホーチミン市の 5 つのエリア別にそれぞれ配電会社があり、その傘下にさらに省や各地区の地域別の配電会社がある。

ホーチミン市電力公社は、37 の変電所への送電区間と、約 5,077km の高圧ラインや約 9,566km の低圧ラインの配電区間を通じて電力供給を行っており、最大受信電力の 2009 年実績は約 4,457 万 kWh/day であった。送電損失は毎年減少しており、2000 年には約 11.16% あった損失率が、2009 年には約 6.03% に低下している。

2010 年時点で、ホーチミン市はベトナムの総発電量の約 20%、総燃料消費量の約 25~30% を消費しており、エネルギー費用は GDP の約 15% を占めている。2012 年の分野別給電量を見ると、工業分野への給電が約 42%、民生分野が約 30%、商業分野が約 10% となっている。

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

ベトナムの水供給、廃水管理、下水処理は建設省、保険省、天然資源環境省、科学技術省等により管理されている。また、各種開発計画の作成、技術導入、規制・基準の策定は建設省が担当し、地方の水供給や下水処理については農業農村開発省が担当する。水資源の保護は農業農村開発省によって、飲料水の水質基準は保険省によって管理されている。

州に属するすべての市には水供給会社が存在しており、主に人口 4 万人以上の都市に対して、飲料水の供給を行っている。その他の地域に対しては、地方政府が農業地域開発局（DARD）の下で地方給水センターが水供給への投資を行う。資金は政府によって提供され、

建設後の施設の運営は地方政府によって行われる。

建設省によれば、現在ベトナムの水供給事業は 68 の供給会社によって行われ、水源は 70% が河川や湖水などからの表面取水であり、残り 30% は地下取水である。なお、現在 420 以上の浄水場が存在し、その合計設備容量は約 590 万 m³/日となっている。これに対し実際の処理量は 450 万 m³/日と設備容量の約 77% に迫っているため、設備の増強が急務である。しかしながら、上水設備関連への十分な設備投資が行われていないこともあって、浄水場や配水設備等の水供給システム全体の容量が未だ不十分な状況が続いている。現在の全国平均の上水のアクセス率は約 73% となっている。また、配水管が老朽化しているにも係らず更新されないため、2012 年時点での漏水率はホーチミン市で 36.1%、ハノイ市で 27.3% と非常に高い状況にある。

ホーチミン市の水供給は国営企業から株式会社となった Saigon Water Corporation (SAWACO) が一手に行っている。水源はサイゴン川とドンナイ川の運河網からの原水と地下水の二種類で、サイゴン川とドンナイ川の水源からの供給が 70% 以上を占めている。SAWACO が運営する浄水場による 2011 年の水供給量は 5 億 6400 万 m³ で、一日平均の水供給容量は 154 万 m³ となっている。2011 年の水使用量は年間 3 億 1200 万 m³ で、2010 年と比べ 3.87% 増加している。2011 年の世帯の上水のアクセス率は 86.04% である。

2.2.2 開発目標・計画

2009 年に「都市および工業団地の水道開発指針」(Decision 1929/QD-TTg) が策定され、2025 年までの水供給に関する開発目標および 2050 年までの開発ビジョンが示された。2050 年までの開発ビジョンとしては、効率的・安定的な方法で質の高い水を供給し、都市部と工業地帯で水供給の需要を満たすとしている。また、2025 年までの開発目標として、1 日 1 人 120 リットルの水需要に対して供給率を 100% にすること、水損失を 15% まで低減させ 24 時間の安定したサービスの提供を行うこと等を挙げており、具体的な開発目標は都市規模によって分類されている (表 2-2 および表 2-3 参照)。

表 2-2 水供給に関する開発目標

目標項目	都市クラス	2015 年	2020 年	2025 年
供給面積範囲 (%)	Grade III 以上	90	90	100
	Grade IV	70		
	Grade V	50	70	
水供給量 (L/人日)	Grade III 以上	120	120	120
	Grade IV	100		
	Grade V	-	100	
漏水等 (%)	Grade III 以上	25	18	15
	Grade IV			
	Grade V	30	25	
供給時間 (h)	Grade III 以上	24	24	24
	Grade IV	-		
	Grade V	-	-	

出典：Decision No. 1929/QD-TTg をもとに作成

表 2-3 ベトナムの都市の分類

都市クラス	種類	人口 (万人)
Special Grade	Largest Cities	150 以上
Grade I	National Cities	50 以上
Grade II	Regional Cities	25 以上
Grade III	Provincial Cities	10 以上
Grade IV	District Town	5 以上
Grade V	Communes	4 以上

出典：Decree 72/2001/ND-CP をもとに作成

ホーチミン市の水需要の増加は著しく、2025 年には産業用と家庭用合計で 430 万 m³/日の水が必要になると予測されている。しかしながら、ドンナイ川では原水の過剰取得により、表流水の水質が国家基準を満たせておらず、サイゴン川においても原水取得による水質汚染のリスクは高いとされている。また、気候変動による影響も懸念されているため、2025 年の水の需要を満たすために、政府はドンナイ川とサイゴン川からの原水取得から、遠方の上流域のトリアン湖とダウティエン湖からの原水取得へ水源を変更する計画を打ち出している。ホーチミン市のマスタープランによると、トリアン湖を含めたドンナイ川から 1 日 300 万 m³ を、ダウティエン湖を含めたサイゴン川から 1 日 130 万 m³ を主な水資源とし

て供給する予定である。

また、SAWACO は、2024 年までに Thuduc と Tan Hiep で合計 5 箇所の浄水場の建設を計画しており、2015 年までに 240 万 m³ まで水供給量を増加させるとしている。これにより、2015 年には 92% の市民に水が供給されることになる。さらに、2025 年には、更なる拡張により水供給量を 444 万 m³ まで増加させ、同市の全ての市民に水が供給される見込みである。一方で、漏水や盗水等により、同市の無収水率は約 40% という高い値を記録しており、そのため、水道事業者としては、いかに無収水率を低減させるかが大きな課題となっている。

表 2-4 2010 年と 2025 年の供給容量

No	施設の場所	容量 (m ³ /日)		
		現在 (2010)	計画 (2025)	
地表水 処理 施設	1	Thuduc plant (Hoa An, Dongnai river)	1,050,000	2,100,000
	2	Binhan plant (Dongnai brige)	100,000	100,000
	3	District 9's plant (Trian Lake)	0	900,000
	4	Tian Hiep plant (Ben Than/Dautieng lake)	300,000	600,000
	5	Dong canal plant (Dautieng lake)	200,000	700,000
	6	Cangio plant (Tam Thon Hiep – Longtau river)	5,300	5,300
		計	1,650,000	4,300,000
地下水 処理 施設	7	Hocmon plant (Tay Thanh – Tan Phu District)	70,000	70,000
	8	Wells in inner city	20,000	20,000
	9	Binhtridong plant (Road province No: 10)	8,000	8,000
	10	Govap plant (Ward 12)	10,000	10,000
	11	Binhhung plant (Phong Phu)	15,000	15,000
	12	Socialisation	3,000	3,000
	13	Industrial parks	14,000	14,000
		計	140,000	140,000
その他	小規模の地下水取水	550,000	0	

出典：Master Plan for water supply and drainage for HCMC to deal with Climate Change をもとに作成

2.2.3 関連規制・基準

ベトナムの上水道セクターは、都市部を建設省が、地方を農業・農村開発省がそれぞれ管轄している。これは、2007 年発行の「上水の生産、供給、消費に関する法令」(Decree No.117/2007/ND-CP) で定められた上水供給に係わる各関連省庁の役割、責任に基づくものであり、同法令では他にも個人、家庭、産業の権利と義務を定めている。

また、建設省は WHO の支援により、「安全な水の供給に関する政令」(Decision 16/2008/QD-BXD) を定めている。この政令では、水圧の維持や、安定的な供給、水質管理、リスクマネジメント、漏水の削減などを達成するための水の安全管理計画を策定し、その計画に従って実行することが求められている。この政令は、ベトナム国内での水の生産や供給、消費に関係する全ての組織や個人に適用される他、外資系企業等にも適用される。上水施設が都市部へ供給する飲料水の水質基準は、保健省が規定する水質基準 (QCVN 01:2009/BYT) を満たすように定められている。

上水料金については、財務省が 2009 年に「生活用水道料金の改定に関する通知」(No.100/2009/TT-BTC)を策定している。各地域の規模によって適用できる料金の幅が設定されており、各地域の水供給会社が水道料金の提案を人民委員会に対して行った後、人民委員会がそれを決定する手順となっている。

表 2-5 No.100/2009/TT-BTC で定められている上水料金

地域	最低価格 (VND/ m ³)	最高価格 (VND/ m ³)
Special Grade Urban Centres and Grade-□ Urban Centres	3,000	12,000
Grade-□,□,□ and □ Urban Centres	2,000	10,000
Rural Areas	1,000	8,000

出典：The Study on Urban Environmental Management in Vietnam, JICA をもとに作成

表 2-6 各地域の上水料金 (2011 年時点)

地域	上水料金 (VND/ m ³)	
	家庭用	産業用・その他
ハノイ市	3,652 – 8,583	5,204 – 10,957
ハイフォン市	8,558	-
トゥアティエン＝フエ省	3,623	4,988 – 8,085
ダナン市	3,700 – 5,400	6,100 – 12,200
ドンナイ省	3,780 – 9,450	6,090 – 12,600
ビンズオン省	4,000 – 8,000	6,500 – 8,000
バリア＝ブントウ省	4,200 – 5,775	5,775 – 8,400
ホーチミン市	4,200 – 10,500	7,035 – 12,400

出典：The Study on Urban Environmental Management in Vietnam, JICA をもとに作成

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

ベトナムの再生可能エネルギー関連の政策としては、2007年に首相決定を受けた「国家エネルギー政策」にその方向性が示されている。新エネルギーや再生可能エネルギーの開発の方針として、新エネルギー・再生可能エネルギーの調査・開発に関する計画を策定し実行していくことや、地方電化・植林・貧困緩和・上水供給などの各計画の融合を図ることで、一次エネルギーのうち新エネルギーおよび再生可能エネルギーの占める割合を2010年までに3%、2020年までに5%、2050年には11%とすることが明記されている。また、蒸気や小規模水力、風力およびバイオガスを活用した工業施設の導入を、先進国から関連技術を取り入れることで進めると共に、将来的には国内での生産や組立などを図っていくことなども内容として盛り込まれている。

一方、再生可能エネルギーの導入に向けた様々なインセンティブ制度が既に導入されているが、最近では、2011年8月20日に風力発電設備の導入に向けた決定「風力開発の促進およびその支援策について」(No. 37/2011/QD-TTg)が発効となった。本決定により、EVNは風力発電事業者からkWhあたり7.8USセント(1,614VND)の固定価格にて20年間買取ることが義務付けられた。なお、太陽光や水力など風力以外の再生可能エネルギー発電については、固定価格買取制度は存在しない。

2.3.2 開発目標・計画

ベトナムには社会経済発展のための目標・手段を規定した「社会経済発展戦略」(Socio-Economic Development Strategy: SEDS)があり、その戦略を実行すべく「社会経済発展5ヵ年計画」(Socio-Economic Development Planning: SEDP)が定められている。

また、同国はこれを踏まえ「国家エネルギー政策」およびその政策実行のための「国家エネルギーマスタープラン」を制定している。特に電力部門に関しては、2004年に「2004-2010年の電力開発戦略および2020年までのビジョン」が制定され、この戦略に則ったマスタープランとして「2006-2015年の国家電力マスタープランおよび2025年までのビジョン」が2007年に策定された。このマスタープランは、第6次マスタープラン(Power Development master Plan 6: PDP6)と呼ばれており、現在は第7次マスタープラン(PDP7)にあたる「2011~2020年国家マスタープランおよび2030年までのビジョン」が施行されている。

第7次マスタープランでは、エネルギー保障、エネルギー効率、再生可能エネルギーの積極的導入と電力市場の自由化の焦点が当てられており、主に以下の4つの目標が掲げられている。

- i. 国内の総発電量を 2015 年までに 1,940 億～2,100 億 kWh、2020 年までに 3,300 億～3,620 億 kWh、2030 年までに 6,950 億～8,340 億 kWh まで増加させる。
- ii. 3.5%である再生可能エネルギーの発電シェアを、2020 年までに 4.5%、2030 年までに 6% まで増加させる。
- iii. エネルギー弾性値¹を現在の 2.0 から、2015 年に 1.5、2030 年に 1.0 へ減少させる。
- iv. 地方、山間部、島嶼地域の電化率を 2020 年までに 100%にする。

また、発電容量の目標値を 2020 年までに 75,000MW、2030 年には 146,800MW としている。

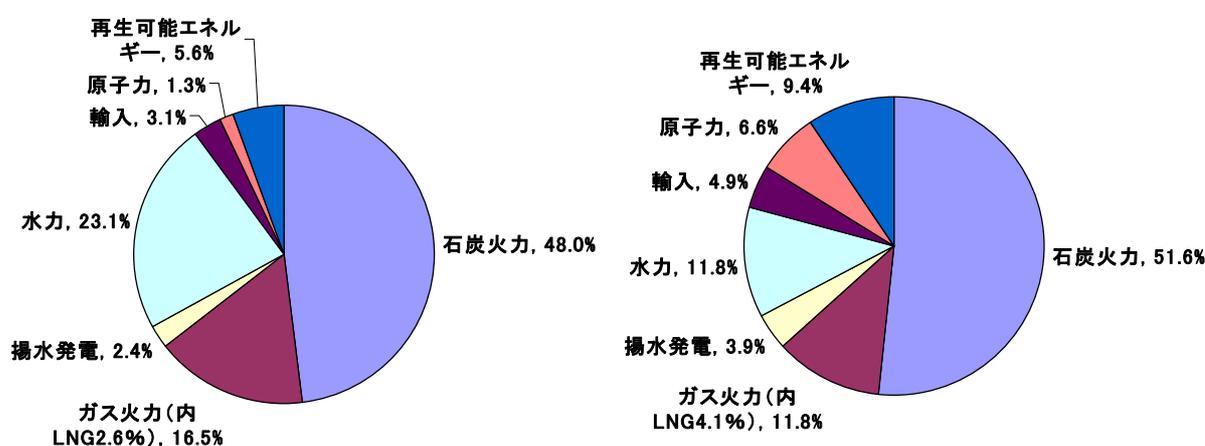


図 2-7 発電容量の目標値 (左 : 2020 年、右 : 2030 年)

出典 : Vietnam Power Development Plan for the 2011-2020 period, Mayert・Brown JSM を基に作成

同マスタープランでは、石炭火力発電は将来的にも主要な電力源であるため、近隣国からの石炭輸入の交渉を早急に進めていく必要があるとしている。一方で、今後 10 年間での再生可能エネルギーの導入は優先すべき事項であるとし、特に洪水管理と水供給機能と組み合わせた水力発電のプロジェクトを積極的に進めていくとしている。

現在、ホーチミン市での再生可能エネルギー源による発電は 3MW 程度である。2.7MW の発電能力を持つ廃棄物のエネルギー化 (WtE) を行う Go Cat プラントと、100kW の太陽光発電を行う Can Gio 地区が主な再生可能エネルギー発電施設となっており、2015 年までには 2 箇所の WtE 施設が稼働する予定である。同市では、再生可能エネルギーの導入促進計画である「グリーンエネルギープログラム」を実行している。この計画では、2015 年までに再生可能エネルギーによる発電量を市の 1%の電力消費量に相当する 48MW にすると

¹エネルギー消費の増加率と経済成長率の比。エネルギー利用効率の変化をみるために使用される。

いう目標を掲げているが、再生可能エネルギー発電の高い導入コストを理由に、計画に沿った導入が進んでいない状況にある。

2.3.3 関連法令

2004年に施行された電力法において、ベトナム政府は国営電力公社の分割と民営化、電力市場の自由化と外資参入等、電力セクターの改革戦略を打ち出している。また同法では、再生可能エネルギーに関して以下の戦略が打ち出されている。

- ・ 再生可能エネルギーの導入を推進し、再生可能エネルギー発電施設に対して投資、税金、電気料金に関連したインセンティブを供与する。
- ・ 特に農村地域や山間部、島嶼地域の地方電化策として、再生可能エネルギーの導入を促す。
- ・ 以上の支援策、財務省と投資・計画省責任のもと実行する。

また、2010年に施行された省エネ法では、毎年のエネルギー消費が原油換算 1,000 トン以上の製造所もしくは 500 トン以上の事業所は指定事業者として定義されており、これらの事業者はエネルギー利用に関する年次計画書や 5 カ年計画の作成、国家資格であるエネルギー管理士の任命義務、3年ごとのエネルギー診断の実施等が義務付けられている。

2.3.4 優遇措置

2005年に施行された投資法 (No.59/2005/GH11) では、国内外のビジネスと投資家を対象に投資インセンティブを定めている。このインセンティブは以下に示すように、地域、分野、産業によって条件付 (conditional)、推奨 (encouraged)、特に推奨 (special encouraged) に分類されている。

■ 推奨、特に推奨する分野

- ・ 再生可能エネルギー、ハイテク製品、バイオテクノロジー、インフォメーションテクノロジー、機械製造
- ・ ハイテク、近代技術、環境保護、研究開発
- ・ 労働集約産業
- ・ 農業、林業、漁業、畜産

■ 推奨する地域

- ・ 社会経済的に未発達な地域、工業地帯、輸出加工区、ハイテク機器製造区と経済区

表2-7 税優遇措置

	法人 税率 (%)	法人税のインセ ンティブの利用 可能年数 (年)	法人税の 完全免除 年数 (年)	法人税の50%免除年 数 (法人税の完全免除 期間後) (年)
推奨する分野で指定され た産業の新プロジェクト	20	10	2	3
推奨する地域での新プロ ジェクト	20	10	2	6
推奨する地域での推奨す る分野の新プロジェクト	15	12	3	7
特に推奨する地域、または 分野に関する新プロジェ クト	10	15	4	9

出典：Investment Incentives for Renewable Energy in Southeast Asia: Case study of Viet Nam, IISD より作成

これらの他にも、投資家が利用できる補助金・支援制度が設けられている。例えば、再生可能エネルギーに関するプロジェクトに対しては、小規模水力発電施設からの発電プロジェクトに対して貿易・産業省が定める投資インセンティブメカニズムがあり、その他にも環境保護費や土地利用料、プロジェクト期間の借地代の免除等の優遇措置も設けられている。

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

化石燃料別の CO₂ 排出量を図 2-8 に示す。石炭・泥炭および石油からの排出が大半を占めているが、1995 年以降から天然ガスからの排出量も増加してきている。これに伴い、近年は一人あたりの CO₂ 排出量も、1990 年比で約 6 倍程度まで増加している。

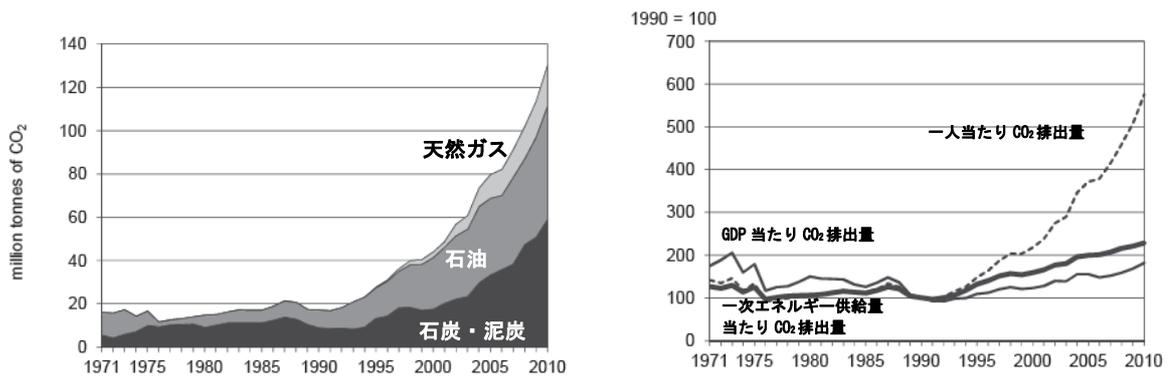


図 2-8 燃料別 CO₂ 排出量 (左) および主要指標別 CO₂ 排出量 (右)

出典：CO₂ emission from fuel combustion 2012 より

図 2-9 に 2009 年のセクター別の GHG 排出割合を、図 2-10 にエネルギーセクターの内訳をそれぞれ示す。農業セクターに続き、エネルギーセクターからの排出量が全体の 35%を占めている。製造業/建設業がそのうちの 10%と最も高く、続いて交通が 8%、エネルギー産業が 7%となっている。

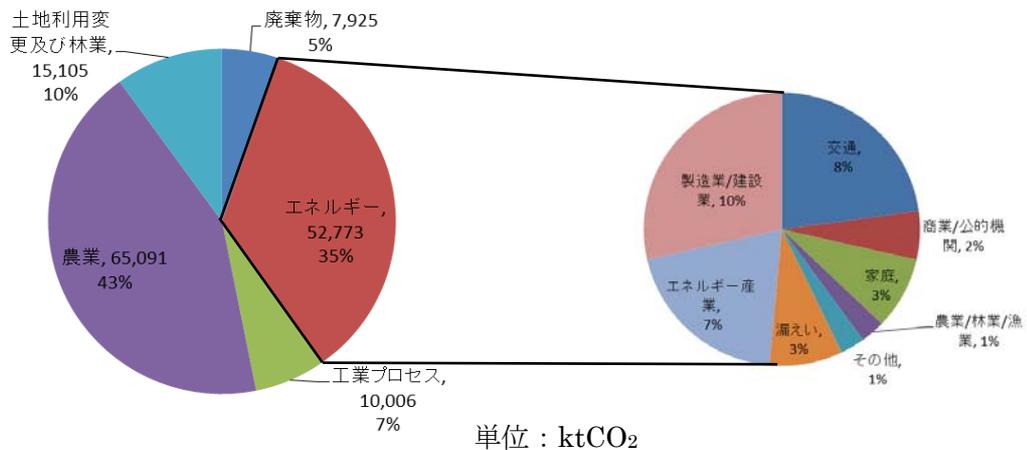


図 2-9 GHG のセクター別排出割合 (2009年)

図 2-10 エネルギーセクター内訳 (2009年)

出典：IGES ベトナム市場メカニズム 国別ハンドブック

2.4.2 対策目標・計画

2012年に天然資源環境省が策定した国家気候変動戦略 (National Climate Change Strategy) では、気候変動下での長期的社会経済発展の計画構築のために、2100年の将来ビジョンを見据えた上で2011年～2015年に優先して実施するプロジェクトや2016年～2025年の中期

計画、2050年までの長期目標等が示されている。

また、同年9月に投資計画省により策定されたグリーン成長戦略は、天然資源の効率的利用、研究や最新技術の導入によるGHGの削減、経済の効率性の向上のためのインフラ開発、持続可能な経済成長の促進を行うために、経済再構築を促進させることを目的としている。同戦略では、GHG削減目標として2020年までに2010年比で12%削減、エネルギー消費量をGDP比で年間1.5%削減、またBAU（Business as usual）シナリオと比較して、エネルギー分野からのGHG排出を10~20%削減することとしている。同戦略では他にも、グリーン生産とグリーン消費に関する目標も定められている。また、これらの目標を達成するための手段として、17の具体的な解決策が挙げられている。

2012年に公表された「気候変動対応のための国家行動計画（2012-2020年）」は、2011年12月に公表された国家気候変動戦略に従い作成されたものであり、国家気候変動戦略の実行および達成のための行動計画である。本計画では、2012-2020年に実行する65のプログラム・プロジェクトと、2012-2015年の10の優先課題が示されている。

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、ベトナム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ベトナム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、その際に適切な水圧で供給するよう、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²「リンクレスフランシス水車発電機」を開発・製造している。

² 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。「リンクレスフランシス水車発電機」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。



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：田中水力ウェブサイト

「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 0.15～1.0m³/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。

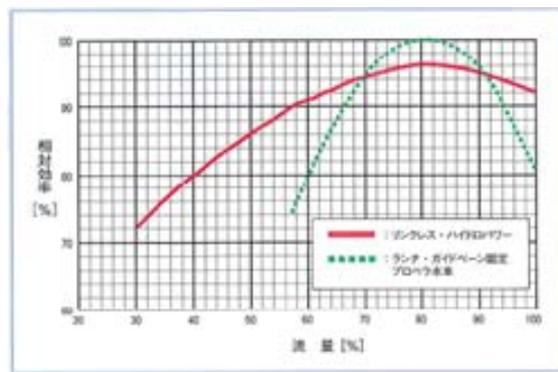


図 3-2 リンクレスフランシス水車の流量に対する相対効率

出典：田中水力ウェブサイト

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³

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、回転速度を90%とすると、軸動力は、約73%に削減される。

³ 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。

(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。

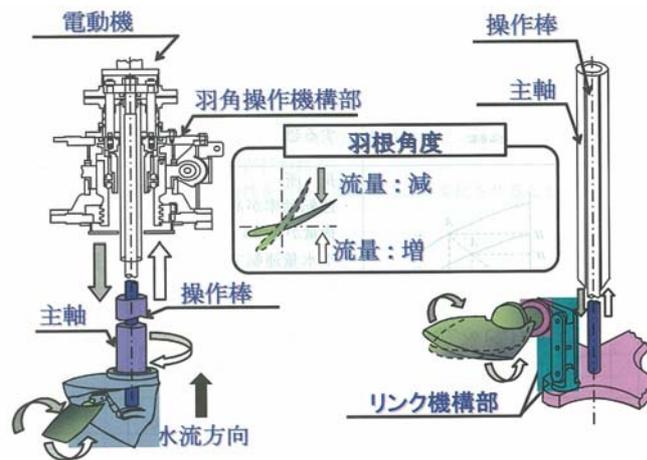


図 3-5 可動羽根ポンプの機構例

(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 (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。

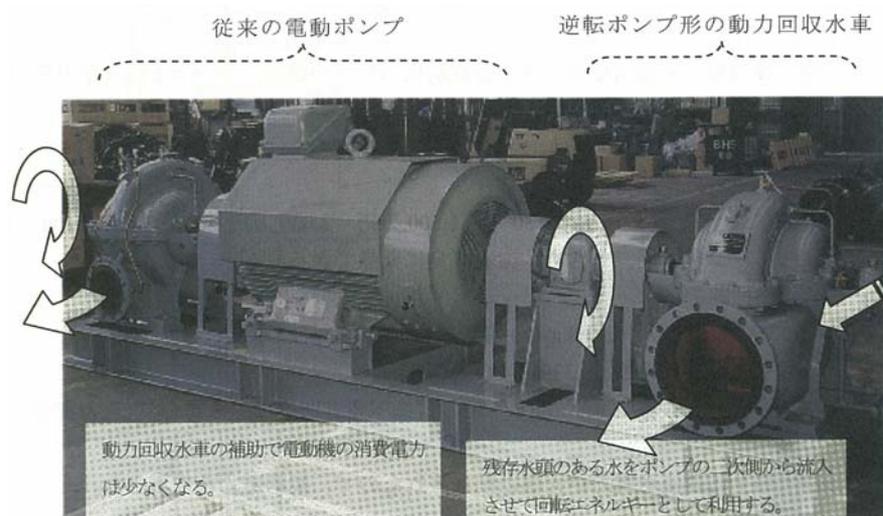


図 3-6 動力回収水車とポンプの組み合わせ例

(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。

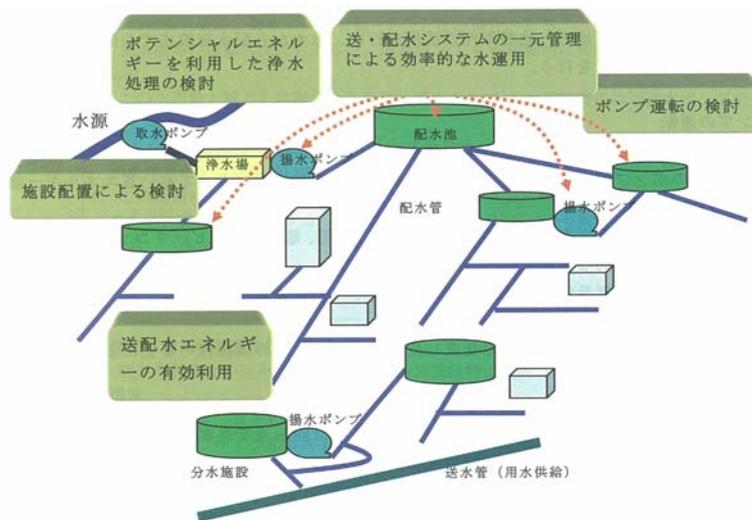


図 3-7 水運用における省エネルギー対策の概念図

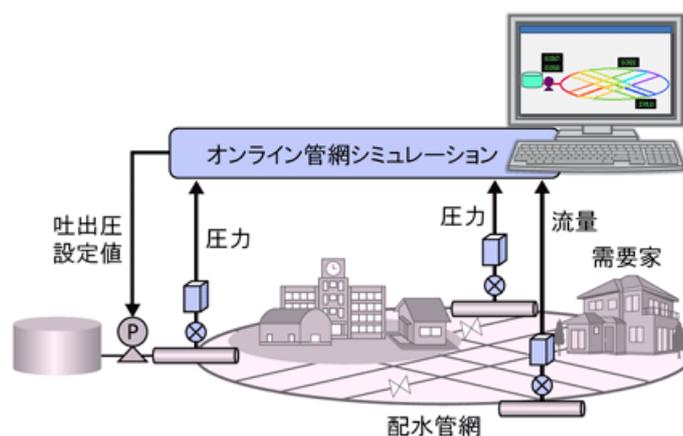


図 3-8 配水コントロールシステムの例

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。

3.3 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。

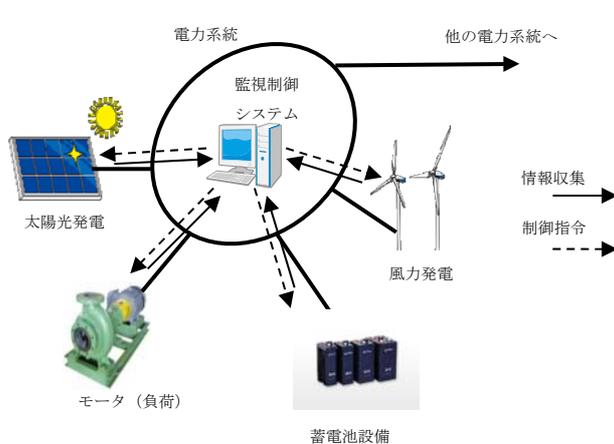


図 3-9 集中監視制御による系統安定化技術
(イメージ図)

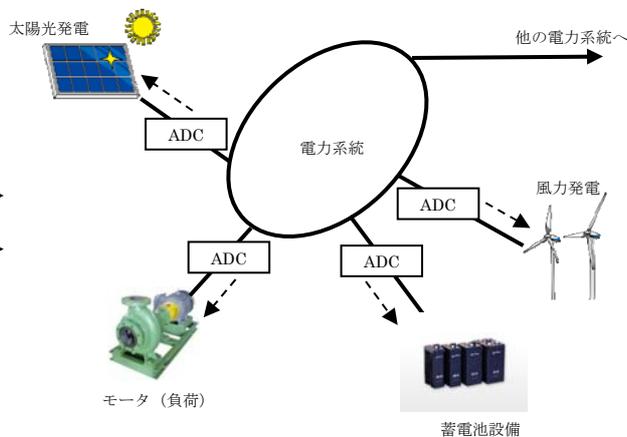


図 3-10 ADC による系統安定化技術
(イメージ図)

(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、系統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。

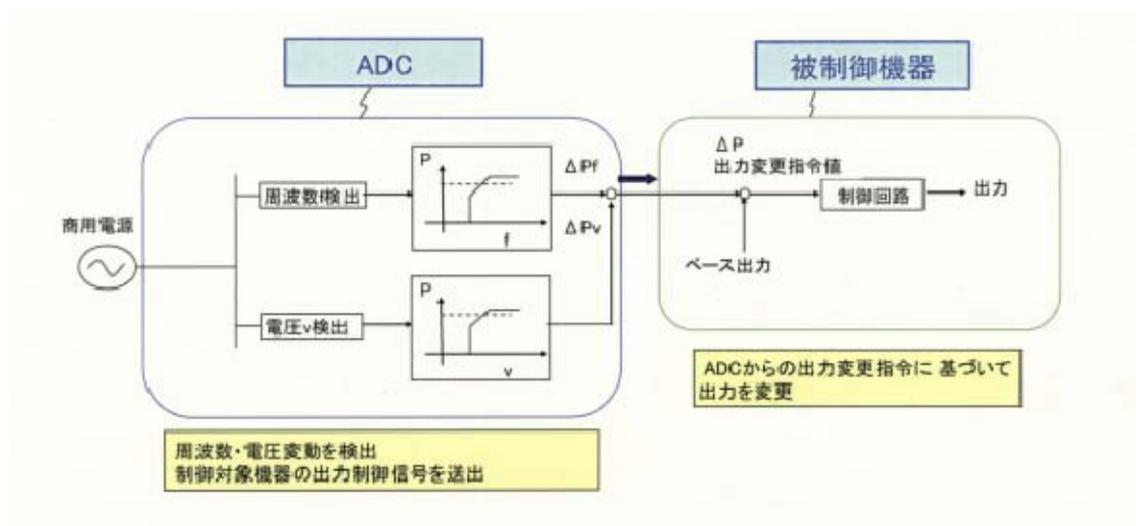


図 3-11 ADC 制御概念図

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、系統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 の導入が電力系統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

連系系統の電圧・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・周波数変動幅が系統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 導入による系統の電圧・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。

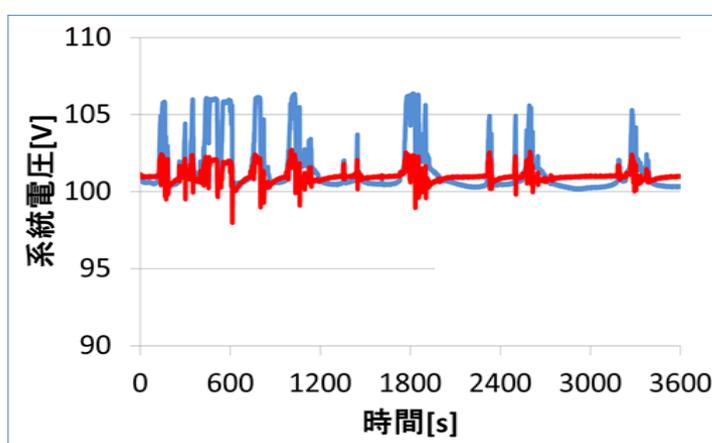


図 3-12 ADC 蓄電池制御による電圧変動吸収例（シミュレーション結果）

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

ホーチミン市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、同市の水道事業者である Saigon Water Corporation（以後 SAWACO と記載）を訪問し、同市の上水施設について聞き取り調査を行った。その結果、ホーチミン市における主要な浄水場4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。Thu Duc、Tan Hiep、Tan Phu 浄水場は、SAWACO とその関連会社が管轄する浄水場であり、事業会社は浄水場の運営のほか、需要家への配水事業も行っている。一方 Thu Duc B.O.O 浄水場は SAWACO とは別に民間企業が運営している浄水場であり、処理後の浄水の全量を SAWACO に卸供給している。

表 4-1 ホーチミン市の浄水場

浄水場名	Thu Duc	Thu Duc B.O.O	Tan Hiep	Tan Phu
事業会社	Saigon Water Co.	Thu Duc Water B.O.O Co.	Saigon Water Co.	Saigon Ground Water Ltd. Co.
処理容量	100,000 m ³ /day (1.16 m ³ /s)	340,000 m ³ /day (3.94 m ³ /s)	300,000 m ³ /day (3.47 m ³ /s)	70,000 m ³ /day (0.81 m ³ /s)

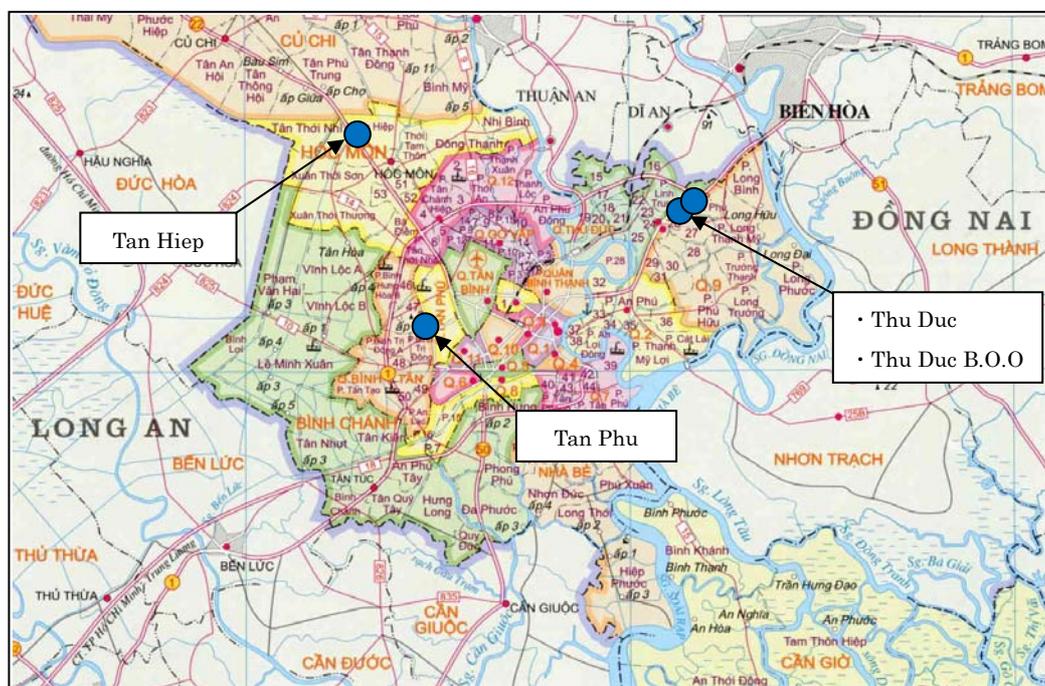


図 4-1 ホーチミン市内にある各浄水場の位置

出典：Vietnam Administrative Atlas をもとに作成

4.2 技術的導入可能性

前節で挙げた 4 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 : 各サイトとも処理流量に若干の日変化はあるものの、ほぼ一定流量で水処理されているため、設備処理容量から流量を算出することとした。
- ・ 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）

		Thu Duc 浄水場	Thu Duc B.O.O 浄水場	Tan Hiep 浄水場	Tan Phu 浄水場
水源		河川（一時貯水）	河川（一時貯水）	河川	地下水
流量	(m ³ /day)	100,000	340,000	300,000	70,000
	(m ³ /s)	1.16	3.94	3.47	0.81
落差(m)		5	10	0	0
導水管の状況	設置状況	露出	埋設（一部ピット）	埋設	埋設
	管径(mm)	1,000	1,500	1,500	不明
	材質	鉄	鉄	鉄	不明
減圧弁の有無		無（減勢水槽）	無（減勢水槽）	無	無
電圧(V)		440	3,300	6,000	400
相手の関心度		△	○	○	×
導入可能性評価		△	○	×	×
備考		<ul style="list-style-type: none"> ▶ 原水は河川取水後ポンプ圧送されているが、浄水場入水部の減勢水槽にて減圧し、流量調整しており、余剰圧力がある ▶ 低落差で流量も少ないため、出力は比較的小さい ▶ 機器の設置には既設工作物の大幅な改造工事が必要である 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 河川取水後、調整池に貯留され、そこから 10m の高低差を利用し本浄水場に送水する ▶ 浄水場入水部の減勢水槽にて減圧、流量調整しており、余剰圧力がある ▶ 高低差は 10m あるが、送水距離、経路の条件より圧力損失を計算する必要がある 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 原水は河川取水後ポンプ圧送されており、余剰圧力はない ▶ 浄水後の送水もポンプ圧送のため、余剰圧力はない 	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 地下水を汲み上げているため余剰圧力はない ▶ 浄水後の送水もポンプ圧送のため、余剰圧力はない

(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する。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る。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 4-3 導入可能性検討結果 (太陽光水力発電)

	Thu Duc 浄水場	Thu Duc B.O.O 浄水場	Tan Hiep 浄水場	Tan Phu 浄水場
設置スペースの有無	有 (貯水槽上蓋部)	有 (処理設備拡張用スペース)	有 (貯水槽上蓋部)	有 (施設内余剰スペース)
面積(m ²)	47,520	27,200	23,000	2,250
電圧(V)	440	3,300	6,000	400
相手の関心度	○	○	△	×
導入可能性評価	○	○	△	△
備考	-	-	-	▶空港に近い場合、建築物の設置には様々な制約があると想定。 ▶高さ制限 8m。

(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。

調査したホーチミン市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 4-4 導入可能性検討結果（導送水にかかる省エネ技術）

	Thu Duc 浄水場	Thu Duc B.O.O 浄水場	Tan Hiep 浄水場	Tan Phu 浄水場
ポンプ種別	送水ポンプ	送水ポンプ	送水ポンプ	送水ポンプ
			導水ポンプ (サイゴン川からの 導水)	導水ポンプ (井戸からの導水)
ポンプ出力 (kW)	—	1,250	1,500	160
			973	— 複数の形式のポンプを使用
台数	5	4	5	4
			5	20
うちインバー タ導入台数	2	2	3	2
			—	20
相手の関心度	△	△	△	△
導入可能性評価	×	×	×	×
備考				

調査対象浄水場の全てにおいてインバータが導入されており、導水および送水量の変動に対応した運転が実施されていることを確認した。

調査した浄水場のうち、下表の3浄水場について、2012年の管理データから、単位水量（浄水量）あたりの電力消費量（電力原単位）を算定した。

各処理場の電力原単位は、0.2～0.3kWh/m³と算出された。これは、我が国の全国平均の電力原単位（0.500kWh/m³（2011））⁴と比較しても低い値であり、省エネの効果が現れている結果であることが推察される。

表 4-5 単位水量あたりの電力消費量

施設名	浄水量 (m ³ /日)	使用電力量 (kW)	電力原単位 (kWh/m ³)
Thu Duc	67,785	247,926	0.35
Tan Hiep	293,001	56,515	0.20
Than Phu	67,785	9,874	0.16

⁴ 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

以下に、各浄水場の電力使用量および浄水量データを示す。

表 4-6 Tan Hiep 浄水場の電力原単位

	電力量		浄水量 (m ³ /日)	電力原単位 (kWh/m ³)
	(kWh/月)	(kWh/日)		
2013 年 6 月	1,689,000	56,300	282,122	0.20
2013 年 7 月	1,606,000	51,806	288,139	0.18
2013 年 8 月	1,809,000	58,355	311,438	0.19
2013 年 9 月	1,788,000	59,600	290,306	0.21
平均	1,723,000	56,515	293,001	0.20

※浄水量は、各月末日の値。管理データより作成

表 4-7 Than Phu 浄水場の電力原単位

	電力量	浄水量	電力原単位 (kWh/m ³)
2012 年	3,603,938 kWh/年 9,874 kWh/日	24,741,422 m ³ /年 67,785 m ³ /日	0.16

※2012 年の月別データより作成

表 4-8 Thu Duc 浄水場の電力原単位

	電力量	浄水量	電力原単位 (kWh/m ³)
2012 年	90,490,112kWh/年 247,926 kWh/日	261,620,844 m ³ /年 716,769 m ³ /日	0.35

※2012 年の月別データより作成

※電力量には、導水施設(Hoa An)の電力量も含む

以上のことから、ホーチミン市浄水施設（導・送水ポンプ）へのインバータ制御の導入による省エネ効果の更なる上積みの余地は低いといえる。

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、流量が十分見込まれる Thu Duc B.O.O 浄水場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。

Thu Duc B.O.O 浄水場は、フィリピンのマニラウォーターが 49%、ベトナムの冷凍機器メーカーである REE が 42%出資する民間企業である Thu Duc water B.O.O corporation により B.O.O. (Build-Operate-Own) 形式で建設された浄水場であり、2009 年に運転を開始した比較的新しい施設である。

近傍の Dong Nai 川から取水した原水をポンプアップし、一度調整槽に貯水した後、1,500 ミリ径の導水管を使って本浄水場まで自然流下させる。当浄水場には調整槽より導水された原水の減勢設備（減勢槽）が設置されており、併せて減勢槽の手前に位置する流量調整バルブ（ピット内に設置）を用いて調整しつつ減勢し、浄水設備に導水している。よって、マイクロ水力発電設備は、この減勢されているエネルギーを活用して設置する形態をとる。

また、同浄水場内には、水処理施設を増設するための 27,200m² の更地が存在する。当初の計画では、この更地に浄水設備を新設して浄水能力を增強する予定であったが、その後ホーチミン人民委員会が水供給計画を変更したことで増設の必要がなくなったとのことであった。将来的な設備新設の可能性には留意する必要があるが、現地事業者へのヒアリング結果を踏まえ、本調査ではこのスペースを利用した太陽光発電の導入検討を実施した。



減勢設備（奥が減勢槽）



バルブピット（配管分岐想定箇所）



ピット内部 バタフライバルブ
（ここから分岐して水車へ導入）



マイクロ水力発電設備導入想定箇所
（囲み部：減勢槽上部）

図 4-2 マイクロ水力の設置想定箇所



図 4-3 太陽光発電の設置想定箇所（写真手前は浄水施設）

4.3.2 設置検討結果

(1) マイクロ水力発電

(a) 水車型式選定

当サイトへの導入は、原水を処理施設流入前に減勢させる減勢槽入口弁（バタフライバルブ）手前の管路から分岐する形態とし、処理前の水を水車へ導水して発電した後、減勢槽に向け放水する。

流量については、毎秒あたりの取水量（ m^3/s ）が管理されていなかったため、実測データを入手することはできなかった。ただし、同浄水場が年間を通じて一定稼働していることや、SAWACO への卸売量が近年変化していないというヒアリング結果から、2011 年の年間処理量記録を用いて現在の流量を算出可能と判断した。このデータをもとに算出した結果、流量は $3.94\text{m}^3/\text{s}$ と計算された。落差については、設置想定箇所の周辺が図面管理されていたため高低差 10m が正確に把握できた。この高低差から、流路の曲がり（配水管の曲がり）等を考慮したエネルギー損失分を差し引いた結果、実質的な有効落差（余剰圧力）を 5.45m と算出した。この流量と落差の値から水車選定表を比較した結果、最も適切な水車としてクロスフロー水車を選定した。なお、水車効率（メーカー値）は 77.15% である。

しかしながら、水車選定表を詳しく確認すると、この流量と落差はクロスフロー水車 1 台では適用できない可能性があることが分かった。加えて、既設配管から分岐させて設置することを考えた場合、 $3.94\text{m}^3/\text{s}$ 全量を取水するためには、径 1,500mm の既設管路に対して少なくとも径 900mm の管路で分岐しなければならないため、既設管径に対する分岐管径の割合が大きくなり施工性が悪くなってしまう。こうした理由から、クロスフロー水車を 1 台ではなく、半量ずつを取水する計 2 台を稼働させた 2 台方式（管径 $\phi 700\text{mm}$ ）で検討することとした。なお、2 台方式であっても理論上の合計出力は 1 台方式と変わらない。

(b) 発電機選定

マイクロ水力発電設備の稼働が浄水プロセスの操業に大きく影響を与える場合には、発電時等にも安定して稼働を続ける単独運転能力を備えさせる必要がある。しかし本浄水場の場合は、所内消費電力に対して導入を想定するマイクロ水力発電設備の出力規模は小さいため、当該設備の単独運転は不要と考えられる。従って、単独運転能力がない代わりにコスト的に有利な誘導発電機の導入について検討することにした。同浄水場で水車を設定する場合は、回転数が低いため増速機を設置し発電機に伝達する必要がある。水車機器メーカーより入手した発電機効率値は 90%、増速機効率値が 95% であることから、発電機関係の合計効率は 85.5% となる。連系電圧については、低圧連系とした場合は 200A 以上の電流が発生し連系点までの伝送損失が大きくなることから、高圧の 3,300V で連系することとした。既設電気設備との接続については、既設の高圧キュービクル⁵に予備の接続箇所が無いので、別途増設した上で発電機を連系する必要がある。

⁵ キュービクル：変圧器や遮断器など、高電圧の電気設備を収納した金属製の箱

以上より、出力は $W=9.8$ (重力加速度) $\times 3.94$ (流量) $\times 5.45$ (落差) $\times 66\%$ (水車 \times 発電機 \times 増速機効率) $=139\text{kW}$ と計算された。

(c) 所内系統への接続

本浄水場の単線結線図を確認したところ、受電用変圧器は 2 台設置され、各変圧器容量は 6,000kVA で 15kV から 3.3kV に降圧されていた。それぞれの変圧器には 1,250kVA のモータ負荷 2 台、900kVA の所内負荷および 200kVA の力率改善用コンデンサが接続されていた (以後、変圧器以下に接続される供給負荷も含めた変圧器毎の括りを「バンク」と記載)。

所内系統内において、水力発電機からの電力ケーブルを接続する母線については、水力発電機からの供給電流を許容できるだけの容量を接続母線が持っているかを検討する必要がある。今回は前述(b) 発電機選定の項で述べたように、3,300kV 母線への接続が可能かを検討した。現地調査時は電気設備が稼働中であり母線のサイズを目視で確認することができなかつたため、許容電流を単線結線図で確認し接続可能性を評価することとした。

本変電所は 2 バンク構成で、そのバンク間を接続する Bus Tie (遮断器) が設置されているが、循環電流が発生するのを避けるため変圧器の並行運転は行わないよう、Bus Tie と変圧器 2 次側遮断器との間でインターロックを構成している。つまり、Bus Tie を投入する際はどちらかの変圧器 2 次遮断器は開放することとなり、変圧器の並行運転は避けるよう設備構成されている。このことから、変圧器が 1 台停止している時は、残りの 1 台によって負荷供給することになるため、3,300kV 母線の通過容量は、少なくとも変圧器容量 (6,000kVA) の負荷電流を流せるよう母線容量を決定しているはずである。こうした状況把握を踏まえ三相交流電流値を推定したところ、3,300V 母線の通過電流は最低でも $6,000/(\sqrt{3}\times 3,300) = 1,050\text{A}$ と計算された。現在の 1 バンク負荷は $3,600/(\sqrt{3}\times 3,300) = 630\text{A}$ 程度であるため、マイクロ水力発電機 139kW (3,300V 24A) が連系しても特に問題とされないと考えられる。なお、発電機連系に伴う短絡電流⁶の増加が引き起こす遮断器の定格遮断電流⁷超過については、設備の諸元情報が不足している中で図面確認を行う限りは、特に問題とされないと考えられる⁸。

(d) 施工方法検討

事業者は SAWACO に浄水を卸供給しており、その契約上、供給を停止することが難しい。したがって、機器設置にあたり既設管路の分岐工事を行う際には、不断水工法を採用する必要がある。参考として、不断水工法の概要を下図に示す。

⁶ 短絡電流：電気回路が短絡 (ショート) した際に流れる大電流のこと

⁷ 定格遮断電流：回路内で短絡が発生した際、遮断器 (ブレーカ) が遮断できる電流値

⁸ 遮断電流が 25kA と十分大きく、また追加する誘導発電機から供給される短絡電流は減衰し持続しないことから判断した。

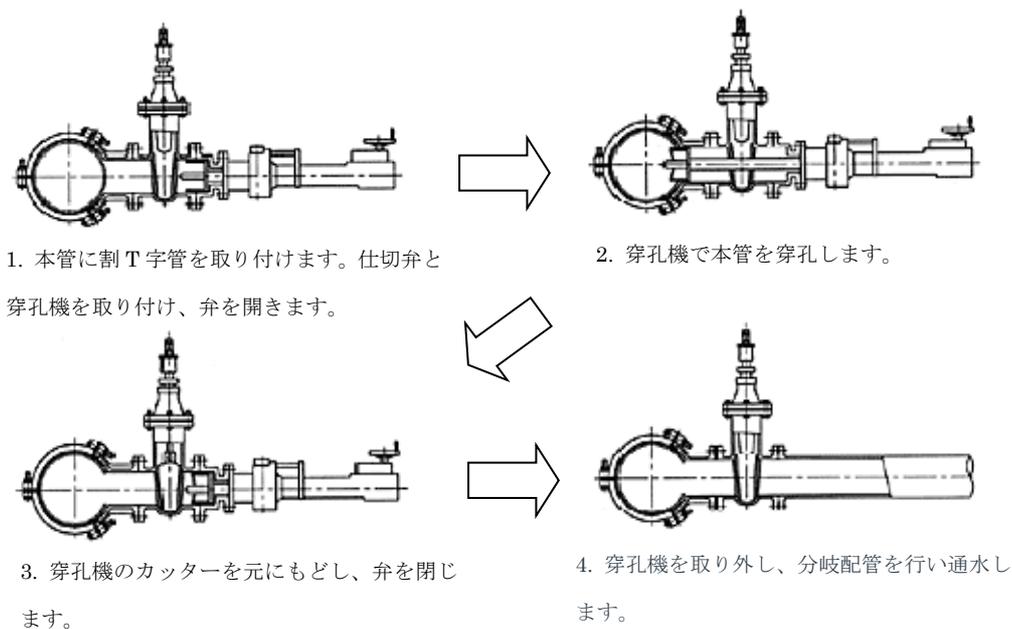


図 4-4 不断水分岐工法工程図

出典：大成機工株式会社ウェブサイト

以上の結果より、Thu Duc B.O.O 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 4-9 マイクロ水力発電機の諸元

発電形態・方式	浄水場受水槽（減勢槽）入水部（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"> ・有効落差 5.45m ・使用水量 3.94m³/s ・出力 139kW（総合効率 66%） （効率内訳：水車 77.1%、増速機 95%、発電機 90%）
設備概要	<ul style="list-style-type: none"> ・水車 クロスフロー水車 2台形式（HC-1R2G） ・発電機 かご形三相誘導発電機 ・連系電圧 所内系統へ 3,300V で連系
備考	浄水の供給を停止させることができないため、不断水工法を採用

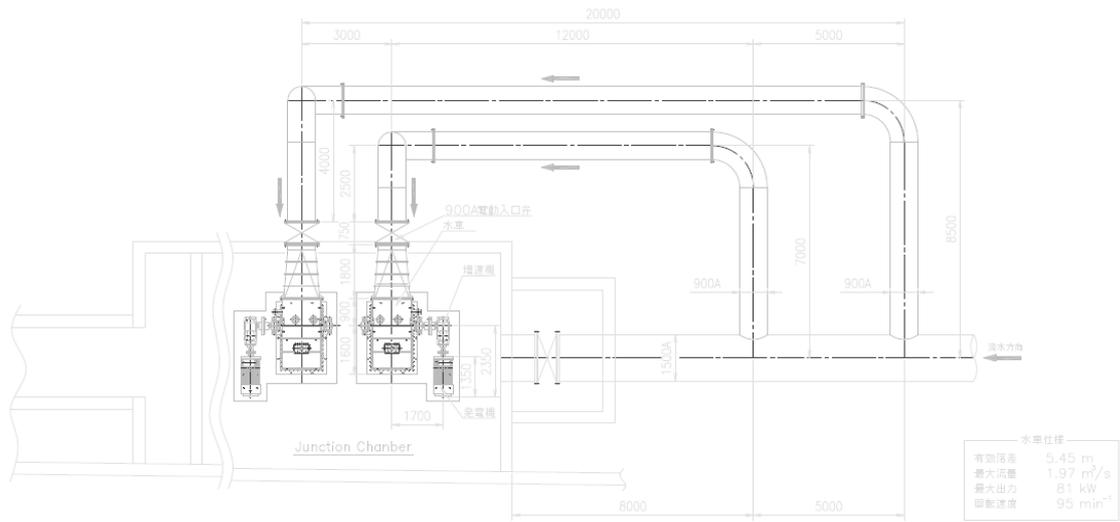


図 4-5 機器平断面図 (参考図面)

非公開

図 4-6 水車発電機接続想定箇所（網掛け部）（Thu Duc B.O.O 単線結線図）

(2) 太陽光発電

(a) 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でない。従って本検討では、パネル設置が可能なサイトの面積や、Thu Duc B.O.O 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。

Thu Duc B.O.O 処理場は、ベトナム最大の商業都市であるホーチミン市への浄水供給の一旦を担う大規模な浄水施設を有しており、また市内への高低差が低いためにポンプを使っての配水を余儀なくされていることもあって、消費電力は 43,939MWh/年とかなり大きい。この電力消費の多くは所内のポンプ利用に起因しているが、設置されているポンプには既に省エネ設備が取り付けられているために今以上の省エネ効果あまり望めないことや、浄水の卸供給について SAWACO と契約を行っていること等を踏まえると、この電力消費は次年度以降も続くものと思われる。したがって、コストが比較的大きくなる蓄電池を導入せずとも、所内利用に応じた大規模な発電活動が可能であると判断した。

こうした状況把握を踏まえ、余剰する 27,200m² のスペースを全て利用した太陽光発電による出力を計算したところ、導入できるパネルの出力は約 1,800kW 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、ホーチミン市が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。この点を踏まえ出力の補正計算を行った結果、補正後の出力は約 2,840kW と推定された。一方、同浄水場で使用される送水ポンプの負荷が 1,250kW/台であり、太陽光発電による発電分はこの負荷のポンプ 2 台に向けて供給されるため、実質必要な出力は 2,500kW (1,250kW×2 台) である。そこで今回は、このうちの 90% である 2,250kW を補う太陽光発電設備の導入を検討することとした。

なお、想定するプロジェクトは高温多湿のホーチミンにおいてメガワットの出力を持つ太陽光パネルを導入するため、PID 現象⁹には十分に留意する必要がある。導入するパネルの種類やメーカーを選定する際にも、PID 現象への耐性については確認を要する。

(b) 所内系統への接続

太陽光発電設備の出力が 2,250kW と大規模であることから、送電損失の低減や、設備形成上のコスト面を考慮し、低圧ではなく 3,300V で所内の電気系統に接続するのが得策である。本サイトの主要負荷であるポンプ用モータは、4 台中常時 3 台運転しており、一方のバンクではモータが 2 台運転し、他方のバンクでは 1 台運転という状況にある。なお、各ポンプの運転時間を均一化するため、運転するポンプの号機を変更する場合があります、バンク毎の負荷は同一ではない。このような運用下において、太陽光発電設備 2,250kW を全量一方のバンクに接続した場合、ポンプ 1 台

⁹ 特に高温多湿の環境下において、高い電圧がかかるモジュール回路内で電流の漏れが発生する現象。パネル表面の強化ガラス・セル・外枠のアルミフレーム・バックシート等を含めたシステム内の相互作用により起こる現象で、近年では欧州を中心とした海外の大規模発電事業において多数の被害事例が報告されている。はっきりとした原因は不明だが、最近では強化ガラス内のナトリウムがイオン化するのが原因とする見方が強く、各メーカーが耐性試験の実施や耐性の第三者認証の取得等に取り組んでいる。

運転中のバンクに連系する運転形態では、供給電力がポンプ負荷 1,250kW を超過し、電力系統側に電力を供給する「逆潮流」現象が発生することとなる。

この逆潮流を避けるためには、太陽光発電出力を各バンクに 1,125kW ずつ連系することが得策である。なお、マイクロ水力発電設備の連系を検討した際に、母線を通過可能な電流量に十分余裕があることも確認されており、各バンクへ 1,125kW ずつ接続することは可能である。

また、既設遮断機の定格遮断電流についても、太陽光発電設備からの短絡電流供給はインバータの定格出力の 1.1~1.5 倍程度しか供給しないことから、最大の 1.5 倍が流れると見積もっても 236A 程度と小さい。したがって太陽光発電設備の連系に起因した遮断電流の超過は発生しないものと考えられる。

表 4-10 太陽発電システムの諸元

設備導入箇所	施設内余剰スペース
諸元	<ul style="list-style-type: none"> ・面積 21,550 m² ・出力 約 2,250kW (現地で発電した場合の数値。1kW/15km ² の発電密度を想定)
発電形態・方式	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・連系電圧 所内系統へ 3,300V で連系
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。

4.3.3 系統安定化対策技術の導入検討

本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。

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

系統連係時における電圧変動率を計算した結果、電圧の許容値の設定次第では安定化対策に大きな影響が生じることが判明した。従って、現地の電圧変動実態を詳細に把握する必要がある。この電圧問題は、本質的には連系している電力系統の電圧変動も含めて解決すべき問題であるため、ここでは現時点で入手した条件で考えられる対応策を列挙する。

- ①無効電力調整を円滑に行い、電圧の短時間変動、長時間変動共に対応可能な太陽光発電設備

連系用 PCS（パワーコンディショナ）を設置する。

②通常運転時の電圧低下とその支障を回避するために、従来型の配水用ポンプ 2 台についてもインバータ化し、モータが運転可能な範囲に電圧を維持する。

(2) 自立運転時

系統事故による停電は月 1 回程度発生し、復旧後配水用ポンプが再起動するまで計 40～50 分程度を要する。現状では自家発のディーゼル発電機での対応は行われていないとのことであるが、太陽光発電設備導入後は、自家発のディーゼル発電機を活用し自立運転できるようにシステムを見直すことが望ましい。

そのためには、前述のとおり太陽光発電設備およびインバータモータに ADC 機能を付加することが前提として必要である。これにより、電圧・周波数を維持するための太陽光発電設備抑制、インバータモータ負荷の出力制御を、両設備の協調をとりながら同時に行うことが可能となる。

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、事業の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。

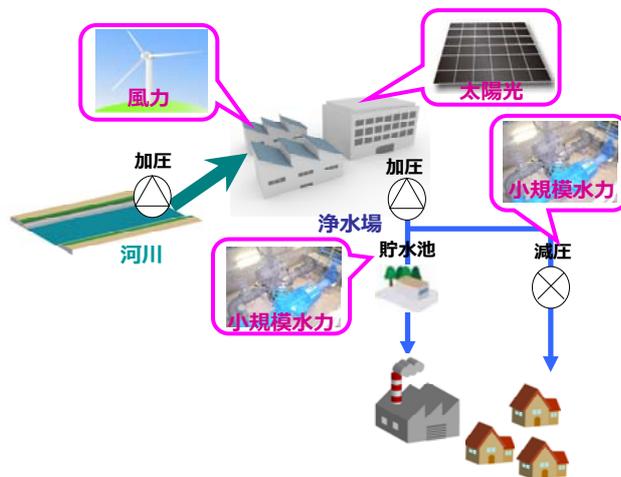


図 5-1 モデルプロジェクトの概要図

5.1.2 モデルサイトの概要

ホーチミン市におけるモデルサイトには、第4章に示すように Thu Duc B.O.O 浄水場を選定した。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 Thu Duc B.O.O 浄水場の諸元情報を表 5-1 に示す。

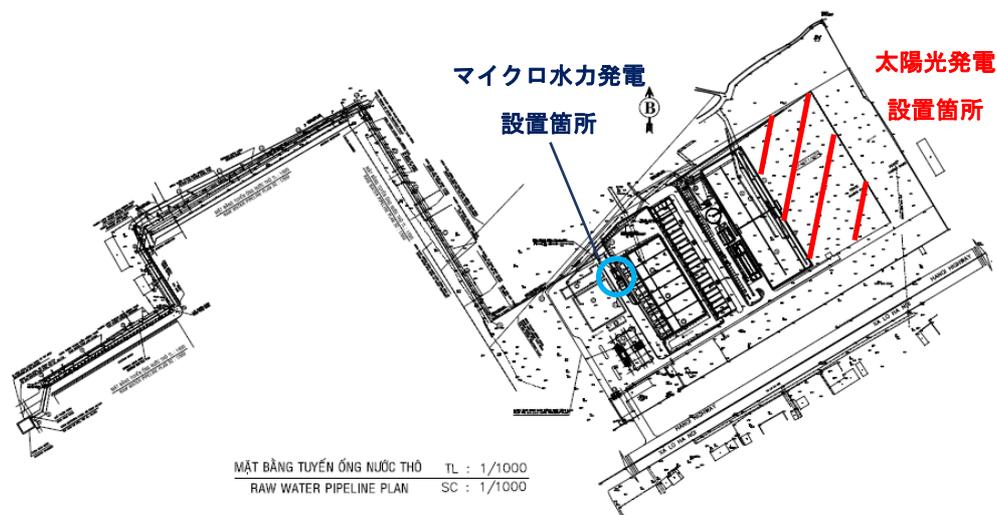


図 5-2 Thu Duc B.O.O 浄水場の全体図

表 5-1 Thu Duc B.O.O 浄水場の諸元

所在地		Ho Chi Minh 市
運営企業		Thu Duc Water B.O.O Corporation
処理容量		340,000 m ³ /日 (3.94 m ³ /秒)
年間使用電力量		43,939 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 (21,550 m ²)
	発電形態・方式	国内メーカー製造の太陽光モジュール (15km ² 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	

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 5-2 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) とベトナム (ホーチミン) で比較した以下の資料を用いた。

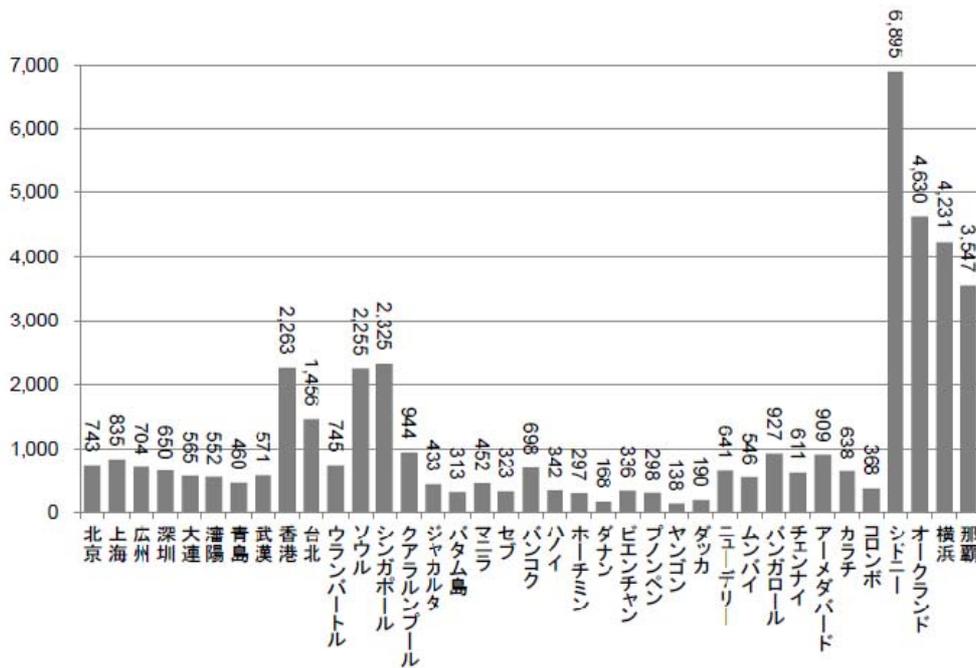


図 5-3 エンジニア（中堅技術者）の月額基本給比較（単位：米ドル）

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。

ベトナムには、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制度が存在しないため、本検討においてマイクロ水力発電や太陽光発電の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、発電分が余剰する場合は、地元電力公社の EVN と電力購入契約を結び余剰分を売電できるものとした。省エネ設備については、所内の電力消費を削減することによる経済効果を見込んだ。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。なお、電力の購入料金については、経済成長に伴う将来の電力価格の上昇を見込んだ。

表 5-3 電力購入料金および売電価格¹⁰

購入料金	売電価格	設定根拠
1,422 (VND/kWh)	0.0399 (USD/kWh)	買電：現地インタビュー結果 売電：現地 IPP の売電実績

図5-4に示すように、ベトナムの電力料金は近年上昇を続けている。年によって上昇率は異なるが、2000 - 2012年の期間における平均上昇率は約6.5%と計算できるため、これを踏まえ、現地の電力料金はモデルプロジェクト初年度から年6.5%の上昇率で毎年値上げされると仮定した。ただ

¹⁰ 本検討の為替レートは 0.004952 円/VND、104.74 円/USD（共に 2014 年 1 月の参考レート）をそれぞれ用いた。

し、我が国の業務用電力料金の参考値である0.158米ドル/kWh¹¹を電気料金の上限として採用し、値上げにより電力料金がこの参考値を超えた場合には、その翌年度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。

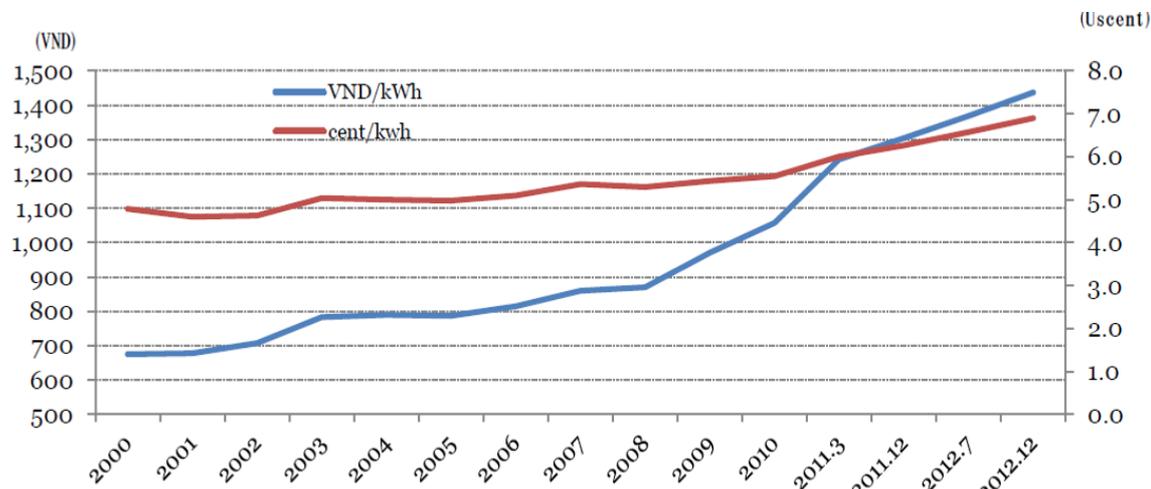


図 5-4 ベトナムの電力料金推移

出典：ベトナム電力調査 2013（ジェトロ・ハノイ事務所）

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初期投資および年間経費について、それぞれ以下のように設定した。

a) 事業環境

Thu Duc B.O.O 浄水場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。河川水が浄化槽に流入する直前の配管部に、クロスフロー水車発電機を設置する。想定される出力はおよそ140kWである。

¹¹ 出典：電量料金の各国比較（経済産業省）

表 5-4 マイクロ水力発電機の諸元情報

マイクロ水力 発電	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
	設備概要	水車 : 横軸フランシス水車 発電機 : かご形三相誘導発電機
	発電機諸元	有効落差 : 5.45m 使用水量 : 3.94 m ³ /sec 出力 : 140kW（総合効率 70%と仮定） 年間稼働率 : 95 % 年間稼働時間 : 8,760 時間 年間発生電力量 : 1,165MWh

b) 初期投資

初期投資に関連する諸条件を下表に示す。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ものである。

Thu Duc B.O.O 浄水場では、発電する電力の全てを所内のポンプ稼働に充てることが予想されることから、系統には接続せず自家消費することになる。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 5-5 マイクロ水力発電事業の初期投資

項目	金額		備考
建設費			
水車関係	136,000	千円	クロスフロー水車
発電機関係	79,500	千円	所内の 3,300V 母線への接続
その他（配管等）	17,000	千円	-
海上輸送費	7,500	千円	-
据付費	50,000	千円	付帯工事等を含む
小計	290,000	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 5-6 マイクロ水力発電事業の年間経費

項目	金額		備考
O&M 費用			
維持管理費	1,360	千円/年	対 水車費用 1.0%
小計	1,360	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

Thu Duc B.O.O 浄水場への導入を想定する太陽光パネルの諸元を表 5-7 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 5-8 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 0.0667kW/m^2 (15m^2 あたり 1kW 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ホーチミン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、ホーチミン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。

$$\begin{aligned} & \text{(単位面積あたりパネル出力 (ホーチミン))} \\ & = \text{(単位面積あたりのパネル出力(東京))} \times \text{(ホーチミンの全天日射量)} / \text{(東京の全天日射量)} \end{aligned}$$

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。

Thu Duc B.O.O 処理場への設置を想定する太陽光パネルの面積は約 $21,550\text{m}^2$ 、システム規模はおよそ $2,250\text{kW}$ である。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 5-7 太陽光発電設備の諸元

太陽光 発電	設備導入個所	敷地内拡張用スペース (21,550 m ²)
	設備概要	国内メーカー製造の太陽光モジュール (15km ² 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)
	発電機諸元	システム規模 : 2,250 kW 劣化率 : 0.27 %

表 5-8 太陽光発電事業の事業環境

項目	諸元		備考
単位面積あたりの パネル出力	0.0667	kW/m ²	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 ² /日	1973 年-2013 年の平均 (気象庁観測)
ホーチミンの全天日射量	5.20	kWh/m ² /日	出典：Vietnam Government Statistical Office

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 402,267 千円、158 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は、14,367 千円と計算された。

Thu Duc B.O.O 浄水場は、発電分の全量を所内にある 2500kV 負荷のポンプ稼働に充てて自家消費する。第 4 章での考察から、所内にある 3,300V 母線に接続できると推定できたことから、所内系統にかかる費用として、3,300V への昇圧費用 (高压キュービクルの新設含む)・母線までの電源線敷設などを見込み、21,525 千円と設定した。

表 5-9 太陽光発電事業の初期投資

項目	金額		備考
建設費			
システム費用	402,267	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
土地造成費用	158	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
海外輸送費	14,367	千円	国内メーカーヒアリング
昇圧/電源線敷設費	21,525	千円	参考：国内外での見積り実績
小計	438,317	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。

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、パネルの管理についても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ものとした。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 1,138 千円を計上することとした。

日本で発電事業を行う場合には、規模に応じて主任電気技術者の配置が推薦・あるいは義務化されているが、ベトナムに関しては事業実施前に EVN が開催する講習に参加するだけでよい。また、今回の Thu Duc B.O.O 浄水場のケースでは、発電分を全て所内利用する可能性が極めて高いことから、主任技術者の追加設置は必要ないと判断した。

表 5-10 太陽光発電事業の年間経費

項目	諸元		備考
O&M 費用			
維持管理費	6,439	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
一般管理費	901	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
小計	7,340	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、従来の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 5-11 太陽光発電事業のその他経費

項目	諸元		備考
年間保険料	1,006	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
撤去費用	20,121	千円	参考：H23 コスト等検証委員会報告書
その他経費 小計	21,127	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、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 5-12 マイクロ水力発電事業の損益計算結果

(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	8204	8737	9305	9910	10554	11240	11971	12749	13578	14460
支出	291360	1360	1360	1360	1360	1360	1360	1360	1360	1360
純利益	△ 283156	7377	7945	8550	9194	9880	10611	11389	12218	13100

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
15400	16401	17468	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	290201
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	303600
15400	16401	17468	18603	18603	18603	18603	18603	18603	18603	△ 13399

また、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 5-13 太陽光発電事業の損益計算結果

(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	15,798	16,779	17,822	18,928	20,104	21,352	22,678	24,086	25,581	27,168
支出	410,613	8,346	8,346	8,346	8,346	8,346	8,346	8,346	8,346	8,346
純利益	△ 394,815	8,433	9,476	10,582	11,758	13,006	14,332	15,740	17,235	18,822

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
28854	30644	32545	34564	34467	34371	34274	34177	34080	33984	542255
8346	8346	8346	8346	8346	8346	8346	8346	8346	8346	589308
20508	22298	24199	26218	26121	26025	25928	25831	25734	5516	△ 47053

5.4.2 考察

5.4.1 の結果より、現時点では、マイクロ水力発電・太陽光発電の両方において採算性の確保が難しいことがわかった。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。ただし、ベトナムの産業用電気料金は、ASEAN の周辺国と比較しても極めて低い水準にあるため、収益面において同国の事業環境が優れているとは言えない。そこで、こうした収益条件を改善する政策として、先進諸国で普及する FIT 制度に着目し、FIT 制度導入による収益環境の改善効果についても考察するものとする。

以下、この「システム導入コストの削減効果」「FIT 制度導入による収益環境改善効果」のそれぞれについて考察を行った。

(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が可能だとの考察結果が得られた（表 5-14）。

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 Parity¹²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。

¹²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。

表 5-14 マイクロ水力発電設備を現地生産した場合の想定価格

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	100,000	90,000	70,000
入口弁	36,000	32,400	25,200
水車関係 合計	136,000	122,400	95,200
発電機	12,000	10,800	8,400
増速機	10,000	9,000	7,000
発電機開閉盤	0	0	0
発電機制御盤	39,000	35,100	27,300
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	79,500	71,550	55,650
流量計	10,000	9,000	2,000
配管材	7,000	6,300	1,400
その他(配管等)計	17,000	15,300	3,400
海上輸送費	7,500	6,750	3,750
海上輸送費 合計	7,500	6,750	3,750
据付調整工事費	50,000	45,000	20,000
不断水工法	0	0	0
据付代 合計	50,000	45,000	20,000
合計	290,000	261,000	178,000

表 5-15 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 制度導入による収益環境改善効果

現在、ベトナムでは風力発電を対象とした FIT 制度が導入されているが、水力発電・太陽光発電は対象になっていない。風力発電については、7.8UScent/kWh の買取価格が 10 年間適用されることになっている。本検討で FIT 制度による収益環境改善を評価するにあたり、風力発電に対する現行の買取価格・買取期間が水力発電と太陽光発電に適用される場合を想定し、収益改善効果を検討することとした。また、FIT 制度を再生可能エネルギーの普及に役立てている例として我が国の FIT 制度にも着目し、我が国の FIT 制度で定められている調達価格をベトナム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 5-16 検討に使用する調達価格

制度	対象エネルギー	調達価格	買取期間	備考
ベトナムの FIT 制度 (FIT1)	風力	7.8 UScent/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)
	太陽光	37.8 円/kWh	20 年間	平成 25 年度税込価格 (10kW 以上)
	風力 (参考)	57.75 円/kWh	20 年間	平成 25 年度税込価格 (20kW 未満)

(3) 評価結果

評価結果を以下に示す。FIT 制度の調達価格が与える影響が大きく、日本並みの調達価格に設定するとかなりの収益率を生み出すことがわかる。

表 5-17 事業性の詳細検討結果

		製造コスト削減			
		マイクロ水力発電		太陽光発電	
		国内生産 (261 百万)	海外生産 (178 百万)	現在価格 (280 千円/kW)	将来価格 (140 千円/kW)
FIT 導入	導入	投資回収 : 20 年 PIRR : 1%	投資回収 : 15 年 PIRR : 4%	投資回収不可 PIRR 算出不可	投資回収 : 14 年 PIRR : 6%
	無し	投資回収不可 PIRR 算出不可	投資回収 : 20 年 PIRR : 0%	投資回収不可 PIRR 算出不可	投資回収 : 11 年 PIRR : 7%
	FIT 1	投資回収 : 7 年 PIRR : 19%	投資回収 : 5 年 PIRR : 32%	投資回収 : 12 年 PIRR : 5%	投資回収 : 6 年 PIRR : 20%
	FIT 2				

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。ベトナムの貸出金利は変動が激しく、事業者が投資の目安とできるようなベンチマークを設定するのは難しいが、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。

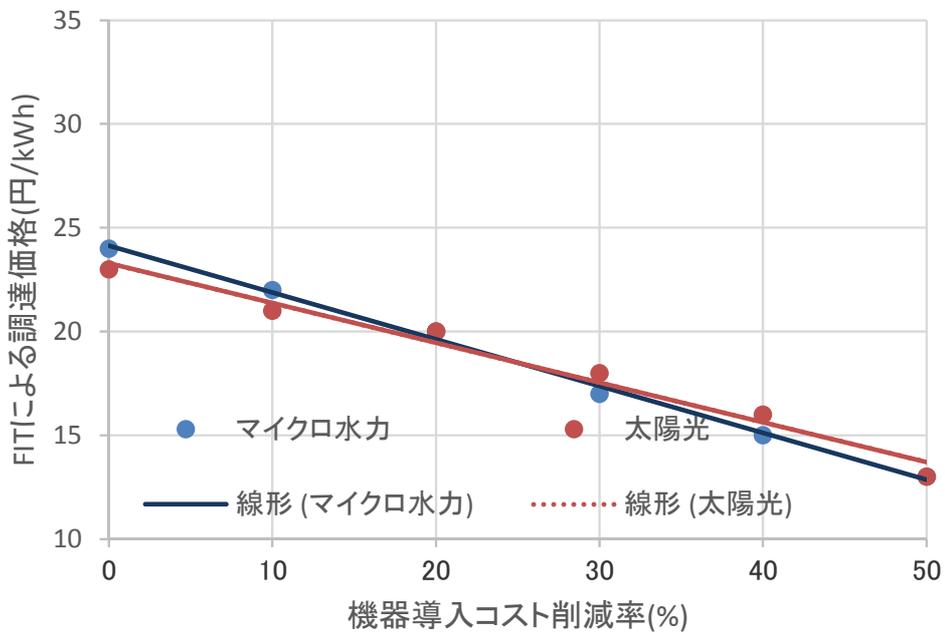


図 5-5 「10年以内の投資回収およびPIRR 10%以上」の達成条件

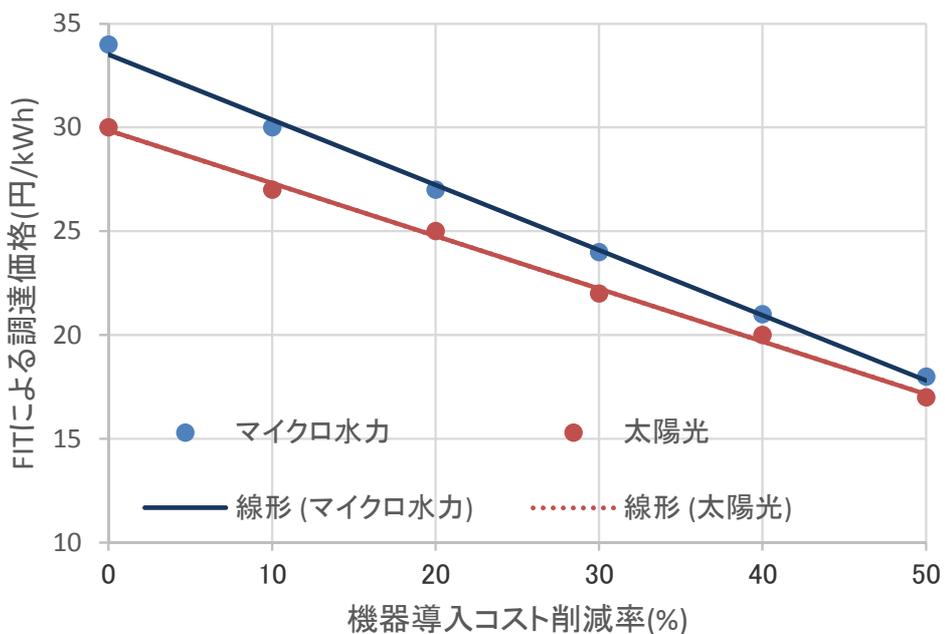


図 5-6 「7年以内の投資回収およびPIRR 15%以上」の達成条件

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、まず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、現在のベトナムの事業環境では、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 5-5 および図 5-6 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。

ここで、遡って表 5-17 に着目すると、水力発電や太陽光発電の FIT 制度が存在しない現在のシナリオに比べ、風力発電と同価格で調達されるシナリオの方が、収益性が低いという結果が得られた。これは、電力料金が過去 10 年と同じペースで上昇を続けた場合（下図参照）、現在の FIT 制度の調達価格では事業者に損益が¹³生じてしまうということを意味する。

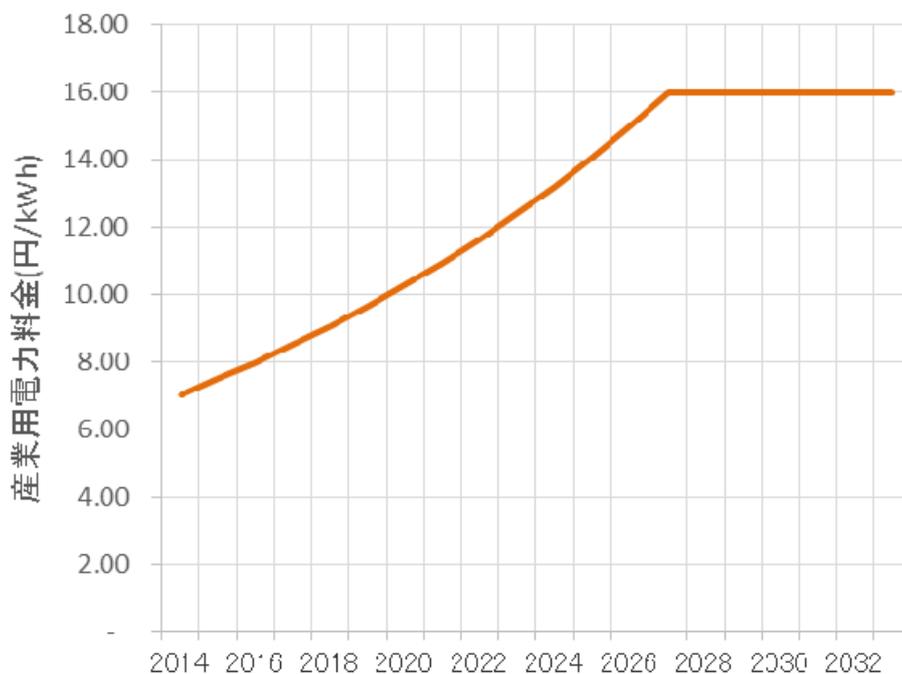


図 5-7 本検討で想定する将来の電力料金
(設定方法の詳細は 5.2.3 を参照)

実際に、同国の代表的な風力発電事業である Bac Lieu Wind Power Plant からの調達価格についてベトナム政府は上方修正を検討している。ベトナム商工省が起案する修正案（表 5-18）は、同プロジェクトの事業性に鑑みた価格修正案であり、これまでの調達価格よりも若干収益性が上がる案となっている。このように、ポテンシャルが把握されている風力発電については、その事業性

¹³ ただし、正味現在価値（Net Present Value, NPV）の考え方を踏まえた場合、全ての事業者が一様に損益を被るものではない。

確保にも政府の積極的な姿勢を見て取ることができる。従って、同国の日射環境や中小水力発電の賦存量についても正しく把握されれば、水力発電や太陽光発電も同制度の対象に入る可能性が十分に考えられる。

表 5-18 風力発電の固定買取価格

制度	買取価格 (UScent/kWh)	買取期間
現行制度 (FIT1)	7.8	初年度から 20 年間
工商省提案 (FIT2)	11.5	初年度から 10 年目迄
	9.8	11 年目から 14 年目迄
	7.8	15 年目から 20 年目迄

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 出削減事業」である。ベトナム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。ベトナムは、現状ではインフラ整備等に課題を残す開発途上国ではあるが、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¹⁴。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。

¹⁴ 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。

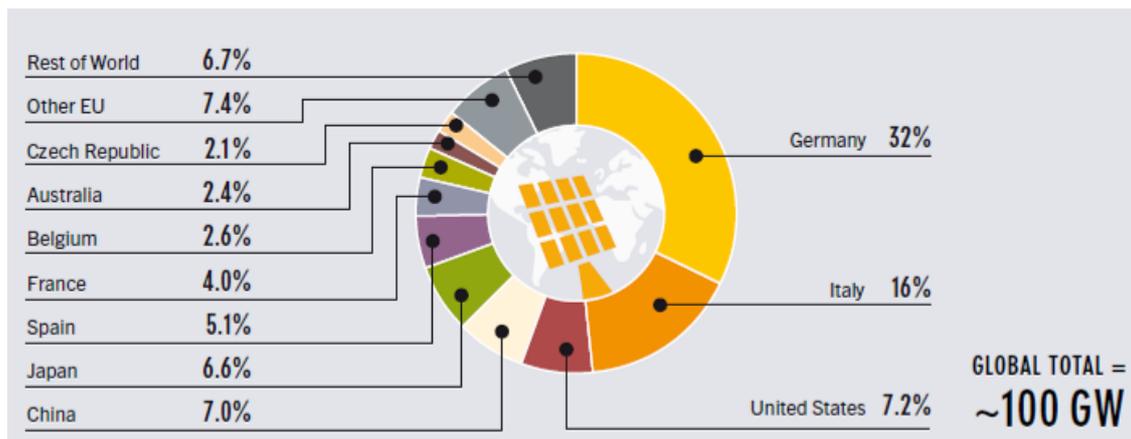


図 6-1 主要国の太陽光発電導入量（2012 年）

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

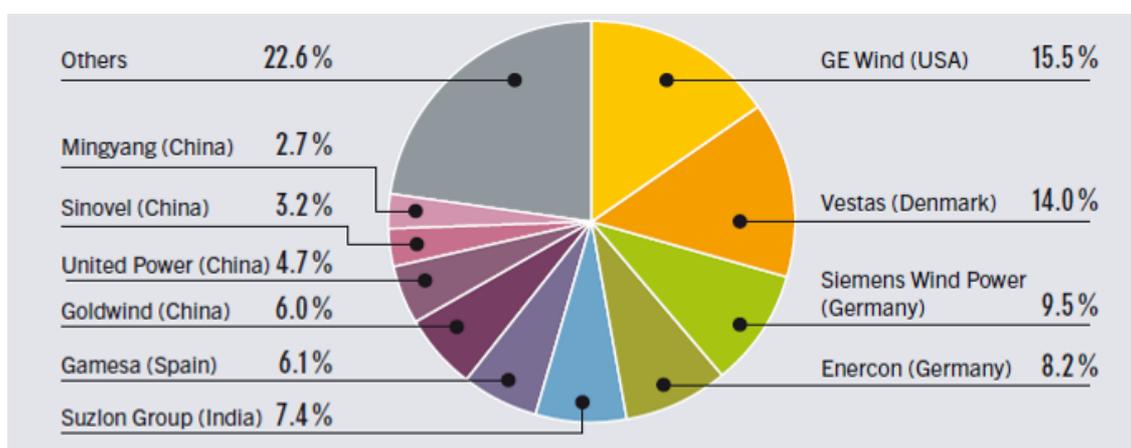


図 6-2 風力発電機のメーカーシェア（2012 年）

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

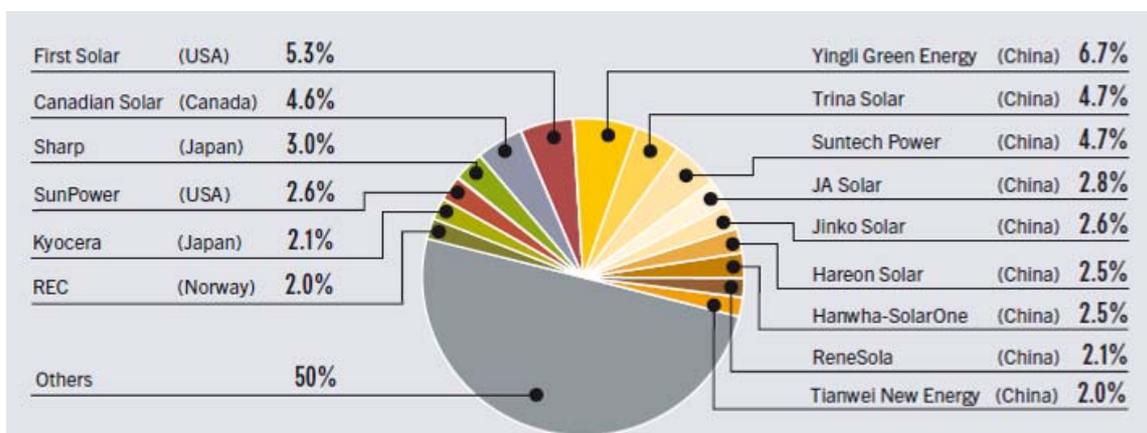


図 6-3 太陽パネルのメーカーシェア（2012 年）

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

6.1.3 技術環境

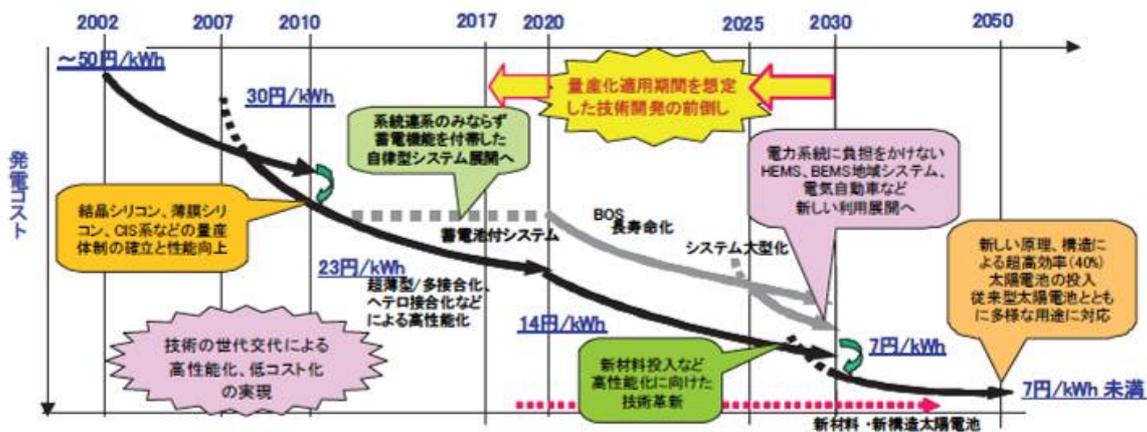
直近の過去10年では、再生可能エネルギーの導入に真っ先に着手した欧州が、技術開発においても先頭を走ってきた。FIT制度の導入による太陽光発電の急速的な普及や、北海周辺の優れた風況を活かした風力発電の導入推進などが主な理由である。欧州では、こうした市場の盛り上がりをきっかけとして、先端技術開発や量産化による価格低下も実現させている。

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）

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)



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	汎用電源未済 7円/kWh未済
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。

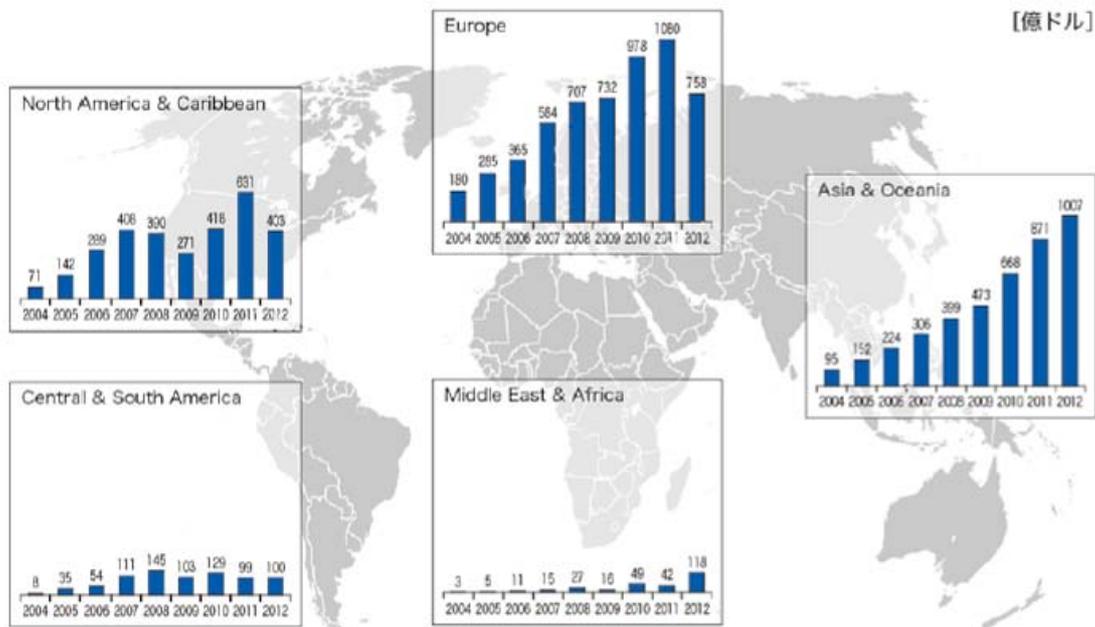


図 6-5 再生可能エネルギーへの新規投資額の推移

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)

ベトナムでは、2007年に首相決定を受けた「国家エネルギー政策」において、一次エネルギーのうち新エネルギーおよび再生可能エネルギーの占める割合を2010年までに3%、2020年までに5%、2050年には11%とする導入目標が立てられている。また、蒸気・小規模水力・風力・バイオガスを利用した発電技術についても、先進国から関連技術を取り入れながら開発を進めている。更に、将来的には国内での生産や組立などを図っていくことなども内容として盛り込まれており、実際に税優遇措置により外国資本を積極的に受け入れるなど、先進技術導入の体制は着々と進められている。また、具体的なインセンティブ制度として、風力発電を対象としたFIT制度が導入されている。

また、消費者構造の変化という視点では、対象国の水需要の増加にも着目する必要がある。ベトナムにおいても、水アクセス率を高めるために下表のような開発目標が立てられており、これに伴い上水施設や配水池の増加・配水網の多様化など、事業対象サイトの増加を見込むことが出来る。

表 6-2 水供給に関する開発目標（再掲）

目標項目	都市クラス	2015年	2020年	2025年
供給面積範囲 (%)	Grade III 以上	90	90	100
	Grade IV	70		
	Grade V	50	70	
水供給量 (L/人日)	Grade III 以上	120	120	120
	Grade IV	100		
	Grade V	-	100	
漏水等 (%)	Grade III 以上	25	18	15
	Grade IV			
	Grade V	30	25	
供給時間 (h)	Grade III 以上	24	24	24
	Grade IV	-		
	Grade V	-	-	

出典：Decision No. 1929/QD-TTg をもとに作成

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 6-3 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"> ・自家消費するための電力が欲しい ・売電収入を得る発電事業を実施したい 	<ul style="list-style-type: none"> ・自家消費するための電力が欲しい ・売電収入を得る発電事業を実施したい ・事業性診断や運転計画作成を手伝って欲しい ・その他必要な手続きのサポートも欲しい
提供すべきサービス	<ul style="list-style-type: none"> ・運転やメンテナンスが容易な機器の提供 	<ul style="list-style-type: none"> ・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
想定されるサービス案	<ol style="list-style-type: none"> 1. 機器設計 2. 機器の販売・設置 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 運転計画の立案支援 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 3. 機器設計 4. 機器の販売・設置 5. 系統接続(売電)の手続き 6. 運転・維持管理 7. 発電量の測定・報告・検証

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 6-4 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 6-4 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"> 効率の良い高品質の機器が開発されている 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 <p style="text-align: right;">強</p>	<ul style="list-style-type: none"> コストの高い国内の資機材を使用 <p style="text-align: right;">弱</p>	<ul style="list-style-type: none"> 機器製造に必要な労働力が高価 品質の高さで訴求する <p style="text-align: right;">中</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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 導入例の少なさから現地での認知度が低い <p style="text-align: right;">弱</p>	<ul style="list-style-type: none"> 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 <p style="text-align: right;">強</p>
海外 メーカー	<ul style="list-style-type: none"> 効率が比較的低い水車が出回る 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 <p style="text-align: right;">弱</p>	<ul style="list-style-type: none"> 低コストの資材調達を実現 <p style="text-align: right;">強</p>	<ul style="list-style-type: none"> 安価な労働力を活かした生産体制を構築 製造品は比較的低品質なため、コスト面で訴求する <p style="text-align: right;">中</p>	<ul style="list-style-type: none"> 華僑のネットワークを使い広範囲の販売網を実現 陸上輸送で周辺の途上国に低コストで輸送 <p style="text-align: right;">強</p>	<ul style="list-style-type: none"> 保証期間は短く、アフターサービスもない 稼働から数年で故障するケースが散見される <p style="text-align: right;">弱</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

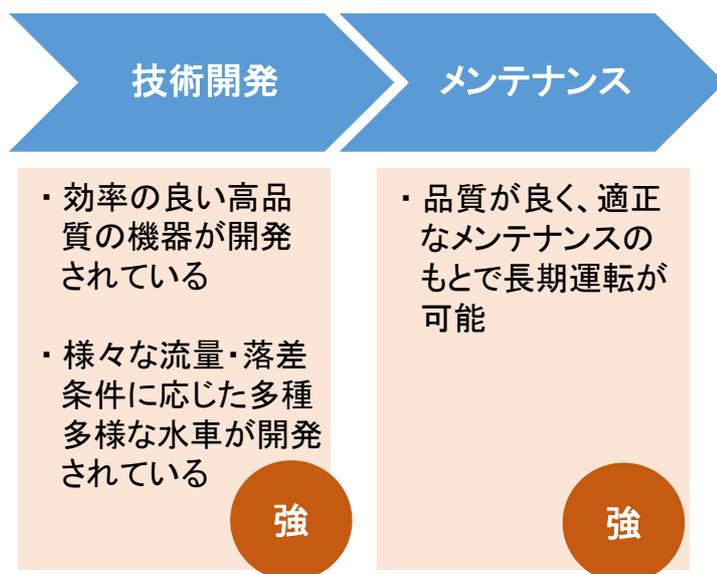
顧客分析の結果から、表 6-3 で示した二種類の顧客セグメントに対して「運転やメンテナンスが容易な機器の提供」や「運転計画の策定から機器設置・運転管理までのトータルサポート」が提供すべきサービスであることが把握できた(表 6-5 に再掲)。一方、中国企業を競合相手として捉えた場合、「技術開発」と「メンテナンス」で日本企業が強みを発揮できることが競合分析の結果から得られている。現地の水道事業者に対して日本企業が自社商品を継続的かつ安定的に提供するためには、このような提供すべきサービスと強みを上手く結び合わせるような訴求価値を構

築する必要がある。

「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¹⁵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」を例として挙げるができる（図 6-6）。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ポートを実施する。一方の後者では、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れ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、「Aquam」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。

表 6-5 国内メーカーの強み（再掲）



¹⁵ 水を水車の導くための流路のこと。

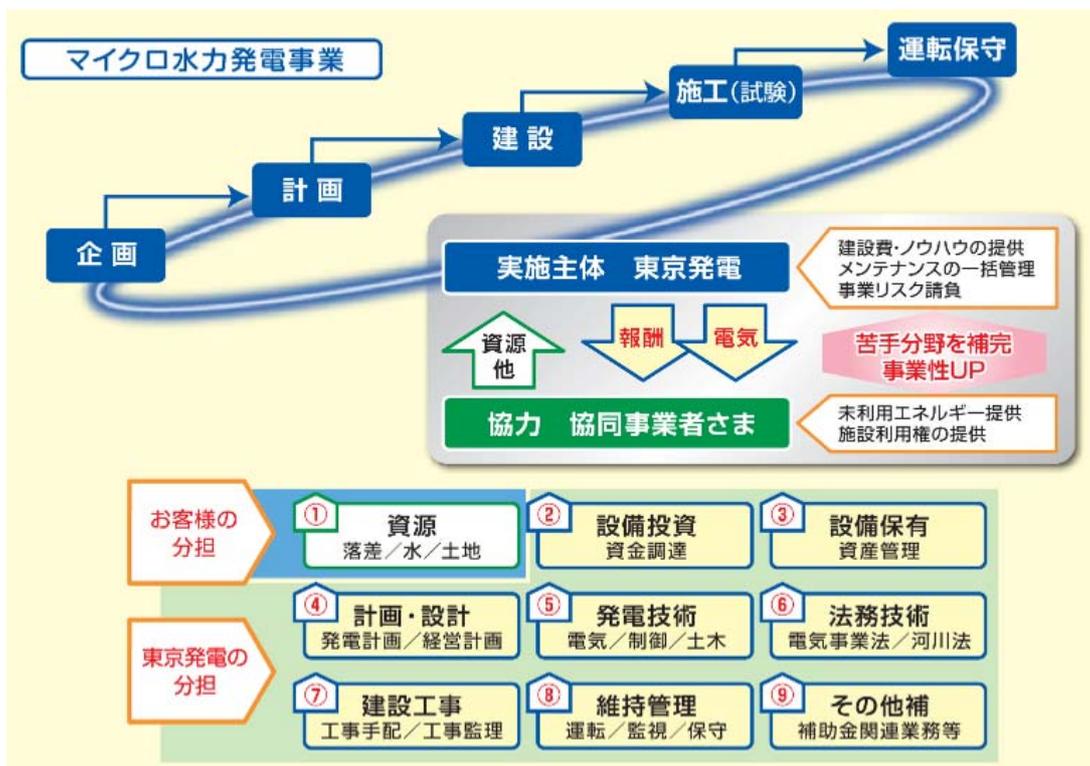
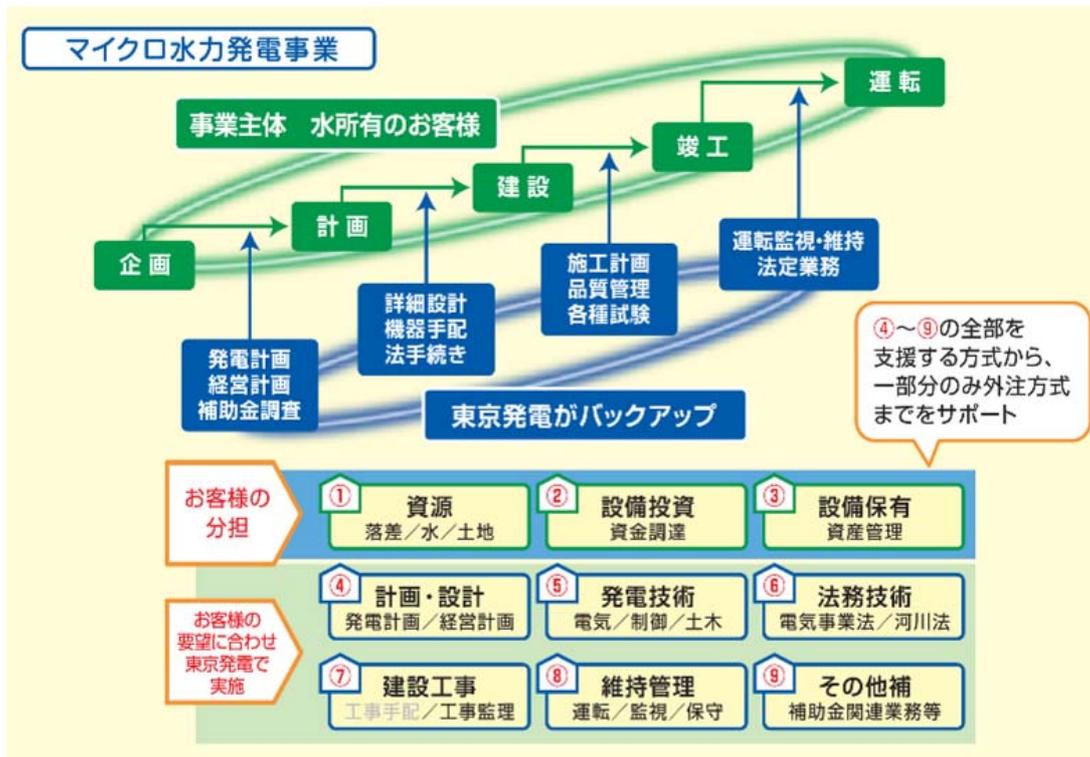


図 6-6 マイクロ発電ビジネスモデル「Aquaμ」の概要

(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

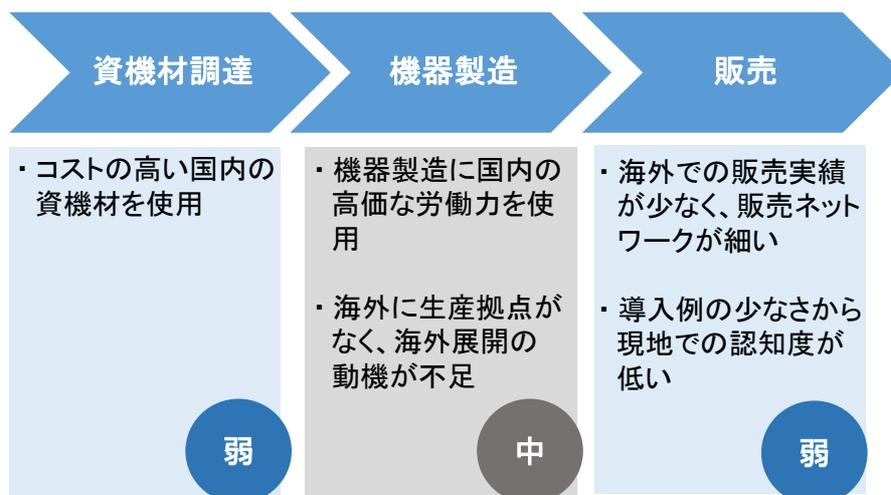
(2) 弱点を補う事業方策

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 6-6 国内メーカーの弱み（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。

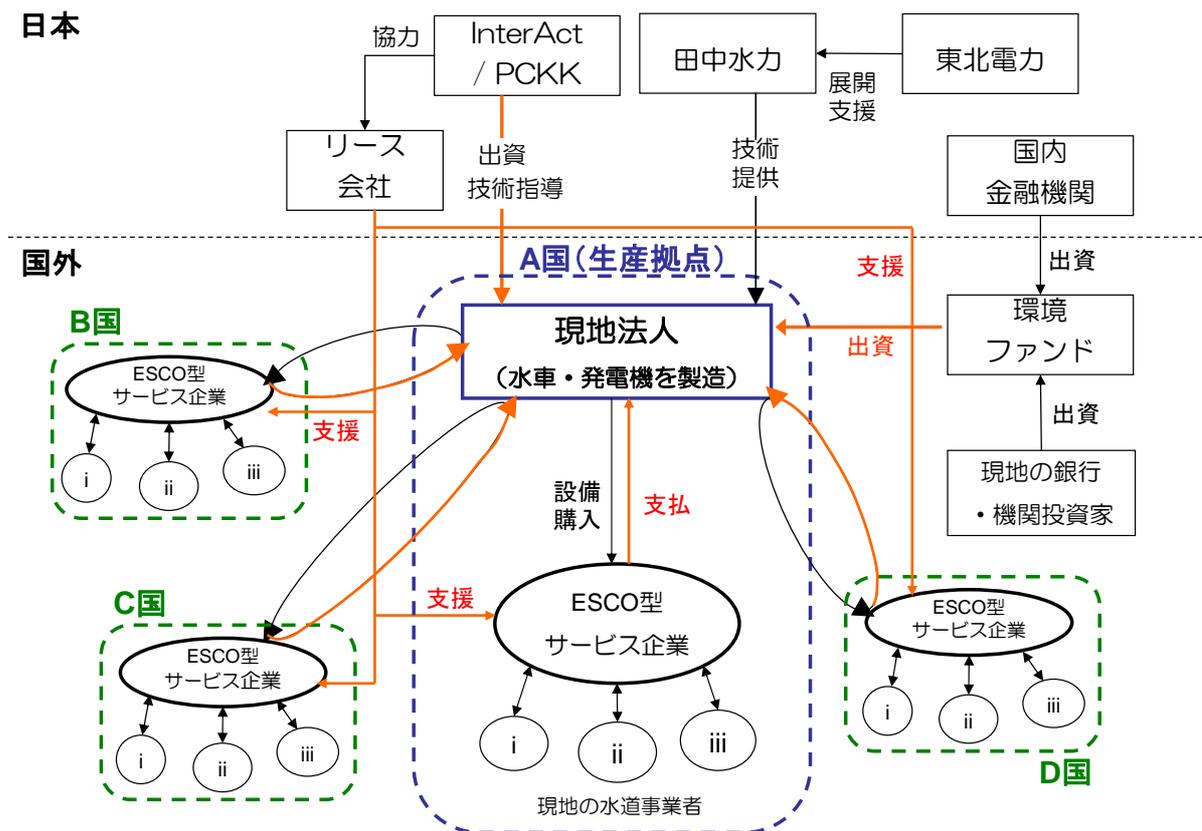


図 6-7 想定する事業実施スキーム案

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¹⁶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。

¹⁶ 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決められる。

6.4.2 事業運営体制案

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 CO₂ 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 ₂ /年	排出削減量
RE	tCO ₂ /年	リファレンス排出量
PE	tCO ₂ /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 CO₂ 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 _{RE}	tCO ₂ /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 _{ES}	tCO ₂ /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_{RE} 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 CO₂ 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 ₂ /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 CO₂ 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、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
ρ_{ES}	—	電動機効率

このときの ρ_{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 ₂ /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 ₂ /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 _{grid}	グリッド排出係数 [t-CO ₂ /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 _{hydro}	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 _{Wind}	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 _{elec}	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 _{battery}	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 _{ES,PJ}	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たところ、マイクロ水力発電・太陽光発電を導入することによるGHG削減効果はそれぞれ710 tCO₂/年、1,332 tCO₂/年となり、モデルプロジェクト全体での削減効果として2,042 tCO₂/年との結果を得た。

7.2 温室効果ガス排出削減ポテンシャル

ベトナム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、ベトナム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、ベトナムDNA公表のOM排出係数0.6095 tCO₂/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今回の算定では考慮せず、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。
- ・ 各処理施設で得られる流量については、リスト作成時に得られた施設処理量を使用した。
- ・ 発電に使用する余剰水圧(有効落差)は、地域(直轄市もしくは省単位)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。
- ・ 水車発電機の総合効率は72%(うち水車効率80%、発電機効率90%)とした。

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20,439 tCO₂と推計された。地域別の削減量を下表に示す。

表 7-1 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 ³ /日)	出力 (kW)	年間総発電量 (MWh)	GHG 排出削減量 (t-CO ₂ /year)
北部中央部	567,055	941	7,831	4,773
紅川デルタ	1,379,860	246	2,048	1,248
沿岸部	1,319,914	2,269	18,887	11,512
中央高地	151,900	302	2,514	1,532
南東部	3,593,300	270	2,247	1,370
メコンデルタ	981,700	0	0	0
計	7,993,729	4,028	33,527	20,435

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、モデルサイトである ThuDucB.O.O 浄水場が処理容量 340,000 m³/日に保有しつつ、最大 2,840 kW 相当のパネル設置が想定できた事例から、これと各処理施設の処理容量とを比較することで、各処理施設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、各地域の日射量に比例して増減することとした。日射量は、ベトナム政府統計局が公表している下表の情報をもとに、ベトナムの国土を北部(ハノイ周辺)、中央北部(ダナン周辺)、中央南部(ニャチャン周辺)、南部(ホーチミン周辺)の 4 地域に分割し、各地域に対して下表の日射条件を適用した。

北部(Hanoi 周辺)	: 北部中央部および紅川デルタ地区
中央北部(Da Nang 周辺)	: 沿岸部北部(Quang Ngai 以北)
中央南部 Nha Trang 周辺)	: 沿岸部南部(Binh Dinh 以南)および中央高地
南部(HCMC 周辺)	: 南東部およびメコンデルタ地区

表 7-2 各地域の日射量

場所	緯度	経度	年間平均日照時間 (h)	年平均日射量 (kWh/m ² /day)
Hanoi	21°03' N	105°54' E	1,460	3.93
Da Nang	16°03' N	108°12' E	2,102	4.85
Nha Trang	12°14' N	109°12' E	2,530	5.15
Ho Chi Minh City	10°45' N	106°41' E	2,488	5.20

出典：ベトナム政府統計局資料より作成



図 7-1 日射条件の分割区分

出典：CIA world factbook より作成

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 37,071 tCO₂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、ベトナム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 7-3 太陽光発電の展開による GHG 排出削減量

地 域	処理容量 (m ³ /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 ₂ /year)
北部	1,946,915	12,291	12,254	7,469
中央北部	855,694	5,402	5,386	3,283
中央南部	616,120	5,097	5,082	3,097
南部	4,575,000	38,215	38,100	23,222
計	7,993,729	61,004	60,822	37,071

7.2.3 風力発電

風力発電を展開した場合の GHG 排出削減ポテンシャルを、以下の条件に従い推計した。

<推計条件>

- ・ 検討する風車は、国内の代表的な風車である Zephyr9000 (ゼファー株式会社) とした。想定発電量のメーカー発表値を表 7-4 に示す。ただし、平均風速 4.5 m/s 以下の環境では安定した稼働が期待できず事業性の確保が難しいと想定されるため、本検討では平均風速 4.5 m/s 以上の地域にのみ設置するとした。
- ・ 各地域の風条件は、ベトナム気象水文環境研究所が公表している表 7-4 の数値を適用した。
- ・ 各処理施設の余剰スペースは、太陽光発電ポテンシャルの推定条件と同様、モデルサイトである ThuDucB.O.O 処理場との比較により推定する。具体的には、ThuDucB.O.O 浄水場 (処理容量: 340,000 m³/day) で 27,200 m² の余剰スペースが確保できた事例を踏まえ、これと各処理施設の処理容量とを比較することで、各処理施設に存在する余剰スペースを推計した。
- ・ 風車の設置間隔は、ロータ直径の 3~4 倍を確保するため、20m×20m の 400m² に一機の間隔で設置することとした。

表 7-4 ゼファー製風車 (Zephyr9000) の年間発電量

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

出典: ゼファー株式会社ウェブサイト

表 7-5 各地域の平均風速と想定発電量

No.	地域	平均風速 (m/s)	想定発電量 (kWh/年)	No.	地域	平均風速 (m/s)	想定発電量 (kWh/年)
1	Lai Chau	2.9	—	13	Ninh Thuan	7.1	18,062.5
2	Lao Cai	4.2	—	14	Nha Trang	2.8	—
3	Ha Noi	2.0	—	15	Truong Sa (islands)	5.9	13,028.5
4	Co To island	4.2	—	16	Ho Chi Minh City	2.8	—
5	Hon Dau (island)	5.0	9,253	17	Buon Me Thuot	3.3	—
6	Nam Dinh	3.8	—	18	Phu Quoc (island)	6.2	14,287
7	Bac Long Vi (island)	7.1	18,062.5	19	Vung Tau	3.1	—
8	Hoi An	6.0	13,448	20	Pleiku	2.8	—
9	Hon Ngu (island)	3.9	—	21	Rach Gia	2.3	—
10	Quy Nhon	4.9	8,833.5	22	Long An	3.5	—
11	Phu Quy (island)	6.5	15,545.5	23	Tien Giang	3.5	—
12	Khe Sanh	3.0	—				

出典：ベトナム気象水文環境研究所資料より作成



図 7-3 ベトナム全土の風環境

(各番号が指す都市については表 7-5 を参照。橙色では平均速度 4.0m/s 以上の地域。ただし Truong Sa 島は地図範囲外に位置するため表示していない)

出典：CIA world factbook より作成

風力発電のポテンシャルが確認された地域は、全 23 地域のうち Hon Dau (island)、Bac Long Vi (island)、Hoi An、Quy Nhon、Phu Quy (island)、Ninh Thuan、Truong Sa (islands)、Phu Quoc (island) の 8 地域に限定されることがわかった。このうち島嶼域の Hon Dau (island)、Bac Long Vi、Phu Quy、Truong Sa、Phu Quoc については上水インフラの有無が確認できなかったため、本検討では残り 3 地域 (Hoi An、Quy Nhon、Ninh Thuan) にある上水施設に風力発電を導入するケースを想定し、ポテンシャルを推計した。

推計結果を下図に示す。風力発電の展開による GHG 排出削減量は年間 584tCO₂と推計された。マイクロ水力や太陽光に比べ、ポテンシャルを持つ地域が非常に限られていることや発電密度が小さいこと等が原因となり、推計されたポテンシャルは比較的小さい値となった。また、風力発電は余剰スペースを利用する点において太陽光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風環境と共に日射環境も踏まえた上でより事業性の高い発電方法を選定するべきである。また本検討の推計値は、風条件に優れる浄水場の余剰スペースを全て風力発電に利用する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 7-6 風力発電の展開による GHG 排出削減量

地 域	省	風車設置 スペース (m ²)	年間 総発電量 (KWh/year)	年間 GHG 排出削減量 (t-CO ₂ /year)
中央北部	Da Nang	17,182	537,920	328
中央南部	Binh Dinh	8,182	167,837	102
	Ninh Thuan	6,182	252,875	154
計		31,545	958,632	584

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。ホーチミン市の浄水場における送水ポンプへのインバータ導入状況を踏まえ、4.4.2 において浄水場の管理データから算出した単位水量あたりの電力消費量 0.35 kWh/m³ を用いて、次のように行った。

(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 (0.500 kWh/m³) にベトナム国における水道給水量の総量 7,993,729 m³/日 を乗じて算定する。

$$0.500 \text{ kWh/m}^3 \times 7,993,729 \text{ m}^3/\text{日} = 3,997 \text{ MWh/日} \quad (1)$$

(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 (0.35

kWh/m³) にベトナム国における水道給水量の総量を乗じて算定する。

$$\begin{aligned} &0.35 \text{ kWh/m}^3 \times 7,993,729 \text{ m}^3/\text{日} \times 0.3 \\ &+ 0.500 \text{ kWh/m}^3 \times 7,993,729 \text{ m}^3/\text{日} \times 0.7 = 3,637 \text{ MWh/日} \end{aligned} \quad (2)$$

インバータ導入による電力の削減量 (1)-(2)

$$3,997 \text{ MWh/日} - 3,637 \text{ MWh/日} = 360 \text{ MWh/日}$$

これより、GHG 削減ポテンシャルは、

$$\begin{aligned} &360 \text{ MWh/日} \times 0.6095 \text{ tCO}_2/\text{MWh} = 219 \text{ tCO}_2/\text{日} \\ &= 79,935 \text{ tCO}_2/\text{年} \end{aligned}$$

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および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 CO₂ 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、ホーチミン市の水道事業者である SAWACO 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 4 カ所の浄水場を対象に、再生可能エネルギー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 Thu Duc B.O.O 浄水場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、経済的観点での事業性確保は現時点では難しいことがわかったが、当該国における FIT 制度の拡充あるいは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した。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・風力発電および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ベトナム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。風力発電はポテンシャルを有する地域が限定されるため、ベトナム全土でのポテンシャルは水力や太陽光に比べると低いと想定されたが、本国中央北部や中央南部には十分なポテンシャルが存在すると考えられる。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ベトナム各地にある浄水場の省エネ設備の導入率等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、将来の顧客となるベトナム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、第一フェーズにおいて融資/出資元として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の確保から始める。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基盤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	1. 事業化に向けた詳細検討（事業戦略の立案）					
	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		■			
	2. 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	■				
	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	3. 事業体制の構築					
	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			■	■	
	4. 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				■	■	
事業化 移行期	5. ESCO 型サービス企業による事業の開始					
	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。

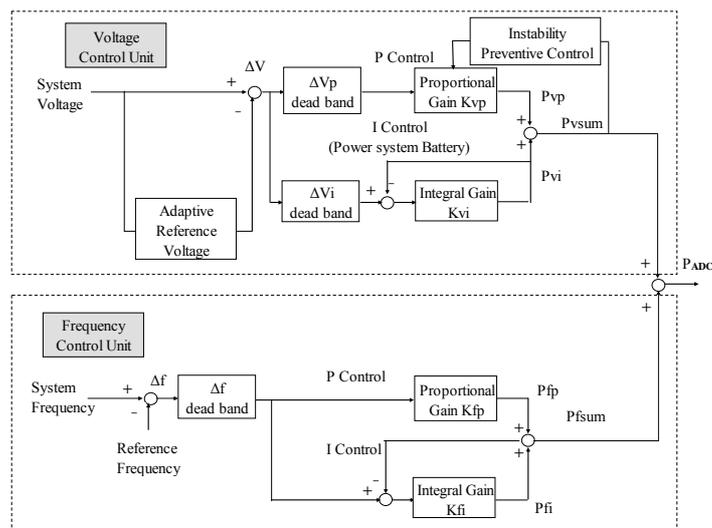


図1 ADCのシステム構成

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GF17・LFC18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。

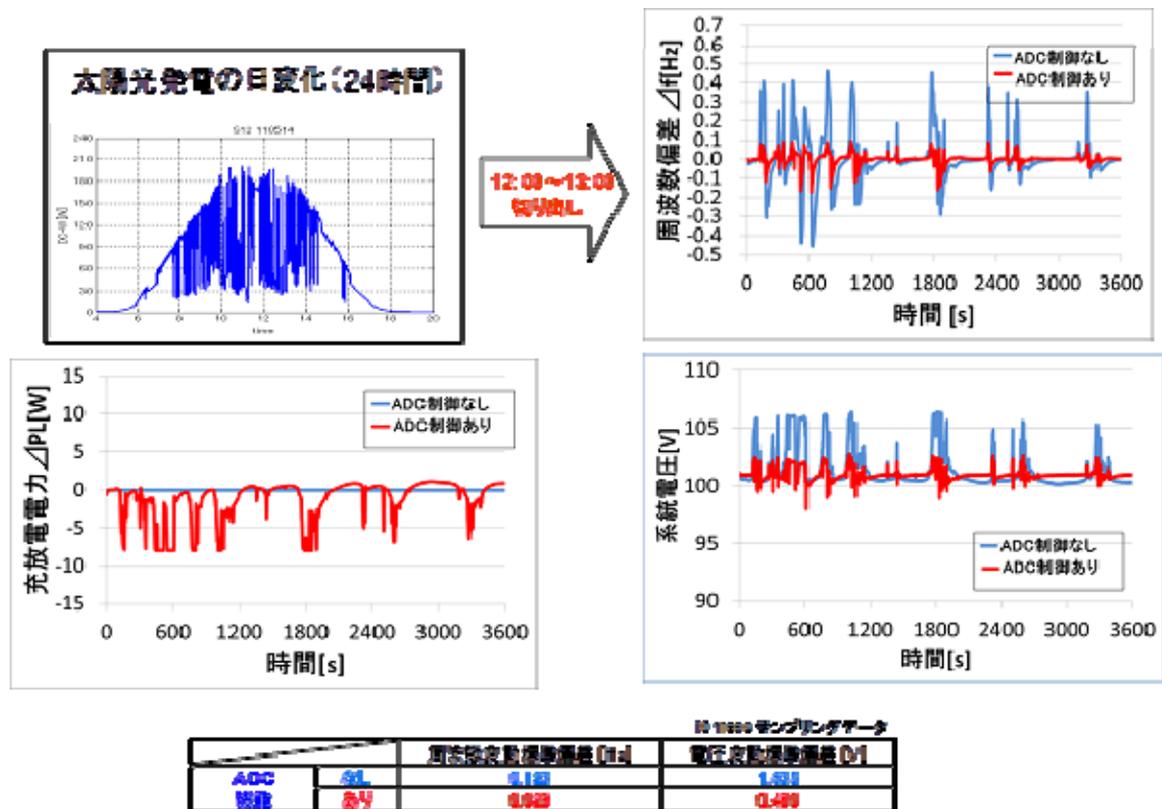


図2 シミュレーション結果の一例

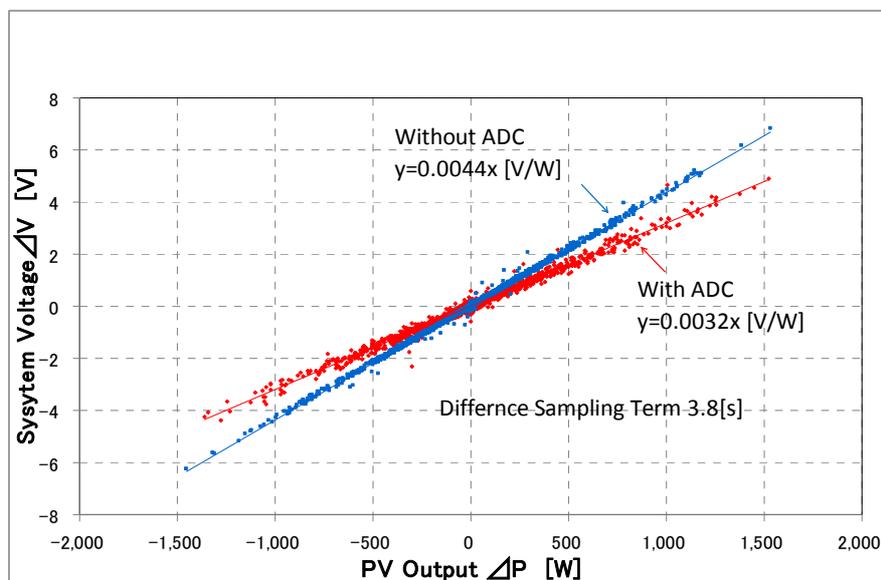


図3 ADC搭載3.6kWリチウムイオン電池による電圧変動抑制実験結果

17 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

18 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。

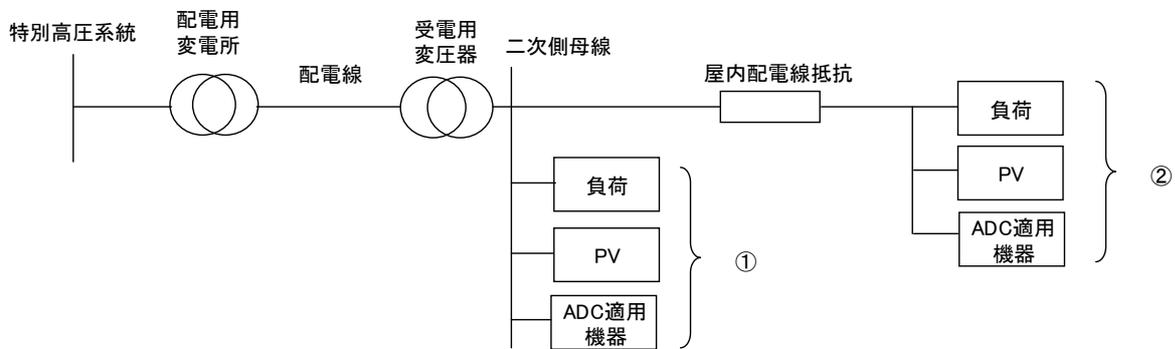


図 4 ADC 適用系統構成図

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 ΔP 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に、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。

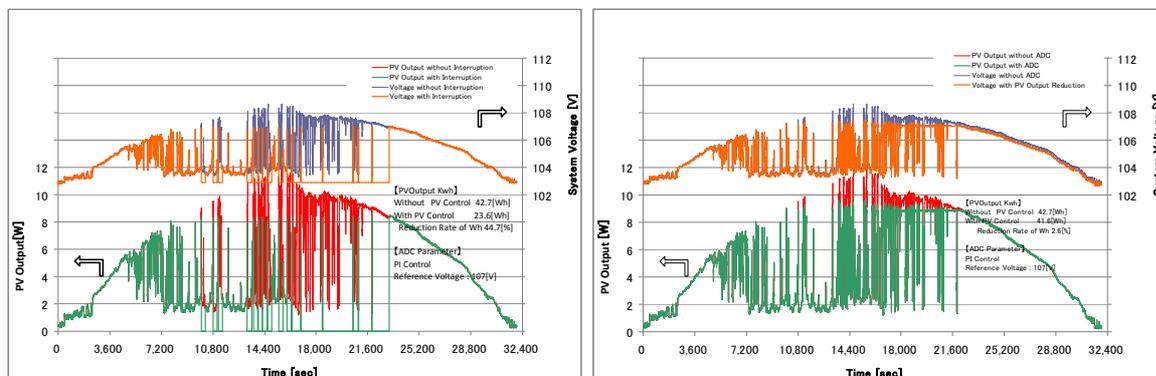
電圧変動を一定範囲内に抑えるためには、それらのシステムに ADC 機能を付加するシステム構成となる。情報伝送速度により制御可能な時間領域が決まるが、通常は分オーダー以上のベース出力制御をすることになり、分オーダー以下の短時間領域での電圧変動に対応するためには、ADC 信号をベース出力信号に付加して、可制御負荷の制御をすることになる。

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。

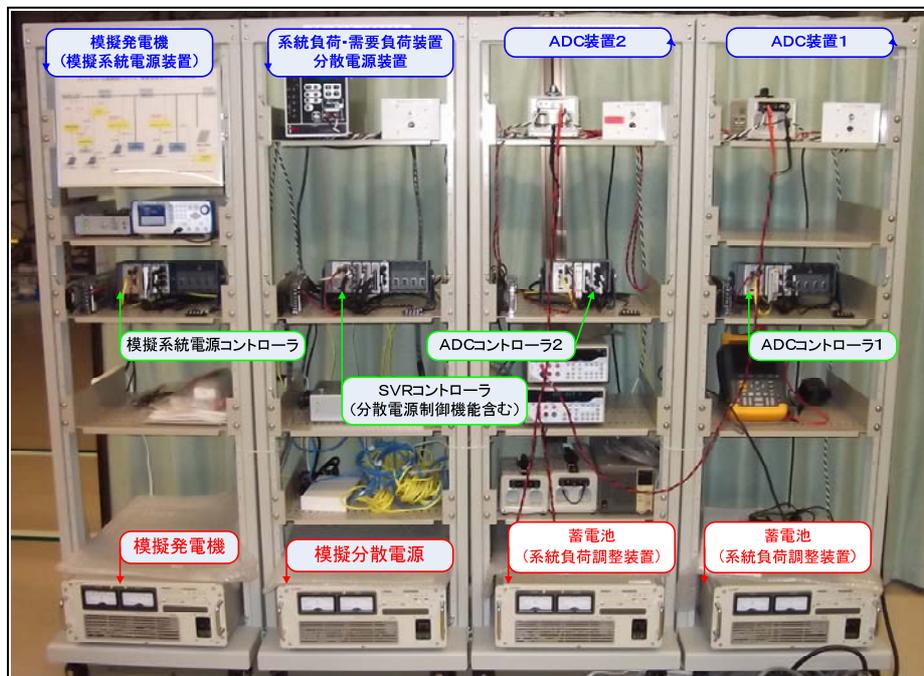


図 6 リアルタイムシミュレータの概観

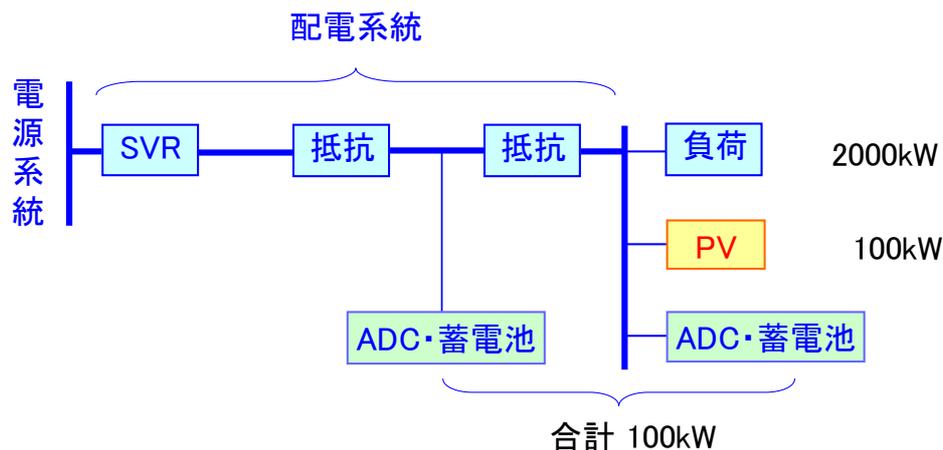


図7 標準モデル構成

《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

- ・ ΔV ・ Δf を併用
- ・ 本検討は FS 段階であることから、制御方式は ΔV 比例・ Δf 比例方式、または ΔV 比例積分・ Δf 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、 ΔV 、 Δf 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 ΔV 比例・ Δf 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

③PV100kW（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%)

	ΔV 制御ゲイン		Δf 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

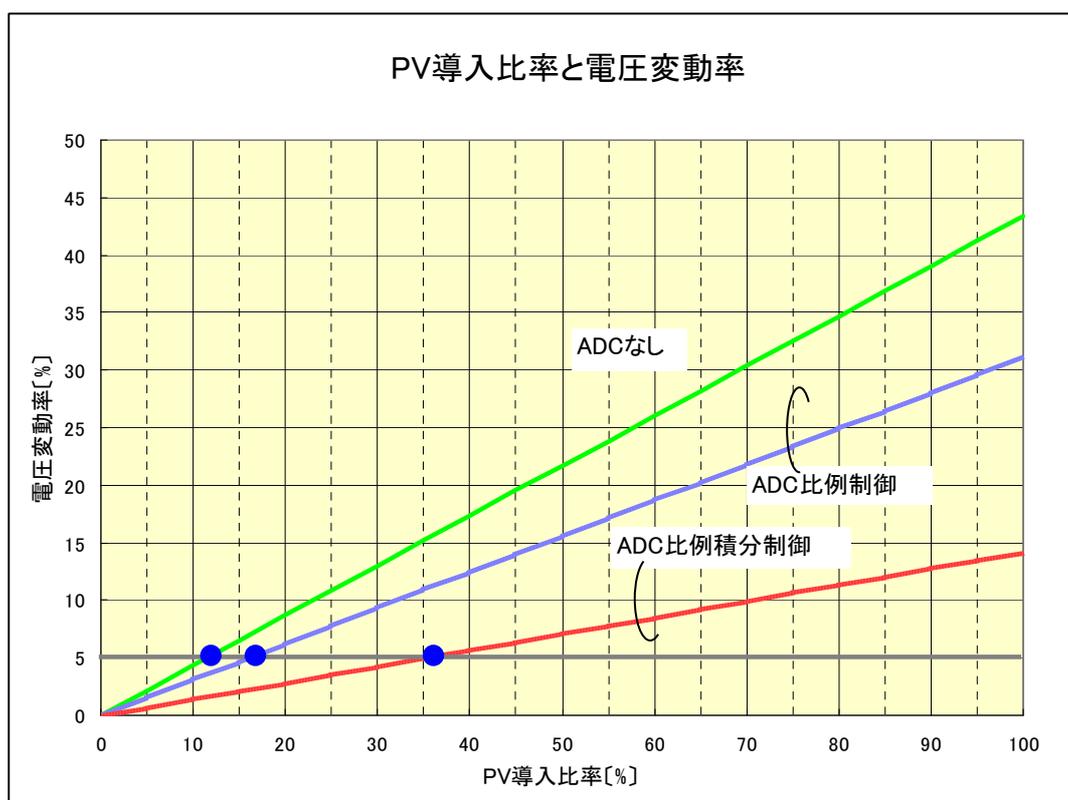


図 8 PV 導入比率と電圧変動率の関係

[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。

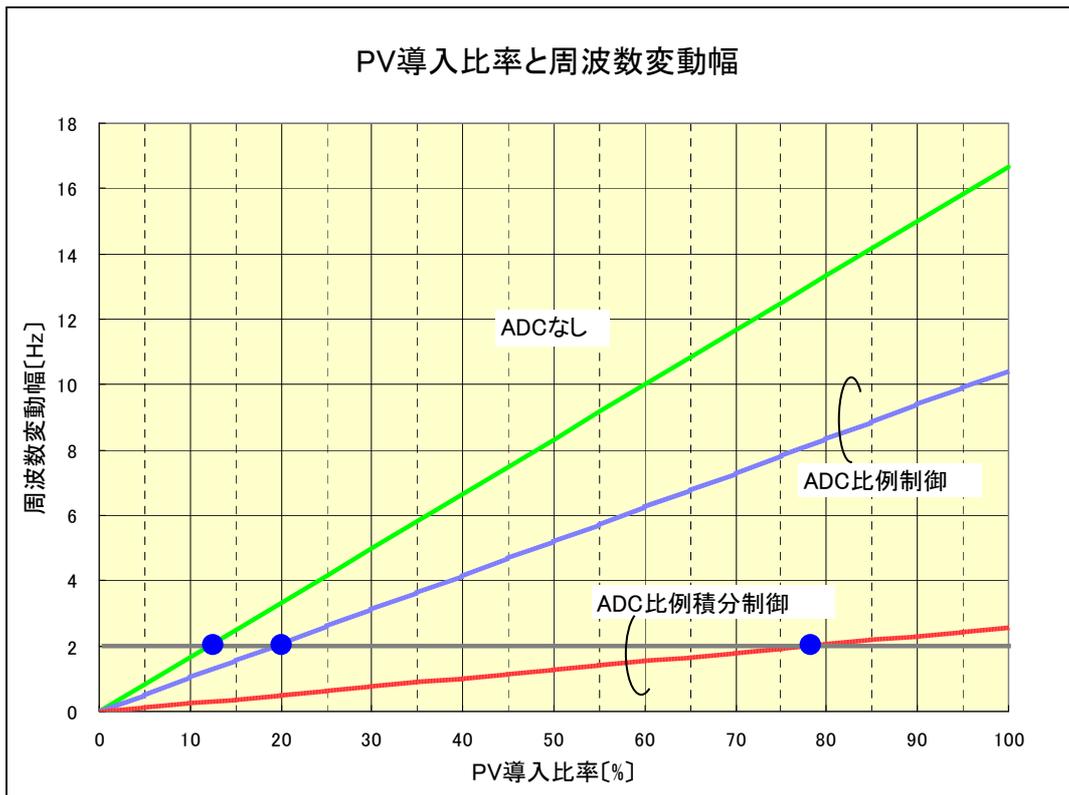


図9 PV導入比率と周波数変動幅の関係

[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。

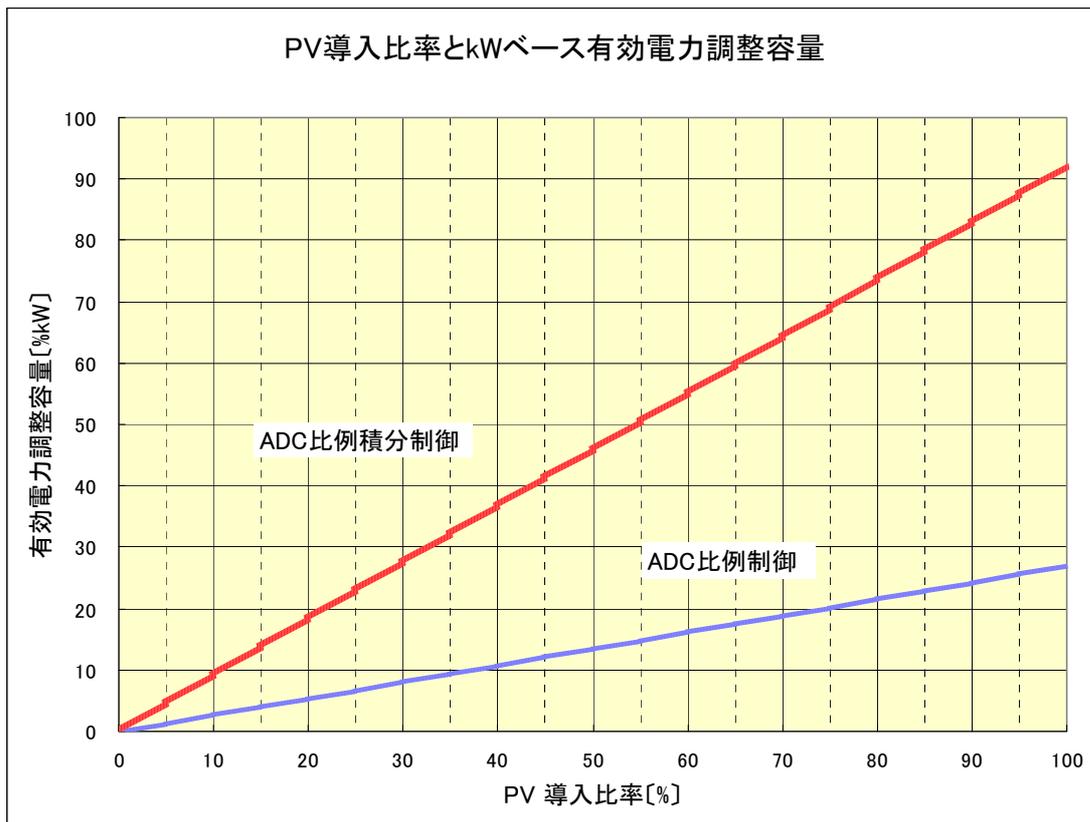


図 10 PV 導入比率と kW ベース蓄電池容量の関係
 (系統容量 2,000kW に対する導入蓄電池容量比)

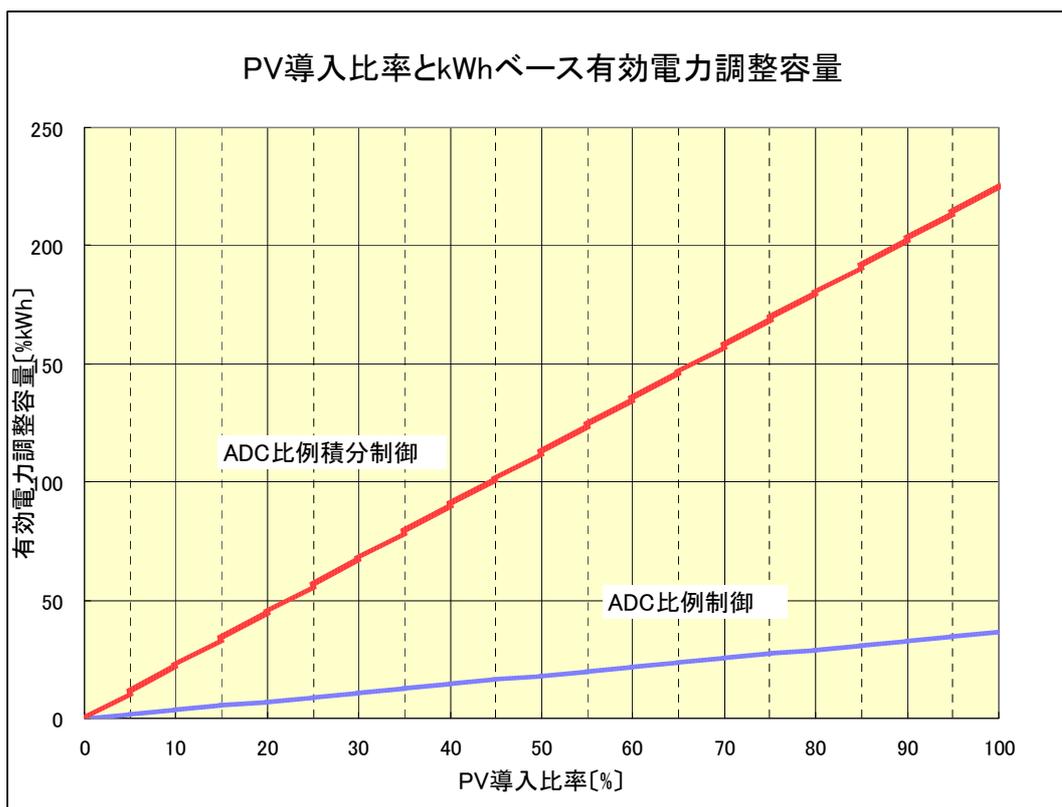


図 11 PV 導入比率と kWh ベース蓄電池容量の関係
(系統容量 2,000kW に対する導入蓄電池容量比)

[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（CO₂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 CO₂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元に、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。

具体的なサイトへの 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（株）が所有する模擬シミュレーション装置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毎に検討を行った。モデル適用の考え方や検討手順の詳細については資料 1 を参照のこと。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

- ・現地で聞き取りによると、Thu Duc B.O.O 浄水場は、配電用変電所から 3km 程度の地点にあり、常時負荷容量は 3,750kW（配水用ポンプ 1,250kW×3 台、1 台は予備）である。
- ・電力系統側の事故による停電頻度は、月 1 回程度で 10～15 分ほど継続する。停電復旧後、配水用ポンプが再起動するまで 40～50 分程度を要する。短時間の停電が多いため、自家発のディーゼル発電機運転対応はほとんど行っていない。
- ・系統の電圧変動に関しては、通常運転時においても影響が出ることがある。
- ・受電電圧は 22kV、負荷二次側電圧（所内系統）は 3.3kV。その後電灯用等に 400V に降圧している。
- ・制御方式は、配水用ポンプ 4 台のうち 2 台は従来型で、残りの 2 台はインバータ制御方式を採用。

2) 負荷に対する設置 PV の容量比検討

- ・負荷容量は最大で合計 3,750kW と設定し、系統安定性について検討する条件として、調査当日の運転状況なども踏まえ、3 台中 2 台運転となった場合の出力 2,500kW を最小負荷容量とする。
- ・提示された PV 導入想定容量は 2,840kW であるが、所内電気系統が母線分離による 2 系統運転としていること、電力系統への逆潮流運転を避けるという条件の下、今回の検討では PV 設置容量を片系 1,250kW を最大連系量とし、2 系合計 2,500kW とした。よって、PV の負荷容量比は、片系毎に $1,250/1,250\text{kW}=100\%$ となる。

3) 自立運転の必要性

系統事故による停電は、頻度が月 1 回程度で短時間の停電が多く、自家発による対応は行われていないことから、自立運転時の安定性については検討しないこととする。

以上、負荷容量比や添付資料に記載の検討条件をふまえ、系統連系時の ADC 導入について検討した。

(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 3km 程度と比較的電源の近傍に位置しているものの、現状で電圧変動の問題があるということ、および PV 導入比率が 100%であることから、電圧変動については詳細検討が必要となるが、現時点では簡略的な検討を行うこととする。

添付図 8 より、PV 導入比率 100%で 43.5%の電圧変動率となる。この標準モデルでは配電線こう長が 10km、電圧は 6.6kV であるので、本浄水場のケースに換算すると、こう長 3km、電圧が 22kV であるから、 $43.5\% \times 3\text{km} / 10\text{km} \times 6.6\text{kV} / 22\text{kV} \approx 3.9\%$ となる。現状でも系統電圧に変動問題を抱えていることを踏まえ、負荷の電圧許容幅を厳しく見積もり 2%と仮定すれば、モデルに適用するように PV 導入限界負荷容量比率を逆算すると、添付図 8 により PV 導入比率は 52.6%まで低下させる必要があり、電圧の許容値の設定次第では安定化対策に大きな影響が生じる。そのため、現地の電圧変動実態を詳細に把握する必要がある。

しかしながら、この電圧問題については、本質的には連系している電力系統の電圧変動も含めて解決すべきことであり、別途電圧変動による支障の実態や系統電圧の変動について詳細を調査した上で、必要性が認められる場合には対応策を再度検討、提案することとしたい。

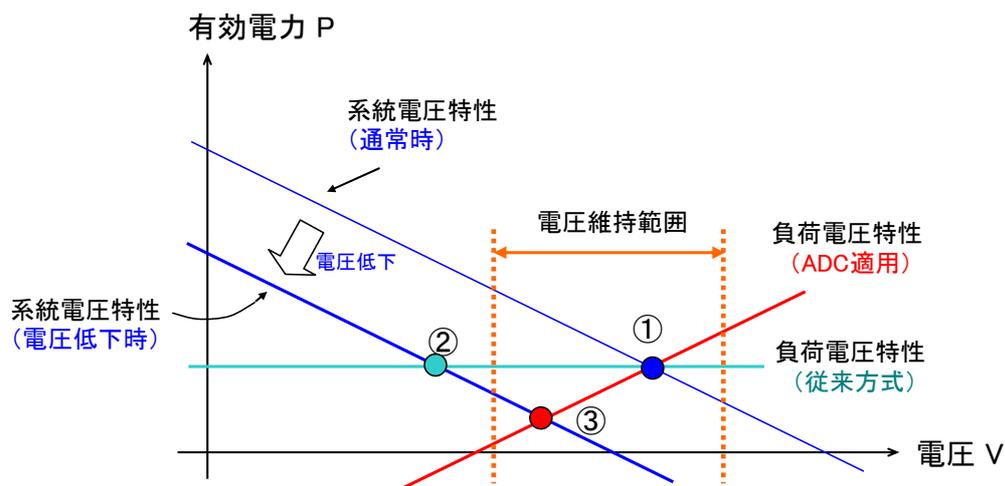
ここでは現時点で入手した条件で考えられる対応策について述べる。

①無効電力調整を円滑に行い、電圧の短時間変動、長時間変動共に対応可能な PV 連系用 PCS (パワーコンディショナ) を設置する。

電圧が低めになることが多いことから、自励式インバータを採用することにより、PV 出力がない無負荷時においても電圧を維持する定電圧制御方式とする。加えて電圧制限範囲を超過することも想定し、PV 出力停止回避対策として PCS に ADC による出力抑制機能を付加する。

②通常運転時の電圧低下とその支障を回避するために、従来型の配水用ポンプ 2 台についてもインバータ化し、モータが運転可能な範囲に電圧を維持する。

図 2-3-5 に ADC をインバータモータに適用することにより運転電圧範囲を維持可能とする原理を示す。ADC をインバータモータに適用することによって、定電力制御から定電流制御に移行させることができるため、電圧変動を抑制し電圧低下による運転支障を回避することが可能である。なお、現在無効電力調整が可能な力率制御方式は一般的な機能であり、同機能による電圧維持効果も期待できる。



1. 通常時
負荷特性に関わらず許容値範囲内で運転(運転点①)
2. 系統電圧低下時
何らかの理由で系統全体が電圧低下した場合、
 - ・従来の定電力特性のモーターでは②まで電圧が低下し、許容値を超過し、運転に支障が発生
 - ・ADC付インバータモーターは定電流特性的に動作し、③まで消費電力が低下するため、運転電圧の低下は②に比べて小さく、モーターの動力は低下するものの、運転停止など大きな支障につながる可能性は低くなる。

図 2-3-5 ADC 適用に伴う系統電圧、負荷の電圧と有効電力の関係

2) 自立運転時

系統事故による停電は月 1 回程度発生し、復旧後配水用ポンプが再起動するまで計 40～50 分程度を要する。現状では自家発のディーゼル発電機での対応は行われていないとのことであるが、PV 導入後は、自家発のディーゼル発電機を活用し自立運転できるようにシステムを見直すことが望ましい。

そのためには、前述のとおり PV およびインバータモータに ADC 機能を付加することが前提として必要である。これにより、電圧・周波数を維持するための PV 抑制、インバータモータ負荷の出力制御を、両設備の協調をとりながら同時に行うことが可能となる。