

総 研 レ ポ ー ト

再生可能エネルギーの地域自立型 活用を巡る最近の動向 II

ードイツの事例と日本の小水力・地熱・風力発電ー

2015 年 1 月

農林中金総合研究所

は じ め に

2011年3月に起きた東日本大震災に伴う福島原発事故により、原子力発電所のあり方や今後のエネルギー政策について根本的な見直しが迫られている。現在の日本では、原発の稼働停止が続く中で、必要な電力を火力発電所の稼働率上昇によってまかなっているが、資源制約、温室効果ガス削減という観点からエネルギーを過度に化石燃料に依存することはできず、再生可能エネルギーの普及拡大が重要な課題になっている。

日本では、石油ショックの後、サンシャイン計画（74年）等により新エネルギー開発が進められ、1997年には新エネ法が制定されるなど再生可能エネルギーの普及に取り組んできたが、原子力発電を優先するエネルギー政策のなかで再生可能エネルギーの普及に本腰が入っていたとは言えない状態であった。しかし、福島原発事故を受け、2012年7月に固定価格買取制度が始まり、全国各地で再生可能エネルギーに対する取り組みが活発になっている。

本調査は、こうした情勢を受け、前年度に続き再生可能エネルギーに対する国内外における取り組みを調査し、環境保全と雇用創出の観点から再生可能エネルギーの地域自立型活用の動向と課題を明らかにすることを目的として実施したものである。前年度の調査では、主に風力発電に焦点を当てデンマークや日本国内の事例を取りまとめたが、本年度はドイツにおける太陽光発電等の取り組みや、日本の小水力・地熱・風力発電の取り組み事例の調査を実施した。

調査の対象としたのは、ドイツでは、Schmolln市の太陽光発電協同組合、Anhalt市の太陽光発電会社、ミュンヘン近郊の地熱利用、日本では、秋田県土地改良区の小水力発電、秋田県上の岱の地熱発電、茨城県はさき漁協の風力発電などである。また、小水力発電の現状と課題について、茨城大学教授の小林久氏による講演会を実施し講演録として掲載した。これらの調査にあたっては、行政担当者や取り組み企業、在ドイツ日本大使館に全面的なご協力を頂いた。ここに改めてお礼を申し上げる次第である。

なお、本調査は、農林中金総合研究所が農村金融研究会に委託して実施したものであり、ドイツ調査は坂内久氏（農村金融研究会）、大村道明氏（東北大学大学院）、国内調査は主に坂内氏が担当し、調査を進めるにあたって、合田素行氏（茨城大学）、増川武昭氏（昭和シェル石油）、田上貴彦氏（日本エネルギー経済研究所）の助言、協力をいただいた。

2015年1月

農林中金総合研究所 基礎研究部

[目 次]

第1部 ドイツ調査	1
Ⅰ. ドイツにおける再生可能エネルギーの動向	1
1. 再生可能エネルギー拡大の経緯	1
2. ドイツのエネルギー需給構造	6
3. 再生可能エネルギーの現状	7
4. 再生可能エネルギーの利用目標	16
Ⅱ. 協同組合銀行が支援する太陽光発電	18
1. 協同組合銀行と太陽光発電協同組合の概要	18
2. 協同組合主体の再生可能エネルギー生産	19
3. 太陽光発電装置の設置場所の規制	21
Ⅲ. 太陽光発電会社の事例	28
1. A S Gエンジニアリング社の概要	28
2. 太陽光発電事業の動向	29
Ⅳ. ミュンヘン近郊の地熱利用	33
1. 地熱利用会社の概要	33
2. 地熱利用の方法	34
3. 地熱利用開始の経緯	35
4. 地熱利用の課題	37
第2部 国内調査	39
Ⅰ. 小水力発電	39
1. 小水力発電の現状と普及の課題	39
2. 小水力発電の事例	48
Ⅱ. 地熱発電	53
1. 地熱発電の現状と拡大に向けた課題	53
2. 秋田県の地熱発電所	58
3. 青森県の地熱利用の取組み	60
Ⅲ. 風力発電	63
1. 漁協が取り組む風力発電事業	63
2. 洋上風力発電の実証研究の動向	68
<講演録>「小水力発電の可能性と今後の課題」(小林久氏)	71

(執筆分担)

第1部 Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ-1、Ⅳ 坂内久(農村金融研究会)、Ⅲ-2 大村道明(東北大学)

第2部 Ⅰ-1、Ⅱ-1 清水徹朗(農中総研)、Ⅰ-2 合田素行(茨城大学)、Ⅱ-2、3、Ⅲ 坂内久

第1部 ドイツ調査

I. ドイツにおける再生可能エネルギーの動向

1. 再生可能エネルギー拡大の経緯

(1) ドイツの電力体制の変遷

ドイツはいつごろからどのような事情の下で再生可能エネルギーへ本格的に取り組みはじめたのか、その経緯をエネルギーに関する法制度の動きを中心に概観しておきたい¹。

表 I-1 エネルギーをめぐるドイツの法制度の動き

1957年	「競争制限禁止法 (Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen)」施行 ・電力会社をカルテル禁止対象から除外、以後39年間、大手電力会社を法的に擁護
1990年	EEGの前身の「電力買取法 (Stromeinspeisungsgesetz)」が成立、翌年に施行。 ・世界で初めて送電網事業者に再生可能エネルギーによる電力の受入と固定価格買取を義務付け
1991年～	再生可能エネルギー促進助成 (固定価格買取)
1996年	「EU電力指令96/92号 (電力単一市場に関する共通規則)」にもとづきドイツ国内法整備へ
1998年	上記の国内法整備を受け、ドイツの電力会社の地域独占を禁止
1998年	ドイツで初めてのライブチヒに電力取引市場開設
2000年	シュレーダー政権 (SPDと緑の党の連立) が大手電力会社との間で「脱原子力合意」
2000年	シュレーダー政権が「再生可能エネルギーの優先に関する法律 (再生可能エネルギー法 (EEG))」を施行
2010年	メルケル政権「長期エネルギー計画 (通称: エネルギー・コンセプト)」発表 ・2050年までに、二酸化炭素 (CO ₂) などの温室効果ガスの排出量を80%減 (1990年比) エネルギー供給構造再編の柱に、風力や太陽光、地熱などのを位置付ける ・2050年までに、電力消費に占める再生可能エネルギーの割合17% (2010年) を80%に引上

(出典) 熊谷徹『脱原発を決めたドイツの挑戦』(角川書店、2012) をもとに作成

第二次世界大戦の敗戦国となったドイツでは、戦後の混乱期を経て1957年に制定した「競争制限禁止法 (Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen)」によってドイツの電力会社をカルテル禁止の対象から外し、以後1996年まで39年間にわたり大手電力会社を保護した。

しかし、この政策は、1996年12月にEUが発出した「EU電力指令96/92号 (電力単一市場に関する共通規則)²」によって大きく転換することになった。ドイツでは、この指令にもとづいて1998年に「新しいエネルギー事業法」が制定され、電力の購入先を自由に選択できる全面自由化が実施されるとともに電力会社の地域独占が禁止され、また、ザクセン州ラ

¹ 本稿は熊谷徹『脱原発を決めたドイツの挑戦』(2012、角川SSC新書)をもとにまとめた。なお、同氏は1990年からドイツに在住するジャーナリストである。

² 1996年EU電力指令については、「デンマークにおける再生可能エネルギーの利用」農林中金総合研究所『再生可能エネルギーの地域自立型活用を巡る最近の動き』(総研レポート)2013年1月参照。

イプツィヒ市にドイツで初めての電力取引市場が開設された。

歴史的にみると、ドイツの電力会社は 1900 年代から次の 3 つの段階が形成され、その後、効率化を求めて水平・垂直の両面で統合・合併が進み集中化していった。

- ①市町村電力会社 (Stadt Werk シュタットヴェルケ)
- ②地域電力会社 (Überlandwerk ユーバーラントヴェルケ)
- ③統合電力会社 (Verbundunternehmen フェアブントウンターネーメン)

「市町村電力会社 (シュタットヴェルケ)」は、1880 年代後半以降、比較的規模の大きな地方自治体が独自の発電所をつくって地域に電力供給を開始したもので、現在でも全国に存在する。

「地域電力会社 (ユーバーラントヴェルケ)」は、1900 年代前半以降誕生した市町村を超えて広域に供給する電力会社。

「統合電力会社 (フェアブントウンターネーメン)」は、同じく 1900 年代前半から誕生し、地域電力会社の送電網を統合して州全体に電力を供給した。当初は、国や地方自治体から資本投入された公営企業であり、現在の大手電力会社の原型と位置付けられる。

表 I-2 ドイツの4電力会社

社名	本社所在都市	直前の合併統合経緯	主力事業
E・ON	デュッセルドルフ	2000年6月にVEBA AG(デュッセルドルフ)とVIAG Aktiengesellschaft (ミュンヘン)の合併で誕生 (ドイツ最大)	電力、ガス供給
RWE	エッセン	RWE (Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk・エッセン)が2000年10月にVEW (Vereinigten Elektrizitätswerk Westfalen・エッセン)を吸収合併して誕生 (ドイツ第2位)	電力、ガス、水、廃棄物処理
EnBW	シュトゥットガルト	Badenwerk (カールスルーエ)とEVS(Energie-Versorgung Schwaben・シュトゥットガルト)が1997年に統合して誕生 (ドイツ第3位)	電力
VattenfallEurope	ベルリン	スウェーデン国有の電力会社バッテンフォールが、ドイツの電力3社(2002年にHEW(ハンブルク)とVEAG(旧東ドイツ)、2003年にBewag(ベルリン))を買収して誕生	電力

(資料)熊谷徹『脱原発を決めたドイツの挑戦』(2012)、経済産業省委託調査「平成24年度国際エネルギー使用合理化等対策事業:スマートコミュニティ等海外展開モデルの構築調査事業」(2013、(株)アイ・ピー・ティ)、自然エネルギー財団「ドイツ視察報告書―“Energiewende”(エネルギーヴェンデ(大転換))を進めるドイツ―」(2012)、ドイツE・ON社のHP(<http://www.eon.com/en.html>)、Albert GieselerのHP(<http://www.albert-gieseler.de/index.html>)をもとに作成。

その結果、主として地域電力会社と統合電力会社の買収や合併を経て、ドイツの電力会社は主要 10 社体制の地域独占が形成されたが、1998 年の電力自由化後、地域独占の禁止に伴う競争の激化等から現在の 4 社体制に大きく変化することになった。それが「E・ON」「RWE」「EnBW」「VattenfallEurope³」の 4 社であり、ドイツの電力 4 社体制は 2000 年前後にほぼ確立した。この電力会社の直近の合併経緯とドイツ国内におけるおおまかな電力供給の事業範囲は表 I-2、図 I-1 の通りである。

³ バッテンフォール (Vattenfall AB) は、スウェーデン (ストックホルム) に本社を置き、電気や熱、ガス等を供給するスウェーデン国有の大手電力会社・エネルギー会社。1990 年代の電力自由化以後、ベルギー、デンマーク、フランス、フィンランド、ドイツ、オランダ、ポーランド、スウェーデンを含むヨーロッパで事業展開を図り多国籍エネルギー企業となった。(Vattenfall 社HP他から)



図 I-1 ドイツ電力 4 社の事業範囲⁴

(2) 再生可能エネルギーの推進

次に、ドイツ（連邦政府）のエネルギー政策、特に再生可能エネルギー推進に至る過程をみておこう。まず、再生可能エネルギー法（E E G 法・2000 年施行）の前身といわれる「電力供給法（Stromeinspeisungsgesetz）」が 1990 年 12 月に成立（翌年施行）し、この法律に基づいて、1991 年から「再生可能エネルギー促進助成（固定価格買取）」が開始された。これは、世界で初めて送電網事業者に再生可能エネルギーによる電力の受入と固定価格買取を義務付けたものである。具体的には、水力や風力、太陽光、バイオマス、ガス（廃棄物や汚泥由来）などから発電した電力を買い取るよう電力業者に義務付け、買取価格は、例えば太陽光発電や風力発電なら小売平均価格の 90%以上といったように、電力の小売価格平均の一定比率で決定するものである⁵。

この電力供給法は、「生物由来のエネルギーの範囲の拡大」と「料金水準の改訂」を目的として 1994 年と 1998 年に改正された。このうち前者の主な内容は、「農業及び林業関連」に限られていた生物由来のエネルギーに「木材加工業に関連するエネルギー」が付け加えられて範囲が拡大し、「バイオマス全般（1998 年改訂）」となったことである。そして、電力

⁴ 地図は日本語版ウィキペディア「バッテンフォール」に基づく。

⁵ 「ドイツの電力・エネルギー事情とビジネスチャンス」日本貿易振興機構、2012 年 5 月。その後、この方式では普及促進に不十分ということで 2000 年の E E G 法で固定価格買取制度に改められた。

の固定価格買取制の導入後、ドイツの再生可能電力の伸びが風力を中心に顕著となった⁶。

その後、シュレーダー政権（社会民主党〈SPD〉と緑の党の連立）が、2000年に大手電力会社との間で「脱原子力合意」⁷を締結した。加えて、同年「再生可能エネルギーの優先に関する法律（再生可能エネルギー法〈Erneuerbare-Energien-Gesetz：EEG法〉）」が成立（2001年施行）した。同法では、総エネルギーに占める再生可能エネルギーの比率を2010年までに2倍にするという目標が掲げられ、買取価格が電力小売価格に対する比率ではなく、20年の固定額で定められたことが、電力供給法に比べ画期的で重要なポイントであった⁸。

以後、同法は3度にわたって改正されるが、3回目の2004年7月の改正は「再生可能エネルギー新法」とも呼ばれるほどの全面的改正であった。それは、従前の電力買取補償制を前提にしつつも、再生可能エネルギーの大幅普及に向けたきめの細かい修正が施された。ここでは次の2点を取り上げるだけで、細かい修正の内容に立ち入らないことにする。

第1点は、再生可能エネルギーの供給が「気候、自然、環境を保護することを目的とする」と明記し、そのうえで全電力供給に占める再生可能エネルギーによる電力供給の割合を「2010年までに12.5%、2020年までに20%に引き上げる」と具体的数値目標が定められたことである。

第2点は、再生可能エネルギーに関連する法制上の用語の定義が初めて詳細に規定されたことである。すなわち、同法に基づく「再生可能エネルギー」とは、「波力、潮力、流水、塩分濃度勾配エネルギーを含む水力、風力エネルギー、太陽光、地熱、バイオマス（バイオガス、埋立地ガス、下水汚泥ガス、都市及び産業廃棄物からの生分解可能な部分からのエネルギー）」と規定された⁹。

そうしたなか、2005年の総選挙の結果、保守派のキリスト教民主同盟・キリスト教社会同盟と社会民主党との保革大連合によりメルケル政権が発足したが、再生可能エネルギー政策も政権交代によって影響を受けることになった。

メルケル政権は2010年9月に「長期エネルギー計画（通称：エネルギー・コンセプト）」を発表し、再生可能エネルギーへの傾斜を明確にした。

この長期エネルギー計画は、2050年までに二酸化炭素（CO₂）などの温室効果ガスの排出量を1990年比で80%減少させるとし、これによってエネルギー供給構造の再編を図り、供給の柱に風力や太陽光、地熱などの再生可能エネルギーを位置づけた。さらに、同じく2050年までに、再生可能エネルギーの電力消費に占める割合を2010年の17%から80%に上げるとし、二酸化炭素（CO₂）の削減目標と再生可能エネルギーの利用目標を数値で明確にした。

しかし同時に、メルケル政権は同計画の中で、シュレーダー前政権の脱原子力合意に大幅な修正を加え、既存の17基の原子炉の稼働年数を「平均12年間延長する」という方針を打

⁶ 大島堅一「再生可能エネルギー普及に関するドイツの経験—電力買い取り補償制の枠組みと実際—」『立命館大学人文科学研究紀要』（2007年3月）、p. 75-78。

⁷ この合意に基づき、2001年に「原子力法」が改正され、原子力発電所の新規建設を禁止、通常の運転期間を32年として既存の各原子炉に発電量の限界枠を与える、等の変更が加えられた。日本外務省HP「ドイツの原子力コンセンサス合意書への署名について」「ドイツの原子力法改正法案閣議決定について」2001年9月に基づく。

⁸ 前掲、大島同、p. 80-82。

⁹ 前掲、大島同、p. 83-86。

ち出した。これについてメルケル首相は、原子炉の稼働年数の延長は、ドイツが再生可能エネルギー中心の社会へ移行するまでの間、気候変動防止、エネルギーの経済性、電力供給の安定を図る上で重要であると説明した。そして、稼働年数の延長を盛り込んだ「原子力法」の改正案が2010年10月に連邦議会で可決され、同年12月に施行となった¹⁰。

（３）東日本大震災によりエネルギー政策が急変

ところが、2011年3月11日の東日本大震災によって、メルケル政権のエネルギー政策は急変し、原子炉の稼働年数の延長を取消し、7基の原発を即時停止し、残りの原発についても最終稼働日を確定するなど、「脱原発政策」を打ち出した。具体的には、2011年6月6日に「原発の全廃」を閣議決定し、その後、2011年6月30日にドイツ連邦議会が、「遅くとも2022年12月31日までに原子力発電所を完全に廃止する」ことを議員の83%の賛成多数で決定した。ドイツは、福島事故から4か月足らずで原発廃止へと大きく舵を切った。

熊谷徹氏によれば、こうした激変の背景には次のような動きがあった。メルケル政権は東日本大震災後、間髪をいれずに「原子炉安全委員会」と「安全なエネルギー供給に関する倫理委員会」に原子力エネルギーを含むエネルギー源についての提言を求めた。その結果、原子炉安全委員会は原子炉を直ちに廃止すべきとは提言しなかったが、同倫理委員会は、「福島事故によって原子力発電のリスクは大きすぎるのがわかったので、一刻も早く原発を廃止しよりリスクが少ないエネルギーによって代替するべきだ」と勧告し、メルケル政権は同倫理委員会の提言をほぼそのまま実行に移すことになった。

また、「原発擁護派だったメルケル」の福島事故後の素早い変わり身の背景には、自身とCDU（キリスト教民主同盟）の生き残りをかけた政治家としての判断もあったとされる。というのは、ドイツでは1986年のチェルノブイリ事故によって南部のバイエルン州を中心に土壌や野菜、粉ミルクなどが放射性物質によって汚染された経験を持っていたことや、福島事故から16日後（3月27日）に実施されたドイツ南西部のバーデン・ヴュルテンベルク州の州議会選挙で原発推進派のCDUが大敗し原発反対派の緑の党が圧勝したこと、さらに同じ日にラインラント・プファルツ州の州議会選挙でも緑の党が前回の3倍以上の得票率を得て躍進したことなどが、当時のメルケル政権をめぐる政治状況として存在していた。メルケル首相は、福島事故後の連邦議会演説の中で、「日本ほど技術水準が高い国でも原子力のリスクを安全に制御することはできないことを理解した」と、原子力発電の安全性に対する見方について自らの心情を吐露している。

20年余ドイツに住む熊谷徹氏の事故当時の観察によれば、「多くのドイツ人は、日本に対して『ハイテク大国』というイメージを抱いていた。そして、1986年のチェルノブイリ事故は技術水準の低い社会主義体制の国だから起きたものであり、西側の先進工業国では起こり得ないと信じていた。だがボロボロに崩れ落ちた福島第一原発の建屋の映像は、彼らの確信を粉みじんに打ち砕いた」という¹¹。メルケル政権が原発廃止へと大きく舵を切ったのは日本の原発事故がドイツ国内で重く受けとめられたためだと理解しておく必要がある。

¹⁰ 前掲、熊谷、p. 36-37。

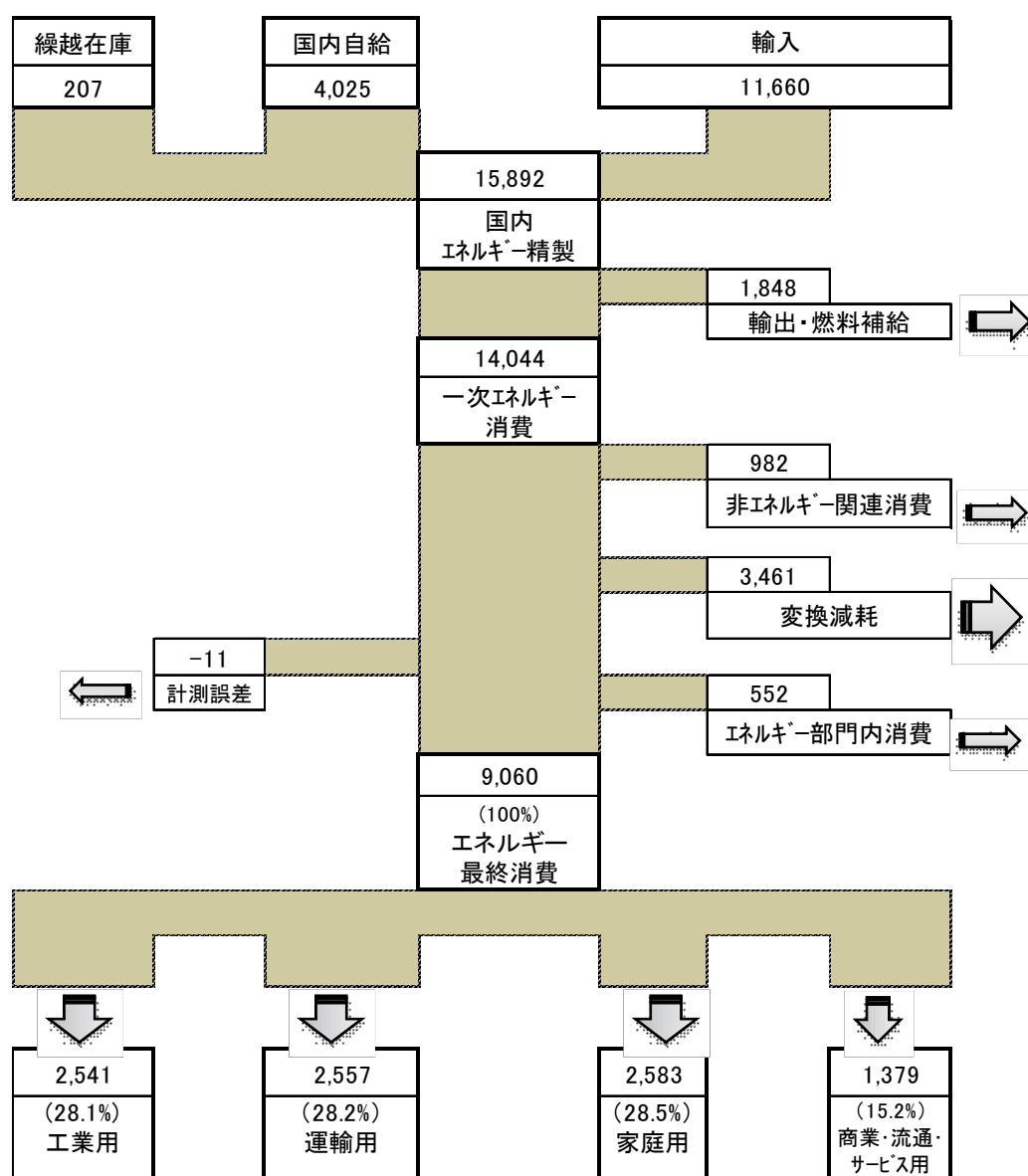
¹¹ 前掲、熊谷、p. 14-28。

2. ドイツのエネルギー需給構造

図 I-2 はドイツにおけるエネルギー供給全体（2010 年、熱量換算）をまとめたものであり、国内に供給されるエネルギー量（単位：PJ）は、国内自給が 4,025 PJ、輸入が 11,660 PJ、繰越在庫が 207 PJ、合計 15,892 PJ である。ここから輸出および燃料補給に 1,848 PJ が向けられ、その差の 14,044 PJ が第一次エネルギー消費量である。この第一次消費から、非エネルギー関連消費 982 PJ、精製等によるエネルギー変換減耗 3,461 PJ、エネルギー部門内消費 552 PJ を差引き、計測誤差の 11 PJ を加えた 9,060 PJ が国内エネルギー需要量ということになる。

図 I-2 ドイツのエネルギー供給構造（2010年）

（単位：PJ）



（資料）“Renewable Energy Sources in Figures”, Federal ministry for the Environment, nature Conservation and nuclear Safety (BMU), 2012

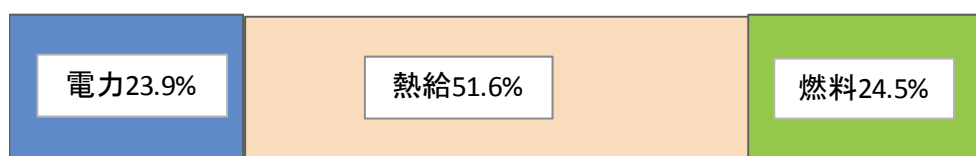
最終消費用途は、工業用が 2,541 P J（28.1%）、運輸用が 2,557 P J（28.2%）、家庭用が 2,583 P J（28.5%）、商業・流通・サービス用が 1,379 P J（15.2%）であり、ドイツでは、商業・流通・サービス部門を除くと、工業と運輸そして家庭の 3 部門がほぼ同じ割合のエネルギーを最終消費していることがわかる。

3. 再生可能エネルギーの現状

（1）ドイツのエネルギー消費と再生可能エネルギー

2011 年現在、ドイツの最終エネルギー消費総量は、電力量で表わすと 2,415TWh（熱量で表せば 8,692 P J）であり、その構成は図示したように電力が 23.9%、熱供給（以下、「熱給」と略称）が 51.6%、燃料が 24.5%の割合である。

図 I-3 ドイツの最終エネルギー構成（2011年 合計2415TWh）



（資料）BMU “Renewable Energy Sources in Figures, 2012

熱量で表した 2011 年の最終エネルギー消費総量は 8,692 P J で、前年の 8,984 P J に比べ 3.25%の減少であった。そのうち 2011 年の再生可能エネルギーの割合は、12.5%（対前年比 1.5%増）を占め、それ以外のエネルギーが 87.5%（同 1.5%減）である。

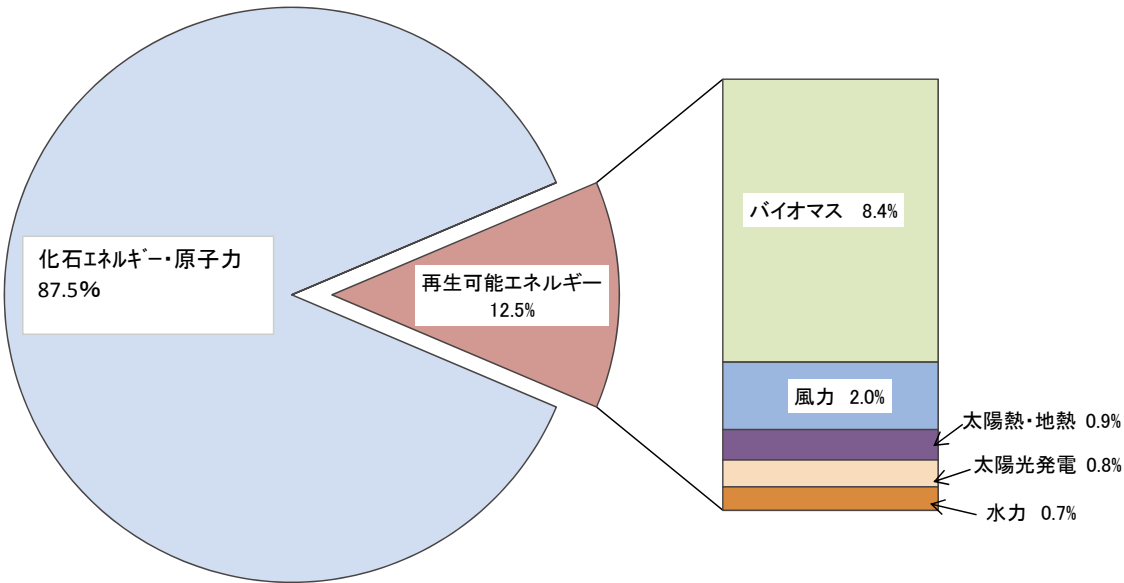
再生可能エネルギー源 12.5%の内訳は、バイオマスが 8.4%（同 0.5%増）、風力が 2.0%（同 0.5%増）、太陽熱・地熱が 0.9%、太陽光発電が 0.8%、水力が 0.7%（同 0.1%減）となっている¹²（図 1-4）。対前年比では、再生可能エネルギー全体が伸びている中であって水力だけが減少している。再生可能エネルギー以外の大部分は化石エネルギーと原子核エネルギーから成る。

2011 年のドイツの最終消費エネルギー総量のうち、再生可能エネルギーに基づいた発電、熱供給、燃料のそれぞれのエネルギー量は、電力量換算で 123,186 GWh、143,467 GWh、34,216 GWh、合計 300,869 GWh である（GWh=1000TWh）。これらの部門別最終消費に占める再生可能エネルギーの割合は、発電部門 20.3%、熱給部門 11.0%、燃料部門 5.5%であり、前述の通りドイツの最終消費エネルギー全体に占める再生可能エネルギー割合は 12.5%である（表 I-3）。

¹² 2010 年の資料（“Development Renewable Energy Sources in Figures”, Federal ministry for the Environment, nature Conservation and nuclear Safety (BMU), March 2011）では、「太陽熱・地熱」および「太陽光発電」の区分が無く、「その他の再生可能エネルギー」となっている。したがって、2010 年の「その他の再生可能エネルギー」0.9%であるのに対し、2012 年の「太陽熱・地熱」0.9%と「太陽光発電」0.8%との合計値比で対前年 0.8%増となる。

部門別の最終消費エネルギーに占める再生可能エネルギーの割合を時系列で追ってみると、総エネルギー全体に占める割合は着実に増加しており、とりわけ前述したように再生可能エネルギー法（E E G）が施行された 2000 年対比でみると 11 年後には約 3 倍になっている。部門別でみると、発電と熱給でそれぞれ約 3 倍、燃料は約 14 倍の増加である。ただし、燃料部門では、2006～07 年に急増した後にやや逡巡傾向が認められる。

図 I-4 エネルギー消費に占める再生可能エネルギーの割合



(資料) BMU “Renewable Energy Sources in Figures, 2012
(注) 化石エネルギー源には、無鉛炭、亜炭、鉱油、天然ガスを含む

表 I-3 ドイツの再生可能エネルギー利用割合

	1990	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
発電	3.1	6.8	6.7	7.8	7.5	9.2	10.1	11.6	14.3	15.1	16.4	17.1	20.3
熱給	2.1	3.9	4.2	4.3	5.0	5.5	6.0	6.2	7.4	7.6	8.9	10.7	11.0
燃料	0.0	0.4	0.6	0.9	1.4	1.8	3.7	6.3	7.4	6.0	5.4	5.8	5.5
最終消費 総エネルギー	1.9	3.9	4.1	4.5	5.0	5.8	6.8	8.0	9.5	9.3	10.2	11.2	12.5

(資料) BMU “Renewable Energy Sources in Figures”2012

なお、各部門別に使用された再生可能エネルギー源の供給量と全体に占める割合の内訳は下表の通りである。

表 I-4 ドイツの再生可能エネルギー供給量 (2011年)

		2010年 再生可能 エネルギー [GWh]	2011年 再生可能 エネルギー [GWh]	最終消費エネルギーに占める 再生可能エネルギーの割合 [%]	
発電量	水力	20,956	18,074	再生可能エネルギーに占める最終消費電力に占める *1	3.0
	風力	37,793	48,883		8.1
	陸上	37,619	48,315		8.0
	海上(沿岸)	174	568		0.1
	太陽光	11,729	19,340		3.2
	バイオ固体燃料	11,204	11,300		1.9
	バイオ液体燃料	1,676	1,400		0.2
	バイオガス	14,454	17,500		2.9
	下水汚泥ガス	1,101	1,100		0.2
	埋立地ガス	650	620		0.1
	有機廃棄物残渣	4,781	4,950		0.8
	地熱	28	18.8		0.003
	小計	104,372	123,186		20.3
熱給	バイオ固体燃料(家庭用)	79,435	67,500	再生可能エネルギーに占める最終消費熱給に占める *2	5.2
	バイオ固体燃料(産業用)	23,339	23,600		1.8
	バイオ液体燃料 (HP/CHP)	6,744	6,800		0.5
	バイオ液体燃料(含種子油)	7,974	7,700		0.6
	バイオガス	13,971	17,000		1.3
	下水汚泥ガス	1,086	1,090		0.1
	埋立地ガス	294	280		0.02
	有機廃棄物残渣	7,566	7,600		0.6
	太陽熱	5,200	5,600		0.4
	大深度地熱	285	307		0.02
	浅度地熱(含ヒートポンプ)	5,300	5,990		0.5
	小計	151,194	143,467		11.0
燃料	バイオディーゼル	26,095	24,920	再生可能燃料に占める最終消費燃料に占める *3・*4	4.0
	種子油	636	205		0.03
	バイオエタノール	8,714	9,091		1.5
	小計	35,444	34,216		5.5
合計		291,010	300,869	再生可能E/最終消費E *5	12.5

(注) 各々の最終消費エネルギー量 (なお、この表の用語として熱供給を「熱給」、エネルギーを一部「E」と表現)

*1: 2011年電力最終消費量=605.8TWh *2: 2011年熱給最終消費量=1,307.0TWh *3:2011年燃料消費量=621.5TWh

*4: 除く、ジェット燃料、軍事燃料、内水輸送燃料 *5: 2011年最終エネルギー消費量 = 2,415.0TWh

E: エネルギーの略称

HP/CHP: 熱給施設/熱電併給施設

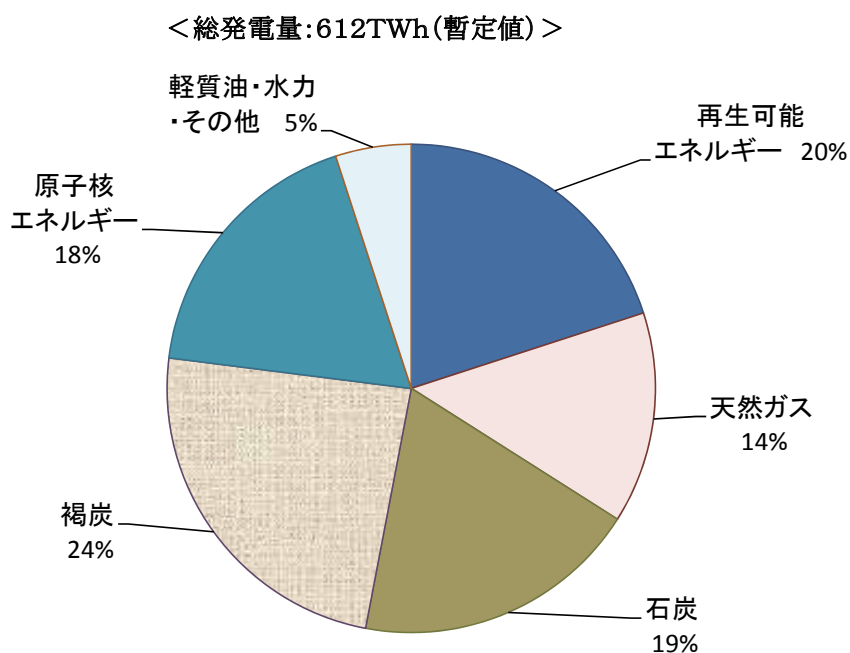
(資料) BMU "Renewable Energy Sources in Figures"2012 (出所) BMU on basis of AGEE-Stat and other sources

(2) 電力部門のエネルギー源

ドイツの電力部門のエネルギー源は、図 I-5 の通りである (ただし、一部のデータは出所が異なるため単位や数値に若干の不一致があることに留意されたい)。

2011 年のドイツの発電総量は 612TWh であり、そのエネルギー源別発電構成割合は、褐炭 24%、再生可能エネルギー 20%、石炭 19%、原子核エネルギー 18%、天然ガス 14%、軽質油・水力・その他 5% となっている。このようにドイツでは化石燃料による発電の割合が約 6 割を占め、そのうち褐炭と石炭で 4 割強を占めている¹³。また、原子力発電も 2 割弱を占めている¹⁴。これに対し、再生可能エネルギーによる発電は 123TWh（割合 20%）であり、その内訳は、風力 8.1%、バイオマス 5.0%、太陽光 3.2%、水力 3.0%、有機廃棄物残渣 1.1%、地熱 1% 未満となっている（図 I-6）。

図 I-5 ドイツの電力のエネルギー源(2011年)



(資料)BMU “Renewable Energy Sources in Figures, 2012

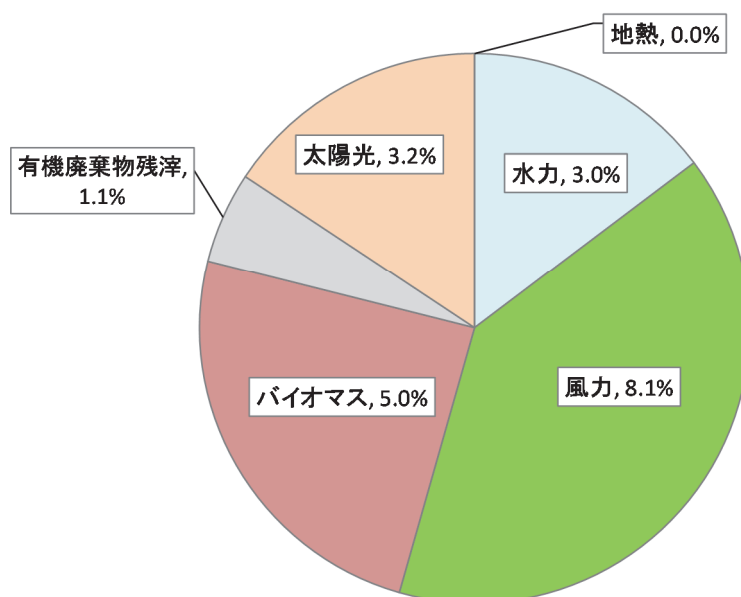
このように再生可能エネルギーによる発電は風力とバイオマスの占める割合が相対的に大きいですが、2011 年時点の発電総量全体でみるとドイツでは化石エネルギー源の占める割合が圧倒的に大きく、さらに原子核エネルギーの占める割合も 2 割近くあるのが現状である。

¹³ 植物が石炭に変化する過程を石炭化と呼び、化学的には地中の圧力や熱によって炭化水素中の水素と酸素が徐々に抜けて炭素の比率が高くなり、発熱量の高い燃料になる。石炭の種類（無煙炭、瀝青炭、亜瀝青炭、褐炭、泥炭）は石炭化の進行度を表したもので、記載順に色は黒く発熱量が高い。瀝青炭のうち粘結性の高いものが製鉄用の原料炭になり、それ以外のものは褐炭、亜瀝青炭などと合わせて燃料として使われる。日本では一般に無煙炭から褐炭までを石炭と呼んでいる。石炭化度による石炭の分類のパラメーターとして、日本では発熱量と燃料比(固定炭素÷揮発分、通常では無煙炭：4 以上、瀝青炭：1～4、褐炭：1 以下)を用いてるが、国際的には一般に揮発分が用いられている。（石油天然ガス・金属鉱物資源機構HP「資源ライブラリー」、放射線医学総合研究所HP「詳細な放射能データ」より）。

¹⁴ “Renewable Energy Sources in Figures”, Federal ministry for the Environment, nature Conservation and nuclear Safety (BMU), July 2012. P. 20 および“Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011)”, BDEW Bundesverband der Energie- und Wserwirtschaft e.V., 23.01.2012 に基づく。

図 I-6 総発電量に占める再生可能エネルギー発電源(2011年)

＜総発電量612TWh、うち再生可能E123TWh＞



(資料)BMU “Renewable Energy Sources in Figures, 2012

表 I-5 日本の発電量実績 (2010～2012年度)

(単位: TWh、%)

	一般電気事業者			卸電気事業者			特定電気事業者			特定規模電気事業者			合計			
	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	2010	2011	2012	
水 力	63	63	57	11	12	10	0	0	0				74		67	8.2%
火 力	485	611	667	58	57	58	1	1	1	9	9	10	553	679	736	89.5%
原子力	271	101	16	17	1								288	102	16	1.9%
風 力	0	0	0							0	0	0	0	0	0	0.0%
太陽光	0	0	0										0	0	0	0.0%
地 熱	2	2	2	0	0	0							2	3	2	0.3%
合 計	822	777	742	86	70	68	1	1	1	9	9	10	918	857	822	100.0%
2010年比(%)	100.0	94.5	90.3	100.0	81.3	79.5	100.0	97.3	91.0	100.0	105.9	113.0	100.0	93.4	89.5	

(資料)経済産業省資源エネルギー庁「電力調査統計」各年度版

日本の発電実績(表 I-5)をみると、2010 年度では、日本の発電量の 6 割を火力、3 割を原子力、1 割弱を水力が占めていたが、2011 年 3 月の東日本大震災以降、ほとんどの原子力発電所の停止が続き、2010 年に比べ発電量が全体で約 1 割減少するなかで火力発電への依存

度を高め、2012 年度では、火力が約 9 割を占め、水力が 8.2%、原子力が 1.9%と大きく変化した。しかし、再生可能エネルギー（地熱、太陽光、風力等）の発電量は 1 %にも満たない状況が続いている。

一方、ドイツでは再生可能エネルギーによる発電は増加を続けており、2011 年の発電量は 2000 年比で約 3 倍、05 年比で約 2 倍に増加している。エネルギー源別では、水力が 2000 年以前の供給量まで減少しているのに対し、風力は 10 年間で約 5 倍、バイオマスは 10 年間で約 10 倍に増加しており、太陽光は 2005 年に比べ約 15 倍に急増している。なお、太陽光については 2012 年に固定価格買取制度の一部改正が行われたため、2010～11 年に太陽光発電の駆け込み的な設備増設があったことが急増の一つの要因であった。

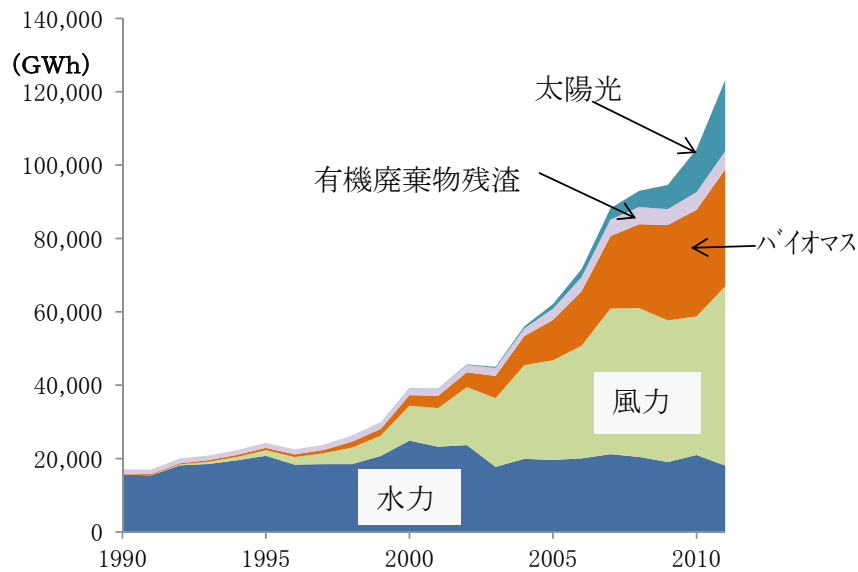
表 I-6 ドイツの再生可能エネルギー発電量の推移 (1990～2011年)

(単位:GWh、%)

	水力	風力	バイオマス	有機廃棄物残渣	太陽光	地熱	発電量計	電力全体に占める割合
1990	15,580	71	221	1,213	1	0	17,086	3.1
1991	15,402	100	260	1,211	2	0	16,974	3.1
1992	18,091	275	296	1,262	3	0	19,927	3.7
1993	18,526	600	433	1,203	6	0	20,768	3.9
1994	19,501	909	569	1,306	8	0	22,293	4.2
1995	20,747	1,500	665	1,348	11	0	24,271	4.5
1996	18,340	2,032	759	1,343	16	0	22,490	4.1
1997	18,453	2,966	880	1,397	26	0	23,722	4.3
1998	18,452	4,489	1,642	1,618	32	0	26,233	4.7
1999	20,686	5,528	1,849	1,740	42	0	29,845	5.4
2000	24,867	9,513	2,893	1,844	64	0	39,181	6.8
2001	23,241	10,509	3,348	1,859	76	0	39,033	6.7
2002	23,662	15,786	4,089	1,949	162	0	45,648	7.8
2003	17,722	18,713	6,086	2,161	313	0	44,995	7.5
2004	19,910	25,509	7,960	2,117	556	0.2	56,052	9.2
2005	19,576	27,229	10,978	3,047	1,282	0.2	62,112	10.1
2006	20,042	30,710	14,841	3,844	2,220	0.4	71,657	11.6
2007	21,169	39,713	19,760	4,521	3,075	0.4	88,238	14.3
2008	20,446	40,574	22,872	4,659	4,420	17.6	92,989	15.1
2009	19,036	38,639	25,989	4,352	6,583	18.8	94,618	16.4
2010	20,956	37,793	29,085	4,781	11,729	27.7	104,372	17.1
2011	18,074	48,883	31,920	4,950	19,340	18.8	123,186	20.3

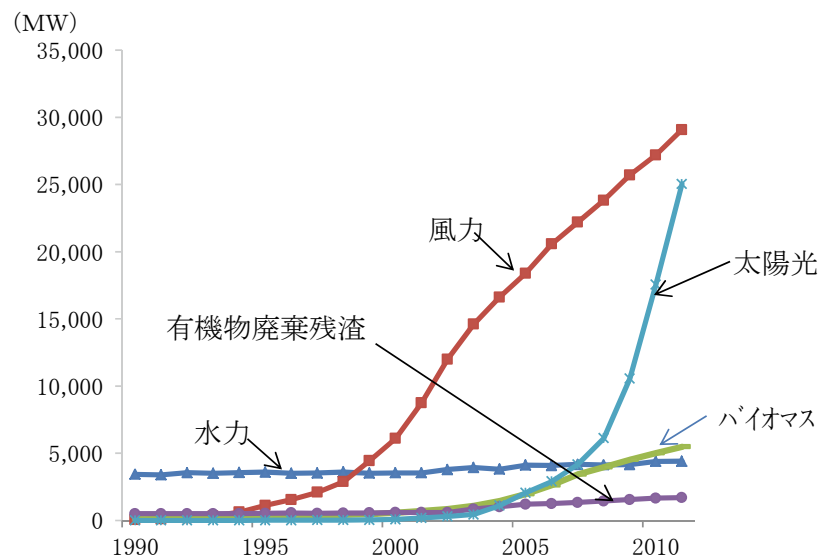
(資料) BMU “Renewable Energy Sources in Figures”, 2012 (注)発電量は最終消費ベース

図 I -7 再生可能エネルギー発電量の推移



資料: BMU "Renewable Energy Sources in Figures" 2012

図 I -8 再生可能エネルギー発電の設備容量推移



資料: BMU "Renewable Energy Sources in Figures" 2012

再生可能エネルギーによる発電は、近年、発電能力が大きく変化しており、特に風力発電と太陽光発電の設備能力で顕著である（図 I -8）。風力は 90 年代後半以降発電能力が増大を続けており、太陽光は 2008 年以降、急速に発電能力が増大している。いずれも既存設備の能力拡大にとどまらず、風力発電はドイツ北部で、太陽光発電はドイツ南西部で大規模な新設が続いたためである¹⁵。

¹⁵ JETRO「ドイツの電力・エネルギー事情とビジネスチャンス」2012 年 5

(3) 熱供給部門のエネルギー源

熱供給に占める再生可能エネルギーの割合は 11.0%であるが、その内訳は下表のとおりである。2011 年の再生可能エネルギーによる熱給総量は 143,467GWh であったが、そのうちバイオマスによる熱給が 123,970GWh で 86%を占める。1990 年代までさかのぼっても、再生可能エネルギー源による熱給において有機廃棄物残渣や太陽熱、地熱に比べてバイオマスによって供給されている熱量が圧倒的に大きい。

表 I-7 ドイツの再生可能エネルギーによる熱供給 (1990～2011年)

(単位:GWh、%)

	バイオマス	有機廃棄物 残渣	太陽熱	地熱 (*1)	熱供給 計	熱供給量に 占める割合
1990	28,265	2,308	131	1,515	32,195	2.1
1991	28,360	2,308	169	1,517	32,354	2.1
1992	28,362	2,308	221	1,522	32,413	2.1
1993	28,368	2,308	280	1,530	32,486	2.1
1994	28,375	2,308	355	1,537	32,575	2.2
1995	28,387	2,308	440	1,540	32,675	2.1
1996	28,277	2,538	549	1,551	32,915	2.0
1997	45,591	2,290	690	1,569	50,140	3.2
1998	49,740	3,405	848	1,604	55,597	3.6
1999	50,858	3,674	1,026	1,645	57,203	3.8
2000	51,419	3,548	1,261	1,694	57,922	3.9
2001	58,220	3,421	1,587	1,765	64,993	4.2
2002	57,242	3,295	1,884	1,855	64,276	4.3
2003	69,182	3,169	2,144	1,956	76,451	5.0
2004	75,376	3,690	2,443	2,086	83,595	5.5
2005	79,746	4,692	2,778	2,294	89,510	6.0
2006	83,023	4,911	3,218	2,762	93,914	6.2
2007	86,670	4,783	3,638	3,415	98,506	7.4
2008	93,133	5,020	4,134	4,168	106,455	7.6
2009	102,403	6,832	4,733	4,931	118,899	8.9
2010	132,843	7,566	5,200	5,585	151,194	10.7
2011	123,970	7,600	5,600	6,297	143,467	11.0

(資料) BMU “Renewable Energy Sources in Figures”2012 (注)*1:各種のヒートポンプによる熱給を含む。

(4) 燃料部門のエネルギー源

燃料部門の最終消費エネルギーに占める再生可能エネルギーの割合は、2007 年をピークにその後徐々に低下しており、2011 年の割合は 5.5% になっておる。そのエネルギー源の内訳は、バイオディーゼル、種子油、バイオエタノールであり、バイオディーゼルが最大であるが、08 年以降はバイオディーゼルと種子油が減少に転じ、代わってバイオエタノールが伸びている（図 I-9）。

図 I-9 再生可能エネルギーによる自動車燃料の供給

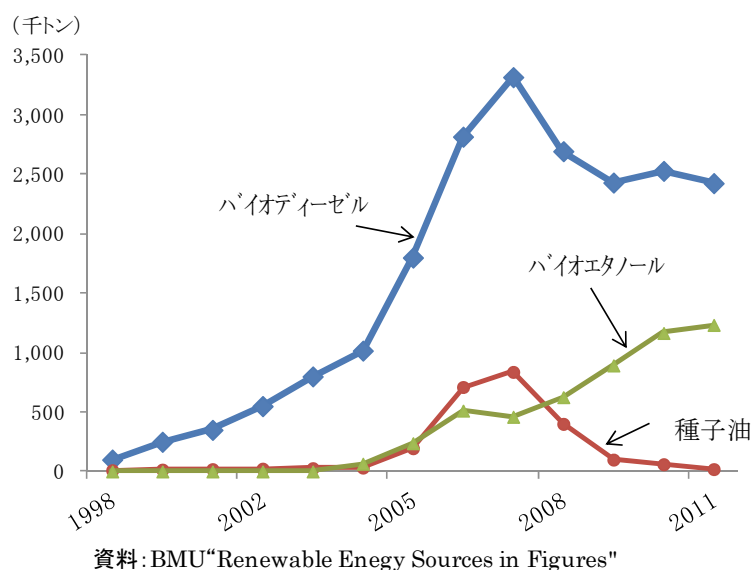


表 I-8 ドイツのバイオ燃料として使用された原材料の割合 (2011年)

	菜種	大豆	パーム油	廃棄材	穀物	サトウキビ	ビート	その他
バイオディーゼル	87	1	5	7	—	—	—	—
種子油	100	0	0	0	—	—	—	—
バイオエタノール	—	—	—	—	79	1	19	1

(資料) BMU "Renewable Energy Sources in Figures" 2012

バイオ燃料として使用された原材料を見ると、バイオディーゼルと種子油の原料は主に菜種であり、廃棄材、パーム油などもバイオディーゼルの原料になっている。また、バイオエタノールの原料は、主に穀物（小麦とライ麦）とビートである¹⁶。

¹⁶ 環境省・エコ燃料利用推進会議「輸送用エコ燃料の普及拡大について」2007年5月

4. 再生可能エネルギーの利用目標

最後に、ドイツの再生可能エネルギーの利用目標をみておこう。

ドイツでは、高価なエネルギー輸入への依存を抑制し、代わって再生可能エネルギーに基づく効率性の高いエネルギーシステムを構築することで、結果として国内の就業機会を増やすことを当面の課題としており、電力・総エネルギーに占める再生可能エネルギーの利用割合を大きく高める目標を設けている（表 I-9）。

電力消費総量に占める再生可能エネルギーの利用割合を、2020 年までに 35%、2050 年には 80%まで高めるという意欲的な目標になっており、最終エネルギー消費総量の占める割合は、2020 年に 18%、2050 年には 60%にまで引き上げる目標を設定している。そして、これらの目標を達成することによって、ドイツの温室効果ガスの排出量を 1990 年比で、2020 年までに 40%削減、2050 年までに 80～95%削減を達成することをめざしている¹⁷。

表 I-9 再生可能エネルギーの利用目標

目標年	電 力	総消費エネルギー
2020	35%	18%
2030	50%	30%
2040	65%	45%
2050	80%	60%

（資料）BMU “Renewable Energy Sources in Figures”2012

なお、最近の再生可能エネルギーに対する設備投資の状況をみると、2008 年から 2011 年までの間にドイツ連邦政府環境自然保護原子力安全省から承認されたプロジェクトは表 I-10 の通りであり、承認されたプロジェクトは、件数、金額とも年々増えてきていることがわかる。なかでも、最近 2 年間の承認件数で最も多いのは太陽光発電であり、風力発電や地熱発電の承認件数も大きく増大している。また、承認されたプロジェクトの投資額が大きいのは、太陽光発電と風力発電であり、再生可能エネルギーを総合的に扱った部門横断的研究に対する投資額も増えている。

¹⁷ “Renewable Energy Sources in Figures”, Federal ministry for the Environment, nature Conservation and nuclear Safety (BMU), July 2012. P.10-11

表 I-10 ドイツ連邦環境自然保護原子力安全省が承認した最近のプロジェクト

	2008			2009			2010			2011		
	件数	千€	割合	件数	千€	割合	件数	千€	割合	件数	千€	割合
太陽光発電	38	39,735	26.3	36	31,446	26.6	45	39,842	28.3	96	74,332	30.3
風力発電	32	40,097	26.6	45	28,227	23.8	37	52,956	37.6	74	77,102	31.5
地熱発電	18	16,381	10.9	14	14,892	12.6	30	15,045	10.7	42	24,056	9.8
低温太陽熱発電	20	10,129	6.7	17	7,013	5.9	16	6,795	4.8	21	9,367	3.8
太陽熱発電	15	8,217	5.4	22	8,612	7.3	16	9,667	6.9	20	11,164	4.6
システム統合	26	28,184	18.7	6	11,458	9.7	22	12,227	8.7	26	26,269	10.7
部門横断的研究	11	3,004	2.0	16	3,314	2.8	16	3,517	2.5	17	4,896	2.0
その他	9	5,066	3.4	7	13,478	11.3	2	649	0.5	4	18,000	7.3
合計	169	150,813	100	163	118,440	100	184	140,698	100	300	245,186	100

(資料) BMU "Renewable Energy Sources in Figures" 2012

(参考文献)

- ・大島堅一 (2007 年 3 月) 「再生可能エネルギー普及に関するドイツの経験—電力買い取り補償制の枠組みと実際—」 『立命館大学人文科学研究紀要』
- ・熊谷徹 (2012 年 7 月) 『脱原発を決めたドイツの挑戦』 角川 S S C 新書
- ・坂内久 (2013 年 1 月) 「デンマークにおける再生可能エネルギーの利用」 『再生可能エネルギーの地域自立型活用を巡る最近の動き』 農林中金総合研究所 (総研レポート) p. 26
- ・JETRO 「ドイツの電力・エネルギー事情とビジネスチャンス」 2012 年 5 月
- ・独立行政法人 石油天然ガス・金属鉱物資源機構 H P 「資源ライブラリー」
- ・独立行政法人 放射線医学総合研究所 H P 「詳細な放射能データ」
- ・環境省・エコ燃料利用推進会議 「輸送用エコ燃料の普及拡大について」 2007 年 5 月
- ・日本外務省 H P 「ドイツの原子力コンセンサス合意書への署名について」 「ドイツの原子力法改正法案閣議決定について」 2001 年 9 月
- ・"Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011)", BDEW Bundesverband der Energie- und Wserswirtschaft e.V., 23.01.2012
- ・"Renewable Energy Sources in Figures", Federal ministry for the Environment, nature Conservation and nuclear Safety (BMU), July 2012
- ・Vattenfall 社 H P (<http://corporate.vattenfall.com/about-vattenfall/history/>)

Ⅱ．協同組合銀行が支援する太陽光発電

1．協同組合銀行と太陽光発電協同組合の概要

(1) 組織の概要

VR-アルテンブルク地方信用協同組合 (VR-Bank Altenburger Land eG¹、以下、アルテンブルク協同組合銀行) は、ドイツ連邦共和国の東部・旧東ドイツ領に位置するテューリンゲン州 (Thüringen) アルテンブルク市近郊に位置するアルテンブルガー・ラント郡 (Landkreis Altenburger Land <人口約 95,000 人>) のシュメルン市 (Schmölln stadt <人口約 11,500 人>) にある。

この協同組合銀行は、1859 年に信用組合として設立された。その後、6 回の統合・合併を経て現在に至るが、この間にアルテンブルク地方の既存のシュルツ・デリッチ系信用協同組合 (Volksbank Altenburug eG および Volksbank Schmölln eG) やライフアイゼン系信用協同組合 (Raiffeisenbank Altenburg eG および Raiffeisenbank Schmölln eG) との合併を経て現在に至っている。2008 年時点のアルテンブルク協同組合銀行の平均総資産額は 4 億 490 万ユーロ (約 567 億円) である²。

太陽光発電協同組合の名称は「東テューリンゲン地域エネルギー協同組合 (ENEGO : Energiegenossenschaft Ostthüringen eG)」であり、同組合の事務所は協同組合銀行本店と同じシュメルン市の中心地にある。

以下は、現地でのヒアリングに基づくが、応対した 2 人は協同組合銀行の役員であると同時に、太陽光発電協同組合 (以下、発電協同組合) の理事長と組合員でもある³。

(2) 協同組合銀行の再生可能エネルギー事業との関わり

アルテンブルク協同組合銀行では、東テューリンゲン地域エネルギー協同組合 (以下、ENEGO 発電協同組合) が設立される前にアルテンブルガー・ラント郡とその周辺地域に存在する 10 カ所のバイオガスパラント、約 100 カ所の太陽光発電所、2～3 カ所の風力発電所に対する融資実績があった。再生可能エネルギーが一種のブームとなっていたなかで、2001～02 年頃に、アルテンブルク協同組合銀行の組合員や利用者である地元の個人および企業の間から、再生可能エネルギーに関わる事業を協同組合銀行自体で実施すべきであり、こうした取り組みへの市民の参加を募るべきだとの要望が出された。

2008 年以降、アルテンブルク協同組合銀行は、シュメルン市とその周辺地域 10 カ所で自ら太陽光発電に取り組むことになり、その設置場所は建造物の屋根 7 か所と 3 か所のソーラーパーク (後述) であった。

¹ 「VR-Bank」は、フォルクスバンク Volksbanken とライフアイゼンバンク Raiffeisenbanken の統合後の略称であり、「e G」はドイツ協同組合法によって規定される「登録協同組合」の略称である。

² 140 円/ユーロ換算

³ 銀行の理事でかつ発電協同組合の理事の Lars Trenkmann 氏と、銀行の理事で発電協同組合の組合員の Raik Romisch 氏の 2 人である。

その後、地域の要望に対応するかたちで、アルテンブルク協同組合銀行が中心になり 2011 年 11 月に太陽光発電事業を目的にする ENEGO 発電協同組合が設立された。理事は 11 人（前述したアルテンブルク協同組合銀行の銀行員の 2 人を含む）で、事業の本拠地はシュメルン市 Schmölln とし、2012 年 4 月に「協同組合」として登録した。当時、協同組合銀行系統から、この取り組みは「これからの再生可能エネルギーに関わる協同組合モデル」と呼ばれた。



屋根に太陽光発電パネルが設置された建物と視覚化されたメーター

2. 協同組合主体の再生可能エネルギー生産

（1）協同組合による太陽光発電

太陽光発電事業を開始するに当たり、ENEGO 発電協同組合が「協同組合」の形態を採用した理由は、事業や経営上の執行が役員間で平等であること、組合員は誰にでも発言権があることが最大の理由であった。発電協同組合では自分たちで一定の「出資」をし組合に参加するが、地域で組合員を募ることの意義は、地元で発電した電力を地元で消費し、余った電力を売電して得られたお金も地元で使うという点にあり、その結果として地域の価値を高めることである。

また、協同組合として「登録」する理由は、協同組合銀行から融資を受けるためであった。この登録には審査があり、審査では環境保全という目的や設備投資に要する資金量が審査の対象とされた。その融資審査の適否を判断するため審査が何度も行われたが、融資を受けた資金によって流動性が獲得できたことで、市民へのスムーズな電力供給が実現できたという。

この審査をするのは、「連邦フォルクスバンク・ライフアイゼンバンク協会：通称 B V R (Bundesverband der Deutschen Volksbanken und Raiffeisenbanken)」である。この協会のメンバーには、D Z Bank (Deutsche Zentral-Genossenschaftsbank A G⁴) が含まれる。B V R からは、審査のほかに事業に関わる「アドバイス」を受けたり、協同組合の運営に対する「監査」も受けている。

地域で「市民の発電所 Bürgerkraftwerk」と呼ばれる発電事業を運営する ENEGO 発電協同組合の出資金は、同組合の定款において 1 人当たり最低 1,000 ユーロから最大 20,000 ユーロ (20 倍) までと定めており、出資者は 11 人の理事を含む 31 人を数え、出資金も 142,000 ユーロ (平均約 5,000 ユーロ) となった (2012 年)。一方、太陽光発電に要する設備投資額は 949,000 ユーロ

⁴ 「A G」は株式会社の略称。

一口であり、出資額との差額はアルテンブルグ協同組合銀行から融資を受けた。

発電協同組合に対する出資の勧誘対象は、主にアルテンブルクで開かれた見本市の参加者約 40,000 人であった。この勧誘に対し実際に出資した 31 人の内訳は、銀行員、パン屋、家主、出版人、エンジニア、電力会社マネージャー、ネットワーク供給者等である。ほとんどはシュメルン市周辺の住人であり、約 70 キロ離れたテューリンゲン州イエナ市の住人もいたが、出資メンバーにベルリン都市州の投資家は入れていない。それは、投資を主目的とした大都市の住民が入っていないということも審査されたためである。

(2) 協同組合の再生可能エネルギー事業が地域にもたらす効果

VR-信用協同組合と称する協同組合銀行はドイツ国内に 1,000 余存在するが、そのうち 20 ～50 の協同組合銀行において再生可能エネルギー事業を直接ないし間接的に実施している。テューリンゲン州内では 3 ～4 の協同組合銀行がこれに取り組んでおり、協同組合銀行同士は、同じ系列にありネットワークを組んで相互に支援しあう関係を築いている。また、再生可能エネルギー発電の協同組合は既に州内に 15 組合が設立されており、近い将来、州ベースの連合組織ができる予定である。このように、ドイツ国内では再生可能エネルギー発電を目的にした協同組合の設立が増えているが、協同組合銀行は、再生可能エネルギー発電に関わる市民への情報提供に大きな役割を果たしている。

アルテンブルグ協同組合銀行や ENEGO 発電協同組合が太陽光発電事業に取り組んだ結果、シュメルン市内だけでも太陽光発電装置を据付ける工務店の従業員がそれまでの 1 人から 40 人まで増え、銀行内でも太陽光発電を専門とする職員が 1 人新たに配置された。また、年に 1 ～2 回実施する太陽光パネルの拭取り清掃要員も必要になっている。

地元の人や銀行利用者にとっては、新しいプロジェクトであるため目に見えた収益が入ってこないと評価までたどり着かないが、こうした太陽光発電事業に対する参加は口コミで徐々に広がってきている。ただし、他の再生可能エネルギーについては、例えばバイオガспラントは臭気があること、トウモロコシ等の食べ物をエネルギーに向けることには抵抗感が強いこと、風力については風が常に吹いているとは限らないのでリスクが伴う、といった受けとめ方が一般的であるという。

ENEGO 発電協同組合で稼働している太陽光発電装置は、建造物の屋根に設置されたものが 2,400 kW、飛行場跡地に設置されたものが 20MW と、設置場所とそのスケールによって能力にかなりの差がある。ENEGO 発電協同組合による廃棄物処理場跡地の太陽光発電を含め、ドイツ国内には通称「ソーラーパーク」と呼ばれるメガワット (MW) 級の発電装置が設置されたところが各地に生まれているが、こうした巨大な太陽光発電施設の設置にあたっては、設置する場所にいくつかの制限がある。例えば、「農地」は設置対象場所から除外され、その一方で、建築物の「屋根」や以前に建築物があった「跡地」、ごみ等の「廃棄場」などが設置場所として適格とされる（詳しくは次節）。テューリンゲン州で最も受け入れられている建物の屋根への設置の場合、州政府から補助が出る。屋根の借用費は 1,000 m² 当たり約 1,000 ユーロ/年で、これは売電代金の約 5 % に相当するとのことである。



廃棄物埋立地（上）とその隣接地に設置されたソーラーパーク

（参考文献）

- ・寺林暁良「期待される地域金融—ドイツと日本の比較から—」寺西俊一・石田信隆・山・下英俊・編著『ドイツに学ぶ地域からのエネルギー転換』家の光協会、2013 年
- ・小田志保「ライフアイゼンバンクが貢献した太陽発電事業協同組合」『農林金融』農林中央金庫、2012 年 10 月号
- ・石田信隆・寺林暁良「再生可能エネルギーと農山漁村の持続可能な発展—ドイツ調査を踏まえて—」『農林金融』農林中央金庫、2013 年 4 月号
- ・羽森 直子「ドイツの銀行構造について」『流通科学大学論集』第 20 巻第 2 号、2012 年
- ・黒川洋行「ドイツの銀行システムにおける公的銀行—貯蓄銀行および開発復興公庫の政府保証をめぐる EU 欧州委員会との合意—」関東学院大学経済学会『経済系』第 227 集、2006 年
- ・田渕進「ドイツ信用協同組合グループの構造変化」大阪経済大学『大阪経大論集』第 60 巻 5 号、2010 年
- ・高橋宏彰「ドイツ・フォルクスバンクのビジネスモデル—信用リスク選好と IFRS 基準の開示状況とは—」『総研ニュース&トピックス』信金中央金庫総合研究所、2010 年
- ・斉藤由理子・重頭ユカリ『欧州の協同組合銀行』日本経済評論社、2010 年
- ・Von der Idee, sich selbst zu helfen
- ・<https://ssl.vrbanknet.de/>
- ・<http://www.asg-solar.de/>

3. 太陽光発電装置の設置場所の規制

（1）太陽光発電促進策

ドイツの太陽光発電装置の設置場所は、設備容量の多い順に、①屋根設置型（59%）、②地上設置型（同 40%）、③建物一体型（1%）と 3 つに大別される。最も多い屋根に設置するタイプの内訳は、10 kW 未満の一般家庭の屋根（9%）、10～100 kW クラスで大型の建築物や施設の屋根（26%）、100 kW 以上で工場等の屋根（24%）となっている⁵。次に多い地上設置で

⁵ Jörg Mayer (2013) "How will customers react to reduced or even no FIT?" German Solar Industry Association (BSW-Solar)

は、林地や荒廃地、飛行場や工場等の跡地、廃棄物等の埋立地などが代表的である⁶。家庭等の屋根設置の占める割合が多いのは、2000年のFIT制度の導入を期して導入された「太陽光発電10万軒屋根設置プログラム」による促進政策に負うところが大きい。同政策は目標達成をみた2003年末で廃止された（ただしFIT制度は維持）⁷。アルテンブルグ協同組合銀行の融資で登場した「ソーラーパーク」は③の地上設置タイプであり、これはMW級の発電容量を持つメガソーラーが設置された一帯の呼称である。

ドイツでは、2000年にシュレーダー政権が「再生可能エネルギーの優先に関する法律（再生可能エネルギー法（E E G））」を制定したことによって太陽光発電が急速に普及した。2000年に導入されたドイツの再生可能エネルギーの固定価格買取制度（F I T）は、同法に基づいて連邦議会で補償金額が決定される。その買取価格の改定は、2004年、2009年、2012年とおおむね4年ごとに改定されてきた。それより前の1991年から存在した再生可能エネルギー促進補償金は、2000年の再生可能エネルギー法以降、補償金額が大幅に増加した⁸。

（2）再生可能エネルギー設備の設置規制に関わる法的根拠

メガソーラーと呼ばれる巨大な太陽光発電施設の設置にあたっては、アルテンブルグ協同組合銀行でのヒアリングでも指摘されていたように、設置する場所にいくつかの制限があり、なかでも「農地」は設置対象場所から除外されている。

太陽光発電をはじめとする再生可能エネルギー設備を設置する場所に対するドイツの規制は、前述の固定価格買取制度（F I T）に基づく補償金によってコントロールされている。補償金は、再生可能エネルギー法（E E G）に基づいた各種の規制を遵守しなければ受け取れないためである。さらに、F I Tに基づく補償金は、政策的に太陽光発電に重点を置くのか、あるいは風力発電やバイオガス発電を推進するのか、ドイツ国内の再生可能エネルギーの種類をもコントロールする。なお、近年のドイツでは太陽光発電に対する促進策が功を奏して急激に拡大したため、この補償金による促進策が消費者負担の増大に直結するため問題視されるようになった。

最新の再生可能エネルギー法（E E G）における太陽光発電設備の設置場所に関する規制は以下のとおりであり、日本での再生可能エネルギー設備の設置規制を考える上で参考になる。

法律原文名：

Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG)
"Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist"⁹

⁶ 2012年にドイツで行ったテューリンゲン州の「東テューリンゲン地域エネルギー協同組合（ENEGO：Energiegenossenschaft Ostthüringen eG）」とザクセン=アンハルト州の「ASG エンジニアリング有限会社（ASG Engineering GmbH）」におけるヒアリングに基づく。

⁷ 梶山恵司「再生可能エネルギー拡大の課題—F I Tを中心とした日独比較分析—」富士通総研経済研究所『研究レポート』NO.396、2012年9月、p.10

⁸ 熊谷徹『脱原発を決めたドイツの挑戦』角川SSC新書、2012年7月、p.89

⁹ Ein Service des Bundesministeriums der Justiz in Zusammenarbeit mit der juris GmbH - www.juris.de

「再生可能エネルギーの優先に関する法律（再生可能エネルギー法〈E E G〉）」
(2008 年 10 月 25 日（連邦法典 IS2074 収録）、最終改正 2012 年 12 月 20 日（連邦法典 IS2730 収録）

「第 32 条 太陽光エネルギー

(1) 太陽光エネルギーによる電力供給施設からの電気に対して、補償金（注：送電網事業者から施設運用者への補償金）は、本条(2)及び(3)を条件として、当該施設が以下の条件に該当する場合、10 メガワットの供給量まで、1 キロワット時当たり 13.50 セントから第 20b 条に基づく減額分を差し引いた額とする。

- 1 太陽光エネルギーによる電力供給以外の目的を優先した建物に接し又はその上に施設が設置された場合
- 2 建設法典第 38 条の 1 の規定による手続が実施される区域内に施設が設置された場合
- 3 連邦建設法典第 30 条に規定する建築計画（地区計画）適用区域内に建設され、
 - a) 当該建築計画が 2003 年 8 月 31 日以前に策定され、太陽光エネルギーによる電力供給施設を建設するという目的の変更が行われていないこと
 - b) 当該建築計画が 2009 年 12 月 31 日以前のものであり、連邦建設利用政令第 8 条及び第 9 条に規定する商業区域又は工業区域に指定された土地に建設される、又は 2010 年 1 月 1 日以降に、太陽光エネルギーによる電力供給施設を建設するという目的に変更が確定していること
 - c) 当該建築計画が 2003 年 1 月 1 日以降、少なくとも太陽光エネルギーによる電力供給施設を建設するという目的で策定され、施設が
 - aa) アウトバーン又は鉄道の軌道に沿った土地にあり、軌道の外周から測定して 110 メートル以内の距離に建設されていること
 - bb) 建築計画の策定又は改定の決定の時点までに、舗装がなされた土地に存在すること
 - cc) 経済、交通、住宅建設又は軍用地からの転用地に存在し、当該土地が建築計画の策定又は改定の決定時点までに、連邦自然保護法第 23 条に規定する自然保護区域又は同法第 24 条の自然公園として、法律上確定されていないこと

(2) （略）

(3) （略）

なお、参考までに、本節の最後尾にこの法律の全体構成を訳出した。

法律の名称は「再生可能エネルギーの優先に関する法律（再生可能エネルギー法〈E E G〉）」であり、2000 年に施行されてからその後何回かの改正があり、2013 年 3 月時点では最終改正が 2012 年 12 月 20 日となっている。この時点の改正がどのような改正か、実質改正か、形式改正か等は、残念ながら入手できた資料のみでは不明である。

なお、法文中に出てくる「連邦建設法典」は日本の都市計画法に相当し、一定物の建設のためのゾーニングと各種建築規制を規定した法律であり、同法に基づき各自治体が開発を進める

べき区域等を対象に建築計画を策定し、具体的な区域の設定と必要な開発規制等を行う。ドイツの町並みが均整や統一性のとれている最大の理由は、この規制が徹底されているからであると言われ、ドイツの土地利用規制や開発行為制限は極めて厳格に構成されている。再生可能エネルギー法との関係で考えれば、建設法典及びこれに基づく建築計画（地区計画）に明確に位置づけられたもののしか補償の対象としないということを法文上明確にしている点で重要な意味があり、このことは日本の再生可能エネルギー施設の設置規制にとっても示唆に富むと考えられる。

（３）「再生可能エネルギー法」改正の背景

最近時の法改正では、最近の太陽光発電の増大に対する抑制策が盛り込まれている¹⁰。

2012 年の再生可能エネルギー法の一部改正によって同法第 20a 条に「太陽光発電の促進目標及びその公表」が規定され、新設された第 21b 条に「太陽光発電の補償金額の逡減」が規定された。

この太陽光発電促進策見直しの背景には、次のようなことがあげられる。法律に定められた固定価格買取制度では、再生可能エネルギーによる電力は、同法で定める固定価格（以下、補償金額）で配電事業者によって優先的に買い取られるが、補償金額は毎年一定の割合で逡減する。その中で、太陽光発電については、さらに設備容量の年間増加量に応じた逡減率引上げ規定があり、これに基づき翌年の逡減率が決定される。太陽光発電については、年々の設備価格の大幅な下落もあって、毎年の逡減率が 9 % と他のエネルギー源よりも高く設定されていた。ところが、国内の設備容量が急激に増加したことにより、2012 年 1 月 1 日から通常の逡減率より引き上げられ 15 % とされた。このため、2011 年 12 月までに駆け込みで運転を開始した施設が多い。こうした太陽光発電の急激な増加を受けて、太陽光発電促進の見直しが必要となり法改正となった。

2012 年の法改正の結果、太陽光発電に関わる補償金額は、毎月 1 % ずつ逡減することが定められた（年間平均逡減率 11.4 %）。さらに、同法第 20b 条により逡減率は四半期ごとに見直され、直近に増加した設備容量に応じて変更される。加えて、補償金も 10 メガワットを超える設備の場合、10 メガワットを超えた部分については補償しないこととなった。また、これまで補償金が支払われていた建物上の太陽光発電で電力を送電系統に供給しない自家消費も補償されないことになった。

¹⁰ 渡辺富久子「太陽光発電の促進を見直す再生可能エネルギー法改正へ」『外国の立法（2012.5）』国立国会図書館調査及び立法考査局

[参考]

再生可能エネルギー法の構成

法律名：「再生可能エネルギーの優先に関する法律（再生可能エネルギー法〈E E G〉）」
(2008 年 10 月 25 日（連邦法典 IS2074 収録）、最終改正 2012 年 12 月 20 日（連邦法典 IS2730 収録）)

第1章 総則

- 第 1 条 目的
- 第 2 条 適用範囲
- 第 3 条 定義
- 第 4 条 法律上の責任関係

第2章 接続、買取り、送電及び配電

第1節 総則

- 第 5 条 接続
- 第 6 条 技術的基準
- 第 7 条 接続の実施及び利用
- 第 8 条 買取り、送電及び配電

第2節 容量の拡大及び供給管理

- 第 9 条 送電容量の拡大
- 第 10 条 損失の補償
- 第 11 条 供給管理
- 第 12 条 不公正な場合の規則

第3節 コスト

- 第 13 条 送電網への接続
- 第 14 条 容量の拡大
- 第 15 条 契約上の合意

第3章 供給に対する補償

第1節 補償総則

- 第 16 条 補償請求権
- 第 17 条 補償請求権の減少
- 第 18 条 補償額の計算
- 第 19 条 複数施設からの電力供給に対する補償
- 第 20 条 補償及び奨励金の通減
- 第 20a 条 太陽光エネルギーによる電力を増産する回廊や増築部分の公開
- 第 20b 条 太陽光エネルギーによる電力に対する補償の通減

第 21 条 補償の開始、期間

第 22 条 相殺

第 2 節 補償規定の特例

第 23 条 水力

第 24 条 廃棄物ガス

第 25 条 浄化汚泥ガス

第 26 条 坑内ガス

第 27 条 バイオマス

第 27a 条 有機廃棄物の発酵

第 27b 条 家畜糞尿の発酵

第 27c 条 ガス化したエネルギーに関する共通規定

第 28 条 地熱

第 29 条 風力エネルギー

第 30 条 リパワー風力エネルギー

第 31 条 洋上風力エネルギー

第 32 条 太陽光エネルギー

第 33 条 太陽光エネルギーによる電力を増産する施設統合モデル

第 3a 章 直接販売

第 1 節 総則

第 33a 条 基本原則、概念

第 33b 条 直接販売の形態

第 33c 条 直接販売に於ける義務

第 33d 条 様々な形態間での変更

第 33e 条 供給補償との関係

第 33f 条 部分的な直接販売

第 2 節 直接販売へのプレミアム

第 33g 条 市場プレミアム

第 33h 条 市場プレミアムの評価値

第 33i 条 弾力性プレミアム

第 4 章 調整メカニズム

第 1 節 連邦レベルでの調整

第 34 条 中継接続事業者への供給

第 35 条 送電事業者と中継接続事業者との調整

第 36 条 中継接続事業者間の調整

第 37 条 販売及び法律に基づく賦課金

第 38 条 事後的修正

第 39 条 賦課金の軽減

第2節 電力集約的事業者及び鉄道事業者に係る特別調整規定

第40条 基本原則

第41条 製造業者

第42条 鉄道事業者

第43条 申請期間及び決定の効果

第44条 情報提供義務

第5章 透明性

第1節 報告義務及び公表義務

第2節 課徴金及び電力表示

第3節 電力源証明書及び重複販売の禁止

第6章 権利保護及び公的手続

第7章 命令への委任、実績報告、経過措置

Ⅲ．太陽光発電会社の事例

1．ASGエンジニアリング社の概要

「ASG Engineering GmbH (ASG エンジニアリング有限会社)」(以下、ASG エンジニアリング社)は、2001年にザクセン=アンハルト州 (Sachsen-Anhalt) アンハルト・ビッターフェルト郡 (Anhalt-Bitterfeld) ケーテン (Köthen) 地区 (ザクセン州 (Sachsen) ライプツィヒ市から北方約 60km のデッサウ=ロスラウ市近郊) で鉄鋼製品・変速機の製造会社として創設された¹¹。当初、同社は、発電用や産業用の鉄鋼製変速機の製造を行っていたが、その後、再生可能エネルギー分野に進出し、太陽光発電におけるソーラー設備の設計や設置等を手掛けるようになった。太陽光発電関連の業務について詳しくみると、発電設備の設置に係るソーラーパネル設置用の土台の設計や同設備の建設、設置用の賃貸屋根の斡旋、さらに設備設置に要する資金調達計画作成などであり、ASG エンジニアリング社は、開発からプロジェクトの完成にいたるまで幅広い業務を受け持っている。

ASG エンジニアリング社は、設立から数年後に太陽光発電用ソーラー設備の特殊な基礎台の製造を開始し、2007 年以降、太陽光発電事業者としてあるいは太陽光発電事業者の下請業者としてフル稼働することになった。そして、2008 年から電機技師や建築技術者、経営学の専門家を抱えて、高価で高性能のソーラー設備の製造・販売を開始した。これによって、太陽光発電事業に対する出資者の募集やソーラー設備設置用不動産の探索といった事業体制が強化され、同社はプロジェクト開発とソーラー設備の運用監視へと拡張することになった。

また、ASG エンジニアリング社は、同社自身で太陽光発電用のソーラーパネル設備を保有している。このため、同社のホームページを利用して、太陽光発電事業への投資をつぎのように呼び掛けている。すなわち、「環境に優しい発電方式の ASG エンジニアリング社のソーラー設備に投資すると、自前の屋根や土地がなくても、E E G 法 (再生可能エネルギー法) に基づいた補助金により最小限のリスクで長期的に安定した 20 年間の魅力的な利子と、税務上も好条件で投資構成ができるようになります」という P R である。ホームページ上で投資を訴求する相手方としては、各種の工場所有者が想定されている。ASG エンジニアリング社は、工場の持ち主などに工場の屋根を ASG エンジニアリング社に賃貸すれば同社の責任のもとでソーラー設備を設置し、工場所有者側には年間の賃貸料収入があり、ASG エンジニアリング社が付保する保険によって棄損リスクも保険料負担もなく、工場を所有する側 (会社) にとってはイメージアップというメリットがある、と呼びかけている。

現在では、ASG エンジニアリング社が手掛けて完成させたソーラー設備は 100 基以上であり、そのうち 10MW 以上の設備が 21 基という実績を持つに至っている。これまで主としてザクセン・アンハルト州、ザクセン州、ブランデンブルグ州、ベルリン市の公共用および工業用の建物へ設置してきたが、ASG エンジニアリング社は全ヨーロッパへの事業展開を目指している。

¹¹ ASG エンジニアリング社ホームページ (www.asg-solar.de) に基づく。

2. 太陽光発電事業の動向

次に、メガソーラー等の発電事業を展開するA S Gエンジニアリング社とドイツの再生可能エネルギー生産における太陽光発電の動向について見てみよう¹²。

(1) メガソーラー設備の概要

A S Gエンジニアリング社は、2011 年に独自にメガソーラー設備を設置した。場所はデッサウ市郊外の旧ナチス軍の飛行場跡地であり、当時、もし敵から攻撃を受けた場合には隣接するエルベ川から水を流し込んで水没させることができる飛行場であったという。同社はその飛行場の一部の9万平方メートルを買取り、客土したうえにメガソーラー設備を設置した。なお、設置したメガソーラーは、モジュールに日本製（ソーラーフロンティア社製）を用いている。



日本製モジュール

日本製のモジュールを利用した背景には、2011 年より前の段階で比較検討した製品の中で最もコストパフォーマンスが良い製品だったためとのことである。ただし、中国の市場参入で国際的にモジュール価格が激安となったため、同社が翌2012年に増設した同敷地に隣接するメガソーラー施設のモジュールは中国製であった。

前述のように、ドイツにおける太陽光発電による電力のF I T制度は半年ごとに買取価格（補償価格）が見直されるなど、F I Tによってその時点での投資が有利になりすぎないように常に管理されている。F I Tでは、売電開始時点を含む一定の期間（1月～6月、7～12月など）から20年間の買取価格が補償されるので、20年間の売電によって得られる収益（ソーラーモジュールの性能に依存）と初期投資（主にソーラーモジュールの価格に依存）のバランスを考慮することが重要である。

地面に平置きした部分の定格出力は4.9MW、隣接する建物の屋根に設置した部分の定格出力は1.2MWである。当該施設はデッサウ市周辺では最初のメガソーラーであったため、許可が下りるまで2年もの歳月を費やした。その理由は、住民の反対運動等があったわけではなく、単に行政の手続き上の経験不足が問題であった。総額1,000万ユーロの投資（土地購入代金を含む）であったが、工場と敷地が使われなくなった工場の屋根上に設置したものは約250万ユーロの投資となっている。

¹² 以下は、2013年3月8日のA S Gエンジニアリング社 Jan Wecke 氏からの聞き取りに基づく。



地面平置きと建物の屋根設置のモジュール

日常のメンテナンスは、基本的には遠隔監視である。当該敷地内における日照量のデータと、その日の発電量を比較して経験的にトラブルが発生しているか否かを判断（日照量が多いのに出力が上がっていなければ故障等の判断）ができる。このメガソーラー施設は、近隣にホコリを発生させる農場等が無いいため、モジュールの清掃（拭き取り）の必要性は少ないが、それでも年に2回、モジュール上の拭き取り作業を行うほか、毎月1回はモジュールの間を歩いて目視による点検を実施している。こうした管理業務は、同社（現在6名、最盛期11名）においては1名が1日2時間程度の作業で可能とのことであった。つまり、出力5MWを超える太陽光発電システムであっても、日常メンテナンス作業による雇用創出効果はほとんど見込めない。



PC画面での遠隔監視による日常メンテナンス（SMA社HPから）

また、Wecke氏によると、2013年現在のFITによる買取金額の水準では新規のメガソーラー事業に高い投資効果が期待できないため、同社単独でこれ以上の新規メガソーラー設備の建設は実施しないとのことであった。しかし、同社の見通しとしては、たとえ20年後にFITによる買取制度が終了し、1kWhあたりの販売価格が20セントになろうとも、電力需要のある近隣の工場等に販売すればビジネスとして成立すると予想している。

なお、ドイツの場合、系統接続に必要な設備については電力の生産者側が負担しており、必要な設備は電力を買い取る側が指示する。



電力生産者が負担する系統接続設備

（２）その他の太陽光発電施設

一つの工場を例にとると、屋根に設置するには概ね４ヶ月を要する。ASG エンジニアリング社は、これまで 12 種類の異なるタイプの屋根に太陽電池を施工してきた。なかには、ネジや接着剤を使わず、置くだけで（スポイラー効果により）強風でも吹き飛ばすことのない太陽電池モジュールもある。また、屋根上の他にも、廃棄物埋め立て処分場や、鉱山のボタ山等にも太陽電池を設置する計画もある。こうした生産性の低い土地や住宅等が建設できない土地や土壌汚染地などで、メガソーラーの建設が進んだ。

デッサウ市で工場の屋根に太陽光発電システムを設置しているのは、鑄造業など特に自社内で大量に電力を消費する業態の会社が多い。100 万 kWh で自社消費電力の 75% をカバーしている例もある。こうした工場では、1 kWh あたり 19 セントの電気料を支払っているが、これが自家発電であると 14 セント程度で済む計算になり、工場側には十分なメリットが生じる。基本的に、太陽光発電の容量は工場側の需要量でなく一定の余力を持たせており、その理由は、日の長い夏場の夕方や土日に発電した分を系統に売電する余地を残しておくためである。

工場等が自社の屋根を使って発電事業を行う際に銀行から融資を受ける場合は、当該工場がエネルギー生産専門の別会社を作ることが奨励されている。これは、太陽光発電プロジェクト（FIT 補償金の対象）が、親会社の経営に影響を受けにくくするための措置である。また、旧東独地域では、企業の経営健全化のため国からの出資援助金が出資額に対して 20% 程度支給される。こうした背景もあり、親会社との会計上の透明性を確保する必要があることも別会社化する理由となっている。

（３）ドイツの太陽光発電の今後の見通し

ドイツの太陽光発電はグリッドパリティ（再生可能エネルギーの発電コストが通常の系統電力のコストと同等となること）が目前に迫っており、投資に対するリターンが FIT によって補償されるという状況ではなくなりつつある。したがって、大規模施設については、前述のような工場等のエネルギー・プロセスの最適化に用いる以外にない。しかし、環境問題に関心の高い市民が安価になった太陽光発電システムを自前で整備しようとする動きがあり、その場合、重要になるのは家庭用の蓄電池システムである。こうした「エネルギー生産システムの分散化」

に、ASGエンジニアリング社としての今後の方向性を見いだしている。

銀行員としてこれまでF I T関連の融資プロセス評価等に携わってきた Wecke 氏は、銀行の無理解によるプロジェクト遅延も問題視している。ドイツのF I Tは複雑で、完全に理解するのが難しいという。このため Wecke 氏は、F I Tの効果的運用において銀行側が次の各点を理解する人材を確保することが非常に重要であると指摘した。①全体としてどのようなプロジェクトなのか、②どのような設備を使用するのか、③全体のなかでどこが一番クリティカルな部分なのか、④補償はどこまで可能なのか、⑤担当する企業がきちんとマネジメントできるのか、⑥メンテナンスにはどのような作業・コストがかかるのか、等である。

（４）エネルギー生産システム管理の担い手

ASGエンジニアリング社は、自社で直接、土地を購入したり、屋根を借りたりして太陽光発電を行うほか、太陽電池の設置や運営にかかわるコンサルティングを実施している。元銀行員の Wecke 氏は現在同社の経理担当マネージャーであり、融資元の銀行等と資金計画について話し合うことも業務としている。

ASG エンジニアリング社は、現在は特に営業職を置いていない。従来の仕事が高く評価され、ロコミで仕事が集まっている状況である。同社の仕事は、単に太陽光発電システムの設置管理だけでなく、現在はクライアントとなる工場のエネルギー・プロセスマネジメントも実施している。F I Tの補償金が充分高かった頃は発電量を最大化するだけで良かったが、現在はいかに工場内の省エネルギーを図りつつ、太陽光発電システムを有効に働かすか、というプロセス全体の最適化を図ることにシフトしている。現在、ASG エンジニアリング社は、デッサウ市近郊だけでなくドイツ国内の 12 箇所で発電設備を運営している。

ASG エンジニアリング社自体も、投資に際しては銀行からの融資を受けている。EUが再生可能エネルギー導入を促進していることもあり、銀行は進んで融資に応じてくれる。ドイツ全体では 23GWの太陽電池への設備投資額は 1 億ユーロに達し、その中には 150 万人の個人出資者の資金も含まれるという。銀行の融資は 15～18 年であり、国の保証制度があるほか設備を担保に入れる。投資に際しては、管理運営会社等の個人レベルの信用力よりも、プロジェクト全体の将来性を重視する傾向がある。例えば、初期投資段階で、平地で定格出力 1 kWあたり 500 ユーロ以上がかかっている場合は融資しないという状況になっているが、屋根上の場合現在は同 1,100～1,400 ユーロのコストとなっている。

メガソーラークラスの発電設備では、3 名程度のエンジニアによる基本設計に 2～3 ヶ月、取り付け作業には約 3 ヶ月で延べ 60 名程度が必要となる。これに対し、設備のメンテナンスについては 1 箇所あたり 1 人 1 日 2～3 時間程度で済んでしまう。1 年に 1 回程度は大規模なメンテナンスを行うにせよ、メガソーラー設置の現場を数多く抱えていなければメンテナンスだけで会社を運営するのは難しくなっている。なお、メンテナンスについては、電気関係の技師の能力があれば充分とのことである。

前述のように太陽光発電による電力のF I T補償金は急激に逓減しており、投資対象としての太陽光発電には「うま味」がなくなりつつある。このため太陽光発電プロジェクト自体の件数が減少し、近年倒産する同業の会社が出てきているとのことであった。

IV. ミュンヘン近郊の地熱利用

ドイツにおける地熱を利用した熱供給と発電について、ミュンヘン郊外の事例をここに紹介する。

1. 地熱利用会社の概要

今回訪問したのは、ミュンヘン市中心部から 10km ほど南のウンターハヒンク市で展開する「ゲオサーミー・ウンターハヒンク有限合資会社 (Geothermie Unterhaching GmbH & Co K)」である。

職員は 14 人で、管理運営に 8 人、請求・セールス業務に 2 人、経理に 2 人、技術に 2 人を配置する。同社には取締役の社長と副社長がおり、市長が監督委員会議長を務めている。

熱供給と発電の各設備の稼働状況のメンテナンスおよび修繕については、外部の会社に全面委託している。



ゲオサーミー・ウンターハヒンク社

ゲオサーミー・ウンターハヒンク社が事業開始に要した投資額は約 9,000 万ユーロであったが、その内訳は市からの直接投資が 10%で、残りの 90%は銀行からの借入で賄われた。融資銀行はドイツの公的金融機関である復興金融公庫 (KfW:Kreditanstalt für Wiederaufbau) であったが、政府の推奨等もあって特別低金利 (10 年後に利率見直し) で融資を受けている。自治体がバックにしているため融資は問題なく実行されたという¹³。

投資総額の 40%は、熱供給パイプラインの支線ラインの設置費用であった。設備の減価償却期間は 30 年であるが、現在の収支状況からすると 11 年で償却が可能で、しかも設備は 50 年間の継続使用が可能と見込んでいる。

¹³ 2013 年 3 月 4 日、同社のマーケティングおよび広報担当の Daniela Huber 氏からの聞き取りに基づく。以下、伝聞表現については、ことわりのない限り同氏からのヒアリングによるものである。

2. 地熱利用の方法

ウンターハヒンク市の人口は約 22,000 人である。ゲオサーミー・ウンターハヒンク社は市内で必要とされる暖房熱エネルギーの約 80%を供給できる設備能力をもつが、現在は半分の約 40%を供給している。利用する顧客の数は毎年増加傾向にあるという。

この地熱利用設備の第一義的な目的は地域暖房熱の供給であり、二義的には、暖房に使用しなかった熱水を使って発電し売電を行うことである。発電のための熱水利用の割合は平均 11～13%である。

表Ⅳ-1 ウンターハヒンクのプラント能力

生産井	
井戸の深さ	3,446 m
温度	122 ° C
還元井	
井戸の深さ	3,864 m
温度	133 ° C
出力	最大 150 (l/s) ℓ/毎秒
地中熱出力	最大 38 MW
採取熱出力	最大 47 MW
(最大負荷、余剰)	
地域暖房ネットワーク	総延長 28km
(2008年末現在)	30.4 MW
接続長	(約3000戸の必要暖房量)
2008年年間暖房量	47,000 MWh
地熱発電	
発電量	3.4 MW (平均値)
発電出力としての	21.5 Mio. kWh
年間発電量	(約6000戸の年間消費量)
年間のCO2削減量	最大 35,000 t
	(全ての拡張計画終了時点)
総投資額	約 8,000万 Euros
(2008年末現在)	

(資料)『BINE projekt info 10/09』から作成

現状では、100 度Cの熱供給で約 8 %のエネルギーロスがある。暖房熱の供給範囲は半径 4 ～ 5 k mで、地熱源から供給先までの距離が 20 k m以上離れてしまうと暖房としての熱供給が難しいとう。供給パイプラインのネットワークは、総延長が 39.8 k mであり、53.5MW h の暖房を約 5,300 世帯に供給している。ウンターハヒンク市内の当該地域は住宅地が密集しているため、多くの世帯に熱供給ができています。

なお、万が一の場合に備え、この地熱供給とは別に化石燃料によって熱供給のできるボイラーシステムも 2 基装備されている。化石燃料による暖房設備は非常時のバックアップとピーク時需要の補足の両面に役立ち、地熱利用者に安心感を与えている。

3. 地熱利用開始の経緯

ドイツ国内のミュンヘン近郊で地熱利用を開始したのは、このウンターハヒンクと、同じくミュンヘン市中心部から 15km ほど南のプラハ (Pullach) が最初である。ウンターハヒンクのような熱供給方式は、近隣の市でも追隨して実施している。自治体を実施しているのはザウアーラッハ (Sauerlach)、アッシュハイム (Aschheim) であり、現在政府に申請中のところがキルハイム (Kirchheim)、リーム (Riem) である。なお、ミュンヘン市では、このような熱供給は電力会社が実施している。

ミュンヘン南部に位置するウンターハヒンク市のコミュニティー (以下、ウンターハヒンク・コミュニティー) は、2007 年から公共の暖房ネットワークの中にこれらの地熱資源を活用し、南ドイツの最初の地熱発電所は 2009 年にここで運用を開始した。

地熱利用は、地理的にミュンヘン南部の地域に適しているという。3,000~4,000m を掘削すると 100 度 C 以上の水たまりに突き当たるからである。また、この地域の利点は水にミネラル分のカルシウムやアイセンの含有が少ない点であり、これらが多いと配管が傷みやすくなるという。



熱供給施設内

ここで、ウンターハヒンクで地熱利用を開始した経緯をみておこう。ウンターハヒンク・コミュニティーは、10 年前に、第一段階として暖房地図を確定して自分たちのエネルギー構想を開始し、2015 年までにより効率的なシステムで地域のエネルギー必要量の少なくとも 50% を賄うという計画に発展した。そして 2001 年に、同コミュニティー評議会が地熱発電所の建設を決定した¹⁴。

具体的には、2001 年に地理調査を実施して熱水の存在を確認した。2002 年に会社を設立 (ウンターハヒンク市が 100% 出資する会社で同自治体に所属)、同時にボーリングの許可を申請した。その後、ボーリング穴をどこにするかを確定し、自治体が所有する土地の中から選択し

¹⁴ ゲオサーミー・ウンターハヒンク社で入手した BINE Informationsdienst 『BINE projekt info 10/09』 FIZ Karlsruhe, Büro Bonn による。

た。出来るだけ水たまりの多い場所を掘るのが理想的であるという。場所の選定が一番の問題であり、専門の学者の意見を聞いて必要なインフラが設置できるかどうかがかぎとなった。2004 年 9 月に掘削を開始し、3,500mの地下を斜めに掘った。地下は 100mごとに 3～3.5 度 C 上昇するが、2カ所を掘削し、1つが 3,464m、もう1つが 3,580mで、後者は 2007 年に終了した。そして、2007 年に操業開始となった。

表Ⅳ-2 ウンターハヒンクのプラントに関する経緯

1995 - 1997年	私営暖房の地図作成
2001 - 2002年	予備地質解析と実行可能性調査 地熱発電所位置の決定 主要な「地質リスク保険」
2004年	生産井
2006 - 2007年	還元井
2006 - 2007年	暖房網、地上プラント、 および余熱処理装置の拡張
2007年	地熱暖房供給事業の開始
2006 - 2008年	カリーナ・プラントの建設委任
2009年2月	地熱発電の開始
2009年6月2日	営業開始

(資料)『BINE projekt info 10/09』から作成

表Ⅳ-3 地熱による発電方式

蒸気利用	シングルフラッシュ方式 (S F)	坑口から噴出する熱水と蒸気の混合物である場合に気水分離器で蒸気のみを抽出し、タービンを回す方式
	ダブルフラッシュ方式 (D F)	蒸気が抽出された後の熱水を減圧して再度蒸気を発生させ、タービンを回す方式
	ドライスチーム方式 (D S)	坑口から蒸気のみが噴出する生産井では、気水分離器が必要なく、そのままタービンを回す方式
熱水利用	バイナリー方式 (B)	熱水と低沸点媒体 (ブタン、ペンタン、アンモニアなど) を利用して発電する方式
	ランキンサイクル方式	沸点温度が一義的に決まる単相流体を用いて発電する方式。ブタン、ペンタン等の炭化水素有機媒体を使用するのが主流で、一般的に100℃以上の熱水が必要
	カリーナサイクル方式	ランキンサイクルに比べ再生器や媒体熱交換器が増えてやや複雑な構造となるが、アンモニア-水の混合媒体を使用するため媒体の管理が容易で、一般的に53～180℃程度の低温熱水に対応した発電方式

(資料)「我が国の地熱発電の概要」環境省・地熱発電事業に係る自然環境影響検討会 (第1回) 資料、2011年6月。
山田茂登・小山弘「小型地熱バイナリー発電システム」『富士時報』vol.78 No.2、富士電機システムズ (株) 2005年・p.136-139、環境省「平成21年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査調査報告書」2010年3月から作成

ウンターハヒンクの2つの井戸は、120℃以上の豊富な熱湯埋蔵量であることが判明した。当初の利用構想は、二次的な役割を想定し、市の建物に地域暖房を兼ねた発電を計画した。予

期せぬ化石燃料の高騰、そして予想外の高温・大水量のために、主たる目的をウンターハヒンク・コミュニティのための地域暖房の供給へと計画の優先順位を変更した。こうして、地域で必要な量の 25% を既にカバーし、さらに拡張された新しい地域暖房ネットワークを構築した。余剰熱は、特別に設計された低温熱による発電所に送られる。この発電所は、欧州で初めて流動体（カーナ・プロセス）として水とアンモニアの混合物を使用するものであった。このカーナシステムのメリットは、冷却装置の騒音が出ないことであるという（表Ⅳ-3）。

4. 地熱利用の課題

ウンターハヒンク市のコミュニティは、商業化の可能性と技術の質という 2 つの主要目標を持っていた。事業のリスク（例えば、発見リスク、コンポーネントの技術的信頼性）はプロジェクトの開始時に知られていなかっただけに、プロジェクトの進行中に決定され計測することができた。必要な多くの個別決定事項に鑑み、同コミュニティは外部の運営会社とのコラボレーションを決定した。「発電や暖房によるシステム」に関わる商業化の可能性分析は同運営会社と共同で実施し、長期間の料金定額スライド体系を開発した。

地熱の必要条件に対応した特別な掘削契約の開発においては、契約の最初に、掘削総距離数に基づく固定価格契約に合意した。また、ウンターハヒンク市のコミュニティのために地質学上の経済的リスクをカバーするため、地質リスク保険も新たに開発された。この種の保険は、プロジェクトの重要な一部として 2001 年にウンターハヒンク・コミュニティ評議員会によって要求されたが、当時、適合するタイプの保険商品はなかった。現在では、多くの保険会社がこの種の商品を提供している。

現在、地熱発電所の周辺は一大ショッピングモールとなっている。発電所ができる前から約 1 km 離れたところに高層住宅はあったが、操業当初にあってもこうした店舗はほとんどなかったという。最初の地元住民の反応は、発電所ができると「冷却装置の騒音がうるさくなる」「冷却棟の騒音がうるさい」というものであったが、防音壁を完備して問題はないことが確認された。

ウンターハヒンクの地熱エネルギーは、地域暖房と発電とに同時に使用される。摂氏 60～122 度の間の温度帯の水が、約 38 メガワット (MW) の地熱エネルギーを供給する。ゲオサーミー・ウンターハヒンク社の収支からすると、収入の面で暖房熱供給の方が売電よりはるかに大きな割合を占めるが、売電については 20 年間の FIT (0.16 ユーロ) が補助されている。

また、同社が先駆者となれたのは、政府がこのプロジェクトを後押ししたこと、そのための補助金があったこと、低利融資を受けられたこと等があげられる。とりわけ、革新的設備に対しては、ドイツ連邦環境省・自然保護・原子力安全省およびバイエルン州通商・社会基盤・運輸省によって資金の一部が提供された。さらに、地質学的分析やカーナ・プラントの試験はドイツの連邦環境省 (BMU) によって援助された。

地域熱暖房のセールスポイントは、「CO₂ がゼロであること」「地元のエネルギーであること」であり、地元にも役立つうえに自分たちのエネルギーであり電気であるということが地域の人に理解されやすい点である。

ゲオサーミー・ウインターハヒンク社からすると、一般家庭等への導入推進は、暖房設備とセットになったセールスとなるゆえ、一度理解され家庭に設置されると継続するという点が大きいという。価格は、現在の石油価格や天然ガス価格との競合になるが、石油より安くガスとほぼ同等といったところであるとのこと。

ウインターハヒンクの地熱発電所は 2009 年初めから発電している。地域暖房に対する顧客の需要度は高いため、ネットワークの拡張を行った。地熱ネットワークの拡張には投資コストの増大があったが、これらのコスト償却には約 15 年が見込まれている。したがって、ウインターハヒンク市のコミュニティーの投資者としては、より長期的な投資を行うことになると同時に、長期的で経済的に実行可能な環境に優しい地域エネルギー供給を達成する途上にあるといえる。これには当該地域が置かれた地の利が大きく影響していると考えられている。



地熱熱供給施設に隣接するウインターハヒンクショッピングモール

(参考文献)

- ・山田茂登・小山弘「小型地熱バイナリー発電システム」『富士時報』vol. 78 No.2、富士電機システムズ（株）2005 年
- ・環境省「平成 21 年度 再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査調査報告書」2010 年 3 月
- ・環境省「我が国の地熱発電の概要」地熱発電事業に係る自然環境影響検討会（第 1 回）資料、2011 年 6 月
- ・BINE Informationsdienst『BINE projekt info 10/09』FIZ Karlsruhe, Büro Bonn

第2部 国内調査

I. 小水力発電

1. 小水力発電の現状と普及の課題

(1) 水力発電の原理と特色

a 水力発電の原理

水力発電は、水の落差（＝位置エネルギー）を利用して水車（タービン）を回し（＝運動エネルギーへの転換）、その回転を発電機に伝えて電気を起こすものである。

水力発電は、ダムで貯水した水を利用して発電する「ダム式」発電所がよく知られているが、ダムを作らず上流で取水した水を水路で導き一定の落差のある場所で水管で落として発電する「水路式」もあり、またダムの水を水路で導き水管で落として発電する「ダム水路式」もある。小水力発電のほとんどは水路式であり、既存の河川、用水路に水車・発電機を設置しただけの小水力発電もある。

また、上下に二つの貯水池を設け、電力が余剰の夜間に下の池から上の池に水をくみ上げ、電力需要の多い時間帯にくみ上げた水を落下させて発電する「揚水発電所」もある。

b 水力発電の特色

[水力発電の利点]

水力発電を他の発電方法と比較すると、以下のような優れた点がある。

- ① 水の自然循環を利用しているため、CO₂、廃棄物を出さずクリーンな再生可能エネルギーである。
- ② 燃料が不要であり、輸入燃料に依存しない「純国産エネルギー」である。
- ③ ダムや水路の設置のため土木工事が必要で初期投資は大きいですが、発電機のメンテナンスを行えば長期にわたって発電が可能であり、燃料費が不要で発電コストが低い。
- ④ 太陽光、風力とは異なり、季節、時間によらず安定的に発電することができる。
- ⑤ 雨量が多く急勾配の河川が多い日本の風土に適した発電方法である。
- ⑥ 発電を止めたり再開するのに短時間で対応が可能である。

[水力発電の問題点]

その一方で、水力発電には、以下のような問題点、制約もある。

- ① 地形、水量により発電が可能な場所は限られており、条件のよい場所は既に開発済みのところが多い。
- ② 発電能力が大きい水力発電所を設置するためには貯水のための大規模なダムを建設する必要があるが、ダムの建設は河川の環境・生態系を悪化させる。
- ③ ダムの建設のため地域住民の同意が必要であり完成までに時間がかかることが多い。
- ④ ダムの建設には多額の資金が必要であり、投資の回収期間が長い。

このように水力発電所の問題はダム建設の問題と密接に関係しているが、小水力発電はダム建設が不要である点ため、こうした問題点から免れている。

c 水力発電の歴史

人類は古代より河川の流れるによって回る水車の動力を灌漑、紡績、製粉などの作業に利用してきたが、19世紀末より水車の動力で発電を行うことを始め、日本でも1890年頃より銅山、紡績工場で水力発電が導入され、1891年には琵琶湖疎水を利用した日本で最初の事業用水力発電所（蹴上発電所）が設置された。

その後、電力需要の増大とともに水力発電は徐々に広まり、1920年代には木曽川、天竜川などでダム式の水力発電所が建設され、さらに戦後、経済復興の過程で国土総合開発法（1950）、電源開発促進法（1952）などに基づいて佐久間ダム（1956）、奥只見ダム（1960）、黒部第四ダム（1961）などの巨大ダムが建設され、これらの水力発電による電力が成長する日本経済を支えた。

その一方で、火力発電所も急速に建設されるようになり、日本の電力は1960年代より「水主火従」から「火主水従」の時代に入った。さらに、石油ショック（1973年）を契機に次第に原子力発電所の建設が増大し、水力発電が電力供給全体に占める割合は低下した。

（2）水力発電の現状とポテンシャル

a 発電所数と発電量

「電気事業便覧」（電気事業連合会編）によると、2013年において、日本には水力発電所が1,695（うち電気事業用1,248）、火力発電所が2,696（うち電気事業用182）、原子力発電所は17（原子炉は50基）ある。

出力（最大出力）は、水力発電所4,839万kW（平均29千kW）、火力発電所1億8,890万kW（平均70千kW）、原子力発電所4,615万kW（1基平均923千kW）である。12年の発電電力量は、水力発電が836億kWhで全体の7.6%を占め、火力発電は9,868億kWh（90.2%）、原子力発電は159億kWh（1.5%）である。

b 水力発電所の種類

水力発電所には、「流込式」（河川の水を蓄えずそのまま利用）、「調整池式」（短期間の運転に必要な水を蓄える方法）、「貯水池式」（豊水期に水を蓄え長期間の運転を行う方法）があるが、発電水力調査（13年）によると、水力発電所（揚水を除く一般）1,936か所のうち、流込式が最も多く1,216（出力計494万kW、平均4.1千kW）で、調整池式469（出力計1,039万kW、平均22.2千kW）、貯水池式251（出力計695万kW、平均27.7千kW）である。調整池式、貯水池式はダムを伴う場合が多いが、流込式はダムを設けない場合が多い。なお、日本にはダム（堰を含む）が2,659あり、このうち発電目的が634（うち発電専用が389）、農業用1,559、上水道用534、洪水調整用745である（『ダム年鑑2012』）。

c 地域別分布

水力発電所の立地には地域的な偏りがあり、発電電力量が最も大きいのは富山県（106

億 kWh) であり、次いで岐阜県 (93 億 kWh)、長野県 (90 億 kWh)、新潟県 (88 億 kWh)、福島県 (72 億 kWh)、静岡県 (59 億 kWh)、北海道 (58 億 kWh)、群馬県 (39 億 kWh) が大きく、この上位 8 道県で全体 (951 億 kWh) の 64% を占めている。水系でみると信濃川、木曽川、阿賀野川、利根川、天竜川などの発電量が多い。

d 水力発電所の規模

水力発電所 (一般) を規模別にみると、1,000kW 未満が 512 (26.4%)、1,000-3,000kW が 425 (22.0%) であり、3,000kW 未満の水力発電所が全体 (1,936) の 5 割近くを占めているが、出力では 4.4% を占めるのみである。一方、5 万～10 万 kW が 66、10 万 kW 以上が 26 あるが、出力では 5 万 kW 以上が 41% を占めている (表 I-1)。

揚水発電所 (純揚水+混合揚水) は 45 あるが、出力 100 万 kW 以上の水力発電所 (14 ある) は全て揚水発電所であり、50 万～100 万 kW の 10 の水力発電所のうち揚水発電所でないのは奥只見発電所 (福島県、56 万 kW) のみである。このように、日本では規模の大きな水力発電所のほとんどが揚水発電所であることがわかる。

表 I-1 日本の包蔵水力 (一般水力、出力別)

(単位: 千kw)

出力区分	既開発		工事中		未開発	
	地点	出力	地点	出力	地点	出力
1,000未満	512	216	13	5	371	242
1,000-3,000	425	757	4	8	1,230	2,261
3,000-5,000	166	624	-	-	523	1,962
5,000-10,000	285	1,930	3	21	337	2,266
10,000-30,000	366	6,109	2	41	207	3,281
30,000-50,000	90	3,412	-	-	21	802
50,000-100,000	66	4,313	2	116	14	879
100,000以上	26	4,918	1	153	3	378
計	1,936	22,278	25	1,133	2,706	12,071

資料: 資源エネルギー庁「発電水力調査」(2013)

e 水力発電のポテンシャル

発電水力調査 (2013、資源エネルギー庁) によると、日本の包蔵水力 (技術的・経済的に開発可能な発電水力資源量、揚水を除いた一般水力) は 3,548 万 kW (4,667 か所) であるが、うち既設の水力発電所が 2,228 万 kW (1,936 か所) で 6 割を占め、工事中が 11 万 kW (25 か所) であり、未開発の水力が 1,207 万 kW (2,706 か所) で全体の 4 割ある。原発 1 基の出力を 100 万 kW とすると、一般水力発電所の未開発のポテンシャル (1,207 万 kW) は原発 12 基分あることになる。

未開発の水力発電を種類別にみると、流込式が 2,508 か所、出力 888 万 kW で、数で 93%、出力で 74% を占めている。一方、ダムが必要な貯水式、調整池式の未開発水力は小

さく、貯水式が 48 か所、92 万 kW、調整池式が 150 か所、227 万 kW である。また、規模別にみると、1,000kW 未満が 371 か所、1,000～3,000kW が 1,230 か所であり、3,000kW 未満が 6 割を占めており、今後日本で開発余地が大きい水力発電は中小水力である。

(3)小水力発電の現状

a 小水力発電の定義

「小水力発電」とは、その名の通り「小規模な水力発電」のことであるが、どの程度が小規模であるかについて明確な定義は定まっていない。欧州小水力発電協会（European Small Hydropower Association: ESHA）は「小水力（Small Hydropower）」を「1 万 kW 以下」としているが、日本の水力発電所の 7 割は 1 万 kW 以下であり、ESHA の定義では日本の水力発電所は大部分が小水力になる。

新エネルギー財団（NEDO）が作成した『マイクロ水力発電導入ガイドブック』では 1,000 ～1 万 kW を「小水力」としており、100kW 未満を「マイクロ水力」、100～1,000kW を「ミニ水力」と名づけ、1 万～10 万 kW を「中水力」、10 万 kW 以上を「大水力」としている。

なお、RPS 法（電気事業者による新エネルギー等の利用に関する特別措置法）は 1,000kW 以下の水力発電（水路式発電またはダム式の従属発電）を助成の対象としており、固定価格買取制度では買取の対象を 3 万 kW 未満の「中小水力」とし、買取価格を、①200kW 未満（34 円/kWh）、②200～1,000kW（29 円/kWh）、③1,000～30,000kW（24 円/kWh）の 3 段階に分けている。

b 小水力発電の数と発電量

発電水力調査（13 年）によると、日本には 1,000kW 未満の小水力発電所が 512 あり、その出力の合計は 217 千 kW である。また、1 万 kW 未満の水力発電所が 1,388 で水力発電所全体の 7 割を占めており、その出力の合計は 3,527 千 kW で水力発電所全体の 16%を占めている。

一方、RPS 法の認定を受けた 1,000kW 以下の小水力発電所は全国に 522 あり、その出力の合計は 216 千 kW である。RPS 法の認定設備のうち情報が公開されている 492 の小水力発電所について規模別にみると、100kW 未満が 65、100～200kW が 86、200～500kW が 155、500kW 以上が 186 であり、その事業主体は、電力会社（子会社を含む）が 286 で約 6 割を占め、地方公共団体が 99、農協が 47、土地改良区が 24 で、企業が 22 である。

c 農協による小水力発電

戦前の日本では農村地域の電化のため電気利用組合による小水力発電所が多く設立されたが、戦後になっても農山漁村の一部では電力不足や未電化の地域があったため、52 年に農山漁村電気導入促進法が制定され小水力発電の導入が進められた。

農山漁村電気導入促進法に基づく小水力発電所は中国地方を中心に全国で 200 近く設置されたが、現在でも 60 の発電所が稼働しており、このうち 53 が中国地方にある。いずれ

も 1,000kW 未満の小規模なものであり、1 か所当たりの平均出力は 192kW である。中国地方の 53 の小水力発電所のうち、農協が運営しているものが 44 あり、中国地方小水力発電協会の事務局は JA 広島中央会にある。そのほか市町村が 5 つ、公社が 2 つ、土地改良区が 2 つを運営している。そのほとんどは 1950～60 年代に設置したものであり、既に 40 年以上にわたって発電を行っている。発電した電気は中国電力に売電しており、JA によって小水力発電事業は安定的な収入源になっている。

これらの小水力発電所は既に固定資産の償却が済んでいるものが多く、発電に伴うランニングコストも大きくはないものの、発電機の定期的な点検・修理、将来的な水路等の補修を考慮すると現在の売電価格（平均 9 円/kWh 程度）は満足できる水準ではなく、中国地方小水力発電協会は売電価格の引き上げを要望している。

d 土地改良区による小水力発電

土地改良区は戦前の水利組合と耕地組合を合体してできたものであり、農業生産にとって不可欠な農地と農業用水を管理する組織として重要な役割を担っているが、土地改良区のなかには早くから小水力発電に取り組んでいる組合もある。

農林水産省によると、農業農村整備事業に基づいて小水力発電を行っている事例は全国で 26 地区（出力合計 22 千 kW、平均 845kW）あり、そのうち 23 地区では土地改良区が小水力発電を運営している。また、現在計画中のものが 11 地区（出力合計 3 千 kW、平均 286kW）ある。ただし、この 26 地区は農業農村整備事業に基づいて設立したもののみであり、それ以外の制度（NEDO 事業、農山漁村電気導入促進法等）で土地改良区が設置している小水力発電所が他にもある。

農村部には既存の農業用水路があるため、新たに導水路を設けなくとも小水力発電所を設置できる場所があり、建設コストが低くなる可能性がある。また、土地改良区は農業用水の管理団体であるため水を扱う専門家がおり、小水力発電の運営管理能力を有している。小水力発電による売電収入は土地改良区の新たな収入源となり、土地改良区の収入を安定化させ農家負担を軽減させるためにも、全国の土地改良区が小水力発電に積極的に取り組んでいくことが期待される。

（４）小水力発電のポテンシャル

a 資源エネルギー庁、環境省のポテンシャル調査

① 資源エネルギー庁「発電水力調査」

「発電水力調査」（13 年）によると、出力 1 万 kW 未満の水力発電所が設置できる未開発地点は全国に 2,461 か所あり、その合計出力は 6,491 千 kW で、1 万 kW 未満の包蔵水力のうち 65%が未開発である（表 I-1）。

未開発水力を規模別にみると、1,000kW 未満が 371 か所、242 千 kW、1,000～3,000kW が 1,230 か所、2,261 千 kW、3,000～5,000kW が 523 か所、1,962 千 kW、5,000～1 万 kW が 337 か所、2,266 千 kW である。

② 資源エネルギー庁「未利用落差発電包蔵水力調査」

資源エネルギー庁は、99年度より中小水力発電のポテンシャル調査を実施しており、09年3月にそれまでの調査をとりまとめた（「未利用落差発電包蔵水力調査報告書」）。この調査は、それまでの包蔵水力調査（発電水力調査）では把握していなかった、河川維持用水、利水放流水、農業用水、上下水道などの既往構築物における遊休落差を利用した水力発電の可能性を調査したものである。

この調査によると、未利用のダムは971か所、309千kW、未利用の水路は418か所、22千kWあり、未利用の落差を利用して計331千kWの発電が可能であると推計している。この推計は環境省のポテンシャル調査に比べると非常に小さいが、この調査は新たな開発をしなくとも発電が可能な場所（既往構築物の未利用落差）に限っているためである。

② 環境省「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」

環境省は、10年度に「再生可能エネルギー導入ポテンシャル調査」を実施しており、そのなかで「中小水力発電」（3万kW未満）のポテンシャルを推計している。この推計は、全国の全ての地域の河川、農業用水について地形、水系、流量、取水量を調べ、そこから3万kW以上の既設発電所を除外するという方法であり、資源エネルギー庁の調査よりかなり細かい地域まで含んだ調査になっている。

表 I-2 中小水力発電の導入ポテンシャル

（単位：千kW）

出力区分	河川部		農業用水	
	地点	設備容量	地点	設備容量
100kW未満	4,614	289	224	11
100-200	4,431	645	128	18
200-500	5,604	1,793	121	38
500-1,000	3,059	2,129	54	36
1,000-5,000	1,878	3,350	61	117
5,000-10,000	83	530	5	39
10,000kW以上	17	246	2	40
計	19,686	8,982	595	299

資料：環境省、河川部「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎情報整備報告書」（2012）、農業用水「再生可能エネルギー導入ポテンシャルに関する調査報告書」（2011）

この調査によると、中小水力発電の賦存量は、河川部が26,476か所、1,655万kW、農業用水が609か所、32万kWであり、そこから建設単価が高い場所（kW当たり260万円以上）や国立公園特別保全地区等を除外すると、中小水力発電の導入ポテンシャルは、河川部が21,703か所、1,398万kW、農業用水が595か所、30万kWで、合わせて1,428万kWあると推計している。

④ 環境省「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎検討整備」

10年度に実施した上記「ポテンシャル調査」では、3万kW以上の既往発電所は除外し

ているものの、3 万 kW 未満の既往施設を含んだものになっていたため、環境省は翌 11 年度に「再生可能エネルギーに関するゾーニング基礎検討整備」事業を実施し、河川部について前年度に行った導入ポテンシャル調査の精査、再検討、更新を行うとともに、既開発の水力発電所を控除した推計を行った。その結果、河川部における中小水力発電の導入ポテンシャルは、19,686 か所、898 万 kW あるとしており、発電力調査との差異はかなり縮まった。

19,686 か所のうち 100kW 未満が 4,614、100～200kW が 4,431、200～500kW が 5,604 と、7 割以上が 500kW 未満であり、5,000～1 万 kW は 83、1 万 kW 以上は 17 か所のみである。地域別にみると、東北地方が 5,651 地点、290 万 kW と最大である。

b ポテンシャル調査の評価

農村部における小水力発電の導入を早くから提唱してきた小林久氏は、昭和 10 年代の日本では農業用水車が 8 万台近く稼働しており、富山県のみでらせん型水車が 1 万 3 千台稼働していたことを考えると、環境省、資源エネルギー庁の推計は過小であると指摘している。小林氏が実際の農業用水路で調査を行った結果、30km の水路で小水力発電の適地が 100 か所あることがわかり、全国には 4 万 km の農業用水路があるため、環境省の推計（農業用水で 595 か所）は少なすぎ、小林氏は日本で小水力発電が可能な地点は 100～1,000kW で数千、10～100kW で数万あると推計している（小林久 2010）。

一方、農村工学研究所の研究チームは、東北地方の実際にある農業用ダムに関して詳細な調査を行い、資源エネルギー庁、環境省の推計は過大であると指摘している（上田達巳他 2012）。その主な理由として、これらの推計は他の河川利用者の事情を十分に配慮しておらず、灌漑期と非灌漑期では水量が異なり発電可能水量が安定的に確保できないため発電効率が落ちることをあげている。

また、ポテンシャルがあるからといって、その通り小水力発電が設置できるかという、実際に設置し稼働するまでには様々な困難があると考えられる。例えば、奥地になれば設置コストは高くなり、管理コストも増大するであろうし、そもそも近くに送電線がないと売電もできない。さらに、ある程度の規模の小水力発電所を設置すれば、取水口と発電所の間では河川に流れる水量が減少し生態系に影響を与えるであろうし、水利権に関する調整が難航するケースもあるだろう。

このように資源エネルギー庁、環境省の推計はあくまでポテンシャルであり、それが全ですぐに利用できるわけではないが、日本に未利用の水力が存在していることは確かであり、再生可能エネルギー拡大の重要な柱として小水力発電を位置付けていく必要がある。

（５）小水力発電普及の課題

a 期待される小水力発電の拡大

『自然エネルギー白書 2014』によると、12 年度において自然エネルギーの発電量は 447 億 kWh で総発電量の 4.1%を占めている。このうち小水力（1 万 kW 以下）が 174 億 kWh で 39.0%を占め、バイオマス（廃棄物発電を含む）が 27.3%、太陽光 17.1%、風力 10.8

％、地熱 5.8％であった。

しかし、現在の再生可能エネルギーの増加ペースは遅々としており、今後、再生可能エネルギーの飛躍的な普及が必要である。最も期待されているのは洋上風力発電であるが、小水力発電も既にみたようにまだかなりのポテンシャルはあり、今後裾野を広げて普及を加速する必要がある。

b 自然環境と調和する小水力発電

水力発電は水の自然循環を利用した再生可能エネルギーであり、燃料が不要で CO₂ も出さない非常に優れたエネルギー源である。しかし、戦後の日本では、国土開発政策のなかでダム開発が精力的に進められたため、大規模なダムを新たに建設できる適地はそれほど多く残っておらず、またダム建設に伴う地域住民との調整が長引くなど、今後日本で大規模なダムを建設することは困難になっている。

それに対して小水力発電は既存の河川、農業用水を活用できるため大規模なダムを建設する必要がなく、自然環境と調和した発電が可能である。こうしたことから全国各地で小水力発電に対する注目・期待が高まっており、05 年に全国小水力利用推進協議会が設立されたのをはじめ、県レベルでも多くの協議会が設立され、これまで全国小水力発電サミットが 5 回開催されている。特に、12 年 7 月から固定価格買取制度が始まり小水力発電によって発電した電気はこれまでよりも高い価格で売電できることになったため、全国各地で小水力発電に取り組む動きが盛んになっている。

c 地域活性化に貢献する小水力発電

小水力発電に取り組んでいる地域では地域住民が積極的に参加しており、小水力発電を契機に地域の活力が増しているケースが多い。条件が不利であるとされてきた中山間地域こそ小水力発電に適した地域であり、これまで見捨てられてきた農山村の水流が電力源となり日本の電力問題全体の解決に貢献できると考えると、小水力発電は非常に意義深い活動・事業である。たとえ小規模な発電であっても、エネルギー問題を実感として理解できる身近な施設として小水力発電所は教育的効果が大きい。

現在小水力発電に取り組んでいる地域はかつて水車を使った紡績業などが盛んであった地域が多く、これまで見捨てられてきたかつての水の力を掘り返すことにより小さな河川・農業用水が電力源として新たな光を浴びている。

小水力発電は 24 時間発電が可能であり、蓄電池や電気自動車を組み合わせることによって可能性はさらに広がるし、固定価格買取制度によって売電収入が見込め、再生可能エネルギーは新たな産業分野を生み出すことになるだろう。

固定価格買取制度が始まったため商社等の大手企業が小水力発電所を建設する動きが見られるが、小水力発電は地域住民が主導権を握り地域に収益が還元するような仕組みが望ましい。かつての電気利用組合のような小水力発電を運営する新たな協同組合を設立したり、集落単位、あるいは個人で小水力発電を設置する動きが盛んになることが期待される。資金負担、リスク、ノウハウ等を考えるとある程度規模の大きな発電所は電力会社や企業が行うこともやむをえないであろうが、その際にも地域住民が何らかの形で関与する仕組

みを構築すべきであろう。

d 小水力発電の採算性と可能性

小水力発電の設置に投資した資金は売電によって回収する必要がある、その条件が整わないと小水力発電が広く普及することは難しい。幸いにして今年 7 月より固定価格買取制度が導入され、1 kWh 当たり 24～34 円（＋税）で買い取りが行われることになった。中国地方の農協が行っている小水力発電の売電価格は 9 円程度であり、これに比べると現在の買取価格は非常に魅力的な水準になっている。

例えば、出力 1 kW 当たりの建設費が 200 万円であるとする、10kW の小水力発電所を設置するためには 2,000 万円が必要であり、100kW では 2 億円が必要である。10kW で試算すると、稼働率 80% で 1 年間に発電する電力量は 7 万 kWh であり（ $10\text{kW} \times 24 \text{時間} \times 365 \text{日} \times 0.8 = 7 \text{万 kWh}$ ）、35.7 円/kW で売電できるので、売電収入は年間 250 万円になる。ランニングコストを無視すると、8 年で建設費は回収できることになる。発電装置はメンテナンスをしっかりと行えば 20 年以上は使えるので、現在の売電価格は十分採算がとれる水準になっている。

日本における 1 世帯当たり平均電力消費量は年間 4,200kWh であり、年間かつ 1 日を通して電力消費量が横ばいであると仮定すると 0.5kW の発電機があれば 1 世帯の電力はまかなえることになる。実際には、夏場、昼間の電力消費量が大きいため 2～3kW の容量がないと電力不足が発生するが、蓄電池をうまく組み合わせれば 1 kW の小水力発電でも 1 世帯の電力をまかなえる可能性がある。こうした小規模な発電装置が 100～200 万円程度で設置できるような商品が開発されれば、中山間地の世帯にかなり多くの小水力発電装置が普及する可能性がある。電気自動車を導入し夜間に充電すればガソリン代を節約できるし、農業機械や農業用トラックの動力源としても使えるであろう。あるいは集落でまとめて 30kW 程度の発電所を設置するということも考えられよう。

e 制度上の課題

このように小水力発電は優れた再生可能エネルギーであり、固定価格買取制度によって採算的にも十分可能性がある発電方法であるが、実際に発電所を設置するとなると解決しなければならない問題がある。

その最大の問題は水利権に伴う問題である。河川を発電に利用するためには河川法に基づいて水利権者（行政機関等）の許可を得る必要がある、誰でも自由に河川、農業用水を使っているわけではない。その許可の手続きは複雑であり、実際に許可されるまで長期間かかることが問題視されており、小水力発電普及の観点から水利権の規制緩和が望まれる。

農業用水の管理者である土地改良区は水利権の問題を比較的容易に解決できる可能性があり、土地改良区は水を管理する能力と体制を備えているため小水力発電の事業主体としてふさわしい。こうした情勢を受け、農林水産省は「農山漁村再生可能エネルギー法」に基づいて農林漁業の健全な発展と調和のとれた再生可能エネルギーを支援する方針を示している。

また、発電事業を行うと電気事業法による規制を受け、事業用電気工作物（小水力発電

は 20kW 以上)を設置する場合は、電気事業主任技術者を選任する必要があり、一定規模以上のダム、水路を設ける場合にはダム水路主任技術者の選任が必要になる。さらに、森林法、自然公園法などの規制があり、これらの規制は小水力発電事業を行うための負担になっているため、負担軽減のための制度改革が望まれる。

<参考文献>

- ・伊藤康 (2012)「小水力発電の現状・意義と普及のための制度面での課題」(「科学技術動向」5・6月号)
- ・上田達巳他 (2012)「東北地方の農業用ダムを利用した小水力発電ポテンシャルの評価」農業工学研究所)
- ・織田史郎 (1952)『小水力発電』(自費出版)
- ・河口真理子 (2012)「一次産業としての再生可能エネルギーの可能性」(大和総研)
- ・環境エネルギー政策研究所編『自然エネルギー白書 2011』
- ・小林久 (2010)「小水力発電の可能性」(岩波書店、「世界」2010年1月号)
- ・小林久 (2011)「農山村の再生と小水力からみる小規模分散型エネルギーの未来像」(農文協「季刊地域」8月号)
- ・資源エネルギー庁 (2008)「水力発電に関する研究会－中間報告－」
- ・小水力利用増進協議会編 (2006)『小水力エネルギー読本』(オーム社)

2. 小水力発電の事例

(1) 秋田県由利本庄市西目土地改良区

a. 地区の概要

西目川は鳥海山麓に発する2級河川であり、北西方向に流れて旧西目町現由利本庄市を縦断し、東西1.2km、南北5.9kmの水田地帯を潤して日本海へと注いでいる。地形は、川上の北西から川下の南東部にかけて標高120mから5mと鳥海山山麓部で大きな標高差があり、この標高差が水力発電の供給源になっている。

西目土地改良区は秋田県の南部に位置し、北は旧本庄市(現由利本庄市)、東は旧由利町(同)、南は旧仁賀保町(現にかほ市)に接する旧西目町(現由利本庄市)にある。明治期において、区画整理を行うまでは湿田であり、下流域の100haほどは潟をなしていた。しかし、開田が進められ、時間の経過とともに低平地から比較的標高の高い地まで乾田化が進み、その一方で高台部では水不足の慢性化を来すほどになった。現在でも、隣にかほ市では、貯水量40万トンの3つの溜池で灌漑されているものの、時折水不足が問題となる。しかし、鳥海山を背後に控えるこの地区では、水路の拡幅で容易に水を獲得することができる水量があったため、組織的な事業の必要性は強く感じられなかったようである。そのため、当時は土地改良区もなく、管理は協同で行われ賦課金も発生していなかった。

しかし、この標高差のもとでの灌漑は水の減勢を必要としたため、標高のやや高い場所に3つの溜池が設けられた。中心的な役割を果たしているのは「四角井戸ため池」であり、「野澤ため池」と「長谷池ため池」は補助的な役割を担っている。

図 I -1 由利本荘市の位置



(出所) 『由利本荘市勢要覧』

水不足、配水の不便等を灌漑排水事業によって乗り越えようと 1981 年に取り組み始めたのが西目地区県営灌漑排水事業である。事業が始まって 2 年後の 1983 年には、灌漑排水事業の一環として国産クリーンエネルギー開発を目的とする小水力発電を実施することが認められ、西目地区発電所が 1989 年（平成元年）に完成した。

b. 土地改良区と発電所

このように旧西目町にはかつては土地改良区がなかったが、2005 年の一市七町の合併の際、全域をカバーする西目土地改良区が設立された。従来は、西目地区水利組合のほか、そこに参加していない未加入地、揚水機場の維持管理のみに参加する農家、耕作組合を別に組織している地区等、受益者として 245 名を擁する複雑な地域の構成となっていた。土地改良区の成立によりこれらが一元化され、現在、面積が 496ha、組合員は 201 名となっている。土地改良区の職員は 3 名であるが、発電施設の管理に要する人員は、発電所の水路主任技術者 1 名と電気主任技術者 1 名のほか、揚水機場担当 3 名、現場管理 1 名の総勢 6 名の嘱託職員等が当たっている。

発電所施設の概要は表 I -3 の通りであり、売電収入により当土地改良区の賦課金は 1,200 円/10a と低く抑えられている（規模が同程度の他の土地改良区の場合、賦課金は約 5,000 円/10a である）。

発電所の工事費は 8 億円を要し、減勢パイプ等の設置でも 3 億円程度がかかった。もっとも発電設備自体は町費でまかなわれた。発電所は、四角井戸ため池からの水路を用いて約 120m の高低差で運転しており最大出力は 784kW である。昨年度の発電量は 2,993MW であったが、10 カ年平均でみると 2,394MW である（発電量の経年変化は表 I -4）。なお、発電所の立地する場所は東北電力の高圧送電線から約 300m と近いところにある。

表 I-3 西目土地改良区水力発電所の施設概要

発電所方式		流れ込み水路式
ヘッドタンク	型式	開渠形、無圧
	寸法	長さ15.10m、幅3m、高さ1.53m
水圧管路	型式	埋設式（一部露出）
	条数	1条
発電所	型式	地上式
	寸法	内空：幅13.4m、長さ7m、高さ6.4m
水車	型式	横軸単輪単流渦巻フランシス水車
	最大出力	784kW
	回転数	1,000rpm
発電機	形式	横軸回転界磁形三同期発電機
	容量	780kVA
	電圧	6,600V
	周波数	50Hz
	冷却方式	閉鎖風胴換気
変圧器	型式	屋外型
	容量	780kVA
	電圧	1次：6,300V 2次：33,000V
	冷却方式	油入自冷式
送電線路	電気方式	交流三相三線式 33kV
	回線数	1回戦
	支持物	四角鉄塔
	碍子	長幹碍子
接続		東北電力

(資料) 西目土地改良区「発電設備概要」をもとに作成

表 I-4 西目土地改良区の年間発電量

											(MWh)
年度	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	10年平均
発電量	1,591	1,531	2,860	2,476	2,852	1,895	2,256	2,783	3,234	2,463	2,394

(注) 1000kWh以下、切捨て

(資料) 西目土地改良区「送電電力量一覧」から作成

c. 発電所の維持費と設備の更新

電力の買取価格は当初 14 円/kWh であったが、現在では 9.66 円/kWh になっている。冬期間は発電しないということでこの売電単価は決められたが、それでは維持できないので、現在は冬期も発電している。

発電所の維持経費は年間約 1,500 万円を要するため、年間稼働していないと土地改良区に相当の負担が強られる。また、鳥海山の周辺は雷の多い地域であり、1998 年と 2002 年に落雷事故があり、この修理にそれぞれ 5 カ月の期間を要した。保険がかけられているが、保険料は年間 90 万円である。また、発電機が 1 回故障すると 300 万円ほどかかる。無償譲渡を受けたため減価償却の措置をしておらず、故障したときのためにそれに相当する額を積立しているが、その積立額だけでは間に合わないこともある。

機械類の耐用年数は 29 年であるため、2015 年から更新の準備をする予定である。更新

には組合員の同意が必要であるが、計画では 2016 年から改修に入る予定である。国の「ストックマネジメント事業」として採択されることになっており、国 50%、県 25%の助成が行われる。さらに、市がどれくらい負担してくれるかは今後の課題である。

売電価格が F I T による新単価となるには設備要件があり、それを満たす設備の更新には 5 億円ほどかける必要がある。これも現在懸案事項となっている。



西目土地改良区の発電所外観



西目土地改良区の発電所内部

d. 自然の贈り物としての小水力発電

西目土地改良区の小水力発電は、鳥海山のもたらす豊富な水量と大きな高低差の賜である。この小水力発電のアイディアは地域住民の発意によるものではないが、水の「減勢」という余分な負担逆に利用し、発電により収入が得られるものとして住民には積極的に受け止められた。水量が豊富な地域であったため長期にわたり水の管理・制御に苦しめられてきたが、発電によってその問題も一気に解決したという意味で、賦課金の低さも含め一石三鳥の効果があった。

現在各地で小水力発電の検討が進められているが、西目土地改良区は様々な好条件に恵まれ、地域のエネルギーの有効活用として参考になる事例である。さらに今後の農業を取りまく環境変化を考えると、土地改良区は小水力発電に積極的に取り組む必要があろう。

(2) 秋田県仙北平野土地改良区

a. 土地改良区の概要

仙北平野土地改良区は 1969 年に設立され、事業区域は大仙市、仙北市、美郷町の 2 市 1 町にまたがり、面積 9,352ha、組合員 5,862 人の大規模な土地改良区である（同土地改良区の北部には田沢湖疎水による約 4,000ha 規模の土地改良区が存在）。したがって、職員数も 3 課 7 係 11 名を擁し、経常経費として、経常賦課金 2,100 円/10a、施設補修費として 86 円/10a、事業償還金として、国営については約 100 円/10a、県営については約 600 円/10a を徴収している。主たる業務は国営灌漑排水事業で建設された用水管理センターの管理運用であり、N T T 専用回線を利用したシステムを運営している。システムの対象施設は、頭首工 3 カ所、取水口 1 カ所、調整工 10 カ所、分土工 23 カ所である。許可水利権は最大 25,142 トンであり、玉川頭首工から取水し、自然勾配を利用した配水を行っている。

b. 小水力発電の取組み

仙北平野土地改良区は大規模であり、灌漑期には 20～24 トン/sec の取水をしている。小水力の利用という面から注目される地域であり、小水力発電に関連する項目を整理すると以下の通りである。

[用水の構造]

- ・水路分水しやすい（位置エネルギーを減少しながら分水できる）。
- ・通年通水が行われている。
- ・非灌漑期（9/10～5/5）でも 8 トンの取水がある。

（ただし、ゲート塗装、水路補修のための断水（9/11～11/7）がある）

[水利権]

- ・水利権はあるが、施設は管理委託契約で利用している。

[組合員]

- ・水路をみて小水力発電が可能であるとする組合員が多い。

こうした恵まれた環境にあったため、仙北平野土地改良区内で小水力発電実証実験が行われた。その時に明らかになった問題は水路に貯まるゴミであり、ゴミ取り機はあったものの、パイプラインの場所では対応がむずかしく、なんらかの対策が必要であることがわかった。実証実験の結果、仙北平野土地改良区は小水力発電に強い関心を持っているものの、初期投資や管理運営上の問題点やリスクを考慮すると、直ちに小水力発電に取りかかる状況には至っていない。

秋田県内には、土地改良区が自ら事業主体となっている小水力発電の研究会があり、県内の 2 つの地方銀行もこれらの研究会に参加している。既に小水力発電の実証実験が県内 13 カ所で行われており、うち 1 カ所が実施設計に向かっている。また、田沢湖疎水では国営の土地改良事業がこれから始まるため、土地改良事業とともに小水力発電事業の開始が検討されている。



仙北平野土地改良区内に設置された試験施設

Ⅱ．地熱発電

1．地熱発電の現状と拡大に向けた課題

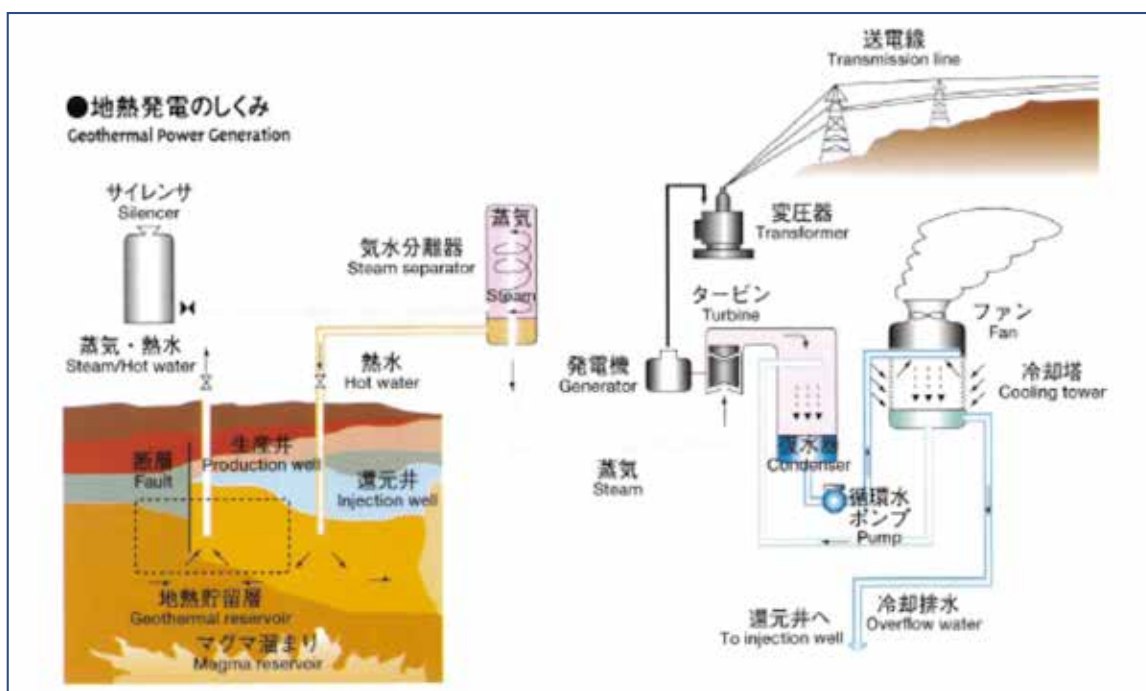
(1) 地熱発電の仕組み

地球の内部には高温のマグマがあり、この熱は地球内部における核分裂によって熱量が維持・供給されている。地球の内部は、一般には地下 30～50km で約 1000℃の温度帯になるが、火山や天然噴気孔等のある地熱地帯では比較的浅い部分（地下数 km）に 1000℃前後のマグマ溜りがある。この地熱地帯では、地中に浸透した雨水などがマグマ溜りの熱によって加熱され 200～350℃の熱水または蒸気の地熱貯留層を形成している。この熱をエネルギー源として利用することが研究され、その結果技術的に確立したのが地熱発電である。

地熱発電は、この地中深くにある地熱貯留層から生産井で蒸気を汲み出し、その蒸気の手でタービンを回して電気を生み出すというものである。熱水・水蒸気を得るための井戸（生産井）は深さ 400～3,000 メートル、直径 10～20cm 程度であり、発電に使用した水蒸気は冷却水で冷やされて水になるが（復水器）、この水は大部分が地下に再び戻される（還元井）。

なお、温度・圧力が低く十分な水蒸気が得られない場合でも、熱水によって沸点が低い熱媒体（アンモニア等）を沸騰させてタービンを回す方法もある（バイナリー発電）。

図Ⅱ-1 地熱発電の仕組み



（資料）東北電力「地熱発電 GEOTHERMAL POWER 大地の資源を活かして」

(2) 地熱発電の特色

地熱発電は、地熱という自然のエネルギー源を利用する発電方法であるため燃料が不要であり、CO₂等の廃棄物は発生せずクリーンなエネルギーである。また、自然界に豊富に存在

する再生可能エネルギーであり、日本全体の発電ポテンシャル(自然公園特別保護区を除く)は 1,514 万 kW と推計されている。地熱発電は一度設置すれば長期にわたり発電が可能であり、太陽光発電や風力発電とは異なり 24 時間発電が可能であるため、稼働率が高く発電コストが低い。さらに、燃料が不要であり、ベース電源として安定供給に寄与するなどの優れた点があげられている。

表Ⅱ-1 地熱発電の特徴

優れた特徴	クリーンな自然エネルギー 純国産エネルギー 豊富に賦存するエネルギー 再生可能エネルギー 燃料が不要 ベース電源として安定供給に寄与 地域密着型のエネルギー
解決すべき課題	地熱資源把握にリスクが伴う 初期投資額が大きい 大容量の発電ができない 地熱資源が偏在して分布 周辺環境との調和 既存温泉との共存共栄 法規制

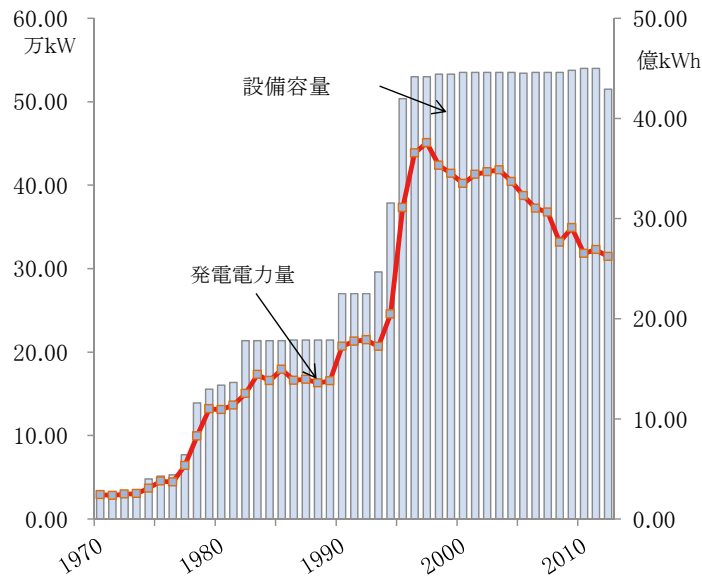
(資料) 上の岱地熱発電所PR館揭示資料による

しかし、その一方で、地熱発電は地熱貯留層の評価や資源量の把握が難しく、地熱資源把握にリスクが伴うし、地熱資源調査や井戸(生産井と還元井)の掘削等に必要な初期投資額が大きい。生産井からの天然の蒸気を利用するため大容量の発電ができず、火力発電所や原子力発電所に比べると規模が小さく、1基当たりの発電規模は2～3万kW程度のものが多い。また、地熱資源が多くが山岳地帯の火山地域に偏在して分布しているためアクセスが容易でない場合が多いし、自然公園や温泉観光地域との調和共存が求められ、電気事業法や温泉法、自然公園法等の法規制を受けるため、候補地の選定、関係者との調整、採掘工事など実際に発電するまでには多くの年月がかかる。

(3) 地熱発電の現状

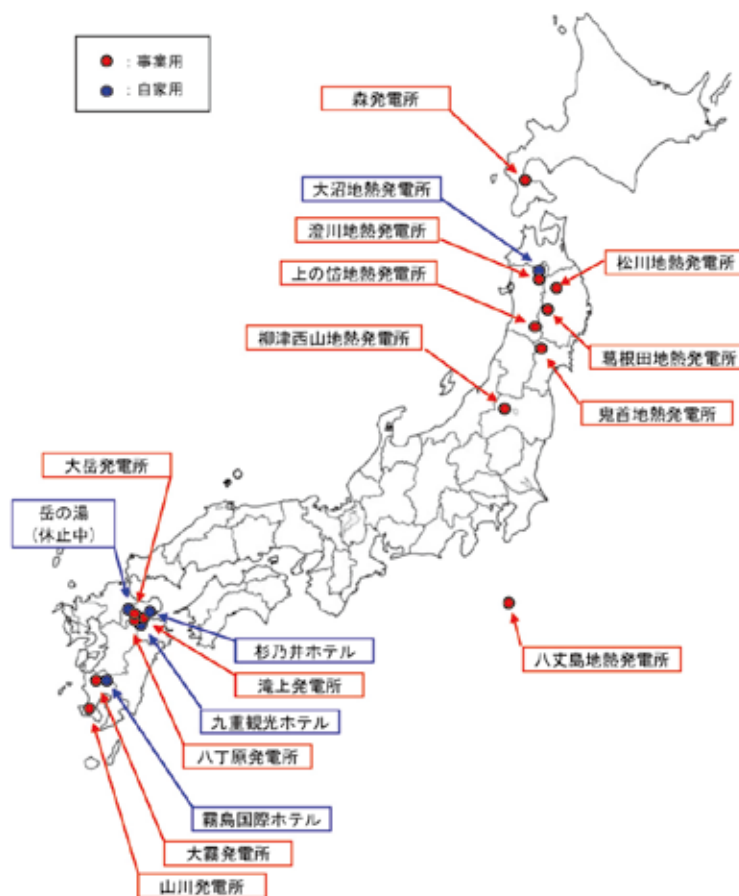
日本で地熱発電所が最初に稼働したのは1966年であるが(岩手県松川地熱発電所)、オイルショック後に策定されたサンシャイン計画によって地熱発電の調査研究が進められ、70年代に新たに4つの地熱発電所が稼働した。その後、80年代の停滞のあと90年代に9つの地熱発電所が設置されたが、99年に運転開始した八丈島地熱発電所を最後に、その後長期にわたり地熱発電所の新設がない状況が続いた。

図Ⅱ-2 日本における地熱発電の導入状況



資料:資源エネルギー省「エネルギー白書」

図Ⅱ-3 日本の地熱発電所の位置



資料：表Ⅱ-2 に同じ

現在、日本で稼働している地熱発電所は 18 カ所、54 万 kW であり、うち事業用（電力会社経営）が 13 カ所、52.8 万 kW（平均 4.1 万 kW）、自家用が 5 カ所、1.3 万 kW（平均 0.3 万 kW）である（表Ⅱ-2）。地熱発電による年間発電量は 25.2 億 kWh であり、電力供給全体の 0.3%にとどまっている。

世界的には米国の地熱発電が最大（309 万 kW）であり、次いでフィリピン（190 万 kW）、インドネシア（120 万 kW）が続き、日本は第 8 位である。日本の地熱資源量は 2,347 万 kW でインドネシアに次いで世界第 2 位であるが、現在は資源量の 2%しか利用しておらず、日本で地熱発電を拡大させる余地は大きい。

（４）地熱発電の拡大を阻んだ原子力推進政策

日本では、NEDO が設立された 1980 年から 18 年にわたり毎年約 150 億円の国家予算が地熱発電の開発のために投じられてきたが、実際に稼働に至った地熱発電所はそれほど多くなく、新エネ法（97 年）では地熱発電が助成の対象から除外され、それ以降予算額も大幅に削減された。

ポテンシャルが大きいにもかかわらず日本で地熱発電がそれほど普及していない理由として、以下の 3 点をあげることができる。

- ① 石油ショック以降、経済産業省、電力会社は原子力発電を推進し、ベース電源として原子力と競合し原発より発電コストが高いとみなされた地熱発電の拡大には消極的であった。
- ② 地熱発電の適地は国立公園内にあることが多く、国立公園内で地熱発電所を建設することは自然公園法の規制により困難であった。
- ③ 地熱発電の適地の近くには温泉が多く存在しており、地熱発電による温泉の枯渇を懸念した温泉事業者の反対があった。

②、③の要因は、規制緩和や関係者への説明により打開の可能性はあったが、日本で地熱発電が進まなかった最大の理由は、①の原子力発電との関係であったと考えられる。

（５）今後の課題

こうした状況は、2011 年 3 月に発生した福島原発事故で一変した。全ての原発が稼働停止に至り、原発のコストや安全性についても疑問視されるようになった。それと同時に再生可能エネルギーに対する期待が高まり、固定価格買取制度の導入によって新たに地熱発電に取り組む動きも現れている。

地熱発電所の建設に際し、自然環境に配慮し温泉事業者の理解を得ることは当然であるが、原発への依存度を高め放射性廃棄物のリスクが高まるよりは地熱発電のほうがはるかに環境にとって好ましく、火山が多く地熱資源が豊富な日本ではこの活用を積極的に進めるべきであり、そのための規制改革、協力体制の構築が必要であろう。

表Ⅱ-2 日本の地熱発電所一覧

発電所名	所在地	発電部門 蒸気供給部門	認可出力	方式	運転開始	自然公園 との関係
森	北海道森町	北海道電力㈱	50,000KW	DF	1982.11	—
澄川	秋田県鹿角町	東北電力㈱ 三菱マテリアル㈱	50,000KW	SF	1995.3	坑口は公園外、十和田八幡平国立公園の地下部へ傾斜堀削
松川	岩手県松尾村	東北水力地熱㈱	23,500KW	DS	1966.1	十和田八幡平国立公園内
葛根田	岩手県雫石町	東北電力㈱ 東北水力地熱㈱	50,000KW 30,000KW	SF SF	1978.5 1996.3	十和田八幡平国立公園内
上の岱	秋田県湯沢市	東北電力㈱ 東北水力地熱㈱	28,800KW	SF	1994.3	栗駒国定公園内
鬼首	宮城県鳴子町	電源開発㈱	15,000KW	SF	1975.3	栗駒国定公園内
柳津西山	福島県柳津町	東北電力㈱ 奥会津地熱㈱	65,000KW	SF	1995.5	只見柳津県立自然公園内
八丈島	東京都八丈島	東京電力㈱	3,300KW	DF	1999.3	富士箱根伊豆国立公園内
大岳	大分県九重町	九州電力㈱	12,500KW	SF	1967.8	阿蘇くじゅう国立公園内
八丁原	大分県九重町	九州電力㈱	55,000KW 55,000KW 2,000KW	DF DF B	1977.6 1990.6 2006.4	阿蘇くじゅう国立公園内
滝上	大分県九重町	九州電力㈱ 出光大分地熱㈱	27,500KW	SF	1996.11	—
大霧	鹿児島県霧島市	九州電力㈱ 日鉄鹿児島地熱㈱	30,000KW	SF	1996.3	霧島屋久国立公園内
山川	鹿児島県指宿市	九州電力㈱	30,000KW	SF	1995.3	—
事業用 計13発電所			527,600KW	—		
大沼	秋田県鹿角市	三菱マテリアル㈱	9,500KW	SF	1974.6	十和田八幡平国立公園内
杉乃井 ホテル	大分県別府市	㈱杉乃井ホテル	1,900KW	SF	2006.4	—
九重観光 ホテル	大分県九重町	㈱九重観光ホテル	990KW	SF	1998.4	阿蘇くじゅう国立公園内
岳の湯	熊本県小国町	廣瀬商事㈱	50KW (休止中)	SF	1991.1	—
霧島国際ホ テル	鹿児島県牧園町	富士電機システムズ㈱ 大和紡観光(㈱)	100KW	B	2006.8	霧島屋久国立公園内
自家用 計5発電所			12,660KW			
合計 18発電所			540,260KW			

* 発電方式 DS・・・ドライスチーム、SF・・・シングルフラッシュ、DF・・・ダブルフラッシュ、B・・・バイナリー
(資料)環境省資料

2. 秋田県の地熱発電所

(1) 東北電力による地熱発電

東北電力では、1970 年代初めのオイルショックを機に、エネルギー源の多様化を図るという観点から地熱発電の開発を行った。その結果、東北電力は 1978 年に葛根田 1 号機の営業運転を開始し、現在では東北地方の 4 か所で地熱発電に取り組んでいる（秋田県鹿角市「澄川 SUMIKAWA 地熱発電所」、秋田県湯沢市「上の岱 UENOTAI 地熱発電所」、岩手県雫石町「葛根田 KAKKONDA 地熱発電所」、福島県柳津町「柳津西山 YANAIZUNISHIYAMA 地熱発電所」）。

2012 年末現在、日本全国に地熱発電所は 18 か所存在し、合計出力は約 53 万 kW に及ぶが、このうち東北電力管内に 7 か所の地熱発電所があり、東北電力が所有する地熱発電所は 4 か所（5 基）、その合計出力が 22.38 万 kW であり、全国の地熱発電出力の 42% を占めている。

なお、東北電力管内には東北電力以外の会社が所有する地熱発電所があり、それは秋田県鹿角市の大沼 ONUMA 地熱発電所（三菱マテリアル）、岩手県八幡平市の松川 MATSUKAWA 地熱発電所（東北水力地熱）、宮城県鳴子町の鬼首 ONIKOBE 地熱発電所（電源開発）である。これら他社の地熱発電所の出力を加えた東北地方の地熱発電の合計出力約 26.9 万 kW であり、全国の 51% を占めている。



（資料）「地熱発電 GEOTHERMAL POWER 大地の資源を活かして」

現在の地熱発電施設は火力発電所等と比べると設備がシンプルな構成となっているため、地熱発電所から遠く離れた地熱監視所において遠方監視制御により運転する方式が実用化している。東北電力においても、2000 年から東北地方の 4 か所 5 基の地熱発電所設備は秋田市内の秋田火力発電所内で集中監視する運転方式を採用している。

(2) 上の岱地熱発電所の概要

上の岱地熱発電所は、秋田県湯沢市の中心から東南に 33km 離れた高松地区の国有林の中にある。湯沢市は山形県、宮城県に隣接する秋田県の最南東部に位置し、秋田県の南の玄

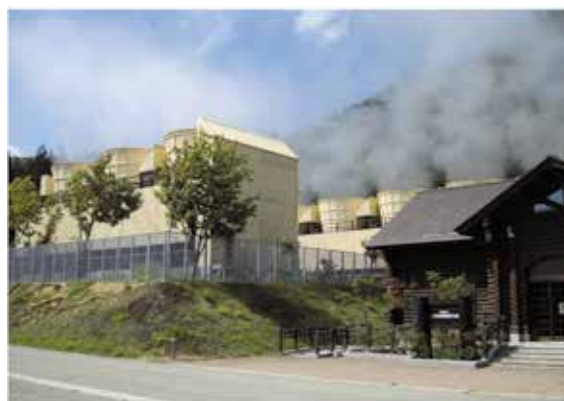
関口となっており、東方の奥羽山脈、西方の出羽丘陵に囲まれた横手盆地を貫流する雄物川とその支流の皆瀬川、役内川沿いに水田地帯を擁する。県境付近の西栗駒一帯には豊富な温泉群があり、発電所の近くには川原毛地獄や泥湯温泉などの観光スポットが点在する。上の岱地熱発電所は、東北水力地熱（株）が生産する蒸気を動力源として東北電力が発電（28,800 kW）を行っている。



（資料）東北電力「地熱発電 GEOTHERMAL POWER 大地の資源を活かして」



東北水力地熱(株)の地熱蒸気採取施設



東北電力上の岱地熱発電所の冷却塔

上の岱地熱発電所は 1992 年 4 月に建設が始まり、1994 年 3 月に完成と同時に運転を開始した。同発電所は、厳密に言えば、東北電力が発電設備を所有し、東北水力地熱（株）が地熱蒸気を供給している。なお、東北水力地熱は東北電力の子会社であり、7 割の出資を受けている。

上の岱地熱発電所では、土熱蒸気生産基地が3か所に分散しており、地下1,200～2,200mまで掘られた合計13本の生産井から蒸気が汲み上げられている。タービンを回転させた蒸気は冷却塔で冷まされて熱水となり、還元井を通して千数百mの地下に戻される。発電した電気は、変圧器で6,600Vに保たれて送電網を通じ送電される。発電所は24時間・94%の稼働率であり、28,800kWの出力である。

東北電力の担当者によると、地熱発電の生産コストは開発段階での生産井の深さに大きく依存するが、生産井から汲み上げられる蒸気にはシリカや硫化水素が含まれているため、劣化によって1本の井戸の寿命は約20年あまりであり、この後は設備更新が必要であるという。

表Ⅱ-4 上の岱地熱発電所の施設概要

出力		28,800kW
蒸気条件		0.54MPa
		161.3℃
蒸気タービン	形式	単気筒衝動式単流型復水タービン
	回転数	3,000rpm
	数量	1台
発電機	形式	横置円筒回転界磁形同期発電機
	出力	30,600kVA
	励磁方式	ブラシレス励磁方式
	冷却方式	空気冷却方式
	数量	1台
冷却塔	形式	湿式機械通風型
	容量	5,400t/h
	数量	1基（12セル）
生産井		13本
還元井		7本
敷地面積		182,000㎡
蒸気供給		東北水力地熱
発電部門		東北電力

3. 青森県の地熱利用の取組み

青森県エネルギー総合対策室エネルギー開発振興課によると、青森県では2008年に「青森県地中熱利用推進ビジョン」が策定され、2011年に「青森県地中熱・温泉熱利用ポテンシャル調査」が行われた。その概要は以下のとおりである。

（1）「青森県地中熱利用推進ビジョン」の概要

この地中熱利用推進ビジョンは、①県内に広く存在する地熱エネルギーのポテンシャル（賦存地域面積：県全体の68%）、②県内の暖房・給湯・融雪等の熱需要（これまでは石油中心）、③旺盛な技術開発（ヒートポンプ）、④地場企業の融雪システム開発や高効率掘削機の導入へ

の取組み、といった状況を踏まえて策定された。

県内の地熱調査の結果、地中熱利用域は「地下 10～100m」で「20～50℃」、低温熱水利用域は「地下 100m～1 km」で「80～100℃」、中高温熱水利用域は「地下 1～1.5 km」で「概ね 220℃」、が存在することが明らかとなった。

これらの調査結果を踏まえ、それぞれの利用域について事業モデルを構築し、事業の実現を目指すことにした。

a. 地中熱利用域

地中熱利用域では、戸建住宅や公共施設への地中熱利用冷暖房システムの開発、道路や歩道への地中熱利用融雪システム、ハウス農業への地中熱利用冷暖房システム、ハウス農業への地下水熱利用冷暖房システム、をそれぞれ開発し、それぞれ事業モデルを構築のうえ、各システムの評価と課題をとりまとめた。

b. 低温熱水利用域

低温熱水利用域では、事業モデルとして、高温源泉および未利用源泉の有効利用や既設の温泉施設からの排湯熱利用を前提に、高温源泉の宿泊施設内の暖房と給湯への有効利用を検討した。

その結果、一定の燃料費（ランニングコスト）の削減効果が見込めることが明らかになった。ただし、温泉の質・温度・pH・腐食性ガス量により熱交換器や送湯ポンプ等のシステムの初期費用やメンテナンス費用に大きな差が生まれることに留意する必要があると指摘している。

c. 中高温熱水利用域

中高温熱水利用域では、バイナリー発電を前提とし、県内 6 地域（下風呂、恐山、八甲田く下湯）、黒石、碓ヶ関、岩木）を対象に検討し、有望な 2 地域（下湯、黒石）を選定した。そのうち下湯地域では、バイナリー発電事業の実現に向けて事業化の可能性を検討し、さらに事業実施体制を検討することになった。

（２）「青森県地中熱・温泉熱利用ポテンシャル調査」の内容

この調査は、青森県が弘前大学北日本新エネルギー研究所の協力を得て、県内 40 市町村において地中熱の熱交換試験（サーマルレスポンステスト）を実施し、地中熱利用のポテンシャルマップを作成した。

その結果、40 市町村内の 816 箇所 3,330 地点の地下環境データベースが北日本新エネルギー研究所のホームページ（「地下環境データベース」）で閲覧できるようになった。閲覧できるのは、有効熱伝導率マップ、地下水の自然推移マップ、地点別の地下深度（ボーリング孔長）に応じた水位や地質区分等の地下データである。

また、この地中熱の熱交換試験の結果、県内の上記 40 市町村における「平均有効熱伝導率」を解析し、それぞれの市町村の今後の地中熱・温泉熱利用の可能性を「地下温度マップ」にまとめ、地図で可視的に知ることができるようになった。

この地中熱の熱交換試験の分析の結果を示した上記の報告書では、「青森県は奥羽火山帯沿

いに八甲田火山群および恐山火山群という2つの火山群を有し、加えて鳥海火山帯沿いには岩木火山を有している。このことから、青森県は稀に見る地熱資源に恵まれた県である」と結論付けている。そして、県内には「自然湧出泉はまだ活動度指数 80 以上の可能性を示唆しているものの、地熱調査井は 70 を超えるものがないことが判明し」、同県の地熱資源が「高温地熱資源よりもむしろ、バイナリーサイクル発電や温泉発電等の中低温地熱資源」に特徴があることを指摘している。

(3) 最近の動向

県の担当者によると、前記の2つの取組みを受け、青森県は再生可能エネルギーの地中熱の利活用を進めるため「地中熱利用普及研究会」を設立する方向で検討しており、今後2年間に普及拡大策をまとめて地域の関連産業の振興へと結びつけることを目指している。



青森市内に設置された地中熱利用モデルハウスの概観（左）と室内設置の地中熱利用ヒートポンプによる給湯パネル（右）（青森市日野建ホーム大野展示場）

Ⅲ．風力発電

1．漁協が取り組む風力発電事業—茨城県・はさき漁協の事例—

(1) はさき漁協の概要

はさき漁協が所在する神栖市の波崎は、利根川が太平洋に注ぎ出す茨城県の最東南端に位置しており、北西に旧神栖町、南西に利根川を挟んで銚子市と東庄町に接する。周辺の地形は平坦で土質が砂質壤土であり、農業では施設園芸、漁業では水産加工業が盛んで、また鹿島開発により急速に工業化した地域がある。



(図) はさき漁協HPより

表Ⅲ-1 はさき漁協の事業部門別損益 (2011年度)

(単位：千円、%)

科 目	金 額	構成比
事業総利益	163,961	100%
共済事業	3,637	2%
購買事業	8,594	5%
販売事業	107,699	66%
製氷事業	△ 3,229	-2%
製氷(風力)事業	32,190	20%
利用事業	5,104	3%
無線事業	1,302	1%
指導事業	8,661	5%
事業利益	△ 68,727	
経常利益	18,630	
税引前当期利益	18,329	

(資料) はさき漁協「業務報告書」

この地に位置する波崎漁港は利根川の河口港であり、銚子漁港と隣接している。これらの港は利根川河岸に自然発生的に形成されたと言われ、幾度かの漁港整備を経て現在に至っている。その間、漁船の大型化、港内の土砂堆積により水深維持が困難となったため、1985年に現在の波崎新漁港が開港され、水産物流通加工拠点と製氷貯氷施設、卸売市場が建設された。

はさき漁協は、2007年に波崎内水面漁協と波崎共営漁協（小型船）が合併し、現在に至っている。組合員は旧波崎町と旧神栖町の住人から成るが、その多くは旧波崎町の組合員である。組合員は104（正組合員81、准組合員23）、職員は24人で、組合は共済、購買、販売、製氷、風力、利用、無線、指導の8つの事業を行っている（表Ⅲ-1）。

はさき漁協の事業総利益のうち販売事業が全体の6割強を占め、第2位が風力事業で2割を占めている。

鹿島灘に所在する漁協



（出典）茨城沿海地区漁業協同組合連合会HP

（2）周辺環境と風力発電

2002年からこの地域で風況調査（1年間）が開始され、その後、風車が設置された。現在では、この地域の太平洋の海岸線一帯に風車が立ち並んでいる。

茨城県側では、最南端に漁協の風車が1基、その北隣に市民風車が1基あり、さらにその北

側に富士重工業の風車が5基、電力会社系の風車が12基、波打ち際に同じく電力会社系の風車が7基が並んでいる。さらに、これらの北東側には、本格的な洋上風車8基が建設中である。

既に設置されている洋上風力発電（洋上といっても、防波堤から20～30mの距離に設置）は、2005年3月から運転を開始している。また、2013年から隣の千葉県の銚子沖（陸地から5km離れたところ）に風力発電機が設置され、試験運転が開始されている。漁協の担当者によると、その建設費は1基30億円とかなり高額だという。さらに、現在、鹿島港沖合に風力発電機を50基（5MW/基）設置するという計画（5年前に認定）が進行している。



鹿島コンビナートの沿岸に設置された風力発電機群

（3）はさき漁協の風力発電施設の特色

はさき漁協は水産庁の2分の1の補助金を受けて、2002年度から風車による発電を開始した。その目的は共同利用施設での電気の自己消費であり、漁協での同施設の位置づけは「製氷事業における付帯施設」となっている。

同漁協は、魚価の低迷、漁獲量の減少が続く中で、施設の維持・管理費の削減が求められていたところであった。こうした中で、風力発電から得られる収入と関連する支出を試算した結果、一定の採算がとれるという確証を得て、またその立地が住宅地から離れているという条件もあって、風力発電に取り組むことにした。建設に際しては、環境アセスメント調査や地元の野鳥の会との折衝を行った。

はさき漁協の風力発電機の能力は、定格出力が1MWである。同漁協の担当者によると、この風力発電機の設備利用率は約30%と、全国平均の19～20%に比べると大変高い¹。

発電した電気は全量を東京電力に売電し、漁協で使用する電気は別途、東京電力から購入し、単純にはその差が売電の損益となる。これまで売電単価は東京電力との相対価格であったが、2012年から国内でもFIT制度がスタートしたことに伴い、同漁協の風力発電も同年からFITで売電している。ただし、同漁協の風力発電機が2005年3月から運転開始しているため、この7年間の補助金部分がFITの単価から減額になり、現在は約11円/kWhである。

一方、同漁協の施設は県有地に立っており、占有料が発生し相応の経費を負担している。そ

¹ 「設備利用率」＝一定期間（月間または年間）の発電電力量 ÷（一定期間の全時間×定格出力）×100
なお、設備稼働率＝一定期間（月間または年間）の稼働可能時間（注）÷一定期間の全時間 ×100
注：稼働可能時間＝（一定期間の全時間）－（一定期間の故障停止時間＋一定期間の点検停止時間）

の他の経費としては、風車の損害（雷害等）に対する保険料（約 500 万円/年）、年間 2 回の定期点検料（約 900 万円）などがある。

表Ⅲ-2 はさき漁協風力発電施設

機種	三菱重工 MWT-1000A (日本製)
台数	1 基
定格出力	1000 k W
ロータ直径	61.4m
ロータ芯高	68m
カットイン風速	3 m/s
カットアウト風速	25m/s
定格風速	12.5m/s
年間予想発電量	198万 k Wh
運転開始	2005年4月
設置場所	波崎漁港内

資料：「はさき漁協HP」より



鹿島漁港内に設置された漁協の風力発電機

表Ⅲ-3 はさき漁協風力発電施設の発電量 (2011年度)

	発電量 (千 k W)	売電量 (千 k W)	売電額 (千円)	稼働時間 (h)
実績	2,994	2,906	32,961	7,304
前年比 (%)	117.1	117.1	117.1	112.4

(資料) はさき漁協「業務報告書」

（４）洋上風力発電と漁業補償

漁協の担当者によると、既存の洋上風車の漁業への影響は、全く影響がないとはいきれないが、現在のところ海岸から 20～30mの既存のものはほとんど影響がないに等しいとのことである。ただし、海が時化た時などは、漁船が海岸線に沿って帰港するので、この場合、風車が漁船の航行障害になる可能性があるという。



鹿島コンビナートの防波堤 20～30m沖の洋上風力発電機

鹿島港の沖合に風力発電を 50 基（5 MW/基）設置する計画が現在進行中であり、既に鹿島港沖が風力発電を設置する「港湾区域」に指定され、同港が完成した時点で関係した漁業者に漁業補償金が支払われ、漁業者は漁業権を放棄している。ただし、港湾区域であっても漁業者はその周囲で操業をするため調整が必要になり、漁業種類によっては当該漁業に対し補償金が支払われることもあり、今後話し合いが持たれることになるという。

鹿島港沖の 50 基に関しては、鹿島灘漁協、大洗町漁協、はさき漁協の 3 者で「鹿島灘漁業権共有組合連合会」を組織しており、同連合会が鹿島灘に建設される洋上風力発電機に対する漁業補償の窓口になっている。漁協の担当者によると、漁場への依存割合は、漁法や時期によって組合員の中でかなり差があり、補償について一定の尺度はないという。

なお、海岸線での風力発電機の設置は知事の許可が必要になり、風力発電を沖合に設置する場合、漁業者の合意がなければ設置は許可にならない。しかし、細かい補償の内容がまだ決まっていない。細目が明確になってそれに伴う漁業補償金が出ることになったら、組合員の漁業形態別に配分額が決まってくる。漁獲実績のない者には配分されないが、昔から漁業を営んでいた人が現在休んでいる場合は補償対象になる可能性がある。漁業補償は基本的に漁業者の問題であるため、そこに漁協が介在することではないが、話し合いが行われたか等の情報を漁協が組合員に伝えることはあるという。

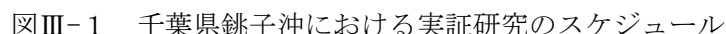
（５）漁協による風力発電の取組

はさき漁協では、漁協が兼任の担当者を置いて風力発電機の管理を行っている。同漁協の担当者によると、第 3 セクターや地方自治体が建設したものは一般に管理会社に委託しているケースがほとんどであり、その多くが赤字になっているという。はさき漁協の場合、当初 3 年間管理会社に委託したが、その受託会社が撤退したため、同社から管理方法を教えてもらって、漁協の業務を兼務する担当者を置いている。同漁協は自ら管理することでコストを低く抑える

また、はさき漁協の風車の特徴は稼働率の高さである。その秘訣は、常勤職員であるため毎日点検しており、異常音や異常な振動を把握したら早期に対処できるので風力発電機を長期に停止させることが少なく、結果として稼働率が上がるという。さらに、定期点検に要する工事スケジュールを自ら作成して計画的な運用ができることもコスト削減につながっているという。

2. 洋上風力発電の実証研究の動向

(1) 銚子市沖におけるNEDO・東京電力共同プロジェクト



	2011 年度					2012 年度										2013 年度			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7
洋上風況観測タワー	■	■	陸上での本体製作			建設作業			建設完了				洋上風況観測開始						
洋上風車	■	■	陸上での本体製作			建設作業			建設完了				使用前自主検査※2			本格運転開始			
														▼	▼				
															安全管理審査※3				

NEDOと東京電力が共同で、千葉県銚子市の沖合約3kmの海域に国内初の洋上風力発電設備（出力2,400kW）を設置した。日本国内では、これまで沖合に2,000kW級の洋上風車を建設した事例はない。

この設備は風車の基礎部分を海底に固定した着床式であり、この実証研究では、洋上風車で発電した電力を実際に陸上へ送電し、継続的発電に不可欠なメンテナンス技術など沖合洋上風力発電の導入や普及に必要な技術の確立を目指している。

（２）北九州市沖洋上風車

NEDOは、太平洋側（千葉県銚子沖）に続き、日本海側においても福岡県北九州市沖約1.4kmの海域に定格2,000kWの洋上風車（着床式）を設置し、2013年6月中に発電を開始した。既に実施中の洋上風況の観測と並行して、ここでも銚子沖と同様に、洋上風車で発電した電力を実際に陸上へ送電し、継続的発電に不可欠なメンテナンス技術など沖合洋上風力発電の導入や普及に必要な技術の確立を目指している。

北九州市沖洋上風車の概要

風車仕様	
製造者	日本製鋼所 J82
定格出力	2,000kW
ローター径	83.3m
発電機方式	ダイレクトギアレスドライブ 永久磁石多極同期発電機
ナセル高	海面上80m
風車基礎	
基礎形式	着床式
基礎タイプ	ハイブリッド重力式
	基礎：鉄筋コンクリート
	ジャケット：
	主管 鋼管トラス構造 支管 コンクリート充填鋼管構造
重量	4,100t



設置場所の福岡県北九州市沖



設置された洋上風車（左は洋上風況観測塔）

図Ⅲ-2 北九州市沖における実証研究発電までのスケジュール



(3) 海域利用者等との合意形成に必要な情報収集

NEDOでは、2012年11月から2013年3月までの間に「風力等自然エネルギー技術研究開発/海洋エネルギー技術研究開発/地域協調型海洋再生可能エネルギー利用に関する検討」を実施することで、国内で操業する漁業形態等の調査や、海域利用者等との共存可能な海洋再生可能エネルギー事業の実現可能性を明らかにするための情報の収集、調査・検討を行っている。

とりわけ、海域利用者等との共存が重要な課題となっており、NEDOは漁業や海運業等の海域利用者の合意が終了しない限り海面の利用は難しい、という認識を持っている。しかし、この検討時点で、「現状は海洋再生可能エネルギー事業者と海域利用者等の間で合意を形成するために必要な情報や海外で合意が形成された事例など、必ずしも十分な情報が公開されているとはいえない」との認識を示している。

この検討の中では、以下の調査項目について、有識者による委員会で行きまとめが行われる。

- a. 漁業生物整理（魚類「回遊魚・根魚」・甲殻類・貝類・海藻等）
日本沿岸に生息する魚種を調査してマップ化
- b. 国内で操業されている漁業・その他の海域利用者（海運業等）の業態調査
漁業区分整理（遠洋漁業・沖合漁業・沿岸漁業等）
漁法整理（釣り漁・網漁・はえ縄漁等）
- c. 地域協調型海洋再生可能エネルギーの検討
海洋再生可能エネルギー形態毎（風力・波力等）の検討
- d. 地域型電力消費産業誘致可能性の検討
養殖産業や陸上加工産業等
- e. 地域協調型モデルケースの検討
モデル候補海域を選定し、社会受容に係る問題を解決するウィンドファーム等の調査を実施
- f. その他
地域協調型海洋再生可能エネルギーの課題

小水力発電の可能性と今後の課題 (講演録)

茨城大学農学部 小林 久 氏

1. 小水力発電の発展過程

(1) 水力発電の歩み

小水力発電の区分については幾つかあるんですが、世界的には1万kWの施設容量以下のものを「小水力」と呼んでいます。日本も1万kW以下であり、ヨーロッパでもそうです。ただこれを並べて平均値をとると日本は数千kWになるんですが、海外の場合は平均値は300kWとか200kWになります。世界の主流はやはり小さい側の数百kWぐらいを小水力と呼んでいると理解してよいと思います。

私自身は、身近なところで1,000kW以下を広げられるといいし、数百kW、場合によっては数十kWを開発できるというのと申し上げています。



この絵図は関口大洗堰の水車であり、ちょうど早稲田の北側ぐらいのところにありました。下のほうで子供が遊んだりしています。江戸時代にはこういう堰があり、そこから水を持ってきて水車を回していました。江戸の町なかでは、水車は実はかなり重要な軍需用の動力であり、火薬の粉や、造船用機器の製造などに使っており、明治時代の少し手前ぐらいまではこういうのが日本でもごく当たり前にありました。

水力の利用自体は2000年を超える歴史があるんですが、発電と結びついたのはそんなに古くなくて150年ぐらい前にフランスの製糖工場で初めて入りました。それから、有名なエジソンが火力発電で電気を売り始めた後に、交流の電源をということでナイアガラで電灯用の発電事業が始り、その後水力発電は一気に広まりました。

日本でも1882年に島津藩が水力発電を試みたといわれていますが、実用的にはこの数年後にできた仙台の三居沢発電所が最初の発電所です。それから有名な京都の蹴上の発電所ができ、京都の市電がこれで走ったわけです。その後、長距離送電の技術が開発され電力は運べることになり、この頃広島水力や駒橋から東京へ電気を送るようになりました。駒橋というのは相模川の上流の桂川(山梨県)にあり、早稲田の変電所まで長距離送電をし、それで都内の電灯を賄うという仕組みができました。

水力発電の歩み

水力利用は2000年を超える長い歴史。

水力発電は、地産地消で始まった。

- 世界初の水力発電は、1878年(明治11年)のフランスのパリ郊外のセルメーズ製糖工場
- 1879年には、ナイアガラの滝に建設、1881年からナイアガラ・フォールズ市の街灯用に供給。
- 1882年には、世界初の本格的な水力発電所がアップルトン(ウィスコンシン州)で稼働。
- 日本では、1882年(明治15年)頃、九州島津藩庭園で、水車を利用した水力発電が試みられたといわれている。

水力発電の歴史は100年を超え、技術は確立している。

(2) 電力体制の形成

昭和初期に水力発電所は1,000カ所を超えるんですが、実は発電所の規模はずっとほぼ同じでした。しかし、その後いわゆる電力の国家管理が始まり、それに伴って発電所の平均出力はどんどん大きくなっていきました。戦争の最中でも電気が必要でしたので、あちらこちらで発電所ができました。

電力の国家管理(戦時下)

- 1939年(昭和14年)、日本発送電(株)発足、5MW以上の水力発電所建設→大規模水力開発。
- **第3水力調査**(昭和12年～昭和16年)
豊水量(95日流量)+洪水量を調査＝ダム(貯水池・調整池)式発電を対象。**管理・能動的**

戦後(～昭和30・40年代)

- **戦時下体制の継承、地域独占の9電力体制(昭和26年)**
- 戦後復興、高度成長期の電力需要急増をまかなう**巨大ダムの水力発電開発**→戦後の復興時のエネルギー
- ピーク電力の供給のための大規模揚水発電開発。
- **火力原子力の台頭**

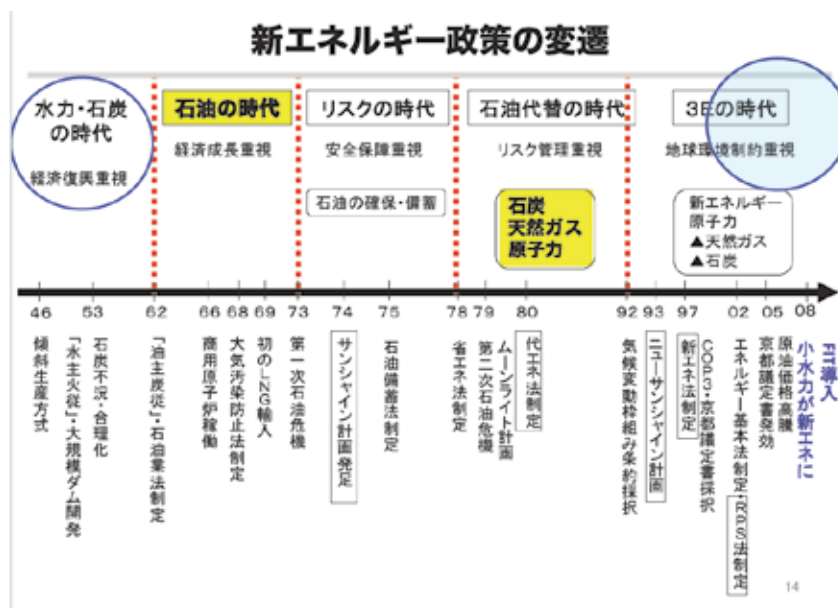
国家管理に入って今の電力体制が形成されることになります。配電会社と日本発送電ができ上がり、双方が持っていた発電のほうをくっつけて昭和26年に現在の9電力の体制が出来上がりました。この間、供出した発電所を返せと言って多くの裁判が起きましたが、結局は返さないで9つの電力会社が全部保持し続けました。現在東京都も大阪府も電力会社の株主になっていますが、それは株で返してもらったからです。自治体の中にはそれを大変悔やんだところもあり、たとえば富山県は返せと言って昭和30年代後半まで裁判を続けました。

戦争直後に「農山漁村電気導入促進法」が制定され、「電気事業法」以外の法律に基づく電気事業が可能になり、これにより電気のまだ行っていないところに小さい発電所が作られるようになりました。その技術は先ほど申上げたように1880年代に日本に入ってきたものであり、それが20～30年かけて昭和の初めまでに国産技術としてほぼ完成したわけです。ですから、戦争の後に入ったものは全部国産品です。戦後はそれまでに確立した国産の小水力の技術が使われて

います。

戦後の水力発電所はダムを造って大型化しました。しかし、こうした水力発電所は調査してから発電をするまで 20 年ぐらいかかってしまう。それだったら火力発電所を作ったほうがいいということで、埋立地に火力発電所を作るようになり、もともと「水主火従」と言っていたものが、次第に石油と石炭による火力発電が多くなりました。

(3) 新エネルギー政策の進展と小水力発電の位置づけ



ところが、オイルショックによって転換期を迎えました。代替燃料、代替エネルギーというのが求められ、サンシャイン計画、ムーンライト計画、ニューサンシャイン計画などが出てきました。さらに、温暖化対策のため気候変動枠組み条約が採択され、炭酸ガスをあまり出さないエネルギーとして新エネルギーというものが重視されるようになりました。そして、「エネルギー基本法」や「RPS法」が制定され、電力会社が新エネルギーによる電力を一定量買い付けなければならない制度ができました。その中で私どももかなり努力したつもりです。2012年7月からは固定価格買取制度が始まりました。

平成に入ってから電源の多様化というのがかなり言われるようになりましたが、水力についてはほとんど目新しい開発はされてこなかったと考えてよろしいかと思います。水力発電は昭和初期までの技術的蓄積を使って戦後は大型化しましたが、小水力に関しては 50 年近く低迷していると言っていいと思います。

それでどうなったかというと、基本的には大規模水力発電所の技術がそのままスケールダウンした形の小型の水力発電が入りました。下の写真の水力発電は 694 kW と 1,000 kW の出力であり、いずれも小水力に入りますが、このままスケールアップすれば 1 万 kW にも数万 kW にもなるような設備構成になっています。数少ない小水力も、基本的には大規模ダムを伴った大規模水力の技術を小さくした技術で作ってきました。

先ほどR P S法ができたと申し上げましたが、その最初の年に 249 カ所がR P Sの認定を受け、現在R P S認定の小水力発電施設が 500 余りあります。R P S法によって新設数は確かに増え、F I Tが導入されてからさらに増えて、現在は年間に 20 カ所を超える小水力発電が作られるようになっていきます。増加していると言ってもいいと思いますが、別の言い方をすると年間にたかだか 20 カ所です。ただ、昔は 1 カ所も設置されない年や 3 カ所とか数カ所という年もあったのですから、R P Sはある程度増加に寄与したし、これからも小水力発電は増加するだろうと思います。



次の表は、2012 年 3 月時点のR P S 認定施設です。これを全部足すと 522 カ所で合計 21 万 5,721 kWです。R P S 認定施設は、今後、基本的にはF I Tに移行するものが多いと思います。

RPS認定設備(小水力ー県別, 2012,3)					
都道府県	設備件数	総出力(kW)	都道府県	設備件数	総出力(kW)
北海道	14	5,082	青森県	4	1,579
岩手県	11+2	4,491	宮城県	4	3,470
秋田県	9+2	6,906	山形県	6+2	4,090
福島県	22	12,190	茨城県	9+2	6,515
栃木県	12	3,665	群馬県	16+3	7,373
埼玉県	1	270	千葉県	2	650
東京都	2	350	神奈川県	10+2	2,692
新潟県	14	8,084	富山県	12+5	7,758
石川県	6	2,412	福井県	8	3,630
山梨県	19+4	9,303	長野県	39+3	19,993
岐阜県	14	5,965	静岡県	19+3	11,470
愛知県	9	5,470	三重県	8+1	5,570
滋賀県	4	3,646	京都府	12	6,476
大阪府	2	233	兵庫県	6	3,765
奈良県	5	2,268	和歌山県	5	1,357
鳥取県	20	4,648	島根県	22	7,085
岡山県	20	6,855	広島県	29	5,501
山口県	7+1	3,375	徳島県	2+1	552
香川県	0	0	愛媛県	5+1	2,506
高知県	7	2,459	福岡県	7+1	2,855
佐賀県	3	1,256	長崎県	6	1,155
熊本県	10	2,935	大分県	11+1	4,971
宮崎県	11+2	5,585	鹿児島県	19	5,815
沖縄県	3	1,435			

2011年度 +26箇所
+6,862kW

2007年から
387箇所→522箇所
172,841kW→215,721kW

そして、RPSからFITへ

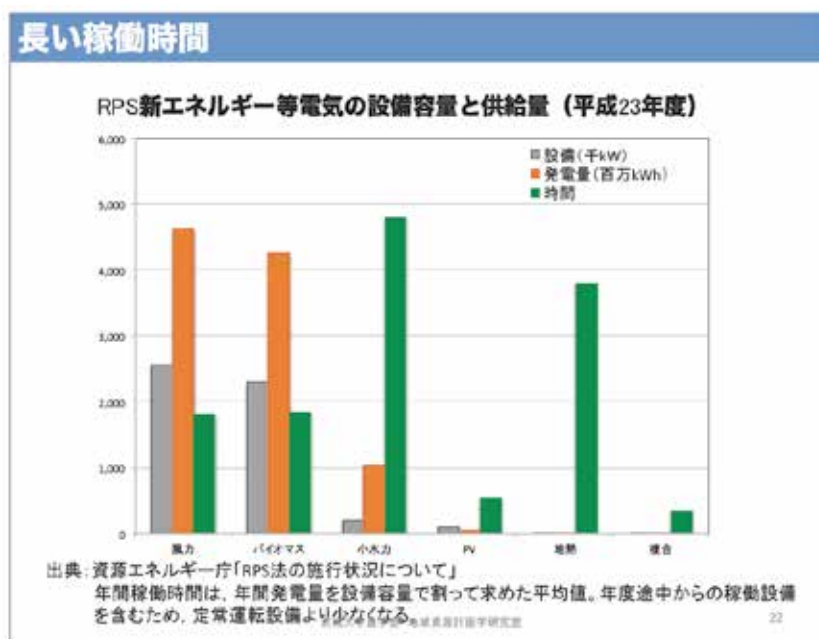
2. 小水力発電の長所と短所

小水力発電の長所、短所を少し説明したいと思います。私は、小水力はものすごく魅力的な資源だと思っています。何が魅力的かという、ほかの自然エネルギーと比べて薄くない。一般的に再生可能エネルギーは薄く、太陽光は晴天の日の発電量と雨の日の発電量が桁違いに変動が大きい。太陽光発電は、太陽が雲に隠れると発電量はどんと下がる。けれども水の場合は、もともと雨は薄いのですが、地形によって水が集まってくるので、低いところに来たときには濃くなり、集まって密度を高めて変動が緩和される。これがとても重要な意味をもっています。

それから、もう1つ大事なことは、水を利用するところには必ず人が住んでいるということです。要するに、水が使えるところに人は行って農地を開くなり生活用水をとっているから、人がアクセスできるところに水はあるという特徴があります。風力は全く逆で、山の尾根や岬が適地であり、道路をつけなければ発電所が設置できないなど別の課題があります。

次に、年間稼働時間ですが、風はおおむね2,000時間とされています。太陽光は通常1,000時間とされます。それに対して水力は少なくとも5,000時間くらいは稼働する。これこそが実はとても意味のあることなのです。水力は自然エネルギーの中で稼働率が高いということです。

それから、水力は最も温室効果ガスの排出量の少ない電源であるということです。これは2009年に電力中央研究所が試算した数字ですが、水力は1kWh当たり11gの炭酸ガスしか出しません。燃料を焚く発電では、当然炭酸ガスがその過程で出てくる。そういうことは水力にはない。原子力も少ない数字であり、原発が稼働していたとき東電は1kWh当たり平均で300gとか400gぐらいのCO₂を排出していましたが、現在は火力に移行していますので大分増えています。



また、水力は技術的にはほとんど完成しています。新規の技術が全くないわけではなく、ヨーロッパでは低落差の技術を一生懸命追っかけており、1m、2mの落差のところで発電しよ

うとしています。ただ、水力発電は基本的には完成技術であり、細かいところはあるにしても全く新しい技術というものはないと思っています。

ということで、100 年続いてもう実証されている。ちゃんと動く。日本の一番長い水力発電所では 110 年ぐらい稼働しているものがありますし、戦後稼働させたものでも 50 年、60 年というのは当たり前になっています。

風力と比較してみれば特に解りやすいのですが、空気の重量は 1 m^3 で 1 kg しかありませんが、水の場合はそれが 1 t であり 1000 倍の密度がありますので、設備をぐっと小さくできるという特徴があります。

しかも、コントロールしやすい。発電したくなかったら水を水車に送らなければいいので、制御がやりやすい。それから、水を溜めてバックアップとしての使い方もできます。また、大規模水力発電所を新規で作るとコストが高くなりますが、小水力の場合は既存施設をできるだけ使うことによりコストを削減できます。

その一方で、問題点もあります。水が流れていなければならないので、適地が限られます。それから、関係者が多く合意形成が結構難しいということがあります。漁業関係の人もいれば、生態系保全を主張する人もいるし、当然農業用水の関係者もいる。水道用の水をとっている人もいるし、雪を流すために使う人など、いろいろな人がいる。あるいは防災という観点から、変に使われると洪水になったらどうするのか、通学路にあると子供が危ないじゃないかといったことも含め、地域での調整が大変難しい。ですから、私は、全員がまとまって地域で事業者になってしまえということを言っています。

■ 小水力の長所と短所

- ・ 歴史がある発電方式で、完成度が高く、持続性が高い。
(ただし、わが国では「大規模水力」により駆逐された。)
- ・ ヨーロッパでは100年以上の継続した歴史があり、完成されている。
- ・ エネルギー密度が大きいので、施設は小規模ですむ。
- ・ 生産量のコントロールが容易で、バックアップもできる。
- ・ 稼働時間が長く、変動が少ない。
例えば、 $0.1\text{ m}^3/\text{s}$ の流水で、100mの落差で、実質75kW出力
年間10カ月(7200時間)稼働すると、54万kWh/年
- ・ 農地や集落がある水路沿いで、比較的アクセスがよく、施工性がよい。
- ・ 既存施設利用が可能で、開発費を抑えられる。

ただし、

- 適地が限られる。
- 関係者が多く、調整や合意形成、許認可、手続き二時間を要す。
- 開発量に上限がある。(がんばって3万kW以下で1000億kWh、1,000kW以下で250億kWhくらいか。)

また、許認可の問題があり、電気事業法と河川法という大きな壁があります。さらに、法律以外にもう1つ結構大きなハードルがあり、それは電力会社との売電協議や系統連系の問題です。会社から技術的なハードルをある意味では勝手に上げられる。このことは法律で規制されていませんが、結構大変な問題です。

もう1つは、開発量に上限があるということです。現在3万kW以下がFITの対象ですが、既に水力は1,000億kWhを供給していますので、恐らくどんなに頑張って開発しても設備の

上限はあと 1,000 億 kWh ぐらいであり、これ以上は出せません。

太陽光、風力では潜在的な可能性が大きいのですが、水力はどんなことをやっても、日本の国土の性格上残念ですが開発量に上限があるということだけは申し上げておきたいと思います。

3. 小水力発電の事例

次に事例を幾つかご紹介します。どんなところで小水力発電が行われているかというと、河川があります。それから河川環境を維持するためダムから放流する水（河川維持放流）があります。河川維持放流によって水質は昔に比べると大分良くなり、河川環境が改善して魚が戻っていますが、その放流する水を使います。また、上流に行くとも無数といっているほどの砂防ダムがあります。それから、上水道と下水道の水も使えます。

まず、上水道での発電ですが、これはあちらこちらで入っており、例えばディズニーランドに送っている水は、実は発電の水車を回した後に送っている水です。千葉の場合はでこぼこがあり、水をポンプアップしておりますので、この水を発電に使えます。これはお金がかからないという特徴があり、上水を送っている管に発電機を組み込んでしまうだけで発電ができます。



下水の例では東京都が結構進んでいます。下水処理をした水は最終的に東京湾に捨てていますが、捨てる際は必ず海面よりも高くなければならぬので、その高さが使えます。1.93 kW、37 kWと小規模ですが、そうした発電施設が東京都の下水道施設には入っています。

それから、河川に入れている例では、京都の渡月橋があります。その上流に堰があり、もともとここには木材を流す水路がありました。それがそのまま農業用水にもなっていますが、その堰に発電機を直接設置しました。これは一級河川に許可が出た例として大変有名です。これは 5.5 kWしか発電していませんが、渡月橋のフットライトの電力として使い、余ったものは関電に売っています。



次の例は山梨県都留市のもので、これは下掛けの水車ですが、市役所に電力を供給し、余剰分は売っています。市制何十周年に何かモニュメントでも作ろうかという話が出た時に、普通のモニュメントを作ってもしょうがないので、目の前の川を使って発電施設を作りました。この水車は「元気くん1号」と名付けられていますが、この下に2号、3号というのがあります。全部異なったタイプのもので、らせん型のものもあります。

地域づくり, 地域振興(河川)

家中川SHPP 都留市
 (準用河川 家中川)
 落差:2m、流量:2m³/s
 出力:20kW, 2005



嵐山保勝会SHPP, 京都嵐山
 (一級河川 桂川)
 落差:1.74m、流量:0.55m³/s
 出力:5.5kW, 2005



それから、維持放流の例として、庄川土地改良連合の発電所があります。庄川合口にダムがあり、魚道をつけて維持放流をしています。大変に大きな川なので維持放流量も多く、堰の水面からの高さが10mあり、その高いところから水をとって発電する施設を作っています。維持放流の最大の長所は、最低これだけの水量を流すということが決まっており、365日稼働することです。これが強みであり、この例については570kWで365日、8,000時間ぐらい動いています。

また、熊本県の旧清和村では、砂防ダムから水を引いて発電所を作っています。これは地域の独自財源を作りたいということで始まったものです。さらに、那須野が原の土地改良区は農業用水路に発電所を設置しており、10 個近くの発電所があり、さらに新規に作ると言っています。この土地改良区では役職員給料だけは賦課金で賄われていますが、それ以外の費用はすべて電力の売上代金で賄うことをめざしています。

水資源機構は、霞ヶ浦で水をくみ上げ霞ヶ浦用水で茨城県の西の果ての埼玉県境にまで水を送っています。その際、小貝川を渡るところで工業用水を一旦吐き出します。その工業用水を吐き出すところでは、まだあと何十 km も送水する水圧を持っており、その吐き出すときの水圧で発電しています。その工業用水は毎秒 0.8 t ぐらいであり、これも 365 日流れています。しかも、設備はかなりコンパクトにできていて、そんなにお金がかかっていません。

このように農業関係で小水力発電を行っている事例を見ると、維持放流や砂防ダムで取水したり、幹線水路の中や排水を捨てる前など様々なところで発電しており、水の切り回しの仕方をもう少し考えると、いろいろなところで発電できます。要らない量だけ発電して戻すとか、取水後に要らない用水路を発電のためだけに回しても構いません。支川も考えれば、農業用水だけでも実はあちらこちらに小水力発電の開発余地があると思っています。

組織の経営改善

(維持放流)



庄川合口 SHPP
庄川土地改良区連合
落差: 10m, 流量: 6.5m³/s
出力: 570kW, 2011



(砂防ダム)

清和SHPP, 熊本
落差: 14.38m, 流量: 2.0m³/s
出力: 190kW
2005. 4月



4. 小水力発電の可能性と意義

(1) ヨーロッパに比べ日本は小水力発電が少ない

ここで少しだけヨーロッパの小水力発電についてお話します。

この写真はドナウ川ですが、ヨーロッパではライン川などの大河には必ずこういうものが何カ所か入っています。いわゆる閘門、ロックと呼ばれているものです。向う側に船が通れる閘門があって、そこに船が下流から入り、上流の水を入れて上流に出ていく。上流から来ると、下を閉めて入って、そのあと上を閉めて下流側を開けて出ていく。そのための堰があるのですが、実はここに水力発電所が入っています。大河であると 10m も落ちるとものすごい発電をしてくれる。1 基 2 万 kW ぐらいものが 10 個とかそんな単位の発電所が入っています。

ドナウ川



閘門・舟運

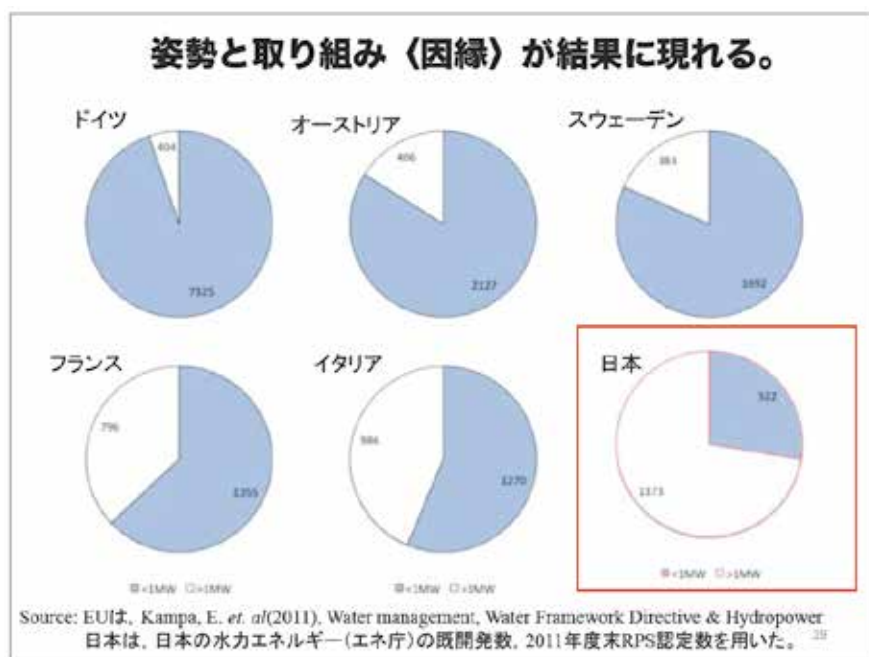


発電所

同じような考え方で小さい川でもやっています。例えば、製粉会社がつく製粉のために使っていた 100 年ぐらい前の水車、発電機がいまだに動いて発電をしているというようなものもあります。それから、市民の共同出資の発電所とか、専門学校が持っている発電所とか、あるいは個人所有など実に多様です。ヨーロッパでは、「あそこは何とかなりそうだ」というところを全部開発してきました。製粉所や製材所の水車を発電用に置きかえて発電機を入れるということをやってきたのです。

次の図は何かというと、「1,000 kW 以下」の発電所の数と「1,000 kW 以上」の発電所の数の比率をとったものです。濃くなっているほうが 1,000 kW 以下の比率で、ドイツは 95% が 1,000 kW 以下であり、全部で約 8,000 か所ぐらいあります。オーストリアも 80 数%、フランスやイタリアは半分ちょっとです。しかし、日本では小さい水力発電所が少ない。少なくとも半分は超したいと思いますが、そのためにはあと 1,000 ぐらい増えないと半分にならない。他の国ではできているので、日本でできないことはないと思っています。

既に規模が大きい方はほとんど開発していますが、1,000 kW から 5,000 kW ぐらいのところはまだ大きなポテンシャルがあります。このあたりは固定価格買取制度の対象ですので、電気事業者や商社も含めかなり参入の可能性があり、今後小水力の発電所が増えるのではないかと思います。



(2) 地域づくりに貢献する小水力発電

日本全体で、化石燃料の購入費は23兆円になっています。一世帯当たりでは平均40万円の燃料代がかかっており、電気代は10数万円になります。1年間の電気代は大体1万世帯で10億円強という計算ができます。したがって、エネルギーを地域でつくり出すということは経済的な効果が大きく、地域づくりにとってとても役立ちます。

今までは、公的な補助金を出すから何か施設を入れよという話があったけれども、なかなか運用益は生み出せませんでした。しかし、自然エネルギーやエネルギーを生産するというのはプラスの価値が生み出せるのです。技術と運用の地域化というのは、これはとても重要なアプローチです。大規模集中となると、例えば福島原発を見ても、燃料棒をこっちに置きましょうあっちに置きましょうと地元の人と言える話ではありません。基本的に地方はああいう技術には関われない。ほとんどの技術は中央で決定される。ところが小水力は、「この水は向こうに流すから余り取らないで」、「ここのごみは私が取る」など、かなり地域が関われる。ということで、技術と運用が地域でできるようになり、さらにプラスの経済効果を生み出せるので、地域づくりに大変有効な手段になります。

特に、水に関してはいろいろな人たちが関わっており、あらゆる分野の人が参画できます。利水、治水、安全、景観に関係する人たちが、水力という水の利用を巡って地域の関わり方、地域の水の回し方などいろいろな議論できるというメリットがあります。それが実はとても重要ではないかと思っています。

その代表例を見てみましょう。この写真はドイツのフライブルク市の郊外にある水車ですが、これを作ったのは実は生態系保護に関係する市民団体です。川が急流で魚が上れなかったのも、魚が遡上できる河床にしました。そのときに、一番上のところに少し水をとれるような構造をつくって一定の水を流すようにしました。今でもヨーロッパでは、生態系保護をやっている人から見ると、小水力であろうと大水力であろうと、水力発電は魚がミンチになってしまうので

はないかと目の敵にされます。そのため、水力発電の水路に魚が入らないような水の流し方やスクリーンの幅といった研究をしています。そういうところでも、実はこういう形で競合するセクターが協力できるわけです。この例は、魚が落ちてきても死なないミンチにならないという水車です。



これはカールスルーエ市の写真ですが、昔、ここに製粉所があり、水車が回っていた水路がありました。ドイツでは、都市の中に水を引くのに水路を使っていました。それを、雪解けがあったりするので、もう少し大きい近代的な水路にしてしまう。そうすると元の水路の跡がくぼ地になって残りますので、それに少し手を入れてちゃんとした水辺の環境を再生することを市民団体がやっています。市民が地域の文化を守るようなことを含めて水車を入れ、自然河川工法で窪地に水を流しました、さらに水車で発電したあとの水は水草が生えるような流速の遅い淵や速い瀬を何カ所か作り、さらに木も植えて散策道もつくるというような整備をやりました。市民団体はここで発電し、発電する建物の中に事務所や、レストランがあって、市民団体の活動資金を稼いでいます。もっとすばらしいのは、水が流れてこういう環境をつくったことで、実はこの周辺の住宅の値段が上がりました。ここに住んでいる人たちは、今までただの窪地で雑草が生えていたようなところだったけれども、ここに住むこと自体あるいはこういう活動があること自体に誇りが持てるようになりました。これがとても重要であり、いろいろなセクターの人たちが水を介して関わりができています。



(3) 産業への波及効果

産業への波及効果も結構あります。大分県は県がいろいろなことをやっていますが、最近、別府で温泉発電というのをやっています。水力発電についてはいろいろな人たちに県内の企業でできないかと声をかけて、実際に2カ所で発電所を作りました。そうすると産業への波及効果も出てきます。

地域産業への波及

大分の例(省エネ・高効率型産業創出事業)

- ・コンサルタント・・・**県外**
- ・土木、電設・・・**県内企業**
- ・水車設計・・・**県内企業**
- ・機械製作・・・**県内企業**
- ・制御システム・・・**県内企業**
- ・小型・高出力モーター開発・・・**大学**
- ・発電機設計・製作・・・**県外**
- ・支援策・普及事業・・・**県農業部局**
- ・制度設計・政策提案・・・
- ・施設提供・需要者・・・**土地改良区、農家**
- ・系統連系・・・**電力会社**
- ・維持管理は？



大分県は2012年度から、地場企業や市町村による小水力や温泉熱など再生可能エネルギーを利用した発電装置導入を支援する。県内には山間地の農業用水路や、国内有数の温泉地・別府市の温泉熱といった同エネルギー資源が豊富にある。これら好条件を生かして導入費を助成し、普及に取り組むことで関連産業の振興を図る。

(日刊工業新聞, 2012,1/26)

ドイツでは、再生可能エネルギー関連の雇用が2%あると見込んでいます。2010年で、既に40万人ぐらい雇用しており、今後さらに倍ぐらいになると予想しています。世界的にも、ILOは「グリーン・ジョブ」と言っており、再生可能エネルギーという魅力のある仕事で全世界に2,000万人ぐらいの雇用が新たに生まれると言われています。ドイツの中でも有名なところでは、太陽光を中心に自然エネルギー関係の就業労働が3%あります。フライブルクでは、10年ぐらい先行している状態になっています。

私がこの研究を始めた一番最初の場所が、愛媛県の銅山があった村です。戦後、村長が、もうこの村は数十年しかもたない、資源が枯渇する、ここが生き返るには何をしたらいいかということで、水と木だということになりました。現在、ここでは2つの水力発電所が稼働しています。もともと鉱山のための電力があったのですが、それは鉱山関係者しか使っていませんでした。そこで村の中でちゃんと使ってもらい、しかも余ったものを売ろうじゃないかということで水力発電を始めました。実際に今でもこの仕組みが動いており、自分のところに電力を供給し、余った分を売っています。村が新居浜市に合併したときに発電事業を行っていた森林組合は数千万円の負債があり、それを整理をするため水力発電施設を売ってしまいました。村の中に製材工場もありますが、電力は安く供給されています。発電所を買った側は水力のほかに火力発電を持っており、化学系や金属系などいろいろな関連企業が使い、余った分を四国電力に売っています。

次に熊本県清和村の例です。水力発電所を作るお金は500mの道路建設費に匹敵しますが、若者もいないし車も走らないからもう道路整備はやめようということで水力発電を作りました。固定価格買取以前での話ですが、これで年間村に1,000万円の収入が入ることになりました。

もともと村の収入は1億5000万円でしたから、1000万円を稼ぎ出したということで、これはものすごい固定財源ができたという例です。

最後に、大分県の富士緒井路という土地改良区の例であります。もともとその土地改良区は発電所を持っていましたが、減反をしたら水が要らなくなり水が余りましたので発電量を増加させて賦課金を下げました。この土地改良区はかなり先行的にこうした視点を持っていました。こういう発想で地域がちゃんとやっていけるといいと思います。このほか高知県の梶原では、風力と水力を入れバイオマスもやっています。このように、最近、水に関してはいろいろなところでいろいろな動きがあります。

(4) F I Tで経済的問題は改善

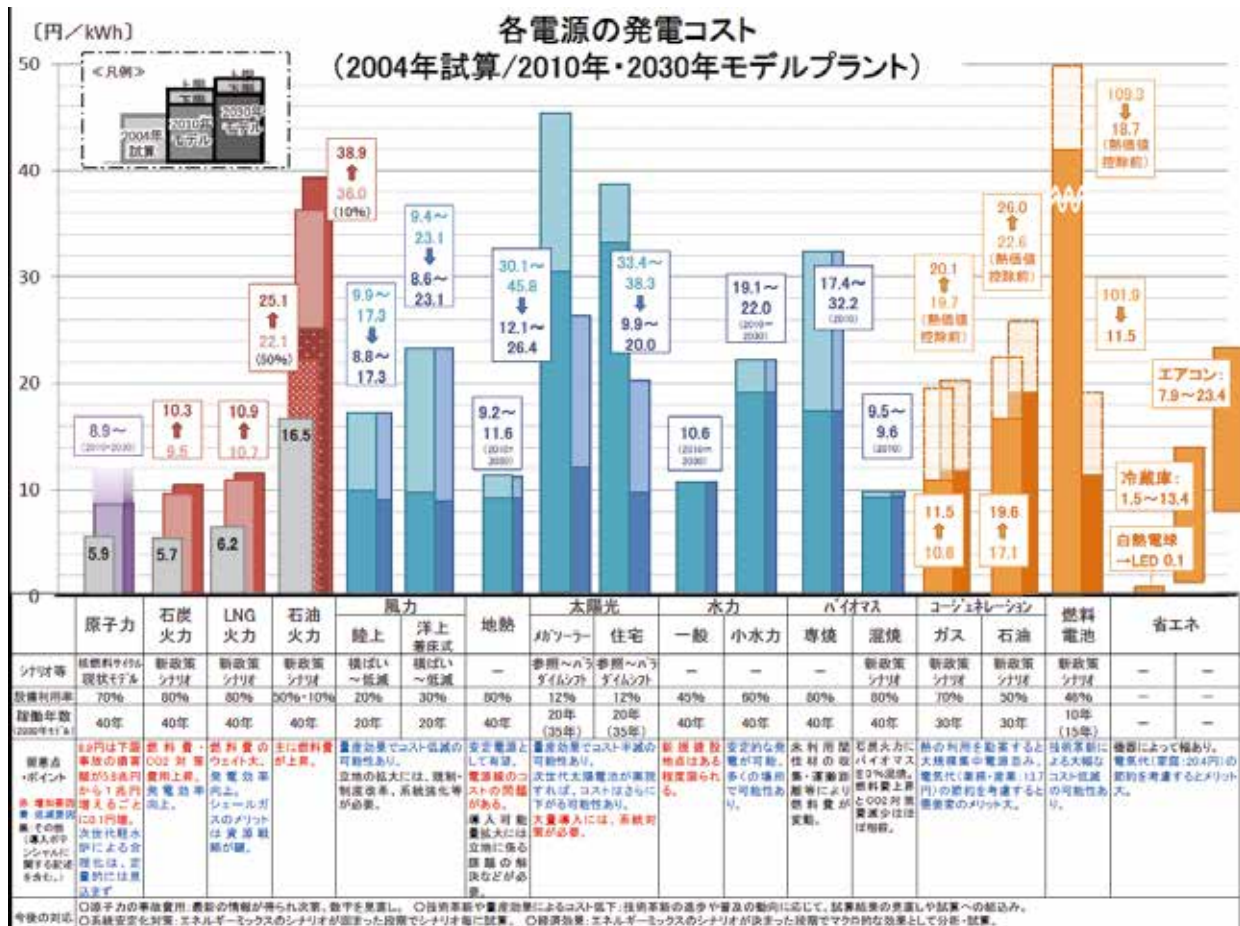
この表は固定価格買取（F I T）以前のデータであり、実際の事例です。下は太陽光のメガソーラー2,000kWの実証試験であり、右は土地改良区が中心になって行った小水力発電の例です。太陽光発電は当時はキロワット単価が100万円でしたので20億円かかりました。事業性を見るとときによく使われる一番簡易な方法ですが、年間発電量で初期費用を割算します。当時の価格でいくと年間発電量でみて1,000円/kWhになります。今はメガソーラーでキロワット当たり40万円、最近では20万円台ですので、30万円ぐらいで見ても300円/kWhということになります。割算した数字の300円というのが実は境目で、事業をやるときに300円だったらやろうかやらないかと悩むところです。300円を切ったら、これはやったほうが得だということになります。

これに対し、小水力の方は出力が320kWで、実際の発電量は年220万kWhでした。初期投資額は4億4,000万円かかりましたが、これを割算すると、1kWhについて200円ということで、これは事業性が十分にあります。当時からもこういう状況でしたが、F I Tが入りましたので小水力に関しては経済的な問題はほとんど解決されました。ですから私はやれるところはどんどんやった方がよいと申し上げています。ただ、F I Tはあくまでもスタートダッシュの時限の制度ですから、5年後、10年後の事業性を考えておく必要があります。

小水力の経済性は？		
太陽光発電と小水力発電の経済性比較		
	太陽光メガ発電	小水力発電
出力	2,000kW	320kW
年間稼働時間	1,000時間	6,875時間
年間発電量	200万kWh	220万kWh
初期費用	20億円 (8億円) 100万円/kW (40万円/kW)	4億4千万円 140万円/kW
初期費用/年発電量	1,000円/kWh 400円/kWh	200円/kWh

固定価格買取制度の導入で、経済的な問題はほとんど解消した。

茨城大学農学部 地域資源計画学研究室



この図は各電源の発電コストで、内閣府の原子力委員会コスト検証委員会が出した数字です。将来的には、どの発電方式もほぼキロワットアワー当たり 10~20 円ぐらいのレンジの中に収まるというグラフになっています。

エネルギーの選択肢について、要は原発をどうするかという問題が重要ですが、問題は再生可能エネルギーを 25%、30%、35%にする、これを実際にやろうとするととてつもない数字になるということだけ理解いただきたいと思います。太陽光でやろうとすると 60 万 ha が必要になり、風力でやろうとすると 10 万基を建てなければならない。2030 年までに実現するというのは、あと 17 年で実現しなければならない。ですから、組み合わせる必要があります。水力は、先ほど言いましたように最大で年間電力消費量の 10% くらいしか増やせませんので、結局は様々な自然エネルギーを開発する分散型にならざるを得ない。あちこちにいろいろな小さいのから大きいので並ぶということになります。

環境省の 2030 年における再生可能エネルギーの導入見込みは 2030 年で約 3,000 億 kWh です。水力は 200 億 kWh ぐらい作り出すと、とりあえず目標に届きます。問題は、期待している太陽光や風力です。太陽光は現在の 30 倍も入れなければなりません。FIT が入って 3 か月で 150 万 kW の設備容量が入りましたが、そんなものでは追いつきません。風力もたしか 10 何倍でした。結構、主力に頑張ってもらわないとなかなか届かないという状況になっています。

最後に、固定価格買取制度の話をしてします。固定価格買取というのは賛否両論いろいろあります。簡単に言えば発電事業に加わった人が得をするわけで、言ってみれば利用者が負担したお金が発電した人に行く。しかも、最初に導入を加速させるため必ず儲かるという価格設定にしていますので、皆さんが電力料で負担した分儲かるということになります。

実現性は？

30%を再生可能で=3000億kWh

太陽光発電:3億kWの設備導入が必要=60万ha?
+変動調整(蓄電?)

風力:1.5億kW=10万基の風車? +変動調整

水力:余力は、最大10% (1000億kWh)

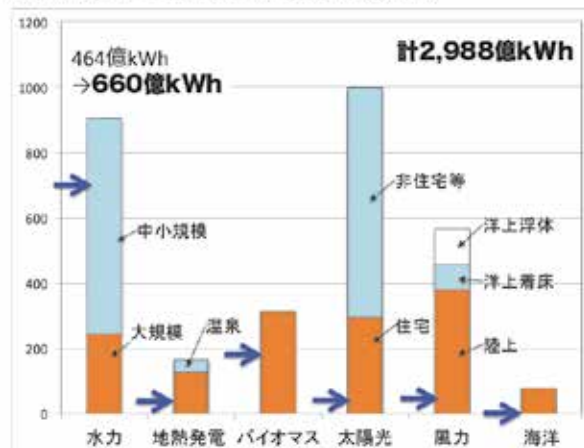
→ 適した地域での開発が不可欠

分散型生産・供給が必至

従来型の
大規模集中型エネルギーシステムのつくりかえ

57

再生可能エネルギー電力の導入見通し
環境省の2030年中位導入量見込み(億kWh)



経済性は、FITではほぼ解決

→ 開発が可能ならば、

やる気のある事業者を立ち上げ、

できるだけ早く開発・運転開始へ

地域が豊かになる確実な道へ。

政策・公的サポート：
調査・情報整備、助言プログラム、
人材育成支援、先行的事業実施

可能性調査・確認
と公表

地域・地区事業組
織設立支援

事業計画・実施設
計と人材育成

自然エネルギー活用
型地域自立モデル
形成

京成大学農学部 地域資源計画学研究室

57

けれども、もう少し別の視点から見ることでもあります。補助金はインセンティブが働きませんでした。補助金は中央でメニューができ上がっており、そのメニューに沿わない限り事業を展開できません。メニューに合うようにいろいろなものをやり、高かろうが安かろうが、補助金が10分の10出る、2分の1出るといえば、それだけ貰ってしまおうということで、技術的なイノベーションも起こらなければ安くしようというインセンティブも働かないといった問題がありました。

ところが、固定価格買取という仕組みは、「私がやります」と言って自由に事業を始めることができます。あれを選びなさいこれを選びなさいというものもない。太陽光の設備は中国から買ってきてもカナダから買ってきても構わない。一番大事なのはちゃんと自分が考えて決断してやるということであり、それがとても意味があります。しかも、今とりあえずは儲かるけれど、

さらにそれを儲けようとするとは様々な工夫ができます。7年で初期投資を回収するところを5年にすることもできるかもしれないし、頑張ればもうちょっと短くすることもできます。それから、一生懸命メーカーや設計屋とさまざまな話し合いをして、もう少しここは安くできないか、こういう高効率のものを入れられないかということで、創意工夫ができます。

固定価格買取の効用

- 補助金の問題点いろいろ
- 固定価格買取制度と補助金の違い
 - ・ 自ら決定・決断する事業実施者(事業主体)
 - ・ 採算性をベースに、創意工夫に挑む
 - ・ 資金調達の責任と努力
 - ・ リスクを負い、管理
 - ・ 自立性と自律性の育成

公共性／公益性を担保する行政の役割が重要になる。

さらに、実際にやる人は資金調達も自らやらなければいけない。自分から出向いて行って、ちょっと貸してください、出してくださいということをやらなければいけない。資金調達の責任もあるし努力もする。場合によってはリスクも考えなければいけない。災害時にはどうするか、保険をかけることも含めてやる。まさに事業実施者ですから、今までのように外から決められたわけではなく、自らが決断して自らがやるということになります。これはとても重要で、こういうものがここ5年、10年のうちに各地にできるとすばらしいと思います。

その際、行政が何を担うかということをきちっと整理しておく必要があると思います。長野県飯田市で動いている「おひさまプロジェクト」は、設備をリースする仕組みを作り、飯田信用金庫の融資とセットになっています。飯田市は後ろ側でバックアップをするという仕組みになっていますが、行政はあまり出しゃばらずに、黒子のようなこんな役回りをしてもらえるといいなと考えています。

資金調達の問題

- 補助金(税)の問題点
- 固定価格買取制度(電気料金＝電力消費者負担)
 - ・ 市民出資(ファンド組成と市民の自発的な出資⇒利回りの確保)
 - ・ 地域住民出資(事業者)による事業組織設立
 - ・ 公的金融(財政投融资など)
 - ・ (地域)金融機関による融資
 - ① 担保をとる融資
 - ② プロジェクトファイナンス(担保物件をとらない融資)

総研レポート 26基礎研No.7

発 行 (株)農林中金総合研究所 基礎研究部

〒101-0047 東京都千代田区内神田1-1-12 コープビル

電 話 03-3233-7700 (代表)
