一橋大学機関リポジトリ
HERMES-IR

Title	日本における地熱発電の可能性：アイスランドの現地調査から
Author(s)	青島，矢一；三木，朋乃
Citation	
Issue Date	2012-02-27
Type	Technical Report
Text Version	publisher
URL	http://hdl.handle.net/10086/22942
Right	

Hitotsubashi University Repository

Hitotsubashi University
Institute of Innovation Research

日本における地熱発電の可能性：
アイスランドの現地調査から

青島矢一
三木朋乃

IIR Working Paper WP#12-04

2012年2月27日

一橋大学イノベーション研究センター

東京都国立市中2-1
http://www.iir.hit-u.ac.jp

日本における地熱発電の可能性：アイスランドの現地調査から[1]

2012 年 2 月 27 日

一橋大学イノベーション研究センター　青島矢一
立教大学経営学部　三木朋乃

[1] 本レポートの内容の多くは 2011 年 6 月 30 日から 7 月 1 日に行われたアイスランドにおけるフィールド調査に基づいている。調査にあたってはレイキャビクエナジー社の Kristján Bjarnar Ólafsson 氏、アイスランド大使館の長谷川明子氏には大変お世話になった。ここに感謝の意を表したい。

1. はじめに：日本における地熱資源に対する期待

2009 年の国連の気候変動サミットにおいて、鳩山元首相が、1990 年比で 2020 年までに 25%の温室効果ガスを削減するという意向を表明したことは記憶に新しい。その演説は、会場で大きな拍手をもって迎えられた。しかし、国内では、日本経済に対する悪影響を軽視した安易な発言として、それは、様々な批判の声にも晒された。実際に 2020 年までに 1990 年比で 25%の削減となると、大量の排出件購入を想定しない限り、実現に向けた具体的なシナリオが描けないというのが大方の意見であった。自民党麻生政権下での 1990 年比 8%削減という目標であっても、その達成のためには、原子力発電所を 9 基新設し、60%台の稼働率を 81%にまで上げることが必要だと試算されていた（金子, 2010）。この状況でいきなり 25%削減という目標が掲げられたのであるから、批判的な意見が出るのも無理はない。

さらに悪いことに、2011 年 3 月に起きた東日本大震災は、福島第一原子力発電所の事故につながり、今では、原子力発電所の新設はおろか、既存設備の継続さえ危ぶまれる状況にある。管前首相が、原子力発電所のない社会を目指すことを明言したことからしても、今後日本が、原子力に頼ったエネルギー政策を継続するとは考えにくい。

脱原発の流れは、エネルギー政策の大きな転換であると同時に、環境政策に対しても、かつて以上に深刻な課題を突きつけている。原発停止による当面の電力不足分を、休止していた火力発電所の再開によってまかなうことは可能であろう。しかしそれは、温室効果ガスの排出を増大させる。25%の削減どころか現状維持さえもままならない。

今、日本は、「エネルギー政策（エネルギーの安定供給）」、「環境政策（温室効果ガスの削減）」、「経済政策（長期的な経済発展）」という、一見、互いに矛盾する 3 つの深刻な課題を抱えている。しかし長期的には、これらの課題を含む複雑な連立方程式を解き、なんとかして、3 つの課題を両立させなければならない。

そのための鍵となるのが、再生可能エネルギーの早期開発である。CO2 排出の少ない再生可能エネルギーによって電力供給をまかなうことができれば、エネルギー問題と環境問題を同時に解決できるかもしれない。しかしコストの問題が残る。太陽光や風力など注目されている分散型の再生可能エネルギーの発電コストは、現状では、原子力や火力に対抗できるレベルにはない。2008 年の経済白書によれば、太陽光発電のコストは 1kwh あたり 46 円、風力発電のコストは 10 円から 14 円となっている。石炭火力が 5 円から 6.5 円、原子力が 4.8 円から 6.2 円となっているから、コスト的にはまだ大きな開きがある[2]。風力発電のコストはかなり低下しているものの、天候に左右されて、電力供給が安定しないという問題がある。となると、その供給変動を吸収するために、火力発電所などを利用しな

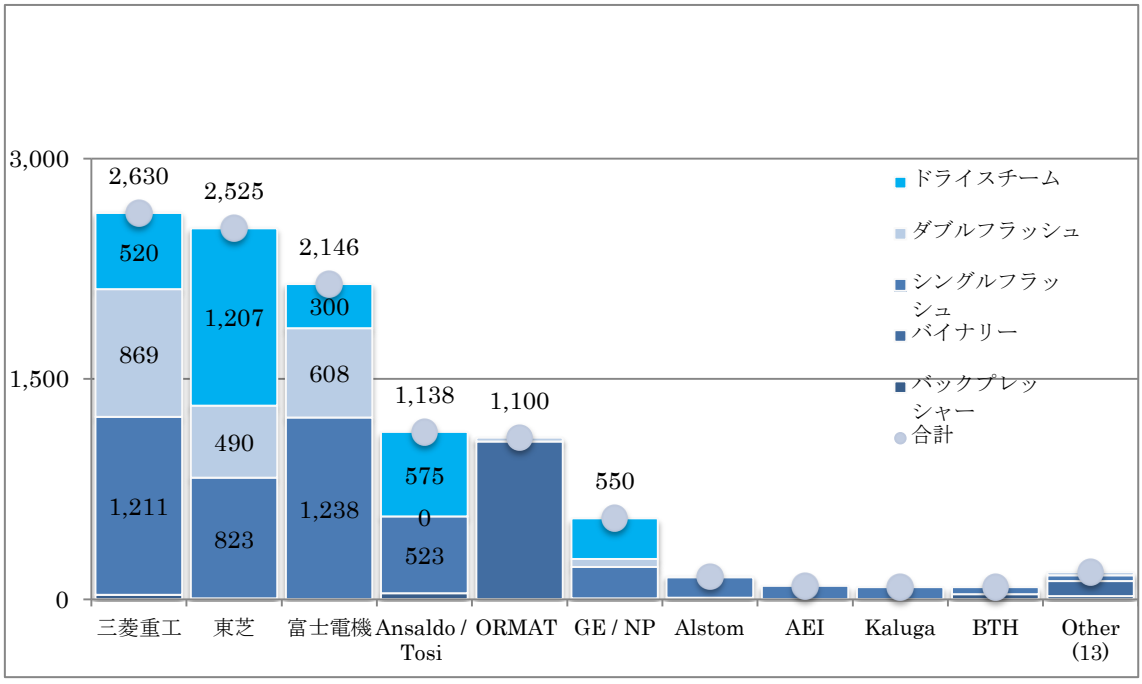
[2]この試算自体に問題がないわけではないが、少なくとも、太陽光と風力が現状ではまだ高いことは確かであろう。2011 年 8 月に日本エネルギー経済研究所が発表したレポートによれば、原子力は 7.2 円/kwh、火力は 10.2 円/kwh となっている。

ければならなくなる。蓄電できればよいのだが、蓄電池のコストが高すぎて、経済性が確保できない。これは太陽光発電でも同じである。

再生可能エネルギーの中でも、日本の立地優位性と発電の安定性という観点からすると、地熱発電はもっと注目されて良い。日本は世界第三位の地熱資源保有国である。その埋蔵量（経済的に開発可能と考えられる地熱資源）は 2,347 万 KW と推定されている（産業総合研究所による試算）。日本が保有する発電総能力が約 2 億 KW であり、その約 60%程度が実際に稼働しているので、仮に日本が保有する地熱が全て発電向けに開発されれば、総発電能力の 20%程度はまかなえることになる。それは非現実的であるとしても、地熱資源の半分が開発されれば、原子力発電を代替する点では、十分に大きな貢献である。また、地熱発電は燃料費が必要ないだけでなく、CO2 の排出量も極めて少ない。

さらに地熱発電は、産業政策的にも有望な市場となる可能性がある。2009 年末時点での世界の地熱発電所の能力は 10,711MW である。リーマンショックによる世界的な景気後退によって、地熱発電の成長は鈍化したものの、今後 2015 年までに、発電能力は 18,500MW にまで拡大することが予測されている（ABS Energy research, 2010）。現状、地熱発電設備の中核を担う発電タービンに関しては、発電能力ベースで、日本企業 3 社が（三菱重工、富士電機、東芝）7,300MW を占めており、世界シェアの 7 割近くを握っている（図表 1）。

図表 1：地熱発電タービンの世界シェア（単位：MW）



出所：レイキャビクエナジー資料

市場規模が小さいため、今のところ、収益への貢献は大きくないと考えられるが、太陽光発電や風力発電に比べれば、日本企業の競争力が高い市場領域である。日本における地

熱開発の広がりを足がかりとして、産業としてグローバルに発展することができれば、エネルギー問題、環境問題、経済問題の３つを矛盾なく解決する有望な手段となるかもしれない。

ところが、日本では、ここ 10 年以上、地熱発電所の新設はない。現状日本には 18 基の地熱発電所があり、53.5 万 KW の発電能力を保有しているが、それは、まだ埋蔵されている地熱資源の 2%に相当するにすぎない。今後、日本で地熱資源が開発され、環境エネルギー産業としての地熱産業が発展し、そこで日本企業が競争力をもち、付加価値を創出するにはどうすればよいのか。

本レポートでは、地熱開発を積極的にすすめ、一次エネルギーの 60%以上、電力供給の約 30%を地熱に依存するアイスランドの経験を紹介することによって、日本における地熱開発の促進に対する指針を得ることを目的としている。

2. 日本における地熱発電開発の問題

日本はインドネシア、米国に次いで世界で第 3 位の地熱資源保有国である。地熱資源は日本が自国で保有する数少ない自然資源である。にもかかわらず、日本における地熱開発は停滞したままである。オイルショック後、石油の代替エネルギーを模索する中で地熱開発発電所の建設は進み、現在 18 基が稼働しているものの、ここ 10 年、新規の建設は止まっている。1997 年に、地熱が「新エネルギー」から除外されて以来、国の研究開発補助も大幅に減少し、2003 年には研究開発補助金は打ち切られた。なぜ、日本での地熱開発は進まないのか。アイスランドの経験を記述する前に、まず、日本の現状を整理しておきたい。

日本で地熱発電の開発が低迷しているのには、一般に次の 3 つの理由があるといわれている。

（１） 経済性の欠如（特に初期投資リスクの大きさ）
（２） 近隣温泉事業者との調整の困難さ
（３） 自然公園法など諸規制による制約

第一に、他の再生可能エネルギー同様、経済性の問題がある。2002 年に NEDO によって行われた地熱開発促進調査によれば、15 年平均で 1kwh あたり 12.87 円、30 年平均で 11.03 円となっている。注目を集めている太陽光発電と比較すれば、はるかに安価であるものの、地熱発電コストは立地によって大きく異なる。NEDO の調査でも 9 円/kwh から 22 円/kwh と幅があり、原子力や火力発電のコストに対抗できる発電所は限られる。

ただし、2011 年の日本エネルギー経済研究所による試算によれば、火力の 10.2 円/kwh、原子力の 7.2 円/kwh に対して、地熱発電（地熱等新エネルギー）は 8.9 円/kwh となってお

り、石油価格の高騰の影響を受けた火力発電と比べると安価であるという結果がでている。これは、現存する地熱発電所の多くが古く、資本コストの回収が進んでいることが一因であるが、それでも、十分な経済性を確保しているように見える。そうであるにも関わらず地熱発電の経済性の低さが開発の阻害要因として指摘されているのは、主に、初期の開発リスクと投資リスクの大きさによるものと思われる。

地熱発電所を開発するには 10 年以上にもわたる探索調査が必要となる。また実際に地熱井の掘削を進めても、想定通りに地熱資源が得られないリスクもある。こうしたリスクゆえに、銀行からの借り入れができず、エクイティファイナンスに頼らなければならない。しかし、石油の採掘と異なって、たとえ地熱資源が開発されても、発電される電力サービスは公的サービスとしての性格が強く、大きなリターンが得られるものではない。鋼材などの高騰によって設備投資額が増大しているという問題もある。現在は 1kw あたり 100 万円近くの投資費用が必要であるといわれている。このように地熱開発は「ハイリスク・ローリターン」である。ゆえに初期の開発に必要となる資金を確保することが難しいという問題が常につきまとう。

地熱発電の開発が進まなかった理由としては、他の再生可能エネルギーと比較して、政府の支援が不十分であったことも指摘されている。既に述べたように 1997 年に、「新エネルギー」の枠組みから地熱が排除され、研究開発補助金は大きく減らされ、2003 年には打ち切られた。さらに同年、主力のフラッシュ方式は、RPS 法の対象からも除外された（対象はバイナリー方式のみ)。つまり、電力会社は、地熱発電所で発電された電力を購入しても、RPS 法で課された義務を満たしたことにはならない。それゆえ、地熱の電力は、他の再生可能エネルギーと異なり、石炭火力などと同じ土俵でコスト競争しなければならない。こうした状況の中、石油資源開発、日本重化学工業、DOWA ホールディングスといった地熱発電事業者が撤退を余儀なくされていった（安達、2009)。

第二の問題は、近隣の温泉事業者からの反対である。地熱発電に適した場所の近くには温泉場が存在することが多い。温泉事業者は、地熱資源の開発によって、温泉の湧出量の低下や、温泉の消滅を危惧して、地熱開発には強く反対してきた。例えば、草津温泉組合は、探索調査さえも強力に反対してきた[3]。確かに、海外では、地熱発電の開発によって、温泉の水位が低下したり、温泉自体が消滅したりした例も存在する（野田,2009)。日本では、今の所、そうした問題が起きたという事実は存在しないものの、地中の深部にある地熱資源と浅部にある温泉は切り離されているわけではないので、長年事業を営んできた温泉事業者が心配するのも無理はない。

地熱開発を阻害する第三の問題は、自然公園法による規制である。日本における地熱資源の埋蔵量 2,347 万 kw の内、国立公園特別保護区と国立公園特別地域内に存在する量は 1,922 万 kw であり、全体の 81.9%にも及ぶ（村岡、2008)。国立公園の開発規制を受けな

---

[3] 「10 年以上も新設されない地熱発電所、「エコ温泉」の支援で地元と共存を」BPnet, 2001/5/10

い地域は全体の 18.1%にあたる 425 万 kw しか存在しない。その内 53 万 kw は既に開発済みである。つまり、国立公園内での開発規制が緩和されない限り、地熱発電の大きな成長は望めないことになる。

ちなみに、国立公園内での地熱発電開発に関しては、1972 年に環境庁と通産省の両局長名で、6 地点に限定して、新規の開発を行わないことが了解されている。1974 年には工業技術院による地表調査に限定して認める旨が通知され、さらに 1994 年には環境庁の課長名で、国立公園の普通地域における開発に関しては、風景の保護を考慮して自治体と事業者が個別に検討するよう通知が出されている。

しかし、福島原発の事故による電力不足の懸念を受けて、環境省は、国立公園外から斜めに井戸を掘るといったコントロール掘削の技術進展を見極めつつ、国立公園内での地熱発電の規制緩和を検討し始めた[4]。

多くの地熱資源を保有しながらその開発が日本で進まない理由は、上記の 3 つの点から整理されてきたが、これらの事情は、アイスランドにおいても、多かれ少なかれあてはまる。経済性に関しては日本と同様の問題があるはずである。特に、発電所の設備機器を日本企業などの海外企業に全面的に依存しているアイスランドの方が不利な点もある。

温泉事業者との対立の問題は、確かに、日本に特有の問題かもしれない。しかし、アイスランドには、人々が毎日利用する、多くのプールがあり、それらは全て地下からの温水でまかなわれている。以下で記述するように、アイスランドでは、発電と温水利用は対立するというよりは、むしろ相互補完的な関係になっている。国立公園内に地熱資源が多く存在するという問題は、程度の差はあれ、アイスランドでも同様に存在している。アイスランドでも、地熱資源開発には、環境保護の観点から様々な規制がかけられている。

しかし日本と異なり、アイスランドにおける地熱発電開発は、90 年代後半以降、急速に進んだ。アイスランドの地熱発電所の能力は既に日本の能力を超えており、国全体の発電量の 30%に迫っている。人口や地形などが大きく異なる日本とアイスランドを単純に比較することはできないが、アイスランドが地熱資源開発上の課題を克服してきた経験から学ぶことは多いだろう。

3. アイスランドにおける地熱開発の歴史

3.1 アイスランドの地熱資源[5]

アイスランドは、日本同様、地震が起きる島国である。日本の場合、4 つのプレートが押し合うことによって地震が起きることはよく知られている。このうちの 2 つのプレート、

---

[4] 「地熱発電の利用拡大、開発規制緩和へ…政府方針」読売新聞、2011 年 10 月 12 日

[5] Orkustofun (2010) “Geothermal Development and Research in Iceland”、およびレイキャビクエナジー社資料より。

北米プレートとユーラシアプレートが生まれている場所が、アイスランドである。アイスランドは、ホットスポット（大西洋中央海嶺）上に存在し、2 つのプレートが年平均 2cm ずつ遠ざかっている。アイスランドで地震が頻繁に起きるのはこのためである。

アイスランドには、ホットスポットに沿って 200 以上の活火山が存在する。活火山が存在する一帯は、蒸気が噴き出し、地下 1,000 メートルの深さでも、それは 200 度ほどの温度があるため、「高温地帯（High temperature field）」と呼ばれる。その周辺には、地下 1,000 メートルの深さでも温度が 150 度を超えない「低温地帯（Low temperature field）」と呼ばれるエリアが広がる。西暦 870 年、アイスランドに入植してきた人々は、あちこちからわき上がる蒸気を見て、「煙」だと勘違いした。そのため、入植地を「レイキャビク（Reykjavik）」、つまり、「煙の立ちこめる湾」（Smoky Bay）と名付けた。

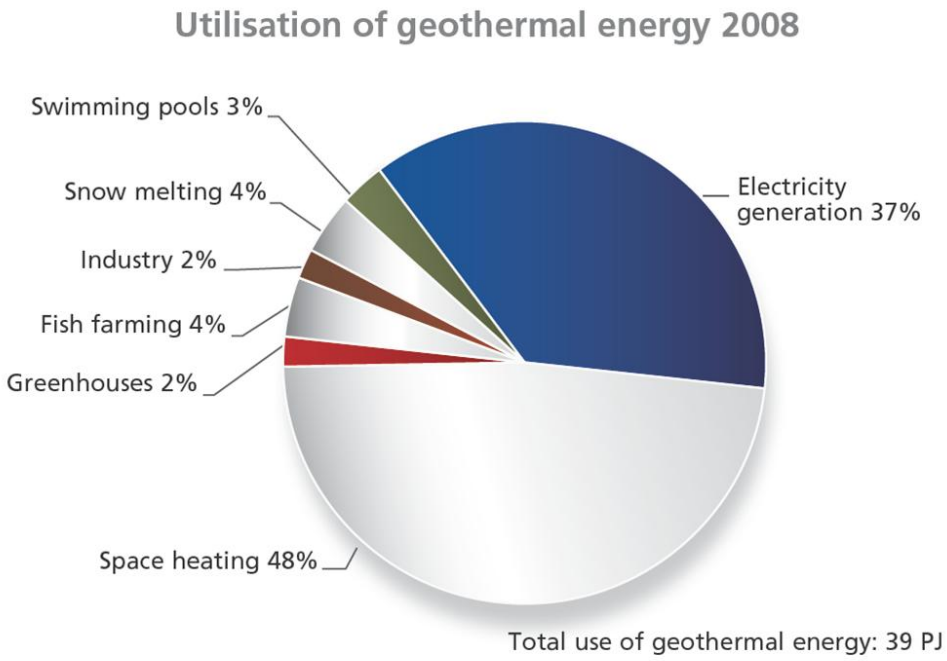
3.2　地熱資源の直接利用と間接利用

地熱資源の利用には大きく分けて直接的利用と間接的利用がある。直接的利用とは、地中から掘り出した 90 度以下の温度の水を、直接、家庭の室内暖房に利用したり、温泉や養殖などの産業用途に利用したりすることを指す。一方の間接利用は、150℃から 350℃程度の中温から高温の水もしくは蒸気を地中から取り出し、それを発電用に活用することを指している。また、地中から取り出した高温の熱水蒸気を蒸気と水とに分離して、前者を発電用に、後者を暖房などの直接利用とする、いわゆるコジェネレーションシステムも多い。後述するように、アイスランドでは、ネシャベトリル、スバルツェンギ、ヘトリスヘイディの 3 つの発電所がコジェネレーションの形態をとっている。

世界的にみると、直接利用の生産能力が、2009 年末時点で、50,700MW となっており、発電能力の 10,711MW の 4 倍以上となっている。アイスランドでは、直接利用が間接利用の倍程度となっている。

以下で記述するように、アイスランドにおける地熱エネルギーの直接利用の歴史は古く、それは主に家庭の暖房用途に活用されてきた。アイスランドの一次エネルギー利用の 66%は地熱エネルギーでまかなわれており、その過半は直接利用である。2008 年に利用された 39PJ（ペタジュール）の地熱エネルギーの内、63%は直接利用であり、残りの 37%が発電用の間接利用となっている。直接利用の中でも最も多くを占めているのが暖房用途であり、地熱エネルギー利用の 48%にのぼっている（図表 2 参照）。アイスランドにおける地熱エネルギー利用は、まず、暖房用途を中心とした直接利用で始まり、その後、発電用の活用が進んできたといえる。

図表 2：アイスランドにおける地熱エネルギー利用



出所：Orkustfnun （National Energy Authority) HP.

http://www.nea.is/geothermal/direct-utilization/

3.3　直接利用：地域暖房システムの発展

アイスランドの人々は、元々、地熱エネルギーを入浴や洗濯のためなどに直接利用していた。1924 年には初めてグリーンハウス向けに地熱が利用され、同じ頃に温水プールや暖房のためにも使われるようになった。アイスランドのように寒い国ではとりわけ暖房ニーズが大きい。従来は、泥炭や石炭、石油を暖房用燃料として使っていたが、1930 年からは、地域暖房（district heating）のために地熱の体系的な利用が始まった。

1930 年に、首都圏にある 2 つの小学校、スイミングプール、病院、60 世帯の家に向けて、Thvottalaugar という地域から地熱水が届けられる仕組みが作られた。この地熱水を運ぶために 3km のパイプラインが敷かれた。1943 年になると新しく Rykir から 18km のパイプラインが敷かれ、レイキャビク地域の暖房事業が始まった。1945 年の終わりには、レイキャイビクの人口 44,000 人の内、2,850 世帯が地域暖房を使えるようになった。

1973 年と 1979 年のオイルショックを契機として、アイスランドは、石油の利用を大幅に減らし、水力や地熱といった国内に存在するエネルギー資源を活用する方向へと、エネルギー政策を大きく転換した。それに伴って地熱の暖房利用も拡大し、1970 年から 1982 年にかけて、暖房における石油の使用率は 53%から 7%へ大幅に減少した。町や村に地熱を運ぶために 10–20km ほどのパイプラインがいくつも建設された。現在、アイスランドの人

口の 92%にあたる人々が、地熱を暖房用途として用いている。暖房用途としての石油利用率はわずか 1%である。

3.4　間接利用：発電所の建設とアルミニウム産業の発展

アイスランドにおける最初の地熱発電所は 1969 年に建設されているが、実用的な規模の発電所の建設が進むのは 1990 年代後半以降である。90 年代後半以降、ネシャベトリル、レイキャネス、ネトリスヘイディの順に、発電プラントの増設が行われた結果、2008 年時点での発電能力は 575MW、年間の総発電量は 4,038GWh であり、アイスランド全体の電力供給の 24.5%をまかなっている（残りは全て水力発電によるもの）。これは日本における地熱発電能力にほぼ匹敵する数字である。さらに 2008 年にはヘトリスヘイディ発電所において新たに 45MW のタービンが 2 基増設され、2009 年以降は、663MW の能力をもち、年間で 4,600GWh の電力を供給している。

アイスランドにおける発電事業と深い関係にあるのがアルミニウム精錬産業である。アイスランドは、豊富に存在する自然エネルギー（水力や地熱）を利用して、電力を多く使用するアルミニウム産業を戦略的に展開してきたという背景を持つ。アルミニウム産業の発展によって、漁業に頼っていたアイスランドの産業は多様化を実現し、現在は、漁業に携わる人口よりもアルミニウム産業に関わる人口のほうが多くなっている。

アルミニウム精錬工場は 1960 年代後半から建設されていたが、世界的市況の悪化の影響もあり、1980 年代は、期待したような産業発展を実現できなかった。そこで 1988 年、アイスランドはエネルギー戦略機関（Energy Strategy Agent）を設立し、再生可能エネルギーを利用した電力消費型（power-intensive）産業を戦略的に展開していくことを決定した。これにより、エネルギー戦略機関は、1995 年以降総額 8 億ドルにも及ぶ 4 つの大規模な投資案件を獲得し、アルミニウム産業を拡大していった。その結果、2000 年には 21 万トンだったアルミニウムの製造量は、2008 年には 77 万トンまで成長した。

アイスランドには、現在、大きなアルミニウム精錬工場が 3 つある。アイスランドの東部に位置する最も大きな精錬工場は、Alcoa 社が所有し、生産量は 34.6 万トン（2008 年）である。アイスランドの南西に位置する精錬工場は、米国の Century Aluminum 社が所有しており、生産量は 18 万トン（2008 年）である[6]。カナダの Alcan 社はアイスランドで最初にアルミニウム精錬工場を作った会社であり、首都レイキャビク近郊に工場を持つ。生産量は 18 万トン（2008 年）である。これらの 3 つの工場以外も含めて、年々生産能力は拡大されており、2011 年にアイスランドにおけるアルミニウム生産量は 100 万トンに達する見込みである。これは世界のアルミニウム生産量のおよそ 3%にあたり、世界で 10 位以内に入っている。現在、アイスランドのアルミニウム産業全体で消費する電力は 5,500GWh

[6] Ministry of Fisheries and Agriculture の HP 参照。
http://www.fisheries.is/economy/Structure/Manufacture-sector/

であり、それらは全て水力発電と地熱発電によってまかなわれている。

4. アイスランドの地熱発電所

1969 年にビヤルトナルフラグ（Bjarnarflag）に初めての地熱発電所が建設されて以来、2006 年にいたるまで、アイスランドでは計 7 つの地熱発電所が設立された（図表 3 参照）。2011 年現在、アイスランドには合計で 662MW の地熱発電能力があり、それは、アイスランドにおける電力生産の 1／4 以上をまかなう能力である。

ビヤルトナルフラグ発電所は、アイスランド北部に位置し、現在でも 3.5MW の発電能力を持っている[7]。その後、スバルツェンギ（Svartsengi）、クラフラ（Krafla）、ネシャベトリル（Nesjavellir）、フーサヴィーク（Husavik）、レイキャネス（Rekjanes）と建設が進み、最も新しい発電所は、2006 年に稼働を始めて 2011 年にかけて増設されたヘトリスヘイディ（Hellsheidi）地熱発電所である。図表 4 には、現在稼働している各発電所の概要が示されている[8]。

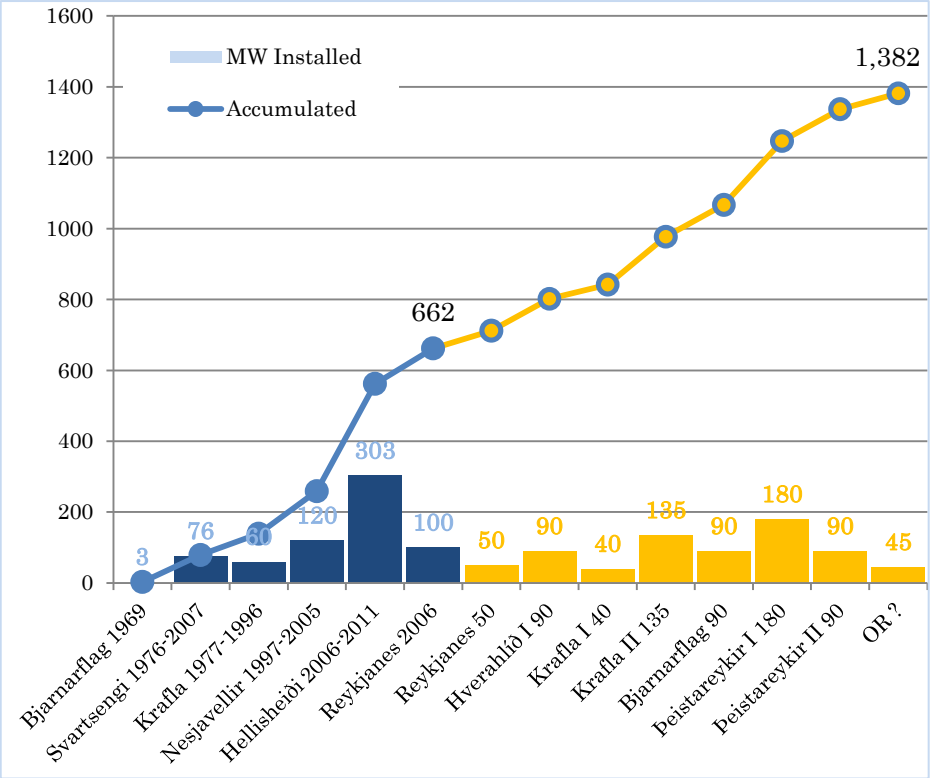
図表 3 からわかるように、ネシャベトリル発電所とヘトリスヘイディ発電所はレイキャビクエナジーが、スバルツェンギ発電所とレイキャネス発電所は HS Orka が所有している。またビヤルトナルフラグ発電所とクラフラ発電所は Landsvirkjun（The National Power Company: 国営電力会社）が所有している。レイキャビクエナジーと HS Orka は地熱発電を中心とした電力企業である。一方、Landsvirkjun は、水力発電を主力として、アルミニウム産業向けの電力供給を行っている。以下では、アイスランドの地熱発電所の主力であり、発電と地域暖房のコジェネレーション施設として重要な役割を果たしている、ネシャベトリル発電所、ヘトリスヘイディ発電所、スバルツェンギ発電所の 3 つの概略を紹介する。

---

7 http://www.mannvit.com/GeothermalEnergy/GeothermalPowerPlants/GeothermalProject-Hellisheidi/

8 フーサヴィーク発電所はバイナリー型（Kalina Cycle）の発電所で、現在は操業していないため、図表 3 と 4 には記載されていない。2011 年にオーストラリアの Wasabi Energy が買収し、操業に向けて、修繕活動が行われる予定。
http://www.wasabienergy.com/Downloads/News/Husavik%20Announcement%2010%20Jan%202011.pdf#search='Husavik%20geothermal'

図表 3　アイスランドにおける地熱エネルギーを用いた電力生産（1969-）



注：青色は 2010 年時点まで。黄色はそれ以降の計画を示す。

出所　レイキャビクエナジー資料

図表 4：アイスランドの地熱発電所の概要

発電所	2010 発電能力（MW）	設立年	所有企業	主要タービンメーカー
Bjarnarflag	3	1969	Landsvirkjun	
Svartsengi	76	1976	HS Orka	富士電機
Krafla	60	1977	Landsvirkjun	三菱重工
Nesjavellir	120	1997	Raykjavik Energy	三菱重工
Hellisheiði	303	2006	Raykjavik Energy	三菱重工／東芝
Reykjanes	100	2006	HS Orka	富士電機

出所：レイキャビクエナジー資料他より

4.1　ネシャベトリル地熱発電所

ネシャベトリル地熱発電所は、ヘンギル（Hengill）火山の北部にある高温地帯、ユネスコ世界遺産であるシンクヴェトリル国立公園に隣接した、シンクヴェトラバトン湖畔に位置している。三菱重工製の 30MW のタービンを 4 基配置し、合計で 120MW の発電能力を

持っている。26 の掘削孔があり、蒸気井の深さの最大は 2,000m である。国立公園の近くに立地されることから建築デザインや景観デザインを重視して建設されている。

ネシャベトリル発電所はコジェネレーション施設であり、電力の他に、レイキャビク市内の暖房用に温水を供給している。ネシャベトリル発電所は当初、レイキャビク市内へ温水を供給する拠点として開発された。レイキャビク市内は低温の地熱によって暖房や生活水がまかなわれているが、需要の増大によって、水位の低下が予測されたため、あらたにレイキャビク市から東に 30km ほど離れたネシャベトリルで地熱資源の開発が行われることになった。市内への温水の供給は 1990 年に始まった。その後、温水用の井戸フィールドを活用する形で発電所が設立され、1999 年から地熱発電による電力供給が始まった。

暖房向けに創出されるエネルギーは 300MW である。掘削孔から吹き出る熱水蒸気は、熱水と蒸気に分けられ、蒸気はタービンを回して電力を生産する。分離された熱水と、タービンを回した後の熱と低圧蒸気は、熱交換機を通じて、低温の地下水を加熱するために使われる。加熱された 82℃の熱水が、27km のパイプラインでレイキャビク市内に送られている。

ネシャベトリルにおいて地熱利用の計画が始まったのは 1947 年のことである。その後、発電所の開拓可能性と蒸気の化学合成評価のためにいくつかの実験用掘削孔が掘られ、具体的な探索調査は 1965 年から 1986 年にわたって続けられた。そして 1987 年に、地熱発電所を建設が始まり、1990 年 5 月に定礎式が行われ、2005 年にわたって増強された。

4.2 ヘトリスヘイディ地熱発電所

ヘトリスヘイディ地熱発電所はアイスランドで最も新しい地熱発電所である。ヘトリスヘイディ荒野およびヘンギル火山の南方にあたる場所に設立されている[9]。三菱重工製 45MW タービン 6 基と東芝製 33MW タービン 1 基を配置し、合計で 303MW の発電能力をもっている。50 の掘削孔があり、それぞれ 2,000mの深さである。ネシャベトリル発電所と同様に、地域暖房用の温水を生産しており、それは 400MW のエネルギーに相当する。ネシャベトリル発電所同様に景観を重視したデザインとなっている。

発電所を作るにあたっては、探索的な掘削がいくつも行われた。調査のための掘削孔は、1985 年、Klvidarholl 丘に、1994 年には Olkelduhals 海嶺の上に作られた。しかし、両掘削孔からは発電所を作るのに十分なデータが得られなかった。そこで、2001 年にヘトリスヘイディ荒野に 2 つの掘削孔を、2002 年にはさらに 3 つの掘削孔を掘り、ようやく地熱発電所を作るための根拠となるデータが得られ、作業がすすむことになった。

ヘトリスヘイディ発電所は、当初からコジェネレーション施設として建設された。2006

---

[9] ヘンギル近辺には 3 つの火山システムが存在し、過去 11000 年のうちに少なくとも 3 回の火山爆発が起きていることが確認されている。最も新しい爆発は、2000 年に起きた。

年からまずは 45MW 三菱重工製のタービンを 2 基導入して 90MW の能力で発電が始められた。続く 2007 年には 30MW の東芝製の低圧タービンが導入された。さらに 2008 年には三菱重工製 45MW タービン 2 基が追加され、210MW の発電能力をもつにいたった。また、2010 年には暖房用の地熱設備（130MW）が作られ、温水の供給が始まり、2011 年からは、さらに三菱重工製 45MW タービン 2 基が発電を開始している。

4.3 スバルツェンギ地熱発電所

スバルツェンギ地熱発電所は、HS Orka 社が所有する発電所である。アイスランドではじめて発電と地域暖房のためのエネルギー供給を実現した地熱発電所である。

スバルツェンギの開発は6つのフェーズに分かれて行われた。第一フェーズ（1978-1979）では地域暖房を中心としつつ、GE 製 1 MW タービンを 2 基導入して 1978 年から発電が始まった。第 2 フェーズ（1979-1980）は地域暖房向け施設の増強が行われた。第 3 フェーズ（1980）では、富士電機の 6 MW のタービンを、第 4 フェーズ（1989）では 8.4MW の Ormat 製のバイナリー設備を導入して、徐々に発電能力を増大させていった。第 5 フェーズ（1999-2000）では富士電機製の 30MW のタービンを導入して、発電能力と地域暖房能力の大幅な増強が行われた。最近の第 5 フェーズ（2006-2008）では、再び富士電機製の 30MW のタービンを導入して、能力の拡大がはかられた。その結果、2011 年時点では、合計で 75MW の発電能力をもち、地域暖房向けの温水供給では 150MW のエネルギーを創出している。

発電、地域暖房の熱、地下水の利用というコジェネレーションという点では、上記の 2 つの発電所と共通しているが、スバルツェンギ発電所はさらに、コジェネレーションの範囲を拡大しているところに特徴がある。その 1 つが、「ブルーラグーン」と呼ばれるリゾート施設である。ブルーラグーンは地熱で暖められた海水を利用したスパであり、毎年 40 万人が訪れる、アイスランド随一の観光地となっている。1981 年に、シュバルツェンギ地熱発電所の脇にできた温水の小さな池（ラグーン）に偶然人が、その温水に肌に良い成分があることに気づき、1987 年に、この場所を公衆浴場としてオープンさせたのが始まりである。それが 1999 年、新しく、「ブルーラグーン」としてオープンした。ブルーラグーンは 5000 平方メートルの広さがあり、毎時 600 万リットルの地熱で暖められた海水がわき出ている。約 40 時間で全ての海水が入れ替わる計算になる。2 つの大陸プレート上に位置するブルーラグーンは、地元住民のみならず、多くの観光客が訪れる場所となった。また、地熱の海水を利用して、シリカや藻をベースとした化粧品なので美容製品も開発し、販売されている。さらに、エタノールの生産も行われており、地熱資源の多様な利用が進められている。

5. 地熱発電の方式とアイスランドにおける日本企業の役割

地熱発電システムは、（1）ドライスチーム、（2）フラッシュスチーム、（3）バイナリーの３つの基本技術に分けられる。ドライスチームは最も古い地熱発電の技術であり、地熱貯留槽から直接蒸気を取り出し、その蒸気によって発電タービンを回して発電する技術である。それに対して、現在最も普及しているフラッシュは、地熱貯留槽から 182℃以上の高圧の熱水蒸気をポンプでくみ出し、汽水分離器によって熱水から分離された蒸気によって発電タービンを回す技術である。3 つめのバイナリー方式では、地熱貯留槽からくみ上げられた温水から、ペンタン（沸点 36℃）など沸点の低い別の二次媒体へと熱交換を行い、二次媒体の蒸気によって発電タービンを回す方式である。比較的低温の井戸においてこの方式が用いられる。バイナリー方式では貯留槽からくみ上げられた水（一次媒体）が直接発電設備に触れることはなく、熱交換後にそれは再び地中に戻される。それゆえ、貯留槽の水位が低下する心配がないことが特徴である。ちなみに、現在日本の RPS 法の対象となっているのは、これら３つの方式の中で、バイナリー方式のみである。日本における地熱開発は、水位の低下を心配する温泉場に対する対応が１つの課題になっているが、バイナリーであればその心配はない。

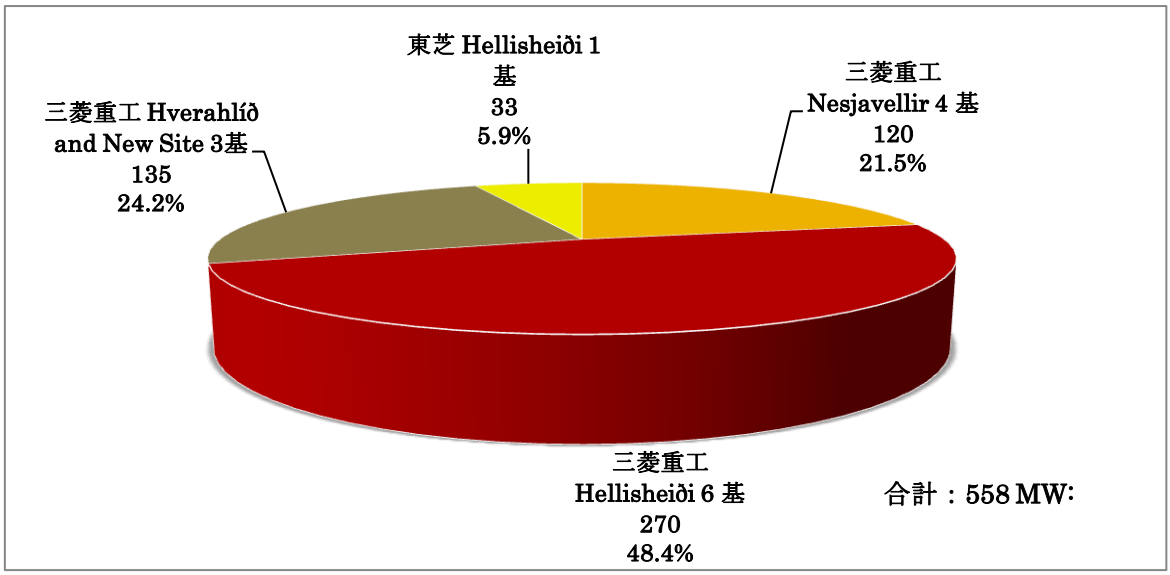
2009 年時点で、10,000MW 強ある世界の地熱発電能力の中で、ドライスチーム方式は 2,878MW、フラッシュ方式は 6,483MW、バイナリー方式は 1,178MW となっている。その内、日本の 3 社（三菱重工、東芝、富士電機）は、ドライスチーム方式で 2,007MW（シェア 70%強）、フラッシュ方式（シングルフラッシュ、ダブルフラッシュを含む）で 5,240MW（シェア 80%強）と高い競争力を示している。一方、日本企業は、これまでバイナリー方式を扱っておらず[10]、2010 年時点では、イスラエル系米国企業の OMAT がほぼ 100%シェアとなっている。

アイスランドの主な地熱発電所は、一部を除いて、全てフラッシュ方式であり、そのほぼ全てが日本企業の発電タービンを採用している。例えば、レイキャビクエナジーが保有する発電所では、計画中のものを含めると全部で 14 基のタービンがあるが、その内 13 基が三菱重工製、残る 1 基が東芝製となっている（図表 5）。

---

[10] 2010 年 5 月に富士電機システムズが 2MW のバイナリーシステムの商品化を発表している。
http://www.fujielectric.co.jp/about/news/10051001/

図表 5：レイキャビクエナジーの地熱タービン（計画分を含む）



出所：レイキャビクエナジー資料

6.　アイスランドにおける地熱資源開発にかかわるプレーヤー

6.1　資源探索：ISOR（Iceland GeoSurvey）

地熱発電所の設立までには、大きく、（1）探索、（2）掘削、（3）プラント建設の３つの段階がある。探索段階は、地熱資源の存在を確認、評価することが目的である。実際に掘削を行うとなると多大なコストがかかるため、その前に、可能な限り正確に地熱資源の存在場所を特定することが必要となる。

長い年月をかけた地質学的調査の積み重ねによって、地殻変動や岩石に関する情報を含む、潜在的な地熱資源の存在場所を描いた詳細な地図が作られる。地熱資源開発の候補地の大枠が地図によって示され、候補地が特定されると、様々な物理的特性や化学的特性に関する具体的な測定が行われ、地熱資源の状態（深さ、温度など）が把握される。こうして、直接観察することにできない、地中深くに存在する地熱貯留槽の状態を可能な限り推定するわけである。

地表からの探索に続いて、試験的な掘削が行われる。これは、本格的な地熱井の掘削に入る前に、数本の井戸を掘って、地中の状態をさらに正確に把握することを目的としている。地熱資源開発の長い経験によって、地表から得た情報からでも、以前よりは、地中の状態を把握できるようにはなっている。それでも、正確な貯留槽の位置や状態は、実際に掘削してみない把握できない。

アイスランドの地熱資源の探索段階で重要な役割を果たしてきたのが、ISOR（Iceland GeoSurvey）である。アイスランドでは、2003 年の法改正によって電力市場の規制緩和が

行われた。発電市場は自由競争に委ねられ、送電と配電は政府の管理下に置かれることになった。規制緩和された市場を管理、監視するために NEA（National Energy Authority）の役割が大きくなったことにともなって、NEA の調査部門であった GeoScientific Division が ISOR として分離独立することになった。GeoScientific Division は、2003 年に独立するまでの 60 年間にわたって、地質調査を中心に、アイスランドの電力会社やアイスランド政府に対する支援を行ってきた。

分離独立した ISOR は国が保有しているものの、財務的には独立した企業として運営されている。2010 年のアニュアルレポートによれば、収入は 10 億クローナ（約 8 億 3,000 万円）であり、最終損益は 4970 万クローナ（約 4100 万円）の赤字となっている。主な事業は、地熱探索調査、ドリリングのコンサルタント、地熱井のテストや評価、環境負荷の調査などのサービスである。従来はアイスランドの電力企業や政府を顧客としてきたが、近年は海外事業を広げており、2010 年時点では収入の現在ではその事業の範囲を海外にまで広げている。

6.2　掘削：アイスランド・ドリリング

地熱井の掘削を行うアイスランドで最も大きな企業がアイスランド・ドリリング(Iceland Drilling)である。アイスランド・ドリリングは、1986 年に国とレイキャビク市が所有する企業として設立され、前身は State Drilling Contractor（政府機関）であり、その歴史は 1945 年にまで遡る。1992 年には国とレイキャビク市が保有されていた株式は一般の投資家にも分散保有されることになった。

アイスランド・ドリリングは、地熱井の掘削を専門とする企業で、探索段階から本格的な掘削まで行う。アイスランド国内だけでなく海外でもサービスを展開している。ドイツに Helka Energy という 100%子会社をもち、国際的には Helka Energy として事業を展開している。

6.3　プラント建設：エンジニアリング企業

地熱フィールドの開発と地熱発電所のプラント建設を担当するのがエンジニアリング企業である。アイスランドには中小含めると様々なエンジニアリング企業が存在するが、地熱発電所の建設に関わってきたエンジニアリング企業はと Mannvit と Verkis の 2 社である。

Mannvit はアイスランドで最も大きなエンジニアリング企業であり、1960 年代に設立された 3 つのエンジニアリング企業が合併する形で 2008 年に生まれた。2010 年時点で 400 名の従業員を抱え、60 億 ISK（約 40 億円）の売上に対して、5 億 7 千万 ISK（3 億 7 千万円）の純利益をあげている。海外でもサービスを提供している。一方の Verkis も 5 つのエンジニアリング／コンサルティング企業が合併することによって、2008 年に設立された。母体企業 1 つである VST の歴史は 1932 年にまで遡る。

両社とも、その前身である企業も含めて、アイスランドにおける地熱資源開発に初期が携わってきた。地熱資源の探索から、ドリリング、プラント建設、プラント運営まで広範囲にわたるサービスを提供している。アイスランドの地熱発電所建設では、プラントの設備は日本やドイツ企業を含む海外企業から調達することがほとんどであるが、エンジニアリングサービスは、これら国内企業によって行われている。

6.4　電力企業

実際に、地熱資源開発に対する投資を行い、事業として地熱資源を利用するのは、電力会社である。開発にかかる費用は、自社でファイナンスするか、もしくは、国内外の投資家を含むファイナンス・スキームが活用される。既述のように、アイスランドには、レイキャビクエナジー、HS-Orka、Landsvirkjun という、地熱発電所を持つ 3 つの電力会社が存在する。アイスランドでは発電事業と送電事業が分離されており、送電事業は国営企業 1 社が独占する形になっているが、発電事業はこれら 3 つの電力会社が営んでいる。

レイキャビクエナジーは、1999 年に、Reykjavík Electricity と Reykjavík District heating が合併してできた公益企業である(ほぼ 100％の株式を国が保有している)。Reykjavík Electricity は 1921 年に、Reykjavík District heating は 1930 年に操業を開始した歴史ある企業である。前者は電力を供給し、後者は暖房システムの供給を行ってきた。現在、レイキャビクエナジーは、電力に関してはアイスランド人口全体の 56％の人々に、温水では 61％、冷水では 41％の人々に供給している。

HS Orka は、1974 年に設立された Hitaveita Suðurnesja hf から 2008 年に分離独立して生まれた。Suðurnes 地域では 1953 年から地熱開発の議論が始められ、スバルツェンギにおける地熱開発の可能性を NEA が長年探索し、その結果、1974 年に地域暖房／発電システムを構築するために Hitaveita Suðurnesja hf が設立された。1976 年には温水の供給が始まり、1978 年からは発電が始められた。こうした経緯から、HS Orka は地熱エネルギーを専門とする企業である。HS Orka の株の多くは当初公的機関が保有していたが、2009 年にスウェーデンの Magma energy が 41%、アイスランドの Geysir Green Energy が 57.4％の株を保有することになった。さらに 2010 年には Magma Energy が 98.1％株を保有する事実上の子会社となった。

Landsvirkjun は、アイスランド全体の電力の 73%を供給する国営の電力会社である。レイキャビクエナジーが主として一般家庭を顧客としているのに対して、Landvirkjun は、アルミニウム工場など、電力を大量に使用する産業向けの事業を主体とする。同社の売上の 80%近くは、電力集約的な産業向けとなっている。Alcan や Alcoa といったアルミニウムの世界企業がアイスランドに工場を設立するのに会わせて、Landvirkjun は成長してきた。Landvirkjun の発電設備のほとんどは水力発電であり、地熱発電所は、クラプラとビヤルトナルフラグの２つをもつに過ぎない。

7.　地熱開発上の課題の克服

既に述べたように、日本で地熱発電の開発が進まない理由として指摘されているのが、(1)経済性（初期投資リスク）、(2)温泉事業者の反対、(3)自然公園法の規制、の３つである。これらの課題は、温泉業者からの反対を除き、程度の差こそあれアイスランドにもあてはまるものである。しかしアイスランドでは、これら地熱資源開発上の課題がある中でも、近年急速に発電能力を増大させてきた。なぜそれが可能になるのだろうか。

7.1　経済性：資源の多重利用

地熱発電の経済性に関して、発電コストに関する詳細なデータはないものの、売価からある程度コストを推察することはできる。図表 6 は、レイキャビクエナジーと HS Orka が家庭向けに販売している電気料金を示している。アイスランドでは、2003 年に発電と送電、配電事業が分離されたため、顧客が支払う電気料金も、発電部分、送電部分、配電部分とに分けて表示されている。発電部分をみると、レイキャビクエナジー、HS Orka ともに約 3 円／kwh であることがわかる。これは飽くまでも販売価格であり、発電コストはこれよりも低いと考えられる。日本における原子力や火力発電のコストが、7 円から 10 円程度であることを考えると、かなりの低コストを実現していることがわかる。現存する日本の地熱発電の発電コストが 9 円程度であることと比較してもかなり安い（日本エネルギー経済研究所、2011）。

図表 6：アイスランドにおける地熱発電の家庭向け電気代（価格／kwh）

	配電代	送電代	電気代	エネルギー税	25.5% 消費税込み電気代（発電のみ）	25.5% 消費税込み電気代（発/送/配電込）
レイキャビクエナジー	3.53 （2.29 円）	1.27 (0.83 円)	4.74 （3.01 円）	0.12 （0.08 円）	6.07 (3.94 円)	12.12 (7.88 円)
HS Orka	−	−	4.59 (2.98 円)	0.12 （0.08 円）	5.91 (3.84 円)	−

注：HS Orka は発電事業のみを行っているため、価格に配電と送電は含まれない。括弧内は 1 ISK=0.65 円で計算した円価格。

出所：レイキャビクエナジーと HS Orka の HP より

なぜここまで低コストで発電できるのか。本稿ではこの点に関する詳細な分析はできないが、１つの要因は、暖房や温水の提供を含めた地熱資源の多重利用にあるのではないか

と思われる[11]。

既述のとおり、アイスランドの地熱資源は、もともと、地域暖房のために開発されてきた。そうして開発された地熱フィールドに発電所を建設してきた。同じフィールドを共有している分、コストを下げることが可能となっていると考えられる。

それに対して、例えば日本で最も大きな地熱発電所である九州電力の八丁原地熱発電所では、地熱を発電のみに利用しており、発電所内の暖房に利用する以外、外部に温水を販売しているわけではない。それでも八丁原では 7-8 円／kwh の発電コストを実現できているのであるから、もし暖房用途にも利用できるのであれば、再生可能エネルギーの中では極めて経済性が高いことになるだろう。

このように潜在的な経済性の高さを認めたとしても、高い開発リスクゆえのファイナンス上の問題はある。この点はアイスランドでも同じである。ただしアイスランドではレイキャビクエナジーのような国の息のかかった大手電力企業が、自ら積極的に自己ファイナンスを行い、地熱エネルギーの開発を進めている。リスクはあるものの、独占的な地位を与えられた企業であれば、その開発リスクをある程度は吸収できるだろう。

7.2　環境、地域との共存

日本の方がその制約が大きいとはいえ、地熱資源の多くが国立公園内にあるという現状は日本でもアイスランドでも同様である。アイスランドでも地熱資源の開発には Nature Conservation Act（環境保護法）にもとづく規制がかけられる。国立公園内の生態系に影響を与えないことを常にモニタしているし、また発電所の建設では景観との調和や発電所のデザイン性が重視されている。

日本のように温泉場からの反対によって資源探索やプラント建設が滞るようなことはないことは幸運である。アイスランドにはいたるところに温水プールがあり、人々は毎日のように、プールを楽しんでいるという点で、むしろ、地熱開発の恩恵を受けていると考えているようだ。地熱開発と温水利用は表裏一体である。ただ、温水や蒸気の利用状況は常にモニタしており、自然資源の節度ある利用を心がけている。たとえば、レイキャビク市内では、市内の井戸から温水をとって利用しているが、地下の水位の変化を常に監視して、くみ上げ量を制御している。ネシャベトリルの地熱フィールドが開発されたのも、市内の温水・暖房需要が高まりに合わせて温水をくみ上げていくと水位がさがるということで、30km 離れた場所から温水を引き込むことを考えたのである。

---

[11]ただし、発電所建設費用という点でも、日本に比べてアイスランドは優位にあるようである。アイスランドにおける 1MW あたりの必要投資額は 2.5-3 百万ドル（2 億円から 2 億 4 千万円）と言われているのに対して（シグルズル、2010）、日本で H8 年に行われた試算では、それが 6 億 6 千万円、平成 20 年に行われた試算では 5 億 1 千万円となっている（安達、2009）。日本の試算にはランニングコストも入っているので、簡単には比較できないが、1／3 を占めているランニングコストを勘案しても、大きく違いがある。

7.3　開発認可と権利関係の処理

地熱資源を開発する上で、地域や環境との関係でもう 1 つ課題となるのは、開発権利である。アイスランドでは、地熱資源の開発を行おうとするものは（通常は電力会社）、NEA）からライセンスを受けなければならない。ライセンスには、「探索ライセンス(exploration license)」と「利用ライセンス(Utilization License)」がある。

両ライセンスともに、the Act on Survey and Utilization of Ground Resources と the Electricity Act によって規定されている。また探索と資源利用を行うものは、同時に、Nature Conservation Act（環境保護法）や Planning and Building Act の規定にも則って認可を受けなければならない。

NEA は、資源探索を進めようとするものに、それが公有地であろうと私有地であろうと探索ライセンスを与えることができる。私有地である場合には、ライセンスを受けるものは必ずしも土地の所有者であるとは限らない。資源自体は土地の保有者に帰属するものの、資源使用ライセンスが土地保有者に与えられるとは限らないし、土地保有者に資源利用ライセンスを受ける優先権もない。土地の保有者と開発権利者が分離されているところに特徴がある。

通常は探索ライセンスを受けて探索を行ったものが、続いて資源利用ライセンスを受けて、資源利用を進めることになるのであるが、ライセンスを受けたものは、ライセンスを受けた日から 60 日以内に、土地保有者との間で資源利用に関する合意（compensation を含む）を得なければならない。もし合意が得られない場合には、ライセンスは剥奪される。

合意が得られない場合には、専門家の判断によって調停が行われることもありうる。つまり、専門家が適切と判断した compensation の金額に基づいて、両者が合意を得るように促されるわけである。したがって土地保有者が他人による資源利用を拒否し続けることは事実上できないようになっている。

8.　おわりに：日本での地熱開発の可能性と課題

環境問題、エネルギー問題、経済問題の 3 つを解決する再生可能エネルギー産業の創出という視点からみると、地熱発電はかなり有望にみえる。日本は世界第三位の地熱資源保有国である。その埋蔵量（経済的に開発可能と考えられる地熱資源）の半分が開発されれば、日本全体の総電力需要の 10%程度をまかなえる。地熱発電は燃料費が必要ないだけでなく、CO^2 の排出量も極めて少ない。アイスランドの事例を見る限り、少なくとも潜在的には高い経済性も見込める。タービンにおける日本企業の競争力の高さをみる限り、日本の産業発展という点からも期待がもてる。

そうであるにも関わらず、日本における地熱資源の開発は、非常に遅れてきた。政策上も長い間軽視されてきた領域である。東日本大震災を契機に脚光を浴びつつあるものの、

まだ障害は大きい。そこで本稿の目的は、地熱開発の先行者としてアイスランドの事例を分析することによって、日本の地熱開発に対する指針を得ることであった。まだ十分な分析ができていないものの、いくつか、得られた示唆もある。

１つは、地熱発電の経済性を高めるには、温水の直接利用や地域暖房を含む用途での地熱資源の多重利用が鍵となりそうだということである。日本でも東北地方などの寒い地域では地域暖房に地熱を使うことの有効性は高いと思われる。暖房と発電をセットにすれば、高い経済性を維持したまま、環境とエネルギー問題を解決できる可能性がある。

２つめは、環境に対する配慮を継続的に行うことの重要性である。温泉場の人々が地熱発電所の建設に反対する理由の一つは、温泉の水位が低下するという心配である。そうした心配を取り除くためにも、地下の資源の状況を継続的にモニタして、節度ある資源利用に心がけることが必要だと思われる。また、景観に対する配慮も重要である。アイスランドでは発電所のデザインにかなり気をつかっていた。自然公園の景観を損ねない、まわりと調和したデザインに注力することの価値は、通常の発電所とは異なって、かなり大きいと思われる。

３つめに、投資リスクの問題は、大手の独占企業（電力会社）が、本気で手がければ、ある程度は解決すると思われる。また、温泉発電の場合は、泉源を保有する人が自らのリスクで開発するのではなく、土地保有者、開発者、投資家が別々の人々によって担われ、お互いが協力するようなスキームが必要になるのかもしれない。潜在的な経済性は高いのであるから、適切な投資スキームさえ描ければ、開発は進むのではないだろうか。もちろん、今年度始まると言われている全量固定価格買い取り制度で、20 円／kwh 以上の高い価格が設定されれば、地熱開発は加速されるだろう。しかし、重要なことは、いつまでも税金（国民負担）に頼ることなく、産業として発展するシナリオをもつことである。

参考文献

ABS Energy Research (2010). “The Geothermal Energy Report 2010: Direct Use and Power Generation.”

International Energy Agency (2011). “2011 IEA Key World Energy Statistics.”

安達久畝（2009）「地熱開発の経済性と開発リスク」第２回 経済産業省資源エネルギー庁 地熱発電に関する研究会 発表資料，１月 30 日 http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g90130b08j.pdf

金子祥三（2010）「中期目標 25%削減の達成に向けて：対策案と課題」CO2 削減と日本のイノベーションシンポジウム、講演資料、2010 年 3 月 30 日、学術情報センター

資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し（再計算）」2009 年 8 月

資源エネルギー庁「新たなエネルギー産業研究会中間とりまとめ」2012 年 3 月

日本エネルギー経済研究所「有価証券報告書を用いた火力・原子力発電コストの評価」2011 年 8 月 31 日

野田徹郎（2009）「地熱発電所の周辺温泉への影響について」第２回 経済産業省資源エネルギー庁 地熱発電に関する研究会 発表資料，１月30日（http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g90130b08j.pdf）.

矢野雄策（2008）.「地熱発電の開発可能性」第１回 経済産業省資源エネルギー庁 地熱発電に関する研究会 発表資料，12 月 1 日（http://www.meti.go.jp/committee/materials2/downloadfiles/g81201a05j.pdf）。