

大きな可能性を秘めた 再生可能エネルギー 地熱発電

世界有数の火山国、日本。火山地域の地下深部には高温のマグマが多く存在し、豊富な高温熱水資源を利用する地熱発電への期待が高まっている。クリーンで安定した次世代エネルギーと目される地熱発電の導入量拡大に向けて、さまざまな取り組みが本格化している。

日本最大の地熱発電所である九州電力八丁原地熱発電所(大分県)

季節や天候に左右されない安定電源

地下にある天水(雨水や雪解け水など)は、マグマに熱せられて熱水の地熱貯留層をつくり、その上部には沈殿物による自己閉塞で帽岩と呼ばれる難浸水層の蓋ができる。地熱発電は、この地熱貯留層から生産井で地熱流体(熱水や蒸気)を自噴させ、その力でタービンを回して発電を行う(図1)。

地熱発電は、純国産エネルギーであり、自然が生み出す力を利用して発電するため、CO₂の放出量は極めて少ない。風力発電や太陽光発電など他の再生可能エネルギー

は、発電できる時間帯が限られ、天候や季節によって発電量が大きく変動する。そのため設備利用率は太陽光で約15%、風力で約18%と低い。一方、地熱発電は、年間を通じて安定して発電できる。設備利用率も70%と極めて高い水準にあり、再生可能エネルギーの中で唯一のベースロード電源*となっている(火力原子力発電技術協会「地熱発電の現状と動向2020年」による)。

しかし、地熱発電を行うためには地下1000mから3000mの地熱貯留層を探し当てなければならず、特に掘削にかかる初期投資が膨大になる。また、地熱資源は北海道、東北、九州といった火山地帯に存在しており、その多くは国立公園内にあるため、地熱発電を行う地域が限られる。さらに開発・建設には地元との調整が必要であり、事業化に至るまでには少なくとも7年程度はかかるといった課題もある。

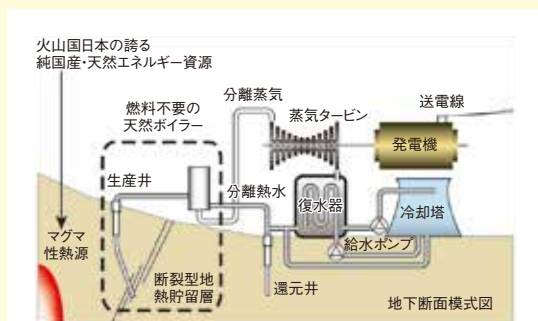
日本は世界第3位の地熱資源大国

日本には、どれほどの地熱資源が存在するのだろうか。

世界有数の火山国である日本では、火山付近で高温の温泉が湧出し、豊富な熱水系資源を生み出している(図2)。

産業技術総合研究所は2008年に、世界各国の地熱資源量(150℃以上)を調査し、米国、インドネシア、日本が三大地熱資源大国であり、日本の地熱資源量2,347万kWは

*ベースロード電源：発電コストが低く、かつ昼夜などの時間帯を問わず、継続的に安定して稼働する電源。



資料提供：弘前大学 村岡洋文特別顧問

図1 地熱発電のしくみ

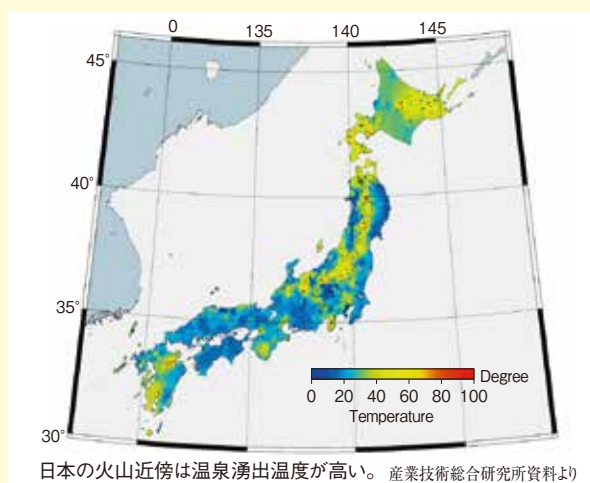


図2 日本の温泉湧出温度分布

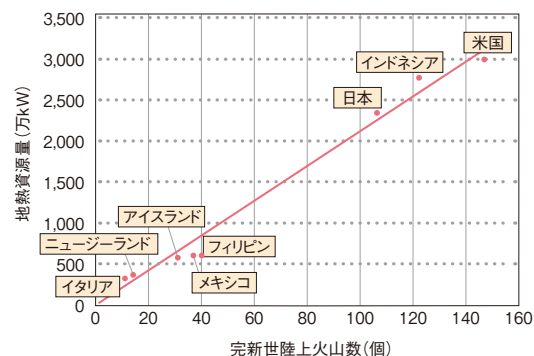


図3 世界各国の地熱資源量と火山の相関図

世界第3位であると推定した。これらの地熱資源量は、約1万年前以降に噴火した完新世*陸上火山の数と相関している(図3)。世界の活火山はアメリカ西部からアリューシャン列島、日本、インドネシアに続く地帯に多く分布しており、日本の面積は世界の陸域の0.25%に過ぎないが、完新世陸上火山の割合は世界の8.6%に及ぶ。国内にある7203個の温泉を対象にした調査では、温泉の湧出温度は火山近傍で高く、火山が日本の豊富な高温熱水系資源を生み出すことも明らかになっている。

また、世界の地熱蒸気タービンの7割を日本メーカーが供

*完新世：地質時代区分のうちで最も新しい時代であり、最終氷期が終わる約1万年前から現在までを指す。

給し、各国の地熱発電を支えている。このように地熱発電に不可欠な技術を保有している点からも、日本は地熱発電の導入に適した条件を備えているといえる。

しかし、日本は地熱開発の条件に恵まれていたものの、これまでの経緯は必ずしも順調ではなかった(図4)。

日本の地熱発電の歴史は、1919年に大分県別府市で、地熱貯留層から熱水や蒸気を自噴させる生産井の掘削に成功したことから始まる。その後1925年にタービンによる日本最初の地熱発電が行われたが、第二次世界大戦が終わるまで大きな発展はなかった。

日本で最初の本格的な地熱発電所は、1966年に操業開始した岩手県の松川地熱発電所である。翌年には大分県

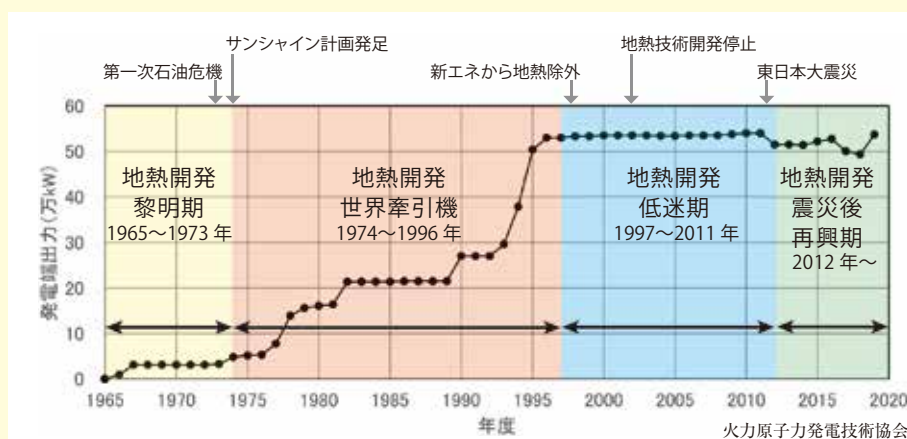


図4 日本の地熱開発の経緯

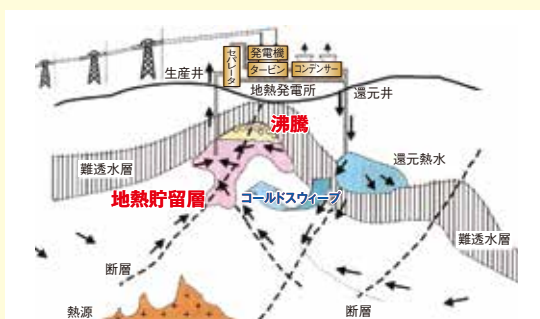
大岳発電所が操業を開始し、この2つの発電所の成功によって日本の地熱発電の開発は進展した。第一次石油危機直後の1974年には、サンシャイン計画(再生可能エネルギー技術開発計画)がスタートし、1996年頃までは日本が世界の地熱技術開発を牽引していた。

ところが、1997年に発令された「新エネルギー利用等の促進に関する特別措置法」で、日本では地熱が新エネルギーから除外されたことから、地熱発電開発は約15年間の低迷期に突入した。その後しばらく横ばい状態が続いたが、2011年の東日本大震災以降は電源構成の見直しや地球温暖化防止の観点から再び再生可能エネルギーの機運が高まった。2019年には、岩手県松尾八幡平地熱発電所と秋田県山葵沢地熱発電所が本格稼働した。

発電量増大のカギを握る酸性熱水利用

日本政府は2020年に「2050年にカーボンニュートラルを目指す」と宣言したが、これが地熱発電開発を推進する大きな追い風となっている。2021年10月に発表された第6次エネルギー基本計画では、日本の電源構成のうち地熱発電の比率を、2019年度の0.3%から2030年度には1%まで高めるとの意欲的な目標が掲げられた。

発電量向上を大幅に実現するための効果的な対策は、酸性熱水の利用拡大と考えられている。従来の地熱発電は、火山地域の地下3km程度までに存在する200~350℃の地熱流体を利用している。地熱貯留層の熱水は、pHが7前後の中性の場合と、pHが3程度の酸性の場合がある。このうち酸性の場合は、地下からの熱水に硫化水素などが混



地下の地熱貯留層に天水や海水が連続的に供給されないと、地熱貯留層の圧力低下や流体の供給不足などが起こり、地熱発電の出力が低下する。

「貯留層変動調査法開発」・「高温岩体発電システムの技術開発(要素技術の開発)」(事後評価)2件合同分科会資料5-1-2(NEDO, 2003)を元に作図

図6 発電量減衰の原因(概念図)



地熱発電プラントのパイプに付着したスケールの例。配管が閉塞し、安定運転が困難な状態である。

資料提供:東京海洋大学学術研究院 盛田元彰准教授

図5 配管内に付着したスケール

じり危険であるため、これまで利用されてこなかった。

酸性熱水は、国内に存在する地熱資源量の最大30%程度を占めるといわれている。この未利用資源の活用で、地熱発電の発電量を大きく増やせる可能性が高い。

耐食性材料やスケール対策の研究

酸性熱水を利用する場合、地熱発電所で使用される材料は、高温、高圧の腐食性流体にさらされるため、十分な耐食性が要求される。

地熱流体に含まれる腐食性物質は生産地によって様々だが、主にCl⁻、CO₂、H₂Sなどがある。これらの成分によって、配管などには腐食、SCC・SSC^{*1}、エロージョン・コロージョン^{*2}などが起こる。

とくに、地下の熱水・蒸気を導くケーシングパイプと発電タービンでは、材料の耐食性が重要となる。現在、掘削した坑井を保護するケーシングパイプには、石油や天然ガスの生産に用いられる低合金鋼(J55、L80)が主に使用されている。また、タービンでも鋼材が多く使用されており、ロータ部ではCr-Mo鋼、Cr-Mo-V鋼、Ni-Cr-Mo-V鋼などの低合金鋼が使用され、タービン部では12Cr鋼、13Cr鋼や16Cr-4Ni鋼などの高合金鋼が使用されている。しかし、SCC・SSC、腐食疲労、エロージョンが生じることがあるため、タンゲステンカーバイドやCo合金などのコーティングが施されることも多い。

酸性熱水の場合は、中性の熱水よりもさらに腐食の進行が早い。そのため、耐食性に優れた高合金鋼やチタン合金の検討が行われている。また海外では、中性域の高濃度の塩分を含む熱水に対応してチタン合金が実際に適用されている。

腐食とともに問題となるのは、スケールである(鉄鋼材料表面に生じる酸化皮膜のスケールとは別)。地熱流体では、高温高

*1 SCC・SSC:応力腐食割れ・硫化物応力腐食割れ

*2 エロージョン・コロージョン:摩耗的腐食

圧の熱水の中に、周囲にある岩石成分やガスなどが含まれている。地熱流体が地上に送られると、圧力が低下して、それまで溶解していた成分（炭酸カルシウムや硫酸カルシウムなど）が配管の内側に塊となって堆積する。これがスケールである（図5）。

地熱発電は、適切な維持管理を行えば80～90%の高い設備利用率の維持が可能と考えられている。設備の維持管理のために、堆積したスケールをドリルなどで機械的に除去したり、配管そのものを取り換えたり、新たに井戸を掘ったりする方法があるが、かなりの費用や労力が必要である。

地熱発電では、地熱貯留層に天水や海水が供給されるがそのみでは十分ではなく、取り出した地熱水を還元井を通して地下に戻している。これにより連続的に地下より熱水の採取が可能であり、それがベースロード電源と言われるゆえんとなっている。ところが熱水の採取量が次第に減少し、発電量が減衰してしまうことがある。これは地熱貯留層へ供給される水の量が適正でないことや、スケールの堆積により地熱水を還元井から十分に供給できないことが要因である。日本では1980年代から1990年代にかけて、大規模地熱発電所の建設が進んだ一方で、発電量の減衰問題が深刻化した（図6）。

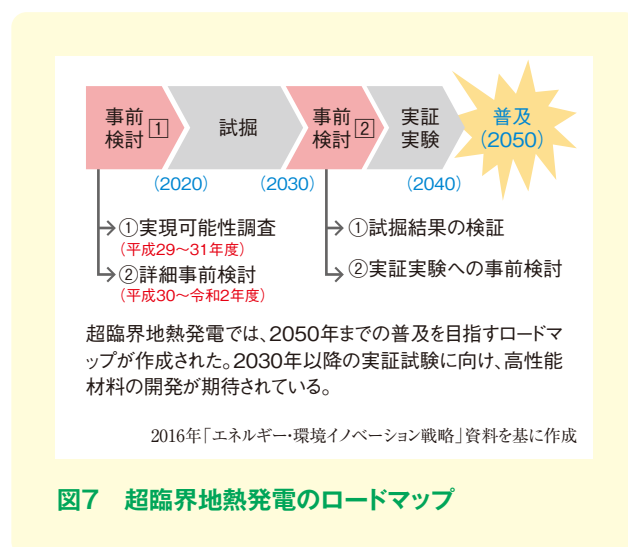
また酸性熱水を安全に利用するために、坑井内に薬剤を注入してpHをアルカリ性に調整する方法があるが、酸性熱水には周囲の様々な岩石成分が溶け込んでいるため、スケール量が増える要因となることが多い。

配管内表面でのスケール形成機構については、環境や成分がそれぞれ異なり、まだ明らかになっていない。スケール生成のメカニズムを解明するため、現地で採取されるスケールを再現した模擬スケールを利用し、配管内の詰まりを評価する研究も行われている。このような取り組みから、スケール低減効果のある材料開発の加速が期待される（連携記事参照）。

大きなエネルギーを秘めた超臨界地熱発電

今後さらに地熱発電の発電量を増やすためには、より高温の地熱エネルギーの獲得を目指す必要がある。次世代の地熱発電技術として期待されるのが、超臨界地熱発電技術である。

水は、1 MPa（大気圧）で100℃に達すると気体になるが、圧力が上がると沸点は上昇する。圧力が22.1 MPaの時沸点は374℃となり、それ以上になると液体と気体の区別がなくなる。温度374℃、圧力22.1 MPaは臨界点と呼ばれ、それ以上になった水が「超臨界水」と呼ばれる。火山地帯の地下約5 kmには温度500℃程度の超臨界水が存在すると推定されている。従来型地熱発電で利用していた熱水の温度200℃程度に比べると、きわめて大きなエネルギーを持っている。



2021年6月に策定されたグリーン成長戦略では、洋上風力発電、太陽光発電とともに地熱発電を重要分野と位置づけている。その中では、次世代型地熱発電技術の開発として、「超臨界地熱発電の実現に向けて、坑井やタービン等の地上設備の腐食対策等の要素技術開発等を推進」との取り組みが掲げられている。超臨界地熱発電の開発ロードマップでは、2050年の普及を目指すため、2030年をめぐりに試掘及び材料検討の開始を想定している。これに先立ち2020年代は、最適な材料の開発や検討が進められる段階ということになる（図7）。

超臨界地熱発電では、従来型の地熱発電を超える高耐食性材料が求められる。地下にある超臨界水は、地下深部でプレートが沈み込む場所の近傍で、プレートに浸透した海水が直接マグマに熱せられた海水由来の水である。そのためNaCl濃度は海水と同程度に高い。またマグマからは各種ガス（HCl、CO₂、H₂S等）が発生しており、そのような環境から超臨界水を取り出す必要がある。これまでの研究では、超臨界地熱発電のケーシングパイプでは、十分な耐食性や強度、塑性変形能が必要とされ、候補として17Cr鋼、ジルコニア被覆炭素鋼、alloy28などが評価されている。ただし、現在までに十分なデータが得られておらず、今後も最適な高耐食材料の開発が待たれる。

長い低迷期を経た日本の地熱発電だが、地熱資源の豊富さや高い技術力を生かすことにより、今後のエネルギー対策において大きな役割を果たすことも決して不可能ではない。また地方の地熱資源を利用することにより、国内で地方創生に活用することも期待できる。豊富な地熱資源を持つ日本がカーボンニュートラル実現を目指すために、材料開発への期待はますます高まっている。