

SRRREN

ipcc

気候変動に関する政府間パネル
第3作業部会 - 気候変動の緩和（策）

再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書
最終版

地熱エネルギー（仮訳）

地熱エネルギー（仮訳）

統括執筆責任者:

Barry Goldstein (Australia) and Gerardo Hiriart (Mexico)

執筆責任者:

Ruggero Bertani (Italy), Christopher Bromley (New Zealand), Luis Gutiérrez - Negrín (Mexico), Ernst Huenges (Germany), Hirofumi Muraoka (Japan), Arni Ragnarsson (Iceland), Jefferson Tester (USA), Vladimir Zui (Republic of Belarus)

執筆協力者:

David Blackwell (USA), Trevor Demayo (USA/Canada), Garvin Heath (USA), Arthur Lee (USA), John W. Lund (USA), Mike Mongillo (New Zealand), David Newell (Indonesia/USA), Subir Sanyal (USA), Kenneth H. Williamson (USA), Doone Wyborne (Australia)

査読編集者:

Meseret Teklemariam Zemedkun (Ethiopia) and David Wratt (New Zealand)

本章の引用時の表記方法:

Goldstein, B., G. Hiriart, R. Bertani, C. Bromley, L. Gutiérrez - Negrín, E. Huenges, H. Muraoka, A. Ragnarsson, J. Tester, V. Zui, 2011: Geothermal Energy. In IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation [O. Edenhofer, R. Pichs - Madruga, Y. Sokona, K. Seyboth, P. Matschoss, S. Kadner, T. Zwickel, P. Eickemeier, G. Hansen, S. Schlömer, C. von Stechow (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

注意

本報告書は、IPCC「Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation」Final Releaseを翻訳したものです。この翻訳は、IPCC ホームページに掲載されている報告書

<http://srren.ipcc-wg3.de/>

を元に行っています。また、翻訳は2011年5月9日リリースの初版に基づいて行っており、その後IPCCによって行われた修正、追加、削除等の変更には対応しておりませんので、ご注意ください。

本報告書「再生可能エネルギー源と気候変動緩和に関する特別報告書」は上記報告書の仮訳であり、IPCCの公式訳ではありません。正本は英文のみで提供されており、本日本語仮訳を引用して問題が生じても責任を負いかねますのでご了承ください。

第4章：地熱エネルギー

目次

目次	2
要約	3
4.1 序論	5
4.2 資源ポテンシャル	7
4.2.1 世界的技術的ポテンシャル	7
4.2.2 地域的な技術的ポテンシャル	9
4.2.3 気候変動が資源ポテンシャルへの気候変動の影響の可能性	9
4.3 技術及び用途	10
4.3.1 探査と掘削	10
4.3.2 貯留層工学	10
4.3.3 発電プラント	11
4.3.4 涵養地熱システム (EGS)	12
4.3.5 直接利用	13
4.4 市場及び産業の発達の世界的・地域的状況	14
4.4.1 従来の地熱資源からの地熱電力の状況	14
4.4.2 涵養地熱システムの状況	16
4.4.3 地熱資源の直接利用の状況	16
4.4.4 政策の影響	17
4.5 環境及び社会的影響	18
4.5.1 温室効果ガス直接排出量	18
4.5.2 ライフサイクル評価	18
4.5.3 地域的な環境的影響	19
4.5.3.1 運転時のその他の気体及び液体の排出	20
4.5.3.2 地震活動及びその他の現象の潜在的危険性	20
4.5.3.3 土地利用	21
4.5.4 地域の社会的影響	21
4.6 技術の改善、イノベーション及び統合の展望	21
4.6.1 探査、掘削、評価技術における改善	22
4.6.2 地熱電力、暖房及び冷房の効率的生産	22
4.6.3 涵養地熱システムにおける技術的及びプロセスの課題	23
4.6.4 海底地熱発電の技術	24
4.7 コストの傾向	24
4.7.1 地熱電力プロジェクトの投資コスト及びそれらに影響を与える要因	24
4.7.2 地熱電力の運転保守コスト	26
4.7.3 地熱電力パフォーマンスのパラメータ	26
4.7.4 地熱電力の均等化原価	27
4.7.5 将来におけるコストの傾向の見通し	28
4.7.6 直接利用と地熱ヒートポンプのコスト	29
4.8 普及の可能性	30
4.8.1 短期的予測	30
4.8.2 二酸化炭素排出抑制からみた長期的普及	31
4.8.3 普及に関する結論	34
REFERENCES	35

要約

地熱エネルギーは、長期間にわたる安全なベースロードエネルギーを提供し、温室効果ガスを削減する能力をもつ可能性がある。地球内部からの利用可能な地熱エネルギーは、直接利用や発電のための熱を供給する。気候変動は、地熱エネルギー利用の効果に大きな影響を与えないと推測されるが、逆に地熱エネルギーが広く普及することは、気候変動緩和に重要な役割を果たすであろう。電力用途において、造成（または涵養）地熱システム（EGS）の商業化及び使用は、長期にわたる温室効果ガス排出量削減に対する地熱エネルギーの貢献規模を確立する際に、中心的な役割を果たすかもしれない。

地球のプロセスからの熱の自然補給、及び近代的貯留層管理技術により、低排出の再生可能資源としての地熱エネルギーの持続可能な利用が可能になる。適切な資源管理をすれば、活動中の貯留層からの採取された熱は、周囲の高温領域からの自然の熱生産・伝導・対流によって継続的に回復し、抽出された地熱流体は、自然の還元や使い終えた（冷却された）液体の注入によって再補給される。

地球規模の地熱の技術的ポテンシャルは、2008年における地球規模の一次エネルギー供給量に相当する。発電に関して、地熱エネルギーの技術的ポテンシャルは、118EJ/年（3kmの深度）及び1,109EJ/年（10kmの深度）の間であると推定される。直接的な熱利用に関しては、技術的ポテンシャルは、10～312EJ/年の範囲であると推定される。これらの技術的ポテンシャルを達成するために抽出された熱は、長期にわたって完全にまたは部分的に平均流速 65mW/m^2 の 315EJ/年の大陸地殻熱流量によって補充される可能性がある。よって、技術的ポテンシャルが、地球規模での地熱普及（電気及び直接利用）のハードルになる可能性は低い。地熱の技術的ポテンシャルが、地域ベースでの制約要因となるかどうかは、涵養地熱システム技術の利用可能性に依存している。

成熟度の異なる様々な地熱技術が存在する。現在、地熱エネルギーは（a）自然に高い浸透率を持つ熱水貯留層、及び（b）人工流体経路をもつ涵養地熱システム貯留層から高温流体を生産する井戸、またはその他の手段を使用して抽出されている。熱水貯留層からの発電の技術は成熟度及び信頼性が高く、100年以上稼働している。地域暖房やその他の用途向けの地中熱利用ヒートポンプシステム（GHP）を用いた直接暖房の技術も成熟度が高い。涵養地熱システムの技術は、実証段階にある。直接利用によって、地域暖房、養魚池、温室、入浴、健康・水泳プール、浄水・脱塩、及び農産物・鉱物乾燥用の産業用・プロセス熱を含む建築物向けの冷暖房が提供される。

地熱資源は100年以上商業的に利用されてきた。現在、地熱エネルギーは、24か国でベースロード発電のために利用されており、地球規模の平均設備利用率は74.5%で2008年に提供された推定供給量は67.2TWh/年（0.24EJ/年）であった。新型の地熱設備は、ほとんどの場合、90%を超える設備利用率を達成している。6か国では、地熱エネルギーが電力需要の10%超を提供しており、78か国においては、直接冷暖房に利用され、2008年においては121.7TWh/年（0.44EJ/年）の熱エネルギーを生産し、地中熱利用ヒートポンプシステム用途は、最も広範囲に市場に浸透した。別の情報源では、2008年の地球規模の地熱エネルギー供給量を0.41EJ/年と推定している。

地熱利用による環境的及び社会的影響は、場所及び技術ごとに特有のものであり、大部分は管理可能である。概して、地熱技術は、貯留層の地下流体からの直接的な排出のみで、二酸化炭素（CO₂）を排出する燃焼プロセスが存在しないため、環境的には特別な技術である。歴史的に見て、直接的な二酸化炭素排出は、技術設計及び地下の貯留層における地熱流体の組成によって、ほぼ0から740g CO₂/kWh_eまでの全範囲のうち一部の例では高い数値を示した。直接利用用途における直接的な二酸化炭素排出量はわずかであるが、涵養地熱システム発電所は、ほとんどの場合、直接排出量ゼロを想定して設計されている。ライフサイクル評価（LCA）研究では、地熱エネルギー技術の全ライフサイクル二酸化炭素換算排出量は、フラッシュ蒸気地熱発電所の場合は50g CO₂eq/kWh_e未満、予測された涵養地熱システム発電所の場合は80gCO₂eq/kWh_e未満、地域暖房システム及び地中熱利用ヒートポンプシステムの場合は14～202g CO₂eq/kWh_{th}であると推定されている。微小地震などの自然現象からの地域的な災害は、地熱地帯における操業運転に影響される可能性がある。誘発地震の発生が人間の負傷または重大な物的損害につながるほど大規模であったことはないが、この問題の適切な管理は、将来の涵養地熱システムプロジェクトの大幅な拡大を推進する重要なステップである。

地熱システムにおける技術の改善及びイノベーションに向け、いくつかの展望が存在する。技術的進歩は、地熱エネルギー生産のコストを削減し、エネルギー回復の向上、フィールド・発電所寿命の延長、及び信頼性の向上を実現する。探査においては、潜在的な地熱システム（温泉や噴気孔などの表面に現れていないものなど）や涵養地熱システム調査のための研究開発（R&D）が必要である。コスト削減及び地熱生産設備の耐用年数の増加のために、掘削及び井戸構築技術に関する特殊な研究が必要となる。涵養地熱システムには、地震災害のリスクを減少させながら、持続的な商業生産率を達成するための革新的な手法が必要である。既存の電力システムへの新しい発電所の統合はそれほど難しくはないが、送電ネットワークの拡張が必要となる場合もある。

地熱・電力プロジェクトは、比較的高額の先行投資費用が必要であるが、多くの場合、均等化発電原価（LCOE）が比較的低くなる。一般的に、投資費用は、kW当たり1,800～5,200USドル（2005年）

とばらつきがあるが、地熱発電所は循環的な「燃料コスト」が少ない。熱水資源を利用する発電所の均等化発電原価は、今日の電力市場ではほとんどの場合競争力を持つ。通常の範囲は、その他の入力パラメータに対して上位値及び中央値を提供された投資コストの範囲のみを考慮して、kWh 当たり 4.9~9.2US セント (2005 年) となる。さらに広範囲にわたる入力パラメータにおける均等化発電原価の範囲は、kWh 当たり 3.1~17US セント (2005 年) である。これらのコストは、2020 年までには約 7%減少すると推測される。涵養地熱システム発電所は依然として実証段階であるため、涵養地熱システム発電所の実際の均等化発電原価データは存在しないが、涵養地熱システムのコスト推定額は、熱水貯留層のコストを上回る。涵養地熱システム発電所からの地熱エネルギーコストも、掘削技術が改善され、開発中の坑井刺激技術が成功することを想定すれば、2020 年までに、さらにはそれ以降で低下すると推定される。

一般的に、地熱の直接利用による現在の熱の均等化原価は、市場エネルギー価格に対して競争力がある。投資コストの範囲は、kWh 当たり 50US ドル (2005 年) (覆いのない池暖房の場合) から kWh 当たり 3,940US ドル (2005 年) (建築物暖房の場合) までに及ぶ。地熱エネルギーが熱用途に用いられる場合、熱電変換に不可避の損失を避けられるため、これらの技術に対する低価格の熱の均等化原価が可能となっている。

将来の地熱普及は、2050 年までに、世界の電力需要の 3%超、及び世界の熱需要の約 5%を満たすだろう。地熱供給によって、第 10 章で要約された約 120 のエネルギー及び温室効果ガス削減シナリオのレビューから得られた、より高い方の予測が実現されることが証明されている。自然の蓄熱能力のおかげで、地熱エネルギーは、ベースロード電力を供給するのに特に適しており、2015 年までに、地熱の普及により、おおよそ電力では 122TWh_e/年 (0.44EJ/年)、熱用途では 224TWh_t/年 (0.8EJ/年) のエネルギーを生産すると推定される。長期的に見て (2050 年までには)、歴史的成長傾向の外挿に基づく普及予測により、地熱が、電力では 1,180TWh_e/年 (~4.3EJ/年)、熱では 2,100TWh_t/年 (7.6EJ/年) のエネルギーを生産し、数か国が地熱エネルギーから一次エネルギーニーズ (加熱、冷却、電力) のほとんどを取得し得ることが示された。シナリオ分析は、炭素政策が、将来の地熱開発の主な推進要素の 1 つとなる可能性が高く、本報告書のために再検討されたエネルギー及び温室効果ガスシナリオにおいて最も有利な気候政策シナリオ (2100 年における 440ppm 未満の大気中の二酸化炭素濃度レベル) の下で、地熱の普及は短期的及び長期的にさらに拡大することが示されている。

高品位の地熱資源には、地理的分布上の制約があり、低品位の地熱資源や涵養地熱システムを利用する場合は、コストと技術の両方の障壁が存在する。高品位の地熱資源は、多くの場所において、市場エネルギー価格に対して経済的にすでに競争力を持っている。しかしながら、低品位の熱水資源の開発及び涵養地熱システムやその他の地熱資源の実証及びさらなる商業化を支援するためには、有益な普及政策 (掘削補助金、探査リスクと涵養地熱システムの普及コストを低減するための競争以前の研究及び実証のための重点課題助成金) に加えて、研究に対する公的及び民間支援が必要とされるだろう。これらの取り組みの効果が、長期的な温室効果ガスの排出量削減に対する地熱エネルギーの貢献度を実現する上で中心的な役割を果たすだろう。

4.1 序論

地熱資源は、岩石と閉じ込められている蒸気、や液体の水に貯蔵されている地球内部からの熱エネルギーからなる。本章で説明されているとおり、気候変動は地熱エネルギー利用の効果に重大な影響を与えることはないが、地熱エネルギーの広範な普及は、その温室効果ガス (GHG) 排出削減により、容量を追加するための代替手段や既存のベースロード化石燃料を原料とする電力及び暖房プラントに取って代わるものとして気候変動緩和において重要な役割を担うことが可能である。

現在開発が進んでいる地熱システムは、温度及び貯留層の深さが異なる様々の地質学的環境で発生している。多くの高温 (180°C 超) 熱水系は最近の火山活動と関連しており、プレート造構運動の境界 (沈み込み帯、地溝帯、拡大軸、トランスフォーム断層) 近辺、または地殻及びマントルのホットスポット異常部で発見されている。中温 (100~180°C) 及び低温 (100°C 未満) 系も放射性元素の崩壊により通常以上の熱生成が地殻熱流量を増加させている場所、または地中を深く貫く断層ゾーンに沿って循環することにより熱せられた水が帯水層を満たす場所などの陸域で見られる。適切な条件下では、高温、中温、低温地熱地帯は発電と地熱の直接利用の両方に利用することが出来る (Tester et al., 2005)。

地熱資源は対流 (熱水) 系、伝導系、及び深部帯水層に分類出来る。熱水系には熱水卓越型と蒸気卓越型がある。伝導系には幅広い温度にわたる高温の岩体とマグマが含まれる (Mock et al., 1997) (図 1)。深部帯水層は一般的に 3km より深い多孔質媒体または破砕帯中の循環流体を含むが、局地的なマグマ性の熱源を持たない。深部帯水層はさらに静水圧システムと静水圧より高圧なシステム (地層圧) に細分される。涵養地熱システム (EGS) 技術により、水圧刺激と高度な坑井配置によって流体通路系が造成され、低浸透率及び低空隙率の伝導 (高温岩体) 系、低生産性の対流系、そして帯水層系の利用が可能となる。一般的に地熱システムの主流は熱水と涵養地熱システムである。

地熱エネルギーの資源利用技術は発電、地熱の直接利用、またはコジェネレーション用途での熱と電力の併用にグループ化出来る。地中熱利用ヒートポンプシステム (GHP) 技術は直接利用の一部である。現在、発電と直接利用で唯一商業的に活用されている地熱システムは (大陸サブタイプの) 熱水系である。表 4.1 は資源とその利用技術をまとめたものである。

表 4.1: 地熱資源のタイプ、温度及び用途

タイプ	In - situ 流体	サブタイプ	温度範囲	利用	
				現在	将来
対流系 (熱水)	あり	大陸	高、中、低	発電、直接利用	
		海底	高	なし	電力
伝導系	なし	浅い (400m 未満)	低	直接利用 (GHP)	
		高温岩体 (EGS)	高、中	試作、初期モデル	発電、直接利用
		マグマ溜り	高	なし	発電、直接利用
深部帯水層系	あり	静水圧帯水層	高、中、低	直接利用	発電、直接利用
		地層圧		直接利用	発電、直接利用

注: 温度範囲: 高: 高温 (180°C 超)、中: 中温 (100~180°C)、低: 低温 (気温~100°C)。EGS: 涵養地熱システム。GHP: 地中熱利用ヒートポンプシステム。

熱水対流系は通常マグマが貫入する地域で見られ、深さ 10km 未満で温度が 1,000 を超える。マグマは通常高濃度溶解成分の液体と気体を排出すると、地中深く循環する地下水と混ざり合う。このようなシステムは数十万年にも渡って続き、マグマ性熱源の温度は徐々に下がるが、より地中深くのマグマ溜りから新たなマグマの貫入が起こることにより、定期的に補充される。熱エネルギーは伝導によっても移動するが、マグマのシステムにおいて最も重要な過程は対流である。

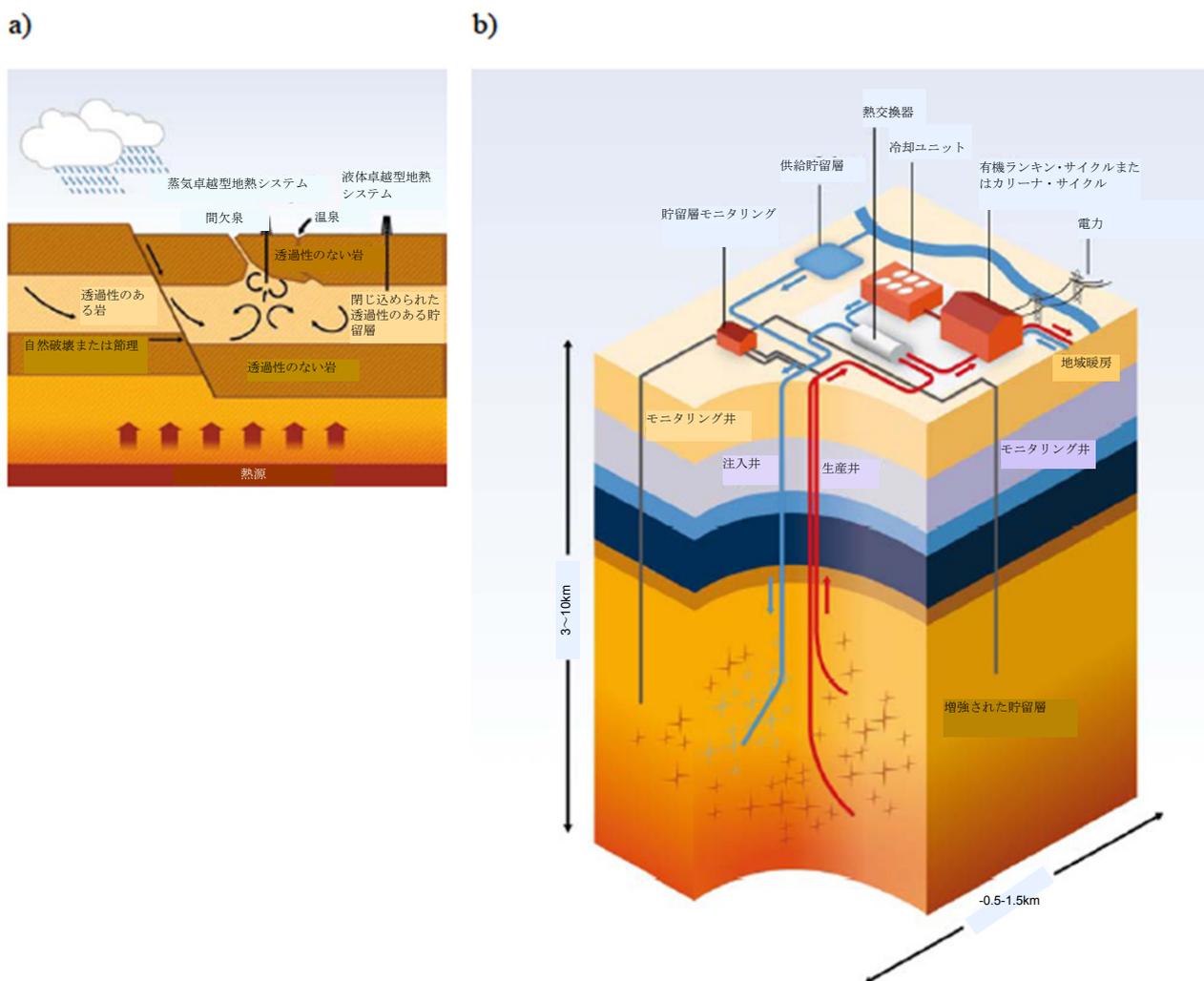


図 4.1: a) 対流（熱水）資源及び b) 伝導（涵養地熱システム）資源（右）を示すスキーム。出典: Mock et al. (1997) 及びアメリカエネルギー省出版物

地下の温度は深くなるにつれ高くなり、掘削出来る深度の範囲内の高温岩体の浸透率が水圧破碎や薬品または熱刺激といった方法で改善されるならば、それらは発電や直接的な熱用途に使用出来る涵養地熱システムの潜在的な資源となりうる。涵養地熱システムの資源にはその用語の中に、高温岩体（HDR）、高温亀裂岩体（HFR）、高温湿潤岩体（HWR）を含む。それらはあらゆる地熱環境において発生するが、5km 未満の深さでの開発が可能ほど温度勾配が十分高い地質学的環境において最も経済的である可能性が高い。平均的地温勾配を 25~30°C/km と仮定すると、将来的には相対的に高温（180°C 超）の涵養地熱システム資源の開発は、深度が 7km 程度と浅い、広い地域において可能となり、その深度であれば既存の掘削技術（10km まで）で十分に到達出来る。地表の位置は同じでも深度が異なれば異なるタイプの地熱資源が発生しうる。例えば、オーストラリアのクーパー盆地（Cooper Basin）には、亀裂を伴い、水が飽和した高温岩体涵養地熱システム資源が深部帯水層の下に存在している（Goldstein et al., 2009）。

地熱エネルギーの直接利用は、少なくとも温泉が儀式、または日常的な入浴に利用されていた中期旧石器時代から行われており（Cataldi, 1999）、産業的な利用はイタリアのラルデレロ（Larderello）で地熱ゾーンからホウ酸が開発されたことにより始まった。そこでは 1904 年に最初の地熱電気エネルギーが作られ、1913 年には最初の 250-kW の商用地熱発電所が設置された（Burgassi, 1999）。ラルデレロは現在も稼働している。

活動中の貯留層から取り出された熱が、周囲の温度が高い部分からの自然の熱生産・伝導・対流によって継続的に回復し、抽出された地熱流体は自然の再充填及び熱を消耗した（冷却された）流体の再注入によって補充されるため、地熱エネルギーは再生可能な資源（第 1 章参照）に分類される。地熱地帯は、通常局地的な貯留層内の圧力や温度の低下が設置された設備の経済的な寿命を超える生産率で操業される。これらの温度と圧力の低下したゾーンでは抽出が止まれば、その後周囲の地域から補充される。

経済的な理由による熱水貯留層からの高い抽出率が再補充率を超える局地的な流体の枯渇を招く例が多く見られるが、詳細なモデル研究 (Pritchett, 1998; Mégel and Rybach, 2000; O'Sullivan and Mannington, 2005) により、実際的な状況では経済的に採算性のある資源開発は可能であり、非生産的な回復期を考慮した場合、100年またはそれ以下の範囲の時間スケールにおいて、なお再生可能であることが示されている。地熱生産サイクルの寿命として同じ範囲の時間スケールで熱水システムに補充が起こることがモデルでは示されており、ここでは20年から30年にわたって持続可能な抽出率が設計されている (Axelsson et al., 2005, 2010)。

本章では、温室効果ガス排出削減に貢献するための地熱エネルギー使用について、地熱資源の理論的ポテンシャル、世界及び地域の技術的ポテンシャル、及び資源に与える可能性のある気候変動の影響 (4.2 節)、現在の技術と用途 (4.3 節) 及び期待される技術開発 (4.6 節)、現在の市場状況 (4.4 節) とその有望な将来の発展 (4.8 節)、環境的及び社会的影響 (4.5 節) とコストの傾向 (4.7 節) に関して簡単に検討する。

4.2 資源ポテンシャル

地球に含まれる熱エネルギー総量は 12.6×10^{12} EJ の水準で、地殻に含まれる全熱エネルギーは 50km までの深度で 5.4×10^9 EJ の水準である (Dickson and Fanelli, 2003)。この主なエネルギー源は地球の核とマントルからの熱流量と地殻自体の中で放射性元素が継続的に崩壊することにより生成される熱流量である。熱はそのほとんどが伝導によって大陸上で平均 65 mW/m^2 、海底を通して平均 101 mW/m^2 で地球内部から地表に向かって運ばれる。その結果世界的な地殻熱流量は約 $1,400 \text{ EJ/年}$ となる。大陸は地球表面の 30% を占め、その地殻熱流量は 315 EJ/年 と推定されている (Stefansson, 2005)。

大陸の深度 3km までに貯蔵された熱エネルギーは電力研究所 (EPRI) (1978) によると 42.67×10^6 EJ と推定されており、高温岩体 (または涵養地熱システム資源) からの 34.14×10^6 EJ (80%) と、熱水資源からの 8.53×10^6 EJ (20%) から構成されている。10km までの深度では Rowley (1982) の推定では大陸に貯蔵された熱は高温岩体と熱水資源の区別をせず 403×10^6 EJ であり、Tester et al. (2005) は高温岩体から 110.4×10^6 EJ、熱水資源からは 0.14×10^6 EJ に過ぎないと推定している。電力研究所 (1978) の推定による 3km までの値と、Rowley (1982) の値を線形補間した結果は、5km までの深度で 139.5×10^6 EJ、一方電力研究所 (1978) の値と Tester et al. (2005) の涵養地熱システム資源のみの値の線形補間では、5km までの深度で 55.9×10^6 EJ となる (表 4.2 の 2 列目を参照)。これらの推定値に基づく、理論的ポテンシャルは明らかに世界的な地熱展開の制限要因ではない。

実際には、掘削技術と岩石の浸透率に限度があるため、地熱プラントが利用可能なのは貯留された熱エネルギーの一部にすぎない。これまでの商用利用は、深度 4km までの掘削により $180 \sim 350^\circ\text{C}$ を超える流体へのアクセスが可能な、地質条件によりできた対流性の熱水貯留層に集中していた。

4.2.1 世界的技術的ポテンシャル

地熱の技術的ポテンシャル¹については、世界の従来型の熱水資源について Stefansson (2005) が 1 つの新しい総合的な推定値を提示している。発電について彼は、確認されている熱水資源による世界的な地熱の技術的ポテンシャルを、下限値 50 GW_e (1.4 EJ/年) とし、 200 GW_e と計算した (設備利用率² (CF) 90% で 5.7 EJ/年 に相当)。未確認の隠れた資源は確認されているものに比べて 5 倍から 10 倍も豊富であると仮定して、世界の地熱技術ポテンシャルの上限値を $1,000$ から $2,000 \text{ GW}_e$ の間 (設備利用率 90% で $28.4 \sim 56.8 \text{ EJ/年}$ の間)、その平均値は $1,500 \text{ GW}_e$ (42.6 EJ/年 まで) と推定した。主にこれらの数値に基づき Krewitt et al. (2009) は 2050 年の地熱の技術的ポテンシャルを、ほぼ熱水資源のみを考慮して 45 EJ/年 と推定した。

伝導 (涵養地熱システム) 地熱資源に関する世界の技術的ポテンシャルについては、電力研究所 (1978) の研究にはいくつかの推定値が含まれ、他 (Armstead and Tester, 1987) も同様であるが、熱水資源のように最近の計算数値について発表されたものはない。涵養地熱システムの技術的ポテンシャルの推定は、これまでの商用経験がないため複雑である。涵養地熱システムを現場で実証するには、シミュレーション手法の実行可能性と技術の拡張性の両方を証明するために、貯留層の十分な生産性と寿命を達成しなければならない。いったんこれらの機能が複数の地点で実証されれば、技術的ポテンシャルについてより優れた評価を行うことは可能であり、幅広い利用可能性を持ち、熱水システムに比べて探査リスクが低い、涵養地熱システムが発電と直接的利用において世界的に主要な地熱の選択肢となることが可能である。

ごく最近では、Tester et al. (2006; 表 1.1 を参照) がアメリカ (アラスカ、ハワイ及びイエローストーン国立公園を除く) におけるアクセス可能な伝導資源を推定し、(伝導が主流の涵養地熱システムの結晶質基盤と堆積岩層における) 深度 10km 未満での貯留熱は 13.4×10^6 EJ であると計算した。熱の 2% が回収可能であること、平均温度が探

¹ 技術的ポテンシャルの定義は用語集 (Annex I) に記載

² 設備利用率 (CF) の定義は用語集 (Annex I) に記載

査期間中に初期状態より 10°C 低下すると仮定して、回収可能な熱の電力への変換時の全損失を 30 年の存続期間に渡り考慮すると、アメリカの涵養地熱システムからの発電能力は 1,249 GW_e と推定され、それは設備利用率 90% で 35.4EJ/年となる (Tester et al., 2006; 表 3.3 参照)。このアメリカの例で使用した仮定³と同じものに基づき、アクセス可能で回収可能な地球の地殻に貯留されている熱の推定値から、涵養地熱システムベースにおけるエネルギー供給の世界的技術的ポテンシャルの推定値を得ることが出来る。

表 4.2: 世界の大陸に貯留されている熱と涵養地熱システム技術の電力へのポテンシャル

深度範囲 (km)	技術的にアクセス可能な EGS からの貯留熱		EGS の技術的ポテンシャル (電力) の推定値 (EJ/年)
	(10 ⁶ EJ)	出典	
0-10	403	Rowley, 1982	1051.8
0-10	110.4	Tester et al., 2005	288.1
0-5	139.5	Rowley (1982) と EPRI (1978) の値の補間値	364.2
0-5	55.9	Tester et al. (2005) と EPRI (1978) の値の補間値	145.9
0-3	34.1	EPRI 1978	89.1

それゆえ発電のための地熱資源の世界的な技術的ポテンシャルは Stefansson が推定した熱水資源 (確認済みのものと隠されたもの) の上限値 (56.8EJ/年) と下限値 (28.4 EJ/年) に、表 4.2 (4 列目) の涵養地熱システムの技術的ポテンシャルを足したものとなり、低い方の数値 117.5EJ/年 (深度 3km まで) から深度 10km までの最大値 1,108.6EJ/年までが得られる (図 4.2)。これらの技術的ポテンシャルを達成するために抽出される熱は長期にわたり、完全にまたは部分的に平均流速 65mW/m² の 315EJ/年の大陸地殻熱流量 (Stefansson, 2005) によって補充される可能性があることに留意することは重要である。熱水資源は Tester et al. (2005) により提示された理論的ポテンシャル全体の中では取るに足りない小さな数値にすぎないが、理論的ポテンシャルデータから技術的ポテンシャルデータに換算して得られる数値に比べて、その技術的ポテンシャルへの寄与はかなり高い可能性がある。これが Rowley (1982) の推定値から涵養地熱システムの技術的ポテンシャルのみを考慮し、それに Stefansson (2005) による熱水の技術的ポテンシャルの推定値を足した論理的根拠である。

熱水の海底の噴出孔に対して 100GW_e 超の (2.8 EJ/年超) 洋上における技術的ポテンシャルが推定されている (Hiriart et al., 2010)。これは熱水噴出孔⁴があることが確認されている 3,900km の海嶺に基づき、発電用の開発が可能なのは、回収係数 4% を使用して 1% のみであるという仮定で計算されたものである。この仮定は掘削を一切行わず、流出する海底噴出孔からの熱の一部を捕捉することに基づいているが、洋上での掘削を考慮すれば、熱水の噴出孔からの技術的ポテンシャルは 1,000GW_e (28.4EJ/年) が可能であろう。しかしながら、これらの資源の技術的ポテンシャルはいまだに不確実性が高く、そのため図 4.2 には含まれていない。

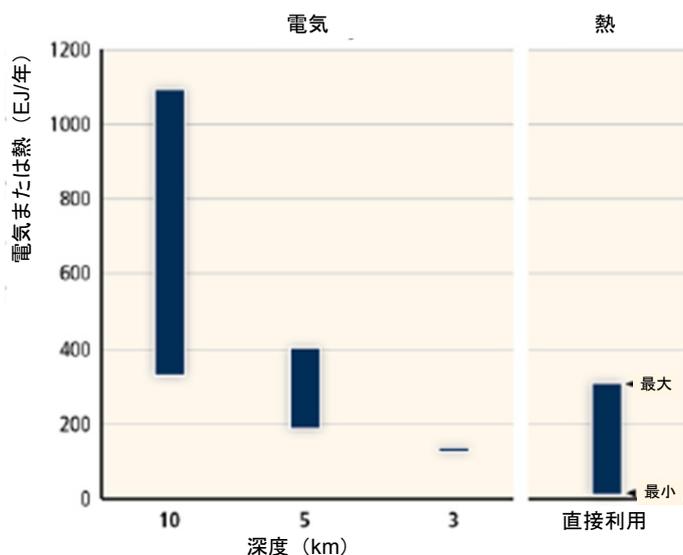


図 4.2: 発電及び直接利用 (熱) についての地熱の技術的ポテンシャル。直接利用の場合、一般的に深度約 3km 以上での開発は行わない (表 4.2 と 4.3 のデータから作成)。

³ 1×10^6 EJ の貯留熱は 30 年間の設備利用率を 90% とする 2.61EJ/年の技術的ポテンシャルにほぼ等しい。

⁴ 60MW_{th} (Lupton, 1995) までの排出熱エネルギーの一部、しかし 1~5GW_{th} の推定出力を持つ「レインボー (Rainbow)」として知られるものなど、その他の海底の噴出孔がある。

地熱の直接利用について Stefansson (2005) は世界の 130°C 未満の資源からの地熱の技術的ポテンシャルを 4,400GW_{th} と推定し、その最小値を 1,000GW_{th}、隠れた資源を考慮した最大値を 22,000~44,000GW_{th} と推定した。世界的な直接利用の平均的設備利用率の 30% を考えると、地熱の熱への技術的ポテンシャルは 41.6EJ/年であると推定でき、その下限は 9.5EJ/年であり、上限は 312.2 EJ/年 (設備容量 33,000GW_{th} と同等) (図 4.2) である。Krewitt et al. (2009) は GW_{th} については Stefansson (2005) の推定値と同じ値を使用した。EJ/年に換算する際には設備利用率 100% と仮定し、平均上限値 33,000GW_{th} または 1,040EJ/年を導いた。

それと比べて IPCC 第 4 次評価報告書 (AR4) では利用可能な地熱 (ポテンシャルな埋蔵資源を含めて) のエネルギー資源を 5,000 EJ/年と推定している (Sims et al., 2007; 表 4.2 を参照)。この量は技術的ポテンシャルとして適切であるとは考えられず、図 4.2 で提示されている地熱の技術的ポテンシャルと比べて過大評価のようである。しかしながら、技術が進歩し、理論上利用可能な資源にアクセスする技術的制約の一部を克服するにつれ、技術的ポテンシャルは増加する傾向があることに留意することが重要である。

4.2.2 地域的な技術的ポテンシャル

表 4.2 と図 4.2 に含まれる評価された地熱の技術的ポテンシャルを地域ベースで示したものが表 4.3 である。表 4.3 の地域別内訳は電力研究所 (1978) が各国の理論上の地熱ポテンシャルを推定するために使用している方法に基づいており、次に国々は IEA の地域に分類されている。そのため、世界の技術的ポテンシャルの現在の区分は、電力研究所 (1978) の推定通り、平均地温勾配の地域的変化及び噴気地熱異常、または火山活動やプレート境界に伴う高温領域の存在の原因となる要素に基づいている。これらの要素を表 4.2 の世界の技術的ポテンシャルに適用すると表 4.3 に示された数値となる。電気・熱 (直接利用) の技術的ポテンシャルへの分離はいくらか恣意的になっており、ほとんどの高温資源がコジェネレーション用途で、地域的な市場条件と地熱設備と大消費地の距離次第で、電気・熱のどちらか、または両方に使用出来る。直接利用の技術的ポテンシャルには確認されている熱水システムと Stefansson (2005) により推定された隠れた熱水システムのみを含み、深度とは関係なく示されているが、それは地熱エネルギーの直接利用では一般的に 3km を超える深度の開発は必要とされないからである。

表 4.3: IEA 地域区分ごとの大陸における地熱の技術的ポテンシャル (電力研究所 (1978) と 4.2.1 節の世界の技術的ポテンシャルのデータから作成)。

地域*	以下の深度における電力向けの技術的ポテンシャル (EJ/年)						直接利用向けの技術ポテンシャル (EJ/年)	
	3 km		5 km		10 km		上限	下限
	上限	下限	上限	下限	上限	下限		
OECD 北アメリカ	25.6	31.8	38.0	91.9	69.3	241.9	2.1	68.1
ラテンアメリカ	15.5	19.3	23.0	55.7	42.0	146.5	1.3	41.3
OECD ヨーロッパ	6.0	7.5	8.9	21.6	16.3	56.8	0.5	16.0
アフリカ	16.8	20.8	24.8	60.0	45.3	158.0	1.4	44.5
移行経済	19.5	24.3	29.0	70.0	52.8	184.4	1.6	51.9
中東	3.7	4.6	5.5	13.4	10.1	35.2	0.3	9.9
アジアの開発途上国	22.9	28.5	34.2	82.4	62.1	216.9	1.8	61.0
OECD 太平洋	7.3	9.1	10.8	26.2	19.7	68.9	0.6	19.4
合計	117.5	145.9	174.3	421.0	317.5	1108.6	9.5	312.2

注: ※地域の定義及び国の分類については、Annex II を参照のこと。

4.2.3 気候変動が資源ポテンシャルへの気候変動の影響の可能性

地熱資源は気候条件に左右されず、気候変動は地熱資源ポテンシャルに重大な影響は及ぼさないと推測される。気候変動に関連する気温の漸進的変化は地中熱利用ヒートポンプシステムの稼働に重大な影響は及ぼさないであろうが、発電プラントの中には熱を効率的に解放する能力に影響を受けるものもあり、おそらく発電に不利な影響を与える可能性がある (Hiriart, 2007)。局地的には雨量分布に及ぼす気候変動の影響が、長期的に特定の地下水帯水層への補給量に影響を及ぼす可能性があり、それが次にいくつかの温泉の湧出量に影響を与え、浅い地熱により熱せられる帯水層の水量に影響を及ぼす。また表層水の冷却水給水への利用可能性も降雨パターンの変化に影響される可能性があり、これにより空冷発電プラント復水器が必要となるだろう (Saadat et al., 2010)。しかしながら、

これらの影響がそれぞれもし起こったとしても、一般的に増加コストを投じて技術の修正を行えば改善が可能である。将来の涵養地熱システムプロジェクトについて、特に利用可能性が問題である水の乏しい地域において水の管理が涵養地熱システムの開発に影響を与えるだろう。

4.3 技術及び用途

過去 100 年間地熱エネルギーは安全で信頼でき、環境にやさしいエネルギーを持続可能な方法で発電のために供給し、熱水タイプの資源からは成熟した技術を使用して直接暖房サービスを提供してきた。地熱は通常ベースロード発電を提供するが、ピーク電力量を満たすためにも使用されてきた。熱水資源を使用するための今日の技術は温室効果ガス排出の少ない発電において、高い平均設備利用率（より新しいプラントでは最大 90%、DiPippo (2008) 参照）を実証してきた。しかしながら、涵養地熱システムタイプの地熱資源の技術はいまだに実証段階である（4.3.4 節参照）。

現在、地熱エネルギーは、(a) 自然に高い浸透率を持つ熱水貯留層または (b) 人工流体経路をもつ涵養地熱システム (EGS) (図 TS.4.2) から、高温流体を生産する井戸及びその他の手段を使用して抽出されている。生産井からは温水や蒸気が排出される。高温の熱水貯留層では、圧力が低下すると液相水の一部が「フラッシュ」して水蒸気になる。分離された蒸気はパイプでタービンに送られ発電に使用され、残った温水はより低い圧力（と温度）で再びフラッシュさせて蒸気の量をさらに増やすことが可能である。残った濃厚塩水は注入井から貯留層に戻されるか、または注入前にまず直接利用システムに分配される。アメリカのザ・ガイザーズ (The Geysers)、イタリアのラルデレロ (Larderello)、日本の松川、及びインドネシアのいくつかの地熱地帯など、いくつかの貯留層では水蒸気を「乾燥」蒸気（つまり、液相水を含まない純粋な蒸気）として生産しており、これを直接タービンに送ることが出来る。これらのケースでは、電力需要の変動に対応するための蒸気流量の制御は、液相の重力落下を避けるために常に掘削孔内で上昇流が必要な二相製造の場合よりも容易である。中温熱水または涵養地熱システム貯留層で製造された温水は一般にバイナリーサイクル内での発電のために熱交換機を通して熱が抽出されるか、または直接利用用途で利用される。回収された流体も貯留層に注入して戻される (Armstead and Tester, 1987; Dickson and Fanelli, 2003; DiPippo, 2008)。

探査と掘削、貯留層の管理と刺激、エネルギーの回収と変換の主要な技術については以下に説明する。

4.3.1 探査と掘削

地熱資源は地下にあるため、その発見及び評価のための探査方法（地質学的・地球化学的・地球物理学的調査など）が開発されてきた。地熱探査の目的は、地熱貯留層の性能と寿命の推定を可能にする貯留層の特性（液体の特性を含めて）を明らかにする方法を提供することである。有望な地熱貯留層の探査には、その位置の推定、地球物理学的手法による横方向の範囲と深さ、及びその特性を試験し、リスクを最小化するための探査井掘削が含まれる。これらの探査方法のすべてが改善可能である（4.6.1 節を参照）。

現在、地熱井は、石油・ガス貯留層へのアクセスと同様の従来型のロータリー掘削で最大 5km の深度まで掘削されている。先進掘削技術によって、高温での動作が可能になり、傾斜掘削の技能も提供されている。通常坑井は深度 200~2,000m の間にある「開始点」から、垂直から約 30~50° の傾斜をつけて、傾斜掘削を行う。同一のパッドから複数の坑井が掘削可能で、より大きな量の資源にアクセスするために異なる方向に向かって進み、透水的構造をめざし、地表の環境影響を最小化する。最新の地熱掘削法は Tester et al. (2006) の第 6 章に詳細に記載されている。地中熱利用ヒートポンプシステムや直接利用といったその他の地熱用途では、小型でより柔軟な掘削装置がアクセスの限界を克服するために開発されている。

4.3.2 貯留層工学

貯留層工学の努力は以下の 2 つの目標に焦点を当てている。(a) 地熱資源の量と、利用可能な資源の持続可能な利用などの複数の条件に基づく最適なプラント規模の決定、(b) プロジェクト期間中の安全で効率的な稼働の確保である。埋蔵量を推定し、発電プラント規模を決定するのに用いられる現代の手法は貯留層シミュレーション技術である。最初に概念モデルが利用可能なデータを使用して作られ、次にそれは数値表現に置き換えられ、貯留層開発前の熱力学初期状態に較正される (Grant et al., 1982)。選択された負荷条件下で熱と物質移動アルゴリズムを使用して将来の稼働状況が予測され (e.g., TOUGH2)⁵、最適なプラントサイズが選択される。

注入管理は地熱開発の重要な側面であり、同位体や化学的なトレーサーが一般的に使用される。高温の貯留層岩体との接触が不十分な場合には、注入水による生産ゾーンの冷却が生産の減少を招く。ある状況では、注入圧力の増大によって周辺の冷たい水の浅い深度での流入を抑制しつつ、生産圧力低下に深いところからの高温熱水補充を強

⁵ 詳細な情報は TOUGH2 のウェブサイトです。入手可能。esd.lbl.gov/TOUGH2/.

化することを目的として坑井を設置することが可能である。

現場データの十分かつ正確な較正を行えば、地熱貯留層の進化は適切にモデル化でき、積極的に管理出来る。現場のオペレーターは地熱流体の化学的、熱力学的特性をモニターし、その流量と貯留層内での動きを図示する。この情報は、他の地球物理学的データと統合して将来の生産に関するより高度な予測のモデルを再較正するために、フィードバックされる (Grant et al., 1982)。

4.3.3 発電プラント

現在使用されている地熱プラントの基本的な種類は、蒸気復水タービンとバイナリーサイクルのユニットである。蒸気復水タービンは⁶、中温、高温資源 (150 度以上) で稼働するフラッシュ型または乾式蒸気型プラントで使用可能である。発電プラントは一般的にパイプライン、汽水分離器、気化器、ミスト除去装置、熱交換機、タービン発電機、冷却装置、及び送電系統への送電のための昇圧器から構成される (4.3 上図参照)。発電装置のサイズは通常 20~110MW。(DiPippo, 2008) で、複数のフラッシュ装置が使用可能であり、連続的に低圧で液体を一連の容器の中でフラッシュし、地熱流体からの抽出エネルギー量を最大化する。フラッシュプラントと乾式蒸気プラントの唯一の違いは、後者は熱水の分離が必要なく、そのため設計が単純で安価になるということである。

バイナリーサイクルプラントでは、通常は有機ランキンサイクル (ORC) ユニットが、熱水・涵養地熱システムタイプの貯留層からの低~中温地熱流体 (通常 70~170°C) から熱を抽出するために一般的に設置されている。バイナリープラント (4.3 下図) では地熱流体 (水か蒸気、またはその両方) が他の作動流体を加熱しながら熱交換器を通るため、復水プラントよりも複雑である。この作動流体はたとえばイソペンタンまたはイソブタンなどであり、沸点が低く、蒸発してタービンを回し、その後空冷されるか、水冷により液体に戻る。バイナリープラントは容量が数 MW_e の連結されたモジュラ・ユニットとして構築されることが多い。

また、その他にフラッシュ蒸気プラントの一番下のサイクルにバイナリープラントを使用するなど、2つ以上の上記の基本的なタイプから成る複合型またはハイブリッドプラントがあり、多用途性、全体的な熱効率、負荷追従能力の改善、及び幅広い資源温度幅に効率的に対応出来る。

⁶ 復水タービンは大気圧未満に蒸気を膨張させ電力生産を最大化する。通常直接接触復水器により真空状態が維持される。背圧タービンは非常にまれにしか使用されず、復水タービンよりも効率は悪いが、蒸気を大気圧まで下げ、復水器と冷却塔が不要となる。

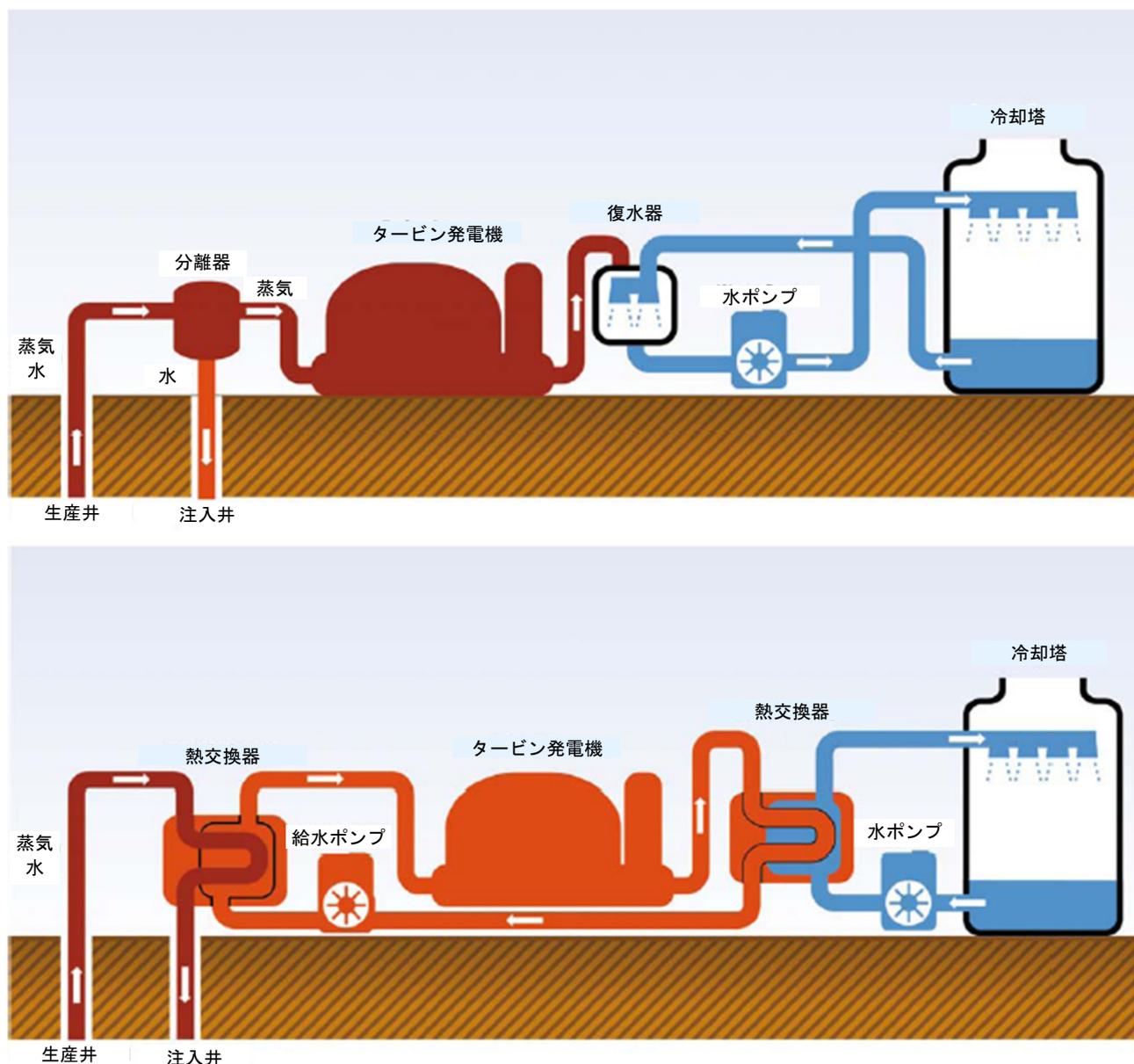


図 4.3: 地熱復水蒸気発電プラント（上）とバイナリーサイクル発電プラント（下）の配置図（出典: Dickson and Fanelli (2003)）。

コージェネレーションプラント、または複合ないしカスケード熱電供給プラント（CHP）は電力と直接利用のための熱水の両方を生産する。比較的小規模な産業と数千人規模のコミュニティが、十分な市場をコージェネレーション用途に提供している。アイスランドには3つの地熱コージェネレーションプラントがあり、合わせて580MW_{th}の容量で稼働している（Hjartarson and Einarsson, 2010）。オレゴン工科大学ではコージェネレーションプラントによりほとんどの電力ニーズとすべての熱需要が賄われている（Lund and Boyd, 2009）。

4.3.4 涵養地熱システム (EGS)

涵養地熱システムの貯留層は、効果的に利用するために十分温度が高い地下領域の刺激を必要とする。ネットワーク状の亀裂で構成される貯留層は、注入井と生産井の間の流体経路を上手く繋げるために造成または増強される（図 4.1b 参照）。熱は、閉じたループで貯留層を循環する水によって抽出され、発電、また産業用、住宅用暖房に使用することが出来る（Armstead and Tester, 1987; Tester et al., 2006）。

掘削可能な深度の温度を知ることは涵養地熱システム開発のための用地選定には必須条件である。地殻応力場、熱流量と温度勾配に影響する重大な制約条件となるための、岩石圏、及び地殻の熱機械的特徴も同様に重要である。最近開発されたアナログモデルと数値モデルは、地殻の応力及び堆積盆と基盤岩の熱流量を予測するための基本的メカニズムの理解を助ける点を含めて、地熱の探査と生産に有益な洞察を提供する（Cloetingh et al., 2010）。

涵養地熱システムは複数の国において現在実証及び実験段階にある。涵養地熱システムの主要な課題は、容認出来る流速と流動抵抗で長期生産を持続し、水の損失と誘発地震のリスクを管理しつつ、十分な量の複数の貯留層を刺激、維持することである (Tester et al., 2006)。

4.3.5 直接利用

直接利用によって、地域暖房、養魚池、温室、入浴、健康・水泳プール、浄水・脱塩、及び農産物・鉱物乾燥用の産業用・プロセス熱を含む建築物向けの暖房及び冷房が提供される。

暖房用には開ループと閉ループの2つの基本的なタイプの方式が利用される。開ループ(単管)方式は坑井からの地熱水を直接使用してラジエータ内を循環させる(4.4 上図)。閉ループ(二重管)方式では地熱水からの熱を閉ループに輸送するために熱交換器を使用し、ループ内では加熱された真水をラジエータ内に循環させる(4.4 下図)。地熱水に化学的成分が含まれるためこのシステムが一般的に用いられるのだが、どちらのケースでも、使用済み地熱水は注入井へと廃棄され、ピーク需要を満たすためには従来型の補助ボイラーが使用されることもある。

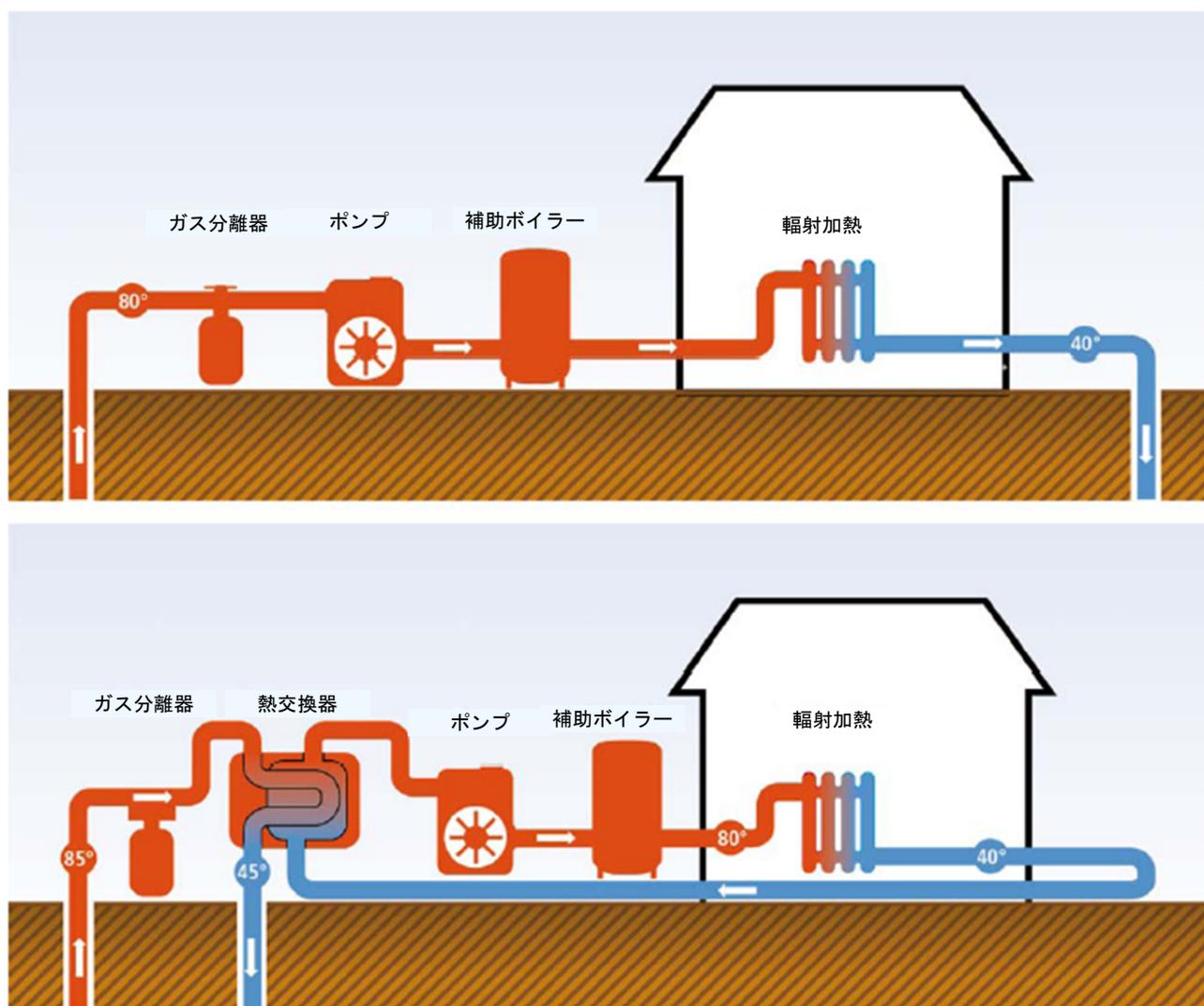


図 4.4: 2つの主要な地域暖房システムのタイプ。上: 開ループ(単管方式)下: 閉ループ(二重管方式)(出典: Dickson and Fanelli, (2003))。

輸送パイプラインはほとんどがスチールパイプでロックウール(地上部のパイプ)またはポリウレタン(地下のパイプ)で断熱されている。しかしながら、プラスチックパイプ(ポリブチレン)をポリウレタン断熱して輸送パイプとしてうまく使用している小さい村や農村がいくつかある。流速の速い大径パイプでは温度の下落が小さく、アイスランドで見られるように、最大で63km離れた地熱地帯から町まで地熱水が輸送されている。

地中熱源ヒートポンプとも呼ばれる地中熱利用ヒートポンプシステムが地熱エネルギーの「本来の」用途かどうか、また貯蔵された太陽エネルギーを部分的に使用しているのかどうかは、議論の余地があるが、本章では地中熱利用

ヒートポンプシステムを直接地熱利用の1つの形として扱う。地中熱利用ヒートポンプシステム技術は4~30°Cの比較的一定した地表または地下水温度に基づき、冷暖房及び家庭用温水をあらゆるタイプの建物に供給する。暖房期間中の熱の抽出により地面が局地的に冷やされる。この効果は地面への有害な影響を防止するためにプローブの数と深度を必要な大きさに設定することにより最小化出来る。これらの有害な影響はまた夏の冷房期間中に地下に熱を貯蔵することによっても軽減が可能である。

地中熱利用ヒートポンプシステムの主要なタイプは開ループと閉ループの2つである。地中と連結した方式ではプラスチックパイプの閉ループが地中1~2mの深度に水平に、または50~250mの深度に掘削孔中に垂直で設置され、水不凍液がパイプ内を循環する。熱は冬には地中から採取され、夏には地中に排棄される。開ループ方式は地下水または湖水を熱交換器内の熱源として直接利用し、その後、別の坑井または同一の水貯蔵層に排出される (Lund et al., 2003)。

ヒートポンプは、暖房用に復水器に熱を放出し、または冷房用に熱を蒸化器に抽出する蒸気圧縮冷凍ユニットと同じように機能する。地中熱利用ヒートポンプシステムの効率は、暖房または冷房の出力を電気エネルギーの入力で測る消費効率 (COP) により表され、通常3~4の間である (Lund et al., 2003; Rybach, 2005)。季節成績係数 (SPF) は一年を通じた効率性の測定基準を提供する。それは消費された駆動エネルギーに対する有効な熱 (両方とも kWh/yr) の割合で、消費効率 (COP) より若干低い。

4.4 市場及び産業の発達の世界的・地域的状況

電力は1913年以降地熱蒸気により商業的に生産されてきた。現在地熱産業には様々な参入者がおり、大手電力会社、民間及び公益事業、設備製造業者と供給業者、現地開発業者や掘削会社などが含まれる。設備容量は10.7GWとなっている。設備容量や計画容量の増加が示す通り、地熱電力市場は以前と比べて加速しているようである (Bertani, 2010; Holm et al., 2010)。

4.4.1 従来の地熱資源からの地熱電力の状況

2009年には電力は24か国で従来の(熱水)地熱資源から生産され、その設備容量は10.7GW。(図4.5)、年間405MW (3.9%)の増加であり、以前よりも伸びている (Bertani, 2010, 表 X 参照)。2008年には発電に使用された地熱エネルギーの世界での使用量は67.2TWh/年 (0.24 EJ/年)⁷で、世界的な設備利用率は74.5% (表4.7も参照)であった (Bertani, 2010)。地熱発電量のトップ15の中には、多くの発展途上国が含まれている。

⁷ 第1章に記載されたIEAのデータに基づくと、2008年の地熱エネルギーによる発電量は65TWh/年に相当する。

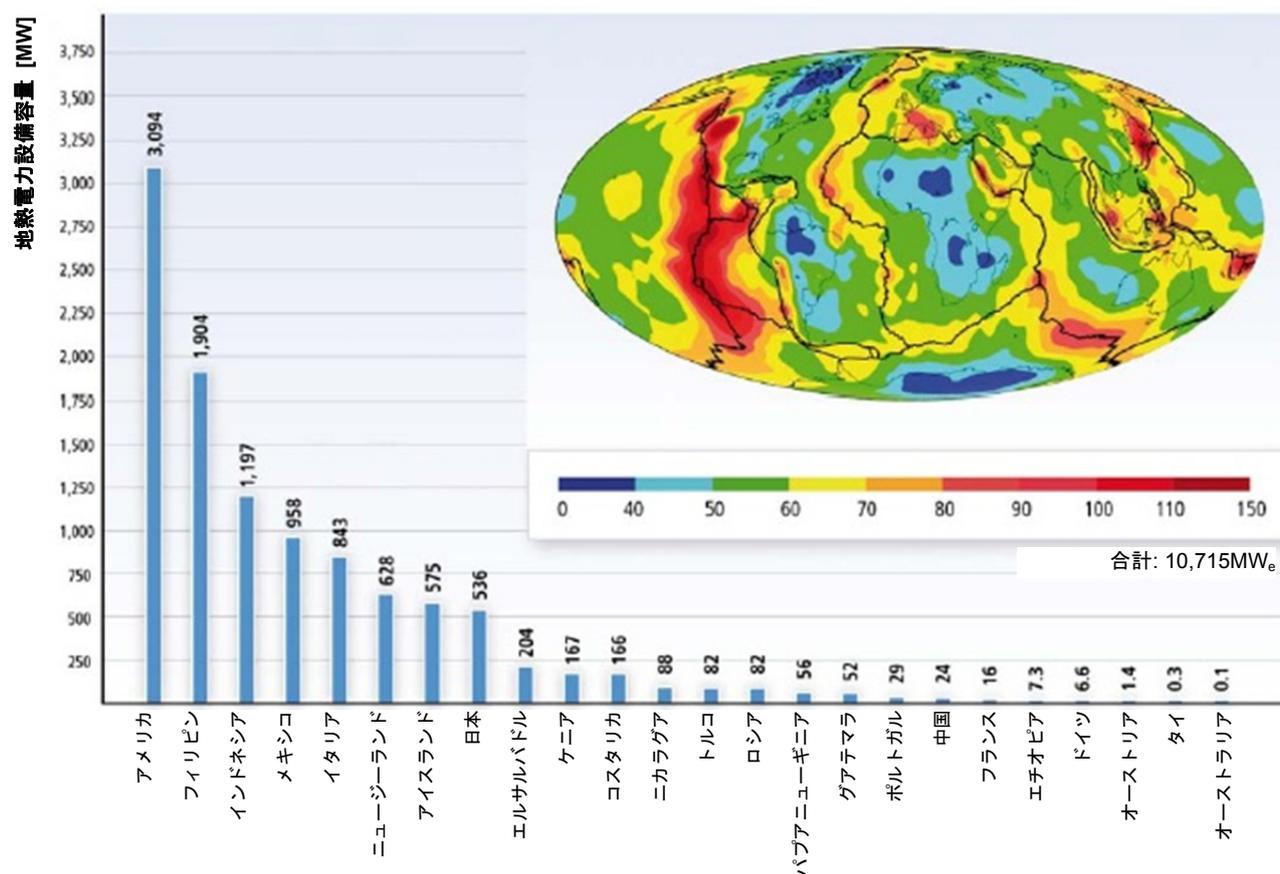


図 4.5: 2009 年における国ごとの地熱電力設備容量。図は、 mW/m^2 で示した世界の平均熱流量及び構造プレート境界を示している（図は Springer Science+Business Media B.V. の許可を得て Hamza et al. (2008) から使用；データは Bertani (2010) から引用）。

従来の地熱資源で発電に使用されているのは蒸気発電サイクル（フラッシュ型または乾燥蒸気型復水タービンのどちらか）を使用する高温システム（ $180^{\circ}C$ 超）か、またはバイナリーサイクル発電プラントを使用する低温から中温（ $180^{\circ}C$ 未満）システムである。2009 年の世界の設備容量の約 11% がバイナリープラントによるものであった（Bertani, 2010）。

2009 年の世界の地熱発電量のトップはアメリカで、世界の設備容量（ $3,094MW_e$ ；図 4.5）の約 29% を占めた。アメリカの地熱産業は、州の再生可能エネルギー利用割合基準（RPS）と様々な連邦の補助金及び税制優遇制度のために現在拡大中である（Holm et al., 2010）。アメリカの地熱活動は西部のいくつかの州に集中しており、今までのところ地熱の技術的ポテンシャルのごく一部が開発されたにすぎない。

アメリカ以外では 2009 年の世界の地熱設備容量の約 29% がフィリピンとインドネシアにあった。メキシコ、イタリア、日本、アイスランド、及びニュージーランドは合わせて世界の地熱容量の 3 分の 1 を占める。これらの市場のいくつかは過去数年間の成長が比較的限られたものであったが、その他の市場、例えばアイスランドやニュージーランドは 2005 年から 2009 年にかけて設備容量が倍になっている（IEA-GIA, 2009）。さらにチリ、ドイツ、オーストラリアなどの新市場にも関心が向けられている。

既存の地熱資産の大半が国営の公益企業または独立の発電事業者により運営されている。現在世界で 30 を超える企業が少なくとも 1 つの地熱分野に持ち株を所有している。全体で、地熱容量の所有者のトップ 20 が設置されている世界市場の約 90% を制御している（Bertani, 2010）。

2008 年の末には地熱の世界の発電総量への寄与は約 0.3% に過ぎなかった。しかし、図 4.5 の 24 か国のうちの 6 か国（エルサルバドル、ケニア、フィリピン、アイスランド、コスタリカ、及びニュージーランド）は自国の発電量の 10% 以上を高温地熱資源で賄っていた（Bromley et al., 2010）。

世界全体における過去 40 年間の地熱発電と地熱の直接利用の進展が、各期の平均年間成長率とともに表 4.4 に示されている。地熱発電の設備容量の過去 40 年の平均年間成長率は 7% で、地熱の直接利用（熱用途）は過去 35 年で 11% である。

表 4.4: 過去 40 年間の地熱発電容量と直接利用(地中熱利用ヒートポンプシステムを含む)の平均年間成長率(Lund et al., 2005, 2010a; Fridleifsson and Ragnarsson, 2007; Gawell and Greenberg, 2007; Bertani, 2010 のデータを使用して作成)。

年	発電容量		直接利用容量	
	MW _e	%	MW _{th}	%
1970	720	-	該当なし	-
1975	1,180	10.4	1,300	-
1980	2,110	12.3	1,950	8.5
1985	4,764	17.7	7,072	29.4
1990	5,834	4.1	8,064	2.7
1995	6,833	3.2	8,664	1.4
2000	7,972	3.1	15,200	11.9
2005	8,933	2.3	27,825	12.9
2010*	10,715	3.7	50,583	12.7
合計年間平均		7.0		11.0

注: %: 期間中の平均年間成長率をパーセント表示したもの。N.A.: 信頼度の高いデータがない。

※2009 年末。

4.4.2 涵養地熱システムの状況

商用規模で稼働している涵養地熱システムのプラントはないが、複数の実証がヨーロッパ、アメリカ、オーストラリアで行われている。後者では 2009 年までに 50 の企業が涵養地熱システム開発のための約 400 の地熱探査ライセンスを持っており (AL-AGEA, 2009) その投資額は 2 億 6 千万 US ドル (2005 年)、政府の助成金は 1 億 4 千 6 百万 US ドル (2005 年) である (Goldstein et al., 2009)。フランスでは EU プロジェクト「涵養地熱システムパイロットプラント」がソルツ・ソ・フォレ (Soulz-sous-Forêts) で 1987 年に開始され、200°C での強化された亀裂の透過率を利用した最初の発電プラント (1.5MW_e) が最近発注された。ドイツのランダウ (Landau) では 2007 年の終わりに 2.5~2.9MW_e の涵養地熱システムプラントが稼働した (Hettkamp et al., 2010)。ドイツのグロスショーネベック (Groß Schönebeck) の地熱試験サイトでは 2 つの調査井戸を使用して深い堆積帯水層からの熱水採取が行われている (Huenges et al., 2009)。これらの実証試作は実際の現場状態での涵養地熱システム構想に性能データを提供している。それでも、技術的・経済的リスク軽減のためには、異なる地質学的環境における現場規模の実証への息の長い数年にわたる努力がまだ必要である。

アメリカは最近、再開された国家地熱プログラムの一部として涵養地熱システムの研究、開発、及び実証の支援を増加した。現在のアメリカの主要な短期目標は涵養地熱システムの商業的な実行可能性の実証と、数十メガワットへの発電規模拡大である (Holm et al., 2010)。アメリカが数年にわたる様々な資源品位に対応する涵養地熱システムの実証を続けてゆくかどうかはあまり確実ではない。

水と他の低コスト再生可能資源、送電と配電のインフラ、そして最も重要なプロジェクトの資金が利用可能かどうか、涵養地熱システムプロジェクトの地域における成長傾向において主要な役割を果たすことになる (Tester et al., 2006)。

4.4.3 地熱資源の直接利用の状況

2009 年の世界の直接利用地熱エネルギーの世界的設備容量は 50.6GW_{th} と推定され (表 4.4)、年間平均設備利用率を 27.5% として 78 か国に供給した 2008 年の熱エネルギー使用総量は約 121.7TW_{th}/年 (0.44EJ/年) であった (Lund et al., 2010a)。他の情報源 (REN21, 2010) では 2009 年末時点の地熱の直接利用は 60GW_{th} と推定されている。

直接熱供給温度は通常地域の暖房システムの実際の処理温度に近く、約 60~120°C である。2009 年の年間エネルギー使用における直接地熱利用の主なタイプ (及び相対的割合) は、建築物の暖房 (63%)、入浴と温泉療法 (25%)、園芸 (温室と土壌加熱) (5%)、産業用プロセス熱と農業乾燥 (3%)、水産養殖 (養魚) (3%)、及び融雪 (1%) であった (Lund et al., 2010a)。

資源温度が他の直接利用には低すぎる場合は地中熱利用ヒートポンプシステムの使用が可能である。地中熱利用ヒートポンプシステムは世界の地熱暖房の設備容量の 70% (35.2GW_{th}) を占め、1995 年以来あらゆる地熱の直接利用用途の中でも最も早く拡大している (Rybach, 2005; Lund et al., 2010a)。

入浴、水泳、及び温泉療法用途は世界的に広く普及している。熱エネルギーに加えて、地熱流体中に溶解している化学物質が様々な皮膚や健康疾患の治療に利用されている。地熱エネルギーによる温室暖房と屋外農地での土壌

加熱は数か国で開発されている。アメリカ、アイスランド及びニュージーランドで行われているように、木材製品、食品や鉱物の乾燥を含めて、様々な産業プロセスにおいて熱用途が利用されている。他の用途にはプロセス加熱、蒸発、蒸留、殺菌、洗浄、及び二酸化炭素と塩の抽出がある。水産養殖では地熱によりテラピア、サケ、マスといった最も一般的な養殖魚用の養殖池の温度制御をより適切に行うことが出来る。低温地熱水は寒冷な気候の国々において融雪または除氷に使用されている。都市の道路・歩道、及び駐車場には地熱水の通るパイプが埋設されている (Lund et al., 2005, 2010a)。

地熱の直接利用は停滞期 (1985~1995 年) の後、主に冷暖房用化石燃料のコストの上昇と再生可能資源への代替の必要性から、過去 15 年の間に著しい世界的成長を遂げた (表 4.4)。建物の冷暖房用の直接利用用途の技術的ポテンシャルはいまだに未利用の部分が大きい (Lund et al., 2010a)。

4.4.4 政策の影響⁸

地熱が気候変動緩和において働きを最大限にするためには、技術的・非技術的障壁を克服することが必要である (Wonstolen, 1980; Mock et al., 1997; Imolauer et al., 2010)。

- ・ 技術的障壁。潜在的な地熱資源の分布は、ほぼ場所に非依存なもの (地中熱利用ヒートポンプシステム技術や涵養地熱システムの場合) から、さらに場所に特異なもの (熱水源) にまで及ぶ。電力市場または熱需要の拠点 (centres of heat demand) と地熱資源との距離は、送電容量の利用可能性と同様、発電と直接利用の経済性において重大な要素となり得る。
- ・ 非技術的障壁
 - 情報・意識啓発上の障壁。地熱エネルギーに対する明確な理解の欠如は、多くの場合障壁となる。この障壁は、政府及び世間一般の認識を高めるために、信頼性があり効率的な地熱技術に関する情報を普及させることにより克服出来るだろう。一方で、深部地熱掘削や貯留層管理に関しては、技術力の高い企業や訓練を積んだ人材は現在数か国に集中している。地中熱利用ヒートポンプシステムの導入や地域暖房については、サービス企業の地域での利用可能性やその認識と技術取り込みとの相関関係も存在する。この制約は、サービスに関する地球規模のインフラ改善や、退職スタッフに代わる労働力拡大に対する教育プログラム (地熱工学プログラム) によって克服されるだろう。
 - 値のついていない、または不当に安値のついたエネルギー利用による環境への影響と資本損害保険の不十分な利用可能性に起因する、市場の失敗、及び経済的障壁。
 - 一般的には採掘または水資源と考えられている、地熱資源を管理する特定の法律が、多くの国々において欠如していることから起こる制度的障壁。

地域的な需要とリスク要因が考慮された場合、地熱エネルギーの取り入れを推進するために設定された政策がうまく機能する (Rybach, 2010)。たとえば、小規模な国内の熱の顧客は、比較的予算が少なくて済む地中熱利用ヒートポンプシステム技術を利用し、満足している可能性がある。その他の国々に関しては、地域暖房システムや工業用加熱用途はさらに効率が高く、二酸化炭素排出量の大幅な緩和につながるものであるが、これらの市場には一般的に大規模な投資及び異なる政策の枠組みが必要とされる。

改善された応用研究及び開発を支援する政策はすべての地熱技術、特に涵養地熱システムのような新技術に便益を与えるだろう。地熱開発に対する特定のインセンティブには、公的な資金援助、競争以前の研究や実証に対する対象を絞った補助金などの財政的インセンティブ、公共財政支援、及び規制政策、補助金、保証、リスクの高い初期の掘削コストなどの商業的な先行探査コストを埋め合わせるための税控除、固定価格買い取り、ポートフォリオ基準のような追加的措置が含まれる (Rybach, 2010)。定義された地熱価格を伴う固定価格買取制度 (FITs, 11.5.4.3 節参照) は、特にドイツ、スイス、ベルギー、オーストリア、スペイン、ギリシャなどの一部のヨーロッパ諸国において、商業投資を呼び込むことに大いに成功している (Rybach, 2010)。新しい建築物の暖房や建物暖房、地中熱利用ヒートポンプシステムを備えた既存の建築物の改修、及び地域暖房のための直接的な補助金は、適用可能である。

実例により、特定の国々での地熱開発の相対的成功は、各国政府の政策、規制、インセンティブ、及び取り組みに緊密に関連していることが示された。うまく機能している政策は、気象条件の影響を受けないことやベースロード電力への適合性など、地熱エネルギーの利点を考慮してきた。もう 1 つの重要な政策検討とは、国連のクリーン開発メカニズム (CDM) プログラムによる地熱のキロワット時 (kWh) (電力及び直接冷暖房の両方) の価格を維持するための機会である。最近の例としては、2007 年にインドネシアで民間企業により開発され、クリーン開発メ

⁸ 非技術特有の政策問題は、本報告書の第 11 章で取り上げられている。

カニズムに登録されたグラジャット地熱発電所 3 号機がある。その発電所は現在、年間約 65 万の炭素クレジット（または認証された排出量削減: CER）を生み出すため、地熱エネルギーのライフサイクルコストを約 2~4%削減している (Newell and Mingst, 2009)。

4.5 環境及び社会的影響⁹

一般的に、地熱エネルギー利用に関連したマイナスの環境的影響は小さい。高温流体の生産により、通常少量である温室効果ガスの排出量が様々な量に変化する可能性がある。これらは、自然の表面通気により最終的には大気中に放出される自然源の二酸化炭素フラックスによって生じる。燃焼プロセスが存在しないため、地熱エネルギーの開発により、最終的に地下から新たに二酸化炭素を生み出すことにはならない。ただし、発電所の形態により、地熱生産により自然排出量の割合が変わる可能性がある。

地熱流体は通常塩水であるため、水は地熱発電の制約要因とはならない（つまり、その他の使用と競合しない）。フラッシュ発電所では、冷却のために飲料水を消費せず、適切な処理をすれば、農業用及び工業用に使用出来る凝縮水を生産する。バイナリー発電所は、空冷によって水の使用を最小限に抑えることが出来る。

地熱流体及びガスの処理から生じる潜在的な悪影響、誘発された地震活動、及び地盤沈下は、適切な方法により最小限に抑えることが出来る。適切な方法により、水及び土地の利用を最適化し、長期的な生産の持続可能性を改善し、コミュニティによって高く評価されている自然熱の特徴を保護することも出来る。以下の節ではさらに詳細にこれらの問題を取り扱う。

4.5.1 温室効果ガス直接排出量

地熱利用によって排出される主な温室効果ガスは二酸化炭素である。地熱流体は、貯留岩から溶出した鉱物、様々な量のガス（主として二酸化炭素）、及び少量の硫化水素を含む。ガスの組成と量は、様々な場所で遭遇した地質学的な条件に左右される。技術に応じて、流体の鉱物含有量のほとんど、及びガスの一部は貯留層に再注入される。ガスはほとんどの場合、蒸気タービン復水器、または二相熱交換器から抽出され、冷却塔から放出される。二酸化炭素は平均して、これらの非凝縮性のガスの 90%を占める (Bertani and Thain, 2002)。2001 年に稼働中であった地熱発電所の現地調査によると、技術設計及び地下貯留層における地熱流体の構成によって、二酸化炭素の直接排出率が 4~740g/kWh_e の範囲で広範囲に広がっていることがわかった (Bertani and Thain, 2002)。抽出された地熱流体が熱交換器を通過し、完全に注入される閉ループ・バイナリーサイクル発電所では、運用時の二酸化炭素排出量はゼロに近い。

直接暖房の用途では、二酸化炭素排出量も通常わずかである (Fridleifsson et al., 2008)。たとえば、アイスランドのレイキャビクでは、直接暖房に使用される熱い地下水の二酸化炭素含有量 (0.05mg CO₂/kWh_{th}) は、冷たい地下水の二酸化炭素含有量より少ない。中国の北京、天津、威陽では、二酸化炭素含有量は 1g CO₂/kWh_{th} 未満である。アイスランドのような場所では、十分に純粋である場合、副産物として生成された二酸化炭素は、植物の成長を高めるための温室でも使用され、炭酸飲料に使用するために抽出されるかもしれない。アイスランドの場合、化石燃料から地熱暖房への置き換えによって、年間約 2Mt の二酸化炭素排出量を回避し、大気汚染を大幅に削減した (Fridleifsson et al., 2008)。地熱直接利用の環境的利益のその他の例として、スロバキアのガラタ (Fridleifsson et al., 2008)、ハンガリーのパンノニア盆地 (Arpasi, 2005)、及びパリ盆地 (Laplaige et al., 2005) などが挙げられる。

涵養地熱システム発電所は、直接排出ゼロの液体相閉ループ循環システムとして設計されていることが多い。ただし、ガス分離が循環ループ内で起こる場合、一部のガスの抽出と排出が起こり得る。より低温の資源やバイナリープラントがより多く使用される現在の傾向が続けば、平均排出量は削減される。

4.5.2 ライフサイクル評価

ライフサイクル評価 (LCA) は「ゆりかごから墓場まで」の製品の全ライフサイクルを分析する。地熱発電所の場合は、発電所の建設、操業、閉鎖に直接、間接的に関連するすべての温室効果ガス排出量がライフサイクル評価で考慮される。

図 4.6 は、品質及び完全性において検査済みの、1980 年以降に公表された地熱発電のライフサイクル評価研究の包括的な文献レビューの結果を示している（方法論に関する詳細については Annex II を参照）。ライフサイクル温室効果ガス排出量のすべての推定値は、フラッシュ蒸気発電所の場合は 50g CO₂eq/kWh 未満、計画中の涵養地熱システムプラントの場合は 80g CO₂eq/kWh 未満である。

⁹ 本報告書で取り上げられたすべての再生可能エネルギー源が与える社会及び環境的影響の包括的評価は、第 9 章を参照のこと。

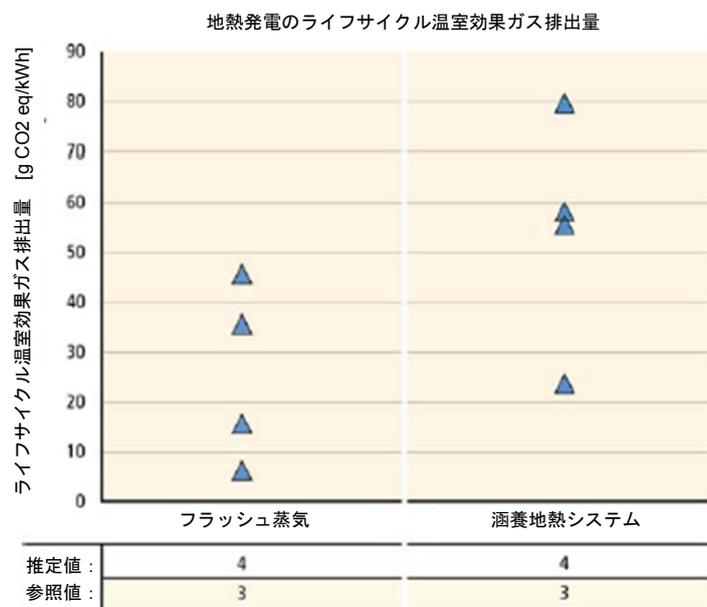


図 4.6: 地熱発電からのライフサイクル温室効果ガス排出量の推定値（フラッシュ蒸気及び涵養地熱システム技術）。品質検査後の文献の未修整値（文献検索及び引用の詳細については Annex II 及び 9.3.4.1 節参照）。

Bertani 及び Thain (2002) の推定値は、いくつかの理由により図の数値よりも高い。第一に、Bertani 及び Thain は、世界の地熱施設の大多数（2001 年においては世界の地熱容量の 85%）から情報を収集したのに対して、適切なライフサイクル評価研究はほとんどない。二酸化炭素溶解濃度の高い一部の開ループ施設では、非常に高い率で二酸化炭素を排出する。ただし、これは少数の設備容量にのみ当てはまる。より一般的な二酸化炭素溶解濃度の閉ループ地熱システムの場合、ほとんどのライフサイクル温室効果ガス排出量は、発電所資材の中に包含され、建設中に排出される。これらは、図 4.6 で示された適切なライフサイクル評価の文献で調査された事例である。利用可能な研究がほとんどないにもかかわらず、フラッシュ及び乾燥地熱蒸気が、涵養地熱システム貯留層開発とバイナリー電力変換システムを組み合わせたシステムよりも、温室効果ガス排出量が少なくなるようだということが暫定的に観察されている。ただし、この差異は、たとえば石炭火力発電による温室効果ガス排出量と比較すると小さい（9.3.4.1 節参照）。涵養地熱システム・バイナリーシステムが、蒸気駆動の地熱システムに比べて、報告された排出量が多い主な要因は、涵養地熱システムの井戸区域開発に対してより多くのエネルギー及び材料が必要なことである。すべての地熱エネルギー技術に関する推定値の数を増加させるために、追加的なライフサイクル評価研究が必要とされる。

Frick et al. (2010) は、ライフサイクル評価環境指標と、ヨーロッパ及びドイツの参照電力ミックスの環境指標を比較した。後者は褐炭 (26%)、原子力 (26%)、硬質炭 (24%)、天然ガス (12%)、水力 (4%)、風力 (4%)、原油 (1%)、及びその他の燃料 (3%) から成り、地熱温室効果ガス排出量は、これらの参照ミックスの 8~12% の範囲になると観測された。平均以上の地熱条件を持つ場所では、閉ループ地熱電力システムからの温室効果ガス排出量の下限は、石炭技術に対応する排出量の 1%未満となり得る。

地熱エネルギーのライフサイクル温室効果ガス排出量に関して、Kaltschmitt (2000) は、低温の地域暖房システムの場合が $14.3 \sim 57.6 \text{ g CO}_2\text{eq/kWh}_{\text{th}}$ の数値を、地中熱利用ヒートポンプシステムの場合が $180 \sim 202 \text{ g CO}_2\text{eq/kWh}_{\text{th}}$ という数値を発表した。ただし、後者の数値は、それらに電力を供給する電力源ミックスに大きく左右される。

低温から中温の地熱開発のライフサイクル評価は、坑井、発電所、パイプラインの建設中に、より多くの初期物質やエネルギー入力によって影響を受ける。混成の電力・地域暖房の用途の場合、熱の直接利用の増加により、一般的に環境上の利益が多くなる。

結論として、ライフサイクル評価により、地熱はライフサイクル温室効果ガス排出総量において、その他の再生可能エネルギー及び原子力と類似しており（9.3.4.1 参照）、化石燃料源を中心とした参考の電力構成と比較すると著しい環境的利点があることが示された。

4.5.3 地域的な環境的影響

地熱開発に対する環境的影響評価には、ほとんどのエネルギープロジェクトに共通の影響（騒音、振動、粉塵、視

覚影響、地表水及び地下水への影響、生態系、生物多様性など）と地熱に特有の影響（温泉、間欠泉、及び噴気孔などの顕著な自然の徴候への影響など）が含まれ、それには建設及び運転段階における、様々な現地の土地や水使用の影響への検討が含まれる。

4.5.3.1 運転時のその他の気体及び液体の排出

地熱システムは自然現象を含んでおり、通常地表の徴候地からの蒸気と混合された気体及び温泉からの水に溶解した鉱物を析出する。二酸化炭素を除いて、地熱流体は、場所に応じてその他の様々な微量気体（硫化水素（H₂S）、水素（H₂）、メタン（CH₄）、アンモニア（NH₃）、窒素（N₂）など）を含む。水銀、ヒ素、ラドン、及びホウ素も存在する可能性がある。その総量は、地熱地帯の地質学的、水文学的、熱力学的な条件、流体貯留・注入システムのタイプ、及び使用される発電所に左右される。

微量気体のうち、硫化水素は有害であるが、大気中に放出され分散した後には有害であるほどの濃度であることはめったにない。地熱発電所から放出された硫化水素の除去は、アメリカやイタリアの一部で行われている。他の場所では、硫化水素のモニタリングは、放出及び大気中への分散後の濃度が有害でないことを保証するための標準的技法である。メタンは、温暖化を及ぼす可能性があるが、低濃度で存在する（通常、二酸化炭素濃度の数パーセントである）。

地熱流体におけるほとんどの有害化学物質は、液相中に存在する。その場合、地表に放出されれば、ホウ素とヒ素は生態系に対して有害である可能性が高い。過去には、分離水の地表廃棄は一般的であったが、現在では例外的な状況でしか行われない。一般的に、地熱塩水は貯留層に注入され、貯留層圧力を維持し、環境への悪影響を避けている。天然の温泉の流量を大幅に超過している場合、またそれほど希薄化されない場合、地表廃棄は、河川、湖、海洋環境の生態環境に悪影響を与える可能性がある。飲料に適した水質の浅い地下水帯水層は、セメントで固められたケーシングを用いることによって、注入された流体による汚染から守られ、不浸透性のシート遮断によって、一時的な流体処分池から保護される。このような方法は、通常環境規制により義務化されている。地球化学的なモニタリングは、一般的に、現地の運営者たちがこのような悪影響を調査し、必要ならば緩和するために行われている（Bromley et al., 2006）。

4.5.3.2 地震活動及びその他の現象の潜在的危険性

微小地震、熱水蒸気噴出、及び地盤沈下などの自然現象から生じる地域的な危険性は、地熱地帯の運用の影響を受ける可能性がある（9.3.4.7節参照）。地熱以外のその他の深層掘削プロジェクトと同様、流体の刺激、生産、または注入に誘発される圧力または温度の変化は、地質力学的な応力変化につながる可能性があり、これらが、こうした現象のその後の発生率に影響を与え得る（Majer et al., 2008）。地質学的なリスク評価は、これらの危険性を回避または緩和するのに役立つ。

常時の地震モニタリングは、診断ツールや管理用として使用され、実施要綱は、システムを積極的に評価、監視、管理するため、また一般の人々にあらゆる危険性を通知するために作成された（Majer et al., 2008）。将来、離散要素モデルによって、地下流体の注入と除去に起因するエネルギー放出の空間的位置を予測出来るようになるだろう。100年間に及ぶ開発期間において、タービンは短期間回線から切断されたことがあったが、地熱運用または地域コミュニティ内の建築物または構造が、地熱生産または注入活動による浅発地震によって重大な損傷を受けたことはない。

涵養地熱システム実証プロジェクトは、特にヨーロッパの人口集中地域において社会的に反対されることがあった。高温岩体への冷水高压注入プロセスによって、微小地震事象は発生する。誘発地震事象が人間の負傷または重大な物的損害につながるほど大規模であったことはないが、この問題の適切な管理は、将来の涵養地熱システムプロジェクトの大幅な拡大を促進する重要なステップである。国際エネルギー機関（IEA）の地熱実施協定（GIA）（Bromley and Mongillo, 2008）、及びアメリカとオーストラリア（地熱技術国際パートナーシップ: International Partnership for Geothermal Technology: IPGT）¹⁰によって開始され、またヨーロッパ（GEISER）¹¹でも始まった共同研究の目的は、誘発地震活動の危険性を深く理解しそれを緩和すること、そしてリスク管理実施要綱を提供することである。

熱水蒸気噴出は、浅層地熱圧変化（増減両方の変化）により数か所で引き起こされてきた。これらのリスクは、慎重な現場設計や運用によって緩和することが出来る。

地盤沈下は、いくつかの高温地熱地帯において問題となってきた。そこでは、圧力減衰が非常に圧縮性の高い層の一部に影響を与え、それらの層を異常に収縮させ、局所的な沈下「お椀」を形成するような状況を引き起こしてい

¹⁰ 地熱技術国際パートナーシップ (IPGT) プロジェクトの説明については、以下のサイトにて閲覧可能: internationalgeothermal.org/IPGT.html.

¹¹ GEISER プロジェクトの説明については、以下のサイトにて閲覧可能: www.gfz-potsdam.de.

る。重大な深みや場所における圧力を維持するための絞った注入による管理は、沈下の影響を最小限に抑えることが出来る。一部の小規模な沈下も熱収縮に関連する可能性があり、注入が行われ、圧力が上昇する地域には、微量の隆起（膨張）が見られる可能性がある。

4.5.3.3. 土地利用

地味だが景色の美しい景観開発（unobtrusive, scenically landscaped developments）（日本、松川地熱発電所など）、統合された観光事業とエネルギーの開発（ニュージーランドのワイラケイ及びアイスランドのブルーラグーンなど）の好例が複数ある。しかし、土地利用問題は依然として、一部の国々（インドネシア、日本、アメリカ、ニュージーランドなど）において新たな開発オプションを著しく制約している。それらの国々では、新たなプロジェクトは、国立公園または観光地の内部またはそれに隣接している場合が多い。温泉場の所有者は、温水資源が枯渇する可能性に非常に敏感である。隣接した地熱開発事業者または地熱利用者間の圧力及び温度干渉の可能性は、ヒートポンプや涵養地熱システム電力プロジェクトなど、あらゆるタイプの熱及び流体抽出に影響を与えるもう1つの問題になり得る（Bromley et al., 2006）。良い計画であれば、エネルギー抽出に許可を割り当てる際に、予測的シミュレーションモデルを適用することによって、このことを考慮すべきである。

表 4.5 は、地表設備（掘削パッド、道路、パイプライン、流体分離装置、及び発電所）を考慮しながら、従来の地熱発電所の一般的な運用上の設置面積を示す。傾斜掘削技術やパイプライン回廊の適切な設計のおかげで、地表設備に覆われていない地熱資源上の土地は、たとえば、ニュージーランドのモカイやロトカワ（Koorey and Fernando, 2010）、及びケニアのオルカリアにある国立公園のように、農業、園芸、林業などその他の目的のために依然として使用することが可能である。

表 4.5: 発電容量及び年間エネルギー出力当たりの平方メートルを単位として表した典型的な地熱発電オプションに必要な土地面積

発電所のタイプ	土地利用	
	m ² /MW _e	m ² /GWh/yr
110-MW _e 地熱フラッシュプラント（井戸を除く）	1,260	160
56-MW _e 地熱フラッシュプラント（井戸、パイプなどを含む）	7,460	900
49-MW _e 地熱 FC-RC プラント（井戸を除く）	2,290	290
20-MW _e 地熱バイナリープラント（井戸を除く）	1,415	170

注: FC: フラッシュサイクル、RC: ランキンサイクル（DiPippo（1991）から取り出された Tester et al.（2006）からのデータ。本来土地利用を計算するために使用されていた設備利用率は、プラントのタイプによって、90~95%の範囲で変化する。）

4.5.4 地域の社会的影響

地熱プロジェクトが実現するかどうかは、多くの場合、地元住民の支持のレベルに左右される。環境やその土地の居住者たちへの悪影響を防止または最小限に抑え、また地元のコミュニティへの便益を生むことが、社会的な支持を得るためには不可欠である。悪影響の可能性及び重大性についての一般への啓もう及び意識啓発もまた重要である。地元の住民の合意を確保するための必要条件は、(a) 人々の健康に与える悪影響の防止、(b) 環境への影響の最小化、(c) 居住者コミュニティへの直接的及び継続的な便益（Rybach, 2010）である。地熱開発によって、探査、掘削、及び建設期間中に、地元の雇用機会が創出される（新設プロジェクトの場合は通常最低4年間）。また、流体が抽出される地熱地帯が地域的に運用されなければならないため、発電所が操業を開始すると、永続的及び常勤の仕事も創出される（Kagel, 2006）。これにより、発展途上国、特にアジア、中央及び南アメリカ、アフリカ（それらの地域の人里離れた山岳地域には、多くの場合、地熱資源が存在する）における農山漁村地域の貧困が軽減される。地熱企業や政府機関は、現地の治安を改善し、道路、学校、医療施設やその他の地域財産を建設することによって、社会問題に取り組んできた。これらの施設は、発電所の操業で得た利益からの寄付によって資金を援助される可能性がある（De Jesus, 2005）。

労働集約的な農業活動と地下の地熱エネルギー抽出を統合することによって、雇用を促進する複数の土地利用協定もまた有益である。多くの開発途上国では、地熱エネルギーも、小規模分散型発電には適切なエネルギー源であり、へき地におけるエネルギー利用により開発の加速を助長する。こうしたことは、たとえば、メキシコのマグアリチで起こった（Sánchez-Velasco et al., 2003）。

4.6 技術の改善、イノベーション及び統合の展望¹²

¹² 第10章の10.5では、再生可能エネルギー技術全般の技術的進歩におけるドライバー及び傾向に関する補足的な展望を提供する。第8章では、より広範にその他の統合問題を扱う。

地熱資源は、大陸規模の大規模連系送電系統から小さい孤立した村や独立した建築物でのオンサイト利用まで、あらゆる種類の電力供給システムに統合することが可能である。それらの資源は、継続的な低い出力率、休止回復期によって分離された高い出力率の長期的な（数十年の）周期、効果的な流体再注入で維持された長期にわたる連続した高い出力率など、持続可能な発電方式で 사용할ことが出来る（Bromley et al., 2006）。地熱は一般的にベースロード発電を提供するため、既存の電力システムへの新しい発電所の統合はそれほど難しくない。実際、一部の形態では、地熱エネルギーは、必要に応じて生産性を増加または減少させる能力、あるいは起動・停止する能力など、貴重な柔軟性を提供する。

しかしながら、一部の事例では、地熱資源が場所に依存するため、地熱電力を電力需要地に送るために、新しい送電インフラ投資を必要とする。

地熱の直接利用の場合は、統合問題は全く見られず、冷暖房については、地中熱利用ヒートポンプシステムを含む地熱が、国内のコミュニティ及び地域規模では、すでに広範囲に普及している。地域暖房ネットワークは通常、一次エネルギー源に関する柔軟性を提供し、それゆえ、低温の地熱資源または多段的（カスケード的）に地熱を利用することが出来る（Lund et al., 2010b）。

地熱の直接利用の場合は、統合問題は全く見られず、冷暖房については、地中熱利用ヒートポンプシステムを含む地熱が、国内のコミュニティ及び地域規模では、すでに広範囲に普及している。時間がたつにつれて、よりよい技術的解決法が、発電所の性能を改善し、保守による運転休止時間を減少させると推測される。主要な技術的課題及び展望は以下に記述されている。

4.6.1 探査、掘削、評価技術における改善

探査においては、伏在性の地熱システム（地表に現れていないものなど）の発見や涵養地熱システムの見通しのための研究開発が必要である。衛星・空中のハイパースペクトル、熱赤外、高解像度パナクロ、及びレーダー・センサーなどの高速探査地熱ツールをより高度に、より広く利用することで、探査活動がより効果的になる。ひとたび地域的な対象エリアが選択されれば、出来るだけ多くの地熱指標を看破するための費用対効果の高い新しい概査ツールを利用出来ることが、適切な解像度で探査すべき地質学的な環境をすばやくカバーする点において重要である。

硬岩掘削の際の貫通率の改善、新型スリムホール技術の開発、延性・漸時流動性・膨張性・地層の大直径掘削等においても、特別な調査が必要である。掘削は、（化学的・ろ過性・及び微粒子性）掘削流体と貯留層流体及び地層の複雑な相互作用の結果として生じる地層損傷を、最小限に抑えなければならない。新世代の地熱掘削及び井戸造成技術の目的は、統合化努力を通じたコスト削減と地熱生産施設の耐用年数の延長である（表 4.6 参照）。

深層掘削における改善及びイノベーションは、国際的なアイスランド深部掘削プロジェクト（Iceland Deep Drilling Project）の結果として期待されている。このプロジェクトの目的は、超臨界の地熱流体まで掘り進むことである。この流体は、高品位の地熱エネルギーの潜在的資源になり得る。その背景にあるコンセプトは、臨界点圧力より低い条件では、超臨界流体が直接、過熱（450°C 超）熱蒸気に変化する方法を利用すべく、超臨界流体を地表に輸送することである。これにより、平均的な高エンタルピー地熱井と比べて、最大 10 倍である約 50MW_e のエネルギー出力を提供する（Fridleifsson et al., 2010）。

貯留層の工学に関連するすべての作業は、時間と共に貯留層の挙動を予想でき、現場運転を長期化させるための管理戦略を勧告し、環境的影響を最小限に抑えるための貯留層プロセスや相互作用のより進んだモデルを構築することにある。

4.6.2 地熱電力、暖房及び冷房の効率的生産

地熱井からの冷暖房や電力を提供するために必要な装置は、すでに市場で利用可能である。しかし、個別のシステム要素の効率はまだ改善の余地があり、生産された地熱流体中のエネルギーを競争価格でより効率的に利用する変換システムの開発がいっそう重要である。プラント（及び要素）が効率的になれば、投資コストがより高くなるということは基本的に不可避であるが、その目的は、高性能化がコストを正当化することを具現化することにある。複合熱電供給（CHP）またはコジェネレーションの応用によって、地熱プロジェクトの使用効率や経済性を大幅に改善する手段が提供されるが、最大の技術的障壁の 1 つは、生産された熱エネルギーの完全利用が不可能な場合があるということである（Bloomquist et al., 2001）。

パイプ、ケーシングライナー、ポンプ、熱交換器、及びその他の地熱プラントの構成要素の、新材料や低コスト材料は、高い効率を実現するための必要条件であると考えられる。

効率的なタイプの地熱エネルギー生産のもう 1 つの可能性としては、適切な油田の利用である。潜在的に発電のための地熱エネルギーを供給出来る以下の 3 種類の油田及びガス井がある。十分に水抜きされた中温から高温（約

120°C 超) の生産井、過度の水抜きが原因の廃棄井、油溶性ガスを含む地圧型塩水井である。これらの種類のいずれも、エネルギー市場進化によって、評価されて来っており、開発されるだろう (Sanyal and Butler, 2010)。こうした可能性からの主な利益は、掘削がすでに実施されており、地熱プロジェクト開発に関係する初期コストを大幅に削減することが出来ることである。しかし、これらの削減は、水、炭化水素、その他のガスから構成される、多相複合流体 (multi-phase co-produced fluids) を処理 (隔離、及び浄化) する必要性によっていくぶん相殺される可能性がある。

貴重な副産物の潜在的開発によって、地熱開発の経済性が改善されるかもしれない。たとえば、適切な処理後に産業用途として凝縮物を回収することや、場合によっては、地熱塩水からの貴重な鉱物 (リチウム、亜鉛、高純度のシリカ、時には金など) の回収などである。

4.6.3 涵養地熱システムにおける技術的及びプロセスの課題

涵養地熱システムには革新的な手法が必要であり、その一部は、発電所、熱水資源を基盤とした直接利用プロジェクトにも適用出来る。以下がこれらの例である (Tester et al., 2006)。

- ・ 深部地熱貯留層の探査、評価、及び開発のための井戸掘削、ケーシング、仕上げ及び生産技術における改善とイノベーション (表 4.6 で概括)。
- ・ 持続的な商業的生産率を得るために注入井と生産井の貯留層導通性を水圧で刺激する手法の改善。貯留層を刺激する手法は、地震災害のリスクを低減させながら、生産性を大幅に強化するために改良される必要がある。革新的な技術による水圧刺激処理が誘発した流体経路のイメージング手法は、これを促進するだろう。地域的な地下の状態とは独立した機能的な涵養地熱システムの貯留層を作り出す技術開発が、不可欠である。
- ・ 総合的な探査、地熱貯留層の開発と生産、及び将来地熱部門に従事する人々の適性や能力を育成するための関連教育ツールのためのデータ管理システムの開発・適正化。
- ・ 貯留層の開発期間における生産履歴をマッチングし、熱、水圧、力学、化学の統合プロセスを予測するための数値シミュレータの改良。涵養地熱システムの貯留層を正確にシミュレーションするために、コンピュータコードによって、流量、化学的性質、多孔質弾性、及び温度を完全に統合しなければならない。亀裂の非線形変形性など、完全に結合した適切な貯留層シミュレータの開発が不可欠である。圧力や温度などシミュレーションされた坑井状態のもとで、岩石試料を検査出来るような近代的な実験室施設もまた必要である。
- ・ 地熱流体、地熱貯留層との化学的相互作用の信頼出来る予測を可能にする評価方法の改善、地熱プラント及び施設、最適化された井戸、プラント、及びフィールド寿命の実現。
- ・ 地域暖房及び発電用途における熱源のより効率的な使用のための熱力学的変換サイクルの性能改善。

オーストラリア (DRET, 2008)、アメリカ、EU (ENGINE, (2008), the Joint Programme on Geothermal Energy of the European Energy Research Alliance)¹³及びすでに言及された IPGT (4.5.3.2 節の脚注参照) などが涵養地熱システム及びマグマ資源の研究について合意した優先度が、表 4.6 で要約されている。関連したサービスや装置の普及が成功した事例は、多くの従来の地熱プロジェクトにも見られる。

¹³ 地熱エネルギーに関する共同プログラム (The Joint Programme on Geothermal Energy:JPGE) は、www.eera-set.eu/index.php?index=36 にて説明されている。

表 4.6: 高度地熱研究に関する優先度 (HTHF: 高温高流速)

補足的な研究及び知識共有	教育・研修
標準的な地熱資源及び埋蔵量の定義	改良型 HTHF 硬岩掘削装置
予測的貯留層性能モデル化	改良型 HTHF 複合的ゾーン隔離
予測的応力場特性評価	信頼性の高い HTHF スリムホール水中ポンプ
誘発地震・地盤沈下の抑制	HTHF 腐食作用に対するケーシングの弾性の改善
高界面温度用の復水器	最適な HTHF 破砕刺激法
熱交換器用の循環流体としての二酸化炭素の使用	HTHF 検層ツール及び監視センサー
発電所設計の改良	HTHF 流動調査ツール
水使用を最小化する技術及び手法	HTHF 流体流動トレーサー
ビット前方の熱流量及び貯留層の予測	構成物の損傷、規模、及び腐食作用の緩和

必要とされる技術開発は、土地利用、誘発微小地震災害、または沈下リスクなど、環境的な影響の評価を明確に反映すべきだろう (4.5 節参照)。

地熱貯留層における作業流体としての二酸化炭素利用の可能性 (特に涵養地熱システムにおける利用) も調査中である。最近のモデル研究によると、二酸化炭素は、水よりも高い率で熱抽出を達成し、断裂型貯留層において、二酸化炭素の生産井への到達は、二酸化炭素注入開始後数週間で起こるのであることが示された。二相水二酸化炭素混合物は、数年間の間に生産され、それに続いて単相の超臨界二酸化炭素が生産されるだろう (Pruess and Spycher, 2010)。さらに、炭素を含まない再生可能資源によって発電するだけでなく、二酸化炭素排出量を低下させるための、地熱エネルギー普及効果を強化するための手段がそれによって提供される。システムからの二酸化炭素の損失率 (「隔離」) は 5~10%とする。この損失率は、アメリカの Fenton Hill テストで観測された水損失率に相当し、涵養地熱システム電力 1MW 当たり石炭燃焼 3MW の「隔離」につながる (Pruess, 2006)。2010 年時点で、このようなアプローチが技術的に証明されるまでに、すべきことが多くある。

4.6.4 海底地熱発電の技術

現在、海底地熱資源を取り出すために使用出来る技術はない。しかし、理論上は、電気エネルギーは、Hiriart and Espindola (2005) によって説明された有機ランキンサイクル (ORC) バイナリープラントを含む潜水艦のような密閉型プラントを用いて、熱水噴出孔から直接生成されるだろう。運転は、80%水準の内部効率を持つ蒸発型及び凝縮型熱交換器を使用するが、その他のバイナリーサイクル発電所にも類似しているだろう。250°C で 4%の海底噴出孔の全体的な効率 (発電された電力・火力発電) は、このような装置にとっては合理的な推定値である (Hiriart et al., 2010)。これらの資源にとっての重大な課題には、沿岸からの距離、水深、系統連系のコスト、大洋深度を制限する現在のケーブル技術、熱水噴出孔周辺の固有の海洋生物に与える潜在的影響などが含まれる。

4.7 コストの傾向¹⁴

一般的に、井戸の掘削及び発電所建設の必要があるため、地熱プロジェクトは先行投資コストが高いが、運転コストが比較的低くなる。運用コストは、プラントの発電容量、構成、注入井必要条件、地熱流体の化学的組成によって異なる。燃料コストがなければ、地熱プラントの運用コストは、燃料価格の市場変動の影響を受ける燃焼型発電所と比較して、予測可能である。この節では、地熱発電所からの均等化発電原価 (LCOE) に影響を与える以下の根本的要因について説明する。先行投資コスト、財務上のコスト (負債利子及び自己資本率)、税金、運転保守 (O&M) コスト、廃棄コスト、設備利用率、及び投資の経済的耐用年数などである。この節には、歴史的な及び推定の将来の傾向も含まれ、電気生産量に加え、地熱エネルギーの直接利用のための投資及び熱の均等化原価 (LCOH) も示される。

地熱設備の場合、コスト推定値は国家間 (インドネシア、アメリカ、日本などの間で) でばらつきが大きい可能性がある (20~25%、補助金及びインセンティブは含まない)。涵養地熱システムプロジェクトは、高度熱水プロジェクトよりも資本集約的であると推測される。稼働する商業的涵養地熱システム発電所がないため、推定コストは、不確実性の影響をより高く受ける。

4.7.1 地熱電力プロジェクトの投資コスト及びそれらに影響を与える要因

地熱電力プロジェクトの投資コストは、以下の要素から成る。(a) 探査及び資源の確認、(b) 生産井及び注入井

¹⁴ 本節でのコストの議論は、概して、個人投資家の視点に限定されている。第1章及び第8~11章では、たとえば、統合コスト、外部コストと便益、経済全体のコスト、政策コストを対象とするコスト問題についての補足的な見方を提供する。すべての値はUSドル (2005年) で表示される。

の掘削、(c) 地上施設及びインフラ、(d) 発電所、である。これらに影響を与える要素コスト及び要因は、通常、相互に独立しており、各要素は、投資総コストに与える影響も含め、以下に説明されている。

第 1 の要素 (a) には、探査及び試掘井の賃貸契約取得、許可、探鉱（地質学及び地球物理学）、及び掘削が含まれる。未開発地域における探査井の掘削は、一般的に成功率が約 50～60%であると報告されている。そして、最初の探査井は 25%の成功率とされ (Hance, 2005)、その他の文献 (GTP, 2008) では、成功率が 20～25%に下がる。資源確認コストは、井戸パラメータ（主として深さ、直径）、岩石物性、井戸の生産性、リグの利用可能性、土地使用許可または賃貸契約における時間遅延、及び金利に影響される。この最初の要素は、投資コスト総額の 10～15%に相当するが (Bromley et al., 2010)、拡張プロジェクトに関しては、1～3%までに低下する可能性がある。

生産井及び注入井の掘削（要素 b）の成功率は、60～90%である (Hance, 2005; GTP, 2008)。コストに影響を与える要因には、井戸の生産性（浸透率及び温度）、井戸の深さ、リグの利用可能性、垂直または傾斜掘削設計、特別な循環流体（掘削泥水）、特殊な掘削ビット、井戸の数、掘削契約における財務状況が含まれる (Hance, 2005; Tester et al., 2006)。この要素 (b) は、投資総額の 20～35%に相当する (Bromley et al., 2010)。

地上施設及びインフラ要素 (c) には、蒸気収集及び熱水処理の設備、分離装置、ポンプ、パイプライン、道路が含まれる。蒸気中心の地帯では、熱水処理が必要とされていないので、設備コストが下がる。この要素に影響を与える要素は、貯留層流体化学、商品価格（スチール、セメント）、地形、アクセスの容易さ、斜面安定性、平均的な井戸の生産性や分布（パイプラインの直径及び長さ）、及び流体パラメータ（圧力、温度、化学的性質）である (Hance, 2005)。地上施設及びインフラのコストは、投資の 10～20%に相当する (Bromley et al., 2010)。ただし、場合によっては、これらのコストは、発電所の規模及び場所によって、10%未満となるだろう。

発電所の要素 (d) には、タービン、発電機、復水器、変電所、グリッド接続部、蒸気スクラバー、及び汚染軽減システムが含まれる。発電所の設計及び建設コストは、タイプ（フラッシュ、乾燥蒸気、バイナリー、またはハイブリッド）、場所、規模（規模が大きいユニット及びプラントは、生産単位当たり安価である）(Dickson and Fanelli, 2003; Entingh and Mines, 2006)、流体エンタルピー（資源温度）及び化学的性質、使用される冷却サイクルのタイプ（水冷または空冷）、及び水を使用する場合冷却水の利用可能性によって決まる。この要素はばらつきが大きく、投資の 40～81%に相当する (Hance, 2005; Bromley et al., 2010)。

通常の地熱電力プロジェクトの過去及び現在の投資コストの一部は、図 4.7 に示される。復水フラッシュ発電所の場合、現在（2009 年）の世界的な範囲は、1,780～3,560US ドル（2005 年）/kW_e、バイナリーサイクルプラントの場合、2,130～5,200US ドル（2005 年）/kW_eであると推測される (Bromley et al., 2010)。

地熱電力プロジェクトの投資コストに影響を与えるもう 1 つの追加的要素は、プロジェクトのタイプである。区域拡大プロジェクトは、すでにインフラや探査に投資が行われており、貴重な資源情報は、新規の掘削井及び生産井より収集されているので、新設プロジェクトよりも 10～15%コストが低い (Stefansson, 2002; Hance, 2005)。

ほとんどの地熱プロジェクトは、2 種類の利益率の異なる資本（自己資本と負債利子）から資金提供される。自己資本率は 20%まで上昇する可能性があり、一方で負債利子率はさらに低くなる（6～8%）。地熱電力プロジェクトの資金構成は、一般に、55～70%の負債と 30～45%の自己資本から構成されているが、アメリカでは、借金の貸し手は通常、資金を貸す前に、資源容量の 25%が証明済みであることを要求する。よって、プロジェクトの初期段階は、多くの場合、こうした段階での失敗のリスクが高いため、自己資本から資金提供しなければならない (Hance, 2005)。実際に認識されたリスクが、自己資本率を設定し、負債利子の支援の利用可能性を決定する上で、重要な役割を果たす。

1980 年代からだいたい 2003～2004 年あたりまで、投資コストは横ばいもしくは、減少さえした (Kagel, 2006; Mansure and Blankenship, 2008)。それ以来、プロジェクトのコストは、工学的コストや、スチールやセメントのような商品のコストの上昇、及び掘削リグ借損料の上昇が原因で増加した (図 4.7)。このコストの傾向は、地熱に特有のものではなく、その他のほとんどの電力部門にもすべて反映されている。

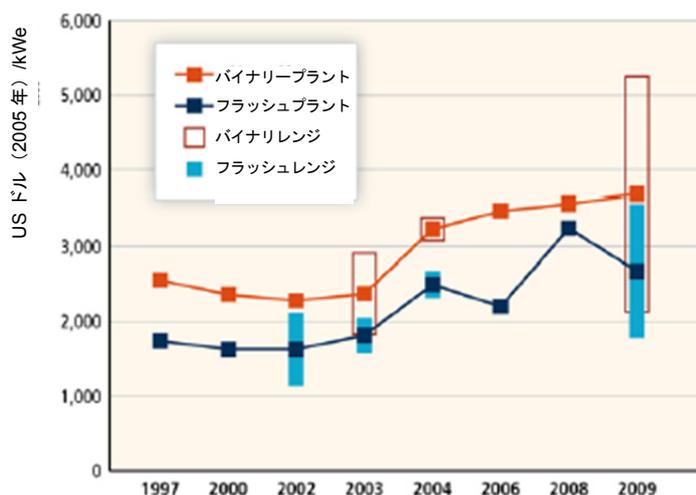


図 4.7: 通常の完成引渡しの（導入された）地熱電力プロジェクトに関する過去及び現在の投資コスト（以下から引用された概数値、Kutscher, 2000; Owens, 2002; Stefansson, 2002; Hance, 2005; GTP, 2008; Cross and Freeman, 2009; Bromley et al., 2010; Hjartarson and Einarsson, 2010）。

4.7.2 地熱電力の運転保守コスト

運転保守コストは、電力生産段階に直接関連する固定費及び変動費から成る。年間コスト当たりの運転保守コストには、現地作業（労働及び装置）、井戸作業と改修、及び設備保守が含まれる。地熱プラントの場合、追加の要因は、追加補充井、つまり機能不全の井戸に取って替わり、損失した生産力または注入量を回復させる新規井戸のコストである。これらの井戸のコストは、通常、元の井戸のコストよりも低く、成功率は高い。

各地熱発電所には特定の運転保守コストがあり、それは、発電所の質及び設計、資源の特徴、環境規制、及び運営者の効率に左右される。これらのコストに影響を与える重要な要因は、改修井戸、追加井戸の必要量である。これは区域ごとに大きく違う可能性があり、通常、時間と共に増加する（Hance, 2005）。アメリカの場合、追加井戸などの運転保守コストは、1.9～2.3US セント（2005 年）/kWh と計算されており（Lovekin, 2000; Owens, 2002）、Hance (2005) によって、平均コストが 2.5US セント（2005 年）/kWh であることが提示された。設備容量に関しては、現在の運転保守コストは、年間 152～187US ドル（2005 年）/kW の範囲であり、発電所の規模に左右される。ニュージーランドでは、プラントの発電容量が 20～50MW_e の場合、運転保守コストは、1.0～1.4US セント（2005 年）/kWh の範囲であり（Barnett and Quinlivan, 2009）、それは年間 83～117US ドル（2005 年）/kW に相当する。

4.7.3 地熱電力パフォーマンスのパラメータ

1つの重要なパフォーマンスのパラメータは、発電所の経済的耐用年数である。世界中の地熱発電所の一般的な計画耐用年数は 25～30 年である。ただし、メキシコのセロ・プリエト地熱発電所の 1 号機及び 2 号機（1973 年より操業; Gutiérrez-Negrín et al., 2010）、アメリカのガイザーズ地熱発電所の Eagle Rock 及び Cobb Creek（それぞれ 1975 年、1979 年より操業）、及びフィリピンのマクバン A (Mak-Ban A) やティウィ A (Tiwi A) 地熱発電所（1979 年より操業）など一部の地熱発電所は 30 年以上操業している（Bertani, 2010）。この利益回収期間により、プラントの耐用年数の終了時に、老朽化した地上プラントの改修及び取り替えが可能になるが、プラントの耐用年数は、地熱貯留層の経済的耐用年数とは同等でない。地熱貯留層の経済的耐用年数は、通常それよりも長く、たとえば、ラルレデロ、ガイザーズ、ワイラケイ、オルカリア、セロ・プリエトは特に長い。しかしながら、一部の貯留層では、時間の経過とともに起こる資源劣化の可能性が、継続するプラント操業の経済性に影響を与えるいくつかの要因のうちの 1 つとなることがある。

もう 1 つのパフォーマンスのパラメータは、設備利用率 (CF) である。1995 年以降の地熱発電所の世界的な平均設備利用率の進展は、表 4.7 に示されている。これらは、Bertani (2010) によって収集された各国更新情報で報告されているように、設備容量と平均年間発電量から計算された。2008 年の場合、世界全体の設備容量は 10,310MW_e（Bertani (2010) の表 X によると、2009 年で追加された 405MW_e が減らされていたため、2009 年末時点では 10,715MW_e）であり、平均設備利用率は 74.5%であった。この世界の平均は、国や区域によって大きく違っている。たとえば、メキシコの 2008 年における年間平均総設備利用率は 84%（Gutiérrez-Negrín et al., 2010 からのデータ）、一方アメリカの場合は、62%（Lund et al., 2010b）、インドネシアでは 78%（Darma et al., 2010; それらの表 1 からのデータ）であった。

表 4.7: 1995 年から 2009 年までの地熱発電所の世界の設備容量、電力生産及び設備利用率 (出典: Bertani (2010) からのデータ)。

年	設備容量 (GW _e)	電力生産 (GWh/yr)	設備利用率 (%)
1995	6.8	38,035	63.5
2000	8.0	49,261	70.5
2005	8.9	55,709	71.2
2008-2009*	10.7	67,246	74.5

注: ※2009 年 12 月時点での設備容量及び 2008 年 12 月時点での電力生産。2008 年における設備容量は 10.3GW_e であった。この値は、ここで示されている設備利用率 74.5% の推定に使用された。

地熱設備利用率の世界平均は、1995～2000 年の間に大幅に増加し、最近の 10 年間で増加率が低下した。増加率低下は、数十年間操業した地熱区域における資源生産性 (温度、流量、エンタルピー、またはその組み合わせ) の劣化によって部分的に説明される。ただし、追加掘削によりこの効果を相殺することが出来る。補足的な説明として、ここ 10 年間、一部の稼働中の地熱タービンがその経済的耐用年数を越えたために、保守または交換のためにこれまでよりも操業停止期間が長くなることが必至である。たとえば、2009 年において世界中で稼働している 55MW 超の 48 の地熱電力発電機のうち、13 (27%) の発電機が 27 年もしくはそれ以上の間稼働してきた (Bertani, 2010, 表 IX)。さらに、総容量 456MW_e の、新たな 15 の発電所が 2008 年中に稼働を開始したが、その発電量はその年の一部にしか貢献しなかった (Bertani, 2010, 表 X)。新規の地熱発電所の一般的な設備利用率は 90% 以上である (Hance, 2005; DiPippo, 2008; Bertani, 2010)。

4.7.4 地熱電力の均等化原価

地熱設備の現在の均等化発電原価 (探査、掘削と発電所の投資コスト、及び運転保守コスト) は、図 4.8 に示されている。

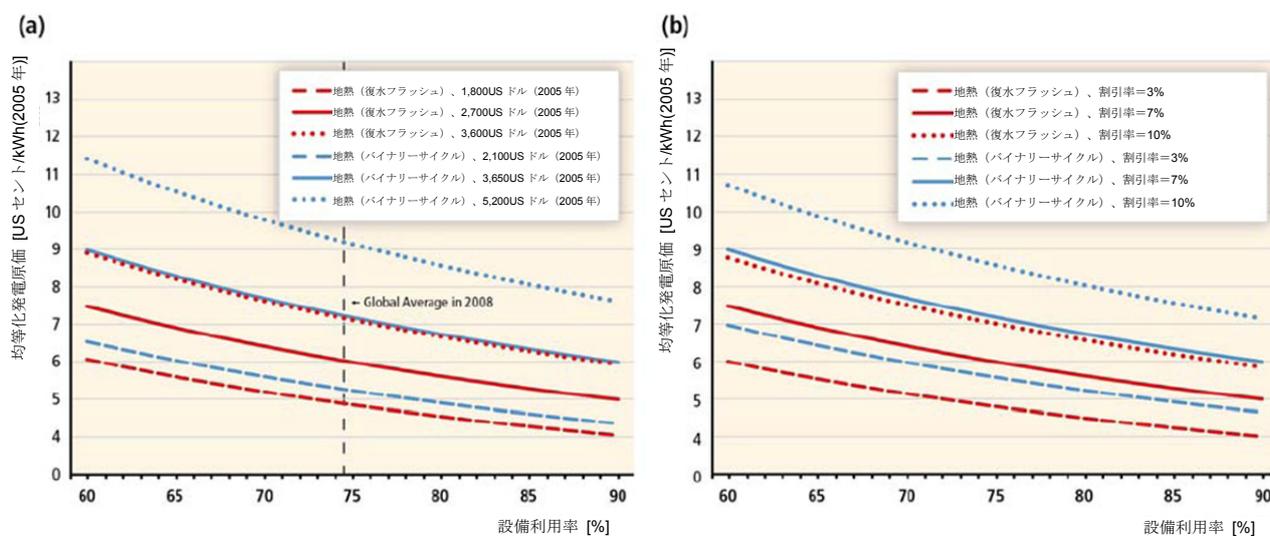


図 4.8: (a) 設備利用率と投資コスト (割引率 7%、運転保守コスト範囲の中央値、及び耐用年数の中央値) 及び (b) 設備利用率と割引率 (投資コスト範囲の中央値、運転保守コスト範囲の中央値、及び耐用年数範囲の中央値) の関数としての、地熱発電の現在の均等化発電原価 (Annex III も参照)。

27.5 年の耐用年数を想定し、2009 年の図 4.7 で示され、4.7.2 節で表示されているような世界規模の投資と運転保守コストの値を使用し、均等化発電原価は、設備利用率、投資コスト、割引率 (3、7 及び 10%) の関数として表示される (Bromley et al., 2010)。予測出来るように、その数値からの主な結論は、同じ平均的運転保守コストを想定すれば、均等化発電原価が投資コストと割引率に比例し、設備利用率に反比例するということである。現在のニュージーランドのように運転保守コストの低下が達成できた場合 (Barnett and Quinlivan, 2009)、その結果生じた均等化発電原価は、比例して低下する。新設プロジェクトの場合、復水フラッシュプラントの均等化発電原価は、現在 4.9～7.2US セント (2005 年) /kWh の範囲であり、バイナリーサイクルプラントの場合、均等化発電原価は 5.3～9.2US セント (2005 年) /kWh の範囲である。設備利用率は 74.5%、27.5 年の経済的設計耐用年数、割引率は 7%、それぞれ最低、及び最高の投資コストを使用する。90% の耐用年数を達成すれば、新規発電所における平均設備利用率は、約 17% 低い均等化発電原価につながる (図 4.8)。プラントの耐用年数、運転保守コスト、投資コスト、割引率、及び設備利用率における差を考慮すると、均等化発電原価推定値の全範囲は、復水フラッシュプラン

トの場合、3.1～13US セント (2005 年) /kWh、バイナリープラントの場合、3.3～17US セント (2005 年) /kWh の間で変化する可能性がある (Annex III 及び第 1 と 10 章を参照)。

涵養地熱システムに関する実際の均等化発電原価のデータは存在しないが、一部の予測は、異なる温度や深度のいくつかのケースについての様々なモデルを用いて作成されてきた (Tester et al., 2006 における表 9.5)。これらの予測には、将来の学習及び技術改善に起因する予測されたコスト削減は含まれず、涵養地熱システムのすべての推定値には、従来型の熱水資源の推定値よりも高い不確実性が伴う。マサチューセッツ工科大学の涵養地熱システムのモデルに関する取得された均等化発電原価の値の範囲は、比較的高度な涵養地熱システムの資源 (250～330°C、5km の深さの井戸) の場合、基本ケースの現在の生産性を井戸当たり 20kg/s と仮定すると、10～17.5US セント (2005 年) /kWh となる。ヨーロッパにおける熱水涵養地熱システムプロジェクトのもう 1 つのモデルでは、深度 4km、貯留層の温度 125～165°C、流速が 33～69kg/s、1.6MW_e のバイナリー発電機を有し、年間 86% の設備利用率で操業する 2 つの井戸が検討されており、30～37US セント (2005 年) /kWh の均等化発電原価値が得られた (Huenges and Frick, 2010)¹⁵。

4.7.5 将来におけるコストの傾向の見通し

4.6 節で要約された技術改善についての見通しにより、従来型の地熱技術及び涵養地熱システムの両方に関して、短期的及び長期的なコスト削減の可能性があることが示されている。さらに、将来の普及には、4.8 節で言及された、涵養地熱システムのような非従来型の開発タイプの割合の増加が含まれるため、地熱電力の将来のコストは大幅に変化する可能性が高い。

以下の推定値は、設計変更及び技術改善による可能なコスト削減に基づき、地熱プロセスの価値の連鎖についての専門知識のみに頼っている。地熱についての公表された学習曲線の研究は、限定されているため、将来のコストを予測するその他の重要な方法、つまり過去の学習率から推測することについては、ここでは詳しく触れない。学習曲線及びその長所と欠点についての本格的な議論については 10.5 節を参照。

予測可能な技術進歩は、4.6 節で示された。短期的に見て、均等化発電原価に潜在的に最大の影響を与えるものとしては、(a) 地熱貯留層の設計及び刺激における工学的改善、(b) 4.6.3 節また 4.6.1 節の一部で言及された材料及び運転保守の改善がある。これらの変化により、エネルギー抽出率が増加し、プラントの性能向上、保守期間の頻度、長さの減少につながり、これらすべてが、結果として設備利用率の上昇につながる。時間の経過とともに、より効率的なプラント (設備利用率が 90% 及び 95%) は、依然として稼働している旧式のプラントを代替することが推測され、平均設備利用率が 80～95% に増加する (Fridleifsson et al., 2008)。したがって、2020 年の世界の平均設備利用率は、80% と予測され、2030 年には 85%、2050 年には 90% にまで向上する。

4.6.2 節で説明されている掘削技術における重要な改善は、掘削コストを削減すると推測される。経験が増加することによる掘削コストの削減も、深層井及びガス掘削の過去の学習曲線に基づいている (Tester et al., 2006)。掘削コストは、投資コスト総額の少なくとも 20～35% を示し (4.7.1 節)、追加井戸のコストが原因で運転保守コストにも影響を与えるため、掘削コストが低下するにつれて、均等化発電原価の低下が期待される。さらに、探査、開発、及び追加井戸の成功率の増加も予測可能であるが、こうした削減は、短期的に達成されない可能性が高く、2020 年までの均等化発電原価削減の予測に含まれていなかった。4.6.2 節及び 4.6.3 節で言及された探査、地上設備、原料、発電所におけるその他の改善は、コスト削減につながる可能性が高く、またつなぐべきである。

それらの前提に基づき、2020 年の将来の潜在的な均等化発電原価が計算された。新設プロジェクトの場合、予測された世界の平均的均等化発電原価は、投資コストを配分された復水フラッシュプラントの場合、4.5～6.6US セント (2005 年) /kWh の範囲であり、設備利用率が 80%、耐用年数が 27.5 年、割引率が 7% のバイナリー発電所の場合、4.9～8.6US セント (2005 年) /kWh の範囲である。よって、地熱フラッシュプラント及びバイナリープラントの場合、地球規模で約 7% の平均的均等化発電原価削減が、2020 年までに予想される。

涵養地熱システムの予測された将来のコストについては、オーストラリアで行われたモデル変数の感度分析では、MWh 当たり 92～110AU ドル (6.3～7.5US セント (2005 年) /kWh に相当) の短期的な均等化発電原価の推定値を得た。この額は、クレディ・スイスの類似推定値よりわずかに高くなる (Cooper et al., 2010)。もう 1 つのモデル (Sanyal et al., 2007) によると、涵養地熱システムユニットの貯留層の刺激容積の増大とともに、井戸からの実現可能な最大のポンプ率が増加し、生産された流動体の冷却率が下がれば、涵養地熱システムの均等化発電原価が下がる (均等化発電原価は、年間摂氏 1 度冷却されるごとに約 0.45US セント (2005 年) /kWh 増加する) ということが示された。これは、結果として、密集した亀裂による刺激の効果が改善されることによって達成される (Sanyal, 2010)。Tester et al. (2006) では、2030 年までに生産性が井戸当たり 80kg/s になり、4 倍に増加させることが可能であり、高度涵養地熱システム資源の場合、予測された均等化発電原価の範囲も、3.6～5.2US セント/kWh にな

¹⁵ たとえば、維持管理コスト、耐用年数、設備利用率、及び割引率についてのさらなる仮定は、参照文献より入手可能である。

り、低品位の地質学環境（180～220°C、深度 5～7km の井戸）の場合、均等化発電原価は、およそ 5.9～9.2US セント（2005 年）/kWh で、経済的に実現可能なものになることが示された¹⁶。

4.7.6. 直接利用と地熱ヒートポンプのコスト

直接利用プロジェクトの熱の均等化原価は、特定の利用、温度、必要な流速、関連する運転保守、人件費、及び製造された製品の出力により、ばらつきが大きくなる。また、新規建設のコストは、通常、古い建築物を改修するコストよりも低くなる。表 4.8 に示されたコストの額は、アメリカまたはヨーロッパの北部に特有な気候に基づいている。アイスランド、スカンジナビア諸国、ロシアなどのより北部の気候になれば、暖房負荷は高くなる。ほとんどの数字は、アメリカにおけるコストに基づいているが、先進国では類似しており、発展途上国では低くなる（Lund and Boyd, 2009）。

表 4.8 に示された熱の均等化原価（LCOH）推定値の一部の仮定については、Annex III で言及されている。建築物の暖房の場合、仮定には、25～30%の負荷率、1,600～3,900US ドル（2005 年）/kW_{th} の投資コスト、20 年の耐用年数が含まれ、地域暖房の場合は、同じ負荷率、600～1,600US ドル（2005 年）/kW_{th}、25 年の耐用年数が含まれる。熱負荷密度（土地面積の単位当たりの暖房負荷）は、配管網の資本や運用コストの主な決定要因の 1 つであるため、地域暖房の実現可能性にとって重要である。よって、商業地区の高層ビルは、単独の家族向け住宅地よりも対象としては適している（Bloomquist et al., 2001）。一般的に、約 $1.2 \times 10^9 \text{ J/hr/ha}$ （ $120,000 \text{ J/hr/m}^2$ ）の熱負荷密度が推奨されている。

表 4.8: いくつかの直接地熱利用における投資コスト及び計算された熱の均等化原価（LCOH）（投資コストは概数であり、以下より引用された: Lund, 1995; Balcer, 2000; Radeckas and Lukosevicius, 2000; Reif, 2008; Lund and Boyd, 2009）。

熱利用	投資コスト (US ドル (2005 年) /kW _{th})	以下の割引率における熱の均等化原価 (US ドル (2005 年) /GJ)		
		3%	7%	10%
暖房 (建築物)	1,600～3,940	20～50	24～65	28～77
暖房 (地域)	570～1,570	12～24	14～31	15～38
温室	500～1,000	7.7～13	8.6～14	9.3～16
覆いのない養殖池	50～100	8.5～11	8.6～12	8.6～12
GHP (住宅用及び商用)	940～3,750	14～42	17～56	19～68

温室に関する熱の均等化原価の計算の場合、0.50 の負荷率を想定し、覆いのない養殖池やタンクの場合は負荷率が 0.60 で、耐用年数が 20 年となる。覆いのある池やタンクの場合、覆いのない池よりも投資コストは高いが、加熱要求は低くなる。

地中熱利用ヒートポンプシステム・プロジェクトのコストは、住宅用の設備及び商用・組織的な設備の間で異なる。大規模な建築物の冷暖房は、投資コスト及び熱の均等化価格を低下させる。さらに、設備のタイプ、地下水を利用する閉ループ（水平または垂直）または開ループは、導入コストに大きな影響を与える（Lund and Boyd, 2009）。表 4.8 で報告された熱の均等化価格では、負荷率として 25～30%、稼働寿命として 20 年を想定した。地中熱利用ヒートポンプシステムの運転には補助的な電力入力が必要なため、実際の熱の均等化価格は電力の市場価格に影響されるということは考慮に値する。アメリカでは、低下する天然ガス価格の最近の傾向は、熱供給の面で代替オプションと比較して、地中熱利用ヒートポンプシステム・プロジェクトの経済性が低下する結果となり、掘削コストは、地中熱利用ヒートポンプシステム普及の最大の障壁であり続ける。

産業用途は、エネルギー要件及び生産する産物によって大きく異なるため、さらに定量化が難しい。通常、これらの施設はより高い温度を必要とし、発電所の利用と競合することが多い。しかし、これらは 0.40～0.70 の高い負荷率を持っており、それによって経済性が向上している。産業用途は、大規模な食品・材木・鉱物乾燥施設（アメリカ及びニュージーランド）からパルプ・紙工場（ニュージーランド）まで様々である。

¹⁶ たとえば、将来の維持管理コスト、耐用年数、設備利用率、及び割引率に関する将来の仮定は、参照文献より入手可能である場合もある。

4.8 普及の可能性¹⁷

地熱エネルギーは、短期的及び長期的炭素排出量の削減に寄与する。2008年における世界の地熱電力生産は、67.2TWh_e (4.4.1節及び4.7.3節)であり、地熱直接利用による熱生産は、121.7TWh_{th} (4.4.3節)であった。これらのエネルギー総量は、それぞれ0.24EJ/年、及び0.44EJ/年であり、合計で0.68EJ/年であった(直接等価法)。IEA(2010年)では、2008年における地熱資源からの一次エネルギー総量として、わずかに0.41EJ/年(直接等価法)が報告されている(第1章参照)が、この差の理由をはっきりしない。ともかく、2008年における世界の地熱エネルギー使用は、世界の一次エネルギー供給の約0.1%しか占めていない。しかし、2050年までには、地熱は世界の電力需要の約3%、世界の冷暖房需要の5%を満たすだろう。

この節の初めに、建設中もしくは計画中の現在の地熱電力プロジェクト、観測された過去の成長率、また電力及び熱の予想生産量に基づく、地熱エネルギー(電力及び熱)に対して推測される短期間(2015年まで)の地球規模及び地域的な普及を提示する。次に、IPCCのAR4における推定値と比較して、中長期的な(2020年、2030年、2050年)の地球規模及び地域的な普及を提示し、本報告書の第10章で検討されたシナリオからの結果を表示し、技術的ポテンシャル、地域の状況、サプライチェーンの特徴、技術的経済的状況、統合送電問題、及び環境的社会的懸念を議論する。最後に、この節では、普及の可能性に関する短い結論を提示する。

4.8.1 短期的予測

短期的な地熱電力普及予測に関して信頼出来る情報源は、2010年の世界地熱会議(*the World Geothermal Congress 2010*)で最近提示された各国の最新情報である。この会議は5年ごとに開催され、数か国の地熱開発の専門家が、国の状況や見通しについての論文を作成、発表することを依頼される。それらの論文に盛り込まれた予測によると(これらの予測は、建設中または計画中として記載された地熱電力プロジェクトの生産量に基づく)、世界の地熱電力の設備容量は、2015年までに18.5GW_eに到達すると推測される(Bertani, 2010)。これは、地熱市場の現状及び予測に基づき、2010年から2015年までの年間平均成長率が11.5%であることを示す。この年間成長率は、1970年から2010年までに観測された過去の成長率(7%、表4.4)よりも高く、4.4節で言及されたように、数か国における活動の増加を示す。

地熱電力普及の各国の予測が5年後に完成すると仮定した場合(それは不確かではあるが)、2015年までの地域的な普及は、表4.9に示される。各地域にはそれぞれの成長率があるが、地球規模の平均率は11.5%である。実際には、2015年までに稼働すると推測される新規の全発電所は、熱水資源を利用し、涵養地熱システムプロジェクトからの貢献度の小さい、従来型(フラッシュ及びバイナリー)発電所である。涵養地熱システムの世界的な開発は、短期的にはゆっくりであるが、その後、期待された技術的改善がリスクとコストを下げるため、加速すると予測される(4.6節参照)。

各国の最新情報には、地熱直接利用(地中熱利用ヒートポンプシステムなどの加熱用途)の予測は含まれていなかった。次の5年間に関しては、1975~2010年における過去の年間成長率(表4.4)の予測が、結果として2015年までの地熱直接利用の世界の予測値である85.2GW_{th}となる。地域ごとに予測される普及や熱生成も表4.9に示されている。2015年までに、発電総量は、121.6TWh/年(0.44EJ/年)に到達し、一方、地中熱利用ヒートポンプシステムなどの直接熱生成は、224TWh_{th}/年(0.8EJ/年)に到達するだろう。

地域ベースでは、確認された熱水資源及び伏在する熱水資源を利用するための予測的な普及は、短期的には大幅に違っている。ヨーロッパ、アフリカ、中央アジアでは、地熱の電力及び直接利用の双方で、大規模な展開が期待される一方で、インド、中東では、直接利用における普及の増加のみが予測され、ここしばらく電力利用は予測されていない。

北アメリカ(アメリカ及びメキシコ)における4GW_eの既存の設備容量(ほとんどの場合成熟した開発から)は、2015年までに主にアメリカで、ほぼ60%増加すると推測される(Lund et al. (2010b)及びBertani (2010)によると3,094~5,400MW_e)。中央アメリカにおいて、将来の地熱電力の普及は、4GW_eとして推測されてきており(Lippmann, 2002)、そのうちの12%がこれまで利用されてきた(~0.5GW_e)。南アメリカ諸国、とくにアンデス山脈沿いにも、相当量の未使用及び探査中の熱水資源がある(Bertani, 2010)。

¹⁷ エネルギーシステムの多数のモデルに基づいたシナリオの包括的な評価に基づく普及の可能性に関する補足的な見通しは、本報告書の第10章及び10.2と10.3に示される。

表 4.9: 2015 年までの、地熱電力と直接利用（熱）の地域的な設備容量の現在及び予想値、電力・熱の生産の予測値

地域*	現在の容量 (2010)		予想される容量 (2015)		予想される生産 (2015)	
	直接 (GW _{th})	電力 (GW _e)	直接 (GW _{th})	電力 (GW _e)	直接 (TW _{th} /年)	電力 (TWh _e /年)
OECD 北アメリカ	13.9	4.1	27.5	6.5	72.3	43.1
ラテンアメリカ	0.8	0.5	1.1	1.1	2.9	7.2
OECD ヨーロッパ	20.4	1.6	32.8	2.1	86.1	13.9
アフリカ	0.1	0.2	2.2	0.6	5.8	3.8
移行経済	1.1	0.08	1.6	0.2	4.3	1.3
中東	2.4	0	2.8	0	7.3	0
アジアの開発途上国	9.2	3.2	14.0	6.1	36.7	40.4
OECD 太平洋	2.8	1.2	3.3	1.8	8.7	11.9
合計	50.6	10.7	85.2	18.5	224.0	121.6

注:※地域の定義及び国の分類については、Annex II を参照のこと。

Bertani (2010) から引用された電力の現在の及び予測データ、及び Lund et al. (2010a) から引用された直接利用の現在の及び予測データ。どちらも 2009 年 12 月時点。2010 年～2015 年の推測される平均年間成長率は、電力の場合は 11.5%、直接利用の場合は 11% である。2015 年までに仮定された世界の平均設備利用率は 75% (電力の場合)、30% (直接利用の場合) である。

ニュージーランド、アイスランド、フィリピン、及び日本のような地熱開発の歴史が成熟した島国の場合、確認された地熱資源により、将来、既存の設備容量の 2～5 倍に拡大する可能性がある。ただし、系統容量の制約や、(その他の再生可能なエネルギー源からの) 既存のまたは計画された発電、及び環境的要因 (一部の資源区域の国立公園の状態など) のような制約により、熱水地熱開発が制限される可能性がある。インドネシアは、太平洋のその他の火山島 (パプア・ニューギニア、ソロモン、フィジーなど) と並んで、地熱資源が世界で一番豊富な国の 1 つであると考えられており、大西洋 (アゾレス諸島、カリブ海など) には、有名な熱水資源からの大幅な成長の見込みがあるが、成長の可能性には市場の制約がある。

ロシア (カムチャッカ) 及び中国 (チベット) の辺境の地には、高温の熱水資源があり、その使用は、適切なインセンティブや電力需要地への系統のアクセスを考慮すると、それらの資源の利用は大幅に拡大されるだろう。東南アジア諸国やインドの地域には、多くの温泉があり、まだ探査されていない熱水資源があると推測される。

さらに、小規模の分散型地熱開発は、特にインドネシア、フィリピン、中央及び南アメリカの地域において、地熱資源のごく近くにある孤立した居留区の重要なベースロード電力源になり得る。

4.8.2 二酸化炭素排出抑制からみた長期的普及

IPCC 第 4 次評価報告書 (AR4) によると、2030 年までの世界電力供給に対する地熱の潜在的貢献は 633TWh/年 (2.28EJ/年)、つまり総供給量の約 2% に相当すると推定された (Sims et al., 2007)。同年に対するその他の予測の範囲は、173TWh/年 (0.62EJ/年) (IEA, 2009) から 1,275TWh/年 (4.59EJ/年) である (Teske et al., 2010)。

再生可能エネルギーが、温室効果ガス濃度安定シナリオの範囲下で地球規模のエネルギーニーズに応えるという点で、将来行うことの出来る貢献に関する文献の要約が、第 10 章に記載されている。

特に地熱エネルギーに焦点を絞り、図 4.9 (左) では、EJ/年で地熱エネルギーの地球規模の供給に対するモデリング結果を示している。約 120 の異なる長期的なシナリオが、図 4.9 の基礎となっている。これらのシナリオは、様々なモデリングチームから得られ、その他の変数の中で、エネルギー需要の成長、競合する低炭素技術、及び再生可能エネルギー技術の利用可能性 (地熱エネルギーを含む) のコストや利用可能性に関する仮定は幅広い。

第 10 章では、これらの変数の一部に対する変化が、再生可能エネルギーの普及結果にどのように影響を与えるかについて検討されている。10.2.2 節でも、これらのシナリオが引用された文献についての説明がなされている。図 4.9 (左) では、2020 年、2030 年、2050 年のこれらのシナリオの下での地熱エネルギーの普及結果が、AR4 に基づく以下の 3 つの温室効果ガス濃度安定範囲に対して示されている。ベースライン (600ppm 超、二酸化炭素)、カ

テグリーIII 及び IV (440~600ppm)、そしてカテゴリーI 及び II (440ppm 未満)、すべて 2100 年までのもの。結果は、平均的なシナリオ、つまりシナリオの中で 25~75 パーセントイルの範囲のもの、最小、及び最大のシナリオの結果について提示されている。一次エネルギーは、直接等価として提供され、熱、電気の各単位が一次エネルギーのレベルで 1 つの単位として説明されている¹⁸。

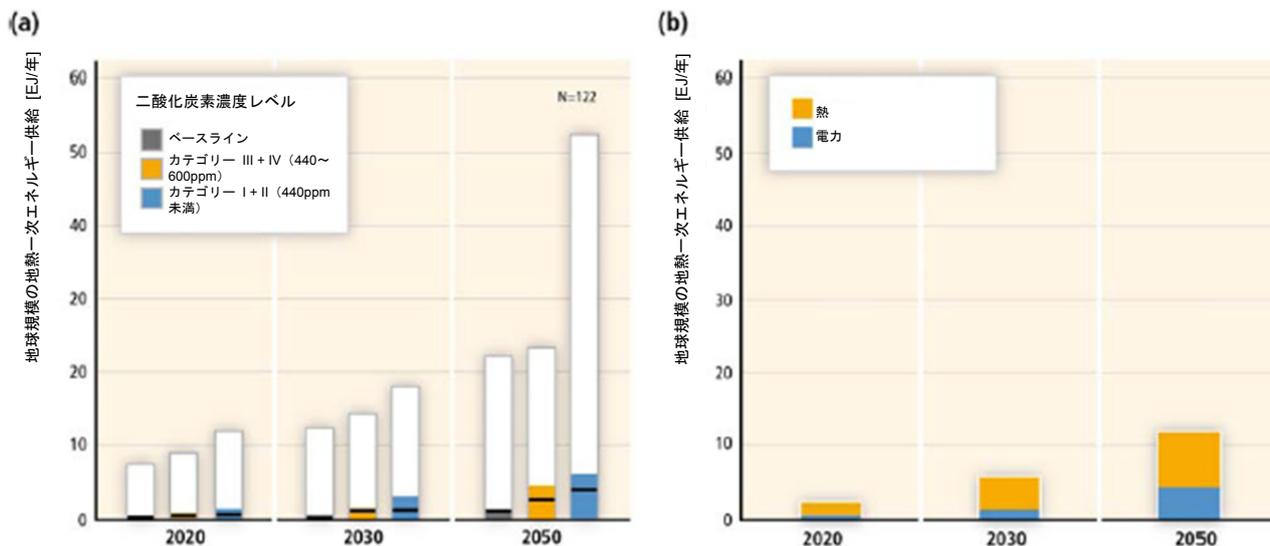


図 4.9: 地熱エネルギーの地球規模の一次エネルギー供給。(a) 長期的シナリオ (平均、25~75 パーセントイルの範囲、及びシナリオ結果の全範囲。色分けは、2100 年における大気中の二酸化炭素濃度レベルのカテゴリーに基づく。この図の根拠となる一定数のシナリオは、右上隅に示されている。)(出典: Krey and Clarke, 2011、第 10 章も参照) (b) 電力及び熱用途の場合の潜在的な地熱普及としては、4.8.2 節において推定。

図 4.9 (左) で示されている長期的な予測は、広範囲に及ぶ。3 つのすべてのシナリオの 25~75 パーセントイルの範囲は、2020 年までは 0.07~1.38EJ/年、2030 年までは 0.10~2.85EJ/年、2050 年までは 0.11~5.94EJ/年となっている。シナリオ平均の範囲は、2020 年については 0.39~0.71EJ/年、2030 年については 0.22~1.28EJ/年、2050 年については 1.16~3.85EJ/年である。2030 年の平均値は、IPCC の AR4 推定値の 2.28EJ/年 (発電のみ) よりも低い。ただし、AR4 推定値は、図 4.9 (左) に表示された最も意欲的な温室効果ガス濃度安定シナリオの 25~75 パーセントイルの範囲にある。図 4.9 (左) には、地熱普及は、温室効果ガス濃度レベルに敏感であり、普及の拡大は温室効果ガス濃度レベルの低下と相関性があることが示されている。

4.2 節及び 4.4 節で検討された地熱の技術的ポテンシャルと市場活動、及び 2015 年までの推定された地熱普及に基づき、地熱エネルギー供給の予測平均値及びすべてのモデル化されたシナリオの 75 パーセントイル総計は、2020 年、2030 年、2050 年において技術的には到達可能である。

上記に示されたように、気候政策は、将来の地熱開発の主要な推進要素の 1 つである可能性が高く、二酸化炭素排出 (440ppm 未満) の最も有益な政策の下では、簡単な外挿演習が示すように、2020 年、2030 年、2050 年までの地熱普及は、図 4.9 の 75 パーセントイルの推定値よりも高いだろう。2015 年の推定値 (表 4.9) から過去の地熱発電所の年間平均成長率 (7%) 及び直接利用の年間平均成長率 (11%) を予測することによって、2020 年、2030 年における地熱普及は、表 4.10 に示されるような数値に到達するだろう (図 4.9 b も参照)。

2050 年までの地熱発電所の予測設備容量の範囲は、140GW_e (Bertani, 2010) から 160GW_e までであり (Goldstein et al., 2011)、その半分は涵養地熱システムタイプの設備容量である。一方直接利用の潜在的設備容量は、800GW_{th} に到達するだろう (Bertani, 2010)。2050 年の潜在的普及及び発電量も、表 4.10 及び図 4.9 b に示されている。

¹⁸ 図 4.9 の根拠をなすレビューのようなシナリオのアンサンブル分析では、シナリオは正確には無作為なサンプルではないという事実と、シナリオにおける変化は、将来についての集合知または知識不足を明確に理解する上で、依然として現実的で多くの場合正確な手がかりとなるという意見の間には、常に葛藤がある (詳細な検討については 10.2.1.2 節参照)。

表 4.10: 2020 年から 2050 年にかけての電力及び直接利用に関する地熱の普及の可能性

年	使用	容量* (GW)	生産量(TWh/年)	生産量 (EJ/年)	合計 (EJ/年)
2020	電力	25.9	181.8	0.65	2.01
	直接	143.6	377.5	1.36	
2030	電力	51.0	380.0	1.37	5.23
	直接	407.8	1,071.7	3.86	
2050	電力	150.0	1,182.8	4.26	11.83
	直接	800.0	2,102.3	7.57	

注: ※2020 年及び 2030 年の設備容量は、電力には 7%、直接利用には 11%の年間成長率を用いて 2015 年の推定値から推定した。2050 年については、第 4 章で引用した予測の中央値である。生産量は、電力向け平均世界設備利用率を 80% (2020)、85% (2030)、90% (2050)、直接利用向けを 30%として推定した。

地熱エネルギーの貢献量（熱及び電力）は合計で、2020 年までには 2EJ/年、2030 年までには 5.2EJ/年、2050 年までには 11.8EJ/年（表 4.10）となり、その場合は熱または電気の各単位は、一次エネルギーレベルで 1 つの単位として説明されている。約 120 の検討済みのシナリオの大部分が、長期的な涵養地熱システム開発の潜在値を含んでいなかったため、これらの推定値は事実上、図 4.9 の 75 パーセントの推定値を 2 倍にしている。

将来の地熱普及は、2015 年から 2030 年までのそれまでの成長率をたどらない可能性がある。事実、その可能性は、高い場合もあり（たとえば、Krewitt et al. (2009) は、2005～2030 年までの電力普及の年間成長率 10.4%を採用した）、低い場合もあるだろう。しかし、外挿演習からの結果によると、将来の地熱普及は、25～75%というよりもむしろ、図 4.9 の 75～100%のレベルに到達する可能性があることを示している。

2030 年については、外挿された 380TWh/年 (1.37 EJ/年) の地熱発電量は、IPCC の AR4 推定値 (633TWh/年または 2.28EJ/年) よりも低い。

Teske et al. (2010) は、電力需要は、2020 年までには 25,851～27,248TWh/年、2030 年までには 30,133～34,307TWh/年、2050 年までには 37,993～46,542TWh/年と推定している。地熱の占める割合は、2020 年までには地球規模の電力需要の約 0.7%、2030 年までには 1.1～1.3%、2050 年までには 2.5～3.1%となるだろう。

Teske et al. (2010) は、2020 年までの冷暖房の場合の世界需要は 156.8EJ/年、2030 年には 162.4EJ/年、2050 年には 161.7EJ/年と予測している。地熱は、2020 年までには総需要量の約 0.9%、2030 年までには 2.4%、2050 年までには 4.7%を供給するだろう。

図 4.9 で示された高レベルの普及は、温室効果ガス排出を削減し再生可能エネルギーを増加させる財政的な刺激政策がなければ、達成されないだろう。研究開発に対する政策支援（最初の深層掘削に対する補助金、保証、税控除）は、涵養地熱システム及びその他の非従来型地熱資源開発などの一部の地熱技術の実証及び商業化を支援する。確定した地熱価格を伴う固定価格買い取り、及び地域暖房や建築物の暖房に対する直接的な補助金も、普及を加速する一助となるだろう。地熱エネルギーの普及も、掘削補助金、探査リスクを削減する競争以前の課題研究や実証、及び涵養地熱システム開発のコストに的を絞った助成金によって進展する。さらに、以下の問題が注目に値する。

資源ポテンシャル: 地熱エネルギーの地球規模の一次エネルギー供給への長期的な貢献についての最も高い推定値 (2050 年までに 52.5EJ/年) でさえ、技術的ポテンシャル (電力については 118～1,109EJ/年、及び直接利用については 10～312EJ/年) の範囲内にあり、熱水資源の上限内 (28.4～56.8EJ/年) である。よって、技術的ポテンシャルが、少なくとも地球規模で、地熱普及 (電力及び直接利用) のより意欲的なレベルの到達への障壁となる可能性は低い。

地域的普及: 地熱発電所及び直接利用の将来的な普及は、どの地域も同じというわけではない。地域的な地熱資源の状態と同じく、財政支援の利用可能性、水、送電・配電のインフラ、及びその他の要因が、地域的な普及率に重要な役割を果たす。たとえば、アメリカ、オーストラリア、及びヨーロッパでは、涵養地熱システムのコンセプトは、リスクや不確実性が低減されるにつれ、すでに現地で試験され、展開されつつあり、そうした地域における加速的な展開にとっての強みを提供する。アジア、アフリカ及び南アメリカのその他の急速に発展する地域や、分散型電力供給が必要な辺境の地や島において、普及に影響を与える要因には、市場電力価格、人口密度、市場距離、電力や冷暖房需要が含まれる。

サプライチェーン問題: 原料供給、労働利用可能性、または生産力に対する中・長期的な制約は、世界的な視点からは予測出来ない。

技術及び経済性: 様々な成熟度の地中熱利用ヒートポンプシステム、地域暖房、熱水及び涵養地熱システム法が、

利用可能である。地中熱利用ヒートポンプシステムが、最も幅広く市場に侵透しており、普及率の増加は、性能の係数や設備効率を改善することによって後押しされる可能性がある。深層帯水層からの熱流体の直接利用、及び涵養地熱システムを利用した熱抽出は、地熱貯留層へのアクセスや粉砕におけるさらなる技術的進歩によって増加する可能性がある。コージェネレーション用途も、涵養地熱システム及び低温熱水資源普及にとって特に魅力的である可能性がある。より効率的で持続可能な地熱エネルギー供給を達成するために、注入戦略を最適化し、過度の枯渇を避けることによって、地下探査リスクが低減され、貯留層管理が改善される必要がある。市場が許せば、地熱の多段階（カスケード）利用によるエネルギー使用効率の改善は、効果的な普及戦略である。熱及び電力の涵養地熱システム設備などの地熱プラントの性能評価は、電力に転換することの出来る有益なエネルギーを考慮することによって、流体の熱品質を考慮する必要がある。これらの技術的改善は、地熱エネルギーの経済性に影響を与える。

系統連系及び送電: 場所に固有な従来型熱水資源の地理的な位置は、結果として将来の普及に対する送電制約となる。しかし、系統連系の問題は、いったん送電問題が解決されれば、地熱電力のベースロードの特徴により、観測されなくなる。たとえ涵養地熱システム資源の評価が地域ごとに大幅に違っていたとしても、涵養地熱システム開発は、地域特性への依存が少ないため、長期的には送電制約が少なくなることが予想される。

社会的及び環境的懸念: 地熱エネルギー開発について示された懸念には、涵養地熱システムに関連して誘発された現地の地震活動の可能性、乾燥地帯における地熱発電所による水使用、一部の状況における地盤沈下、水質汚染や土壌汚染についての懸念、景観の質や地熱設備に利用されなければ観光産業に利用されていたであろう自然の地域や特徴（間欠泉など）の利用に設備が与える潜在的影響が含まれる。持続可能な努力の実行により、コミュニティに評価された自然の熱特性を保護し、水及び土地利用を最適化し、地熱流体やガスの処理による悪影響、誘発された地震活動、及び地盤沈下を最小限に抑えることが出来る。

4.8.3 普及に関する結論

全般的に見れば、地熱電力市場は、導入、供給された電力設備容量の増加によって示されているように、これまでと比較すると加速しているように見える。涵養地熱システムのような、新たな技術改善の段階的な導入によって、普及が促進されると推測され、一定の状況が満たされれば、2050年までに、140~160GW_eに到達するだろう。一部の新技术が、商用化（涵養地熱システムなど）の評価のために、現地実証段階、あるいは、実用性（超臨界温度や海洋熱水噴出孔の利用など）の試験のための初期研究段階に入っているだろう。バイナリープラントでの発電により、高温資源のない国々での電力生産の可能性が開かれるが、全体的なコストは高温資源よりも高くなる。

冷暖房への地熱エネルギーの直接利用は、利用可能な熱水資源を利用し、特定の地域では競争力を持つ。直接利用のためのこうした資源の将来的な開発においては、緩やかな増加が期待出来るが、地中熱利用ヒートポンプシステムの普及と共に、年間の持続的な複合成長も期待出来る。世界の大部分における低品位資源の地域での冷暖房の直接利用は、2050年までに800GW_{th}に達するだろう（4.8.2節）。コージェネレーション及びその他の熱源との混成は、追加的な機会を提供する可能性がある。

約120のエネルギーと温室効果ガス削減シナリオを検討したところ、地熱供給が予想の上限を満たすことが示唆された。自然の蓄熱容量があるため、地熱は、ベースロード電力の供給に特に適している。技術的ポテンシャル及び普及の可能性を考慮すれば、地熱エネルギーは、2050年までに地球規模の電力需要の約3%を満たし、2050年までに冷暖房の地球規模の需要の約5%を供給する可能性がある。

REFERENCES

- AL-AGEA (2009).** *Geothermal Energy in Australia*. Prepared by Activated Logic Pty Ltd. for the Australian Geothermal Energy Association (AGEA), Unley, South Australia, 53 pp. Available at: www.agea.org.au.
- Armstead, H.C.H., and J.W. Tester (1987).** *Heat Mining*. E&FN Spon Ltd, London, UK and New York, NY, USA, 478 pp (ISBN 0-419-12230-3).
- Arpasi, M. (2005).** Geothermal update of Hungary 2000-2004. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005 (ISBN 9759833204). Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0127.pdf.
- Axelsson, G., V. Stefánsson, G. Björnsson, and J. Liu (2005).** Sustainable management of geothermal resources and utilisation for 100 – 300 years. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005 (ISBN 9759833204). Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0507.pdf.
- Axelsson, G.V., C.J. Bromley, M.A. Mongillo, and L. Rybach (2010).** Sustainability task of the International Energy Agency's Geothermal Implementing Agreement. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0512.pdf.
- Balcer, M. (2000).** Infrastruktura techniczna zakładu geotermalnego w Mszczonowie (in Polish). In: *Symposium on the Role of Geothermal Energy in the Sustainable Development of the Mazovian and Lodz Regions (Rola energii geotermalnej w zrywnowazonym rozwoju regionów Mazowieckiego i Łódzkiego)*, Mineral and Energy Economy Research Institute, Polish Academy of Sciences, Cracow, Poland, 4-6 October 2000, pp. 107-114 (ISBN 83-87854-62-X).
- Barnett, P., and P. Quinlivan (2009).** *Assessment of Current Costs of Geothermal Power Generation in New Zealand (2007 Basis)*. Report by SKM for New Zealand Geothermal Association, Wellington, New Zealand. Available at: www.nzgeothermal.org.nz/industry_papers.html.
- Bertani, R. (2010).** Geothermal power generation in the world - 2005–2010 update report. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0008.pdf.
- Bertani, R., and I. Thain (2002).** Geothermal power generating plant CO₂ emission survey. *International Geothermal Association (IGA) News*, **49**, pp. 1-3 (ISSN: 0160-7782). Available at: www.geothermal-energy.org/308,iga_newsletter.html.
- Bloomquist, R.G., J. Nimmons, and M. Spurr (2001).** *Combined Heat and Power – Legal, Institutional, Regulatory*. No. WSUCEEP 01-013, Washington State University, Cooperative Extension, Energy Program, Olympia, Washington, 122 pp.
- Bromley, C.J., and M.A. Mongillo (2008).** Geothermal energy from fractured reservoirs: dealing with induced seismicity. *IEA OPEN Energy Technology Bulletin Feb. 2008*, **48**, 7 pp. Available at: www.iea.org/impagr/cip/pdf/Issue48Geothermal.pdf.
- Bromley, C.J., L. Rybach, M.A. Mongillo, and I. Matsunaga (2006).** Geothermal resources – utilization strategies to promote beneficial environmental effects and to optimize sustainability. In: *Proceedings RE 2006*, Chiba, Japan, 9-13 October 2006, pp. 1637-1640. In: *Science and Technology in Japan*, **25**(100), 2007.
- Bromley, C.J., M.A. Mongillo, B. Goldstein, G. Hiriart, R. Bertani, E. Huenges, H. Muraoka, A. Ragnarsson, J. Tester, and V. Zui (2010).** Contribution of geothermal energy to climate change mitigation: the IPCC renewable energy report. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at:

www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0225.pdf.

- Burgassi, P.D. (1999).** Historical outline of geothermal technology in the Larderello region to the middle of the 20th century. In: *Stories from a Heated Earth*. R. Cataldi, S. Hodgson and J.W. Lund (eds.), Geothermal Resources Council and International Geothermal Association, Sacramento, CA, USA, pp. 195-219 (ISBN: 0934412197).
- Cataldi, R. (1999).** The year zero of geothermics. In: *Stories from a Heated Earth*. R. Cataldi, S. Hodgson and J.W. Lund (eds.), Geothermal Resources Council and International Geothermal Association, Sacramento, CA, USA, pp. 7-17 (ISBN: 0934412197).
- Cloetingh, S., J.D.v. Wees, P.A. Ziegler, L. Lenkey, F. Beekman, M. Tesauero, A. Förster, B. Norden, M. Kaban, N. Hardebol, D. Bonté, A. Genter, L. Guillou-Frottier, M.T. Voorde, D. Sokoutis, E. Willingshofer, T. Cornu, and G. Worum (2010).** Lithosphere tectonics and thermo-mechanical properties: An integrated modelling approach for Enhanced Geothermal Systems exploration in Europe. *Earth-Science Reviews*, **102**(3-4), pp. 159-206.
- Cooper, G.T., G.R. Beardsmore, B.S. Wainig, N. Pollington, and J.P. Driscoll (2010).** The relative cost of Engineered Geothermal Systems exploration and development in Australia. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April, 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3115.pdf.
- Cross, J., and J. Freeman (2009).** *2008 Geothermal Technologies Market Report*. Geothermal Technologies Program of the US Department of Energy, Washington, DC, USA, 46 pp. Available at: www1.eere.energy.gov/geothermal/pdfs/2008_market_report.pdf.
- Darma, S., S. Harsoprayitno, B. Setiawan, Hadyanto, R. Sukhyar, A.W. Soedibjo, N. Ganefianto, and J. Stimac (2010).** Geothermal energy update: Geothermal energy development and utilization in Indonesia. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April, 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0128.pdf.
- De Jesus, A.C. (2005).** Social issues raised and measures adopted in Philippine geothermal projects. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April, 2005 (ISBN 9759833204). Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0219.pdf.
- Dickson, M.H., and M. Fanelli (2003).** *Geothermal energy: Utilization and technology*. Renewable Energy Series, United Nations Educational, Scientific and Cultural Organization, Paris, France, 205 pp. (ISBN: 92-3-103915-6).
- DiPippo, R. (1991).** Geothermal energy: Electricity generation and environmental impact. *Energy Policy*, **19**, pp. 798-807.
- DiPippo, R. (2008).** *Geothermal Power Plants: Principles, Applications, Case Studies and Environmental Impact*. Elsevier, London, UK, 493 pp. (ISBN: 9780750686204).
- DRET, 2008: Australian Geothermal Industry Development Framework.** Department of Resources, Energy and Tourism, Commonwealth of Australia, Canberra, Australia. (ISBN 978-1-921516-11-5 [paperback], ISBN 978-1-921516-15-3 [pdf]). Available at: www.ret.gov.au/energy/clean_energy_technologies/energy_technology_framework_and_roadmap/hydrogen_technology_roadmap/Documents/GEOTHERMAL%20FRAMEWORK.pdf.
- ENGINE (2008).** Propositions for the definition of research areas on Enhanced Geothermal Systems. *ENGINE Newsletter No. 11 – June 2008*, Enhanced Geothermal Innovative Network for Europe, Orléans, France, pp. 4-7. Available at: engine.brgm.fr/bulletins/ENGINE_Newsletter11_062008.pdf.

- Entingh, D.J., and G. Mines (2006).** A framework for evaluating research to improve U.S. geothermal power systems. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, **30**, pp. 741-746.
- EPRI (1978).** *Geothermal Energy Prospects for the Next 50 Years – ER-611-SR, Special Report for the World Energy Conference*. Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, USA.
- Frick, S., G. Schröder, and M. Kaltschmitt (2010).** Life cycle analysis of geothermal binary power plants using enhanced low temperature reservoirs. *Energy*, **35**(5), pp. 2281-2294.
- Fridleifsson, I.B., and A. Ragnarsson (2007).** Geothermal energy. In: *2007 Survey of Energy Resources*. World Energy Council, London, UK, pp. 427-437 (ISBN: 0946121 26 5). Available at: www.worldenergy.org/documents/ser2007_final_online_version_1.pdf.
- Fridleifsson, I.B., R. Bertani, E. Huenges, J.W. Lund, A. Ragnarsson, and L. Rybach (2008).** The possible role and contribution of geothermal energy to the mitigation of climate change. In: *IPCC Scoping Meeting on Renewable Energy Sources*, Luebeck, Germany, 21-25 January 2008, pp. 36. Available at: www.ipcc.ch/pdf/supporting-material/proc-renewables-luebeck.pdf.
- Fridleifsson, G.O., B. Pálsson, B. Stefánsson, A. Albertsson, E. Gunnlaugsson, J. Ketilsson, R. Lamarche, and P.E. Andersen (2010).** Iceland Deep Drilling Project. The first IDDP drill hole drilled and completed in 2009. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April, 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3902.pdf.
- Gawell, K., and G. Greenberg. (2007).** *2007 Interim Report. Update on World Geothermal Development*. Geothermal Energy Association, Washington, DC, USA. Available at: www.geo-energy.org/reports/GEA%20World%20Update%202007.pdf.
- German, C.R., G.P. Klinkhammer, and M.D. Rudnicki (1996).** The Rainbow Hydrothermal Plume, 36°15'N, MAR. *Geophysical Research Letters*, **23**(21), pp. 2979-2982.
- Goldstein, B.A., A.J. Hill, A. Long, A.R. Budd, B. Ayling, and M. Malavazos (2009).** Hot rocks down under – Evolution of a new energy industry. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, **33**, pp. 185-198.
- Goldstein, B.A., G. Hiriart, J.W. Tester, R. Bertani, C.J. Bromley, L.C. Gutiérrez-Negrín, E. Huenges, A. Ragnarsson, M.A. Mongillo, H. Muraoka, and V.I. Zui (2011).** Great expectations for geothermal energy to 2100. In: *Proceedings of the Thirty-Sixth Workshop of Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, CA, 31 January – 2 February 2011, SGP-TR-191, pp. 5-12.
- Grant, M.A., I.G. Donaldson, and P.F. Bixley (1982).** *Geothermal Reservoir Engineering*. Academic Press, New York, NY, USA.
- GTP (2008).** *Geothermal Tomorrow 2008*. DOE-GO-102008-2633, Geothermal Technologies Program of the US Department of Energy, Washington, DC, USA, 36 pp.
- Gutiérrez-Negrín, L.C.A., R. Maya-González, and J.L. Quijano-León (2010).** Current status of geothermics in Mexico. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0101.pdf.
- Hamza, V.M., R.R. Cardoso, and C.F.P. Neto (2008).** Spherical harmonic analysis of Earth's conductive heat flow. *International Journal of Earth Sciences*, **97**(2), pp. 205-226.
- Hance, C.N. (2005).** *Factors Affecting Costs of Geothermal Power Development*. Geothermal Energy Association, for the U.S. Department of Energy, Washington, DC, USA, 64 pp. Available at: www.geo-energy.org/reports/Factors%20Affecting%20Cost%20of%20Geothermal%20Power%20Development%20-%20August%202005.pdf.
- Hettkamp, T., J. Baumgärtner, D. Teza, P. Hauffe, and B. Rogulic (2010).** *Erfahrungen aus dem Geothermieprojekt in Landau (Experience from the geothermal project in Landau)*. Institute for

Geotechnik at TU Bergakademie, Freiberg, Publisher: H. Konietzky, S., pp. 43-54 (ISSN 1611-1605).

Hiriart, G. (2007). Impacto del cambio climático sobre la generación eléctrica con fuente de energía geotérmica (Impact of climate change on power generation from geothermal energy source). In: *Escenarios de energías renovables en México bajo cambio climático*. A. Tejeda- Martínez, C. Gay-García, G. Cuevas-Guillaumin and C.O. Rivera-Blanco (eds.), pp. 83-105. Available at: www.ine.gov.mx/descargas/cclimatico/e2007q.pdf.

Hiriart, G., and S. Espíndola (2005). Aprovechamiento de las ventilas hidrotermales para generar electricidad. In: *Memorias de la VIII Conferencia Anual de la AMEE*, Colegio de México, 28-29 November 2005, pp. 153-159. Available at: <http://www.iie.org.mx/economia-energetica/MemoriasVIIIConfAnualAMEE.pdf>.

Hiriart, G., R.M. Prol-Ledesma, S. Alcocer, and S. Espíndola (2010). Submarine geothermics: Hydrothermal vents and electricity generation. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April, 2010. Available at: <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3704.pdf>.

Hjartarson, A., and J.G. Einarsson (2010). *Geothermal resources and properties of HS Orka, Reyjanes Peninsula, Iceland*. Independent Technical Report prepared by Mannvit Engineering for Magma Energy Corporation, Vancouver, Canada, 151 pp. Available upon request at: www.mannvit.com.

Holm, A., L. Blodgett, D. Jennejohn, and K. Gawell (2010). *Geothermal Energy: International Market Update*. The Geothermal Energy Association, Washington, DC, USA, 77 pp. Available at: www.geo-energy.org/pdf/reports/GEA_International_Market_Report_Final_May_2010.pdf.

Huenges, E., and S. Frick (2010). Costs of CO₂ mitigation by deployment of Enhanced Geothermal Systems plants. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0238.pdf.

Huenges, E., K. Erbas, I. Moeck, G. Blöcher, W. Brandt, T. Schulte, A. Saadat, G. Kwiatek, and G. Zimmermann (2009). The EGS project Groß Schönebeck – Current status of the large scale research project in Germany. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, **39**, pp. 403-408.

IEA (2009). *World Energy Outlook 2009*. International Energy Agency, Paris, France, 696 pp.

IEA (2010). *Key World Energy Statistics 2010*. International Energy Agency, Paris, France.

IEA-GIA (2009). *IEA Geothermal Energy 12th Annual Report 2008*. International Energy Agency – Geothermal Implementing Agreement, Paris, France, 257 pp.

Imolauer, K., B. Richter, and A. Berger (2010). Non-technical barriers of geothermal projects. In: *Proceedings World Geothermal Congress*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0314.pdf.

Kagel, A. (2006). *A Handbook on the Externalities, Employment, and Economics of Geothermal Energy*. Geothermal Energy Association, Washington, DC, USA, 65 pp. Available at: www.geo-energy.org/reports/Socioeconomics%20Guide.pdf.

Kaltschmitt, M. (2000). Environmental effects of heat provision from geothermal energy in comparison to other resources of energy. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, 28 May - 10 June 2000 (ISBN: 0473068117). Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0908.PDF.

Koorey, K.J., and A.D. Fernando (2010). Concurrent land use in geothermal steamfield developments. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-29 April

2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0207.pdf.

Krewitt, W., K. Nienhaus, C. Kleßmann, C. Capone, E. Stricker, W. Graus, M. Hoogwijk, N. Supersberger, U. von Winterfeld, and S. Samadi (2009). *Role and Potential of Renewable Energy and Energy Efficiency for Global Energy Supply*. Climate Change 18/2009, ISSN 1862-4359, Federal Environment Agency, Dessau-Roßlau, Germany, 336 pp.

Krey, V., and L. Clarke (2011). Role of renewable energy in climate change mitigation: a synthesis of recent scenarios. *Climate Policy*, in press.

Kutscher, C. (2000). *The Status and Future of Geothermal Electric Power*. NREL/CP-550-28204, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 9 pp. Available at: www.nrel.gov/docs/fy00osti/28204.pdf.

Laplaige, P., J. Lemale, S. Decottegnie, A. Desplan, O. Goyeneche, and G. Delobelle (2005). Geothermal resources in France – current situation and prospects. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005 (ISBN 9759833204).

Lippmann, M.J. (2002). Geothermal and the electricity market in Central America. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, **26**, pp. 37-42.

Lovekin, J. (2000). The economics of sustainable geothermal development. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, 28 May – 10 June 2000 (ISBN: 0473068117). Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0123.PDF.

Lund, J.W. (1995). Onion dehydration. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, **19**, pp. 69-74.

Lund, J.W., and T.L. Boyd (2009). Geothermal utilization on the Oregon Institute of Technology campus, Klamath Falls, Oregon. *Proceedings of the 34th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering*, Stanford University, Stanford, CA, USA, 9-11 February, 2009 (ISBN: 9781615673186).

Lund, J.W., B. Sanner, L. Rybach, R. Curtis, and G. Hellström (2003). Ground-source heat pumps – A world overview. *Renewable Energy World*, **6**(14), pp. 218-227.

Lund, J.W., D.H. Freeston, and T.L. Boyd (2005). Direct application of geothermal energy: 2005 worldwide review. *Geothermics*, **24**, pp. 691-727.

Lund, J.W., D.H. Freeston, and T.L. Boyd (2010a). Direct utilization of geothermal energy 2010 worldwide review. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0007.pdf.

Lund, J.W., K. Gawell, T.L. Boyd, and D. Jennejohn (2010b). The United States of America country update 2010. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0102.pdf.

Lupton, J. (1995). Hydrothermal plumes: Near and far field. In: *Seafloor Hydrothermal Systems: Physical, Chemical, Biological, and Geological Interactions*, S. Humphris, R. Zierenberg, L. Mullineaux and R. Thomson (eds.), Geophysical Monograph 91, American Geophysical Union, Washington, DC, USA, pp. 317-346 (ISBN 0875900488).

Majer, E., E. Bayer, and R. Baria (2008). *Protocol for induced seismicity associated with enhanced geothermal systems*. International Energy Agency – Geothermal Implementing Agreement (incorporating comments by C. Bromley, W. Cumming., A. Jelacic and L. Rybach), Paris, France. Available at: www.iea-gia.org/documents/ProtocolforInducedSeismicityEGS-GIADoc25Feb09.pdf.

Mansure, A.J., and D.A. Blankenship (2008). Geothermal well cost analyses. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, **32**, pp. 43-48.

- Mégel, T., and L. Rybach (2000).** Production capacity and sustainability of geothermal doublets. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, 28 May – 10 June 2000 (ISBN: 0473068117). Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0102.PDF.
- Mock, J.E., J.W. Tester, and P.M. Wright (1997).** Geothermal energy from the Earth: Its potential impact as an environmentally sustainable resource. *Annual Review of Energy and the Environment*, **22**, pp. 305-356 (ISBN: 978-0-8243-2322-6).
- Newell, D., and A. Mingst (2009).** Power from the Earth. *Trading Carbon*, **2**(10), p. 24.
- O’Sullivan, M., and W. Mannington (2005).** Renewability of the Wairakei-Tauhara geothermal resource. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005 (ISBN 9759833204). Available at: <http://www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0508.pdf>.
- Owens, B. (2002).** *An Economic Valuation of a Geothermal Production Tax Credit*. NREL/TP-620-31969, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, USA, 24 pp. Available at: www.nrel.gov/docs/fy02osti/31969.pdf.
- Pritchett, R. (1998).** Modeling post-abandonment electrical capacity recovery for a two-phase geothermal reservoir. *Transactions of the Geothermal Resources Council*, **22**, pp. 521-528.
- Pruess, K. (2006).** Enhanced geothermal systems (EGS) using CO₂ as a working fluid - A novel approach for generating renewable energy with simultaneous sequestration of carbon. *Geothermics*, **35**, pp. 351-367.
- Pruess, K., and N. Spycher (2010).** Enhanced Geothermal Systems (EGS) with CO₂ as heat transmission fluid – A scheme for combining recovery or renewable energy with geologic storage of CO₂. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3107.pdf.
- Radeckas, B., and V. Lukosevicius (2000).** Klaipeda Geothermal demonstration project. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2000*, Kyushu-Tohoku, Japan, 28 May – 10 June 2000, pp. 3547-3550 (ISBN: 0473068117). Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2000/R0237.PDF.
- Reif, T. (2008).** Profitability analysis and risk management of geothermal projects. *Geo-Heat Center Quarterly Bulletin*, **28**(4), pp. 1-4. Available at: geoheat.oit.edu/bulletin/bull28-4/bull28-4-all.pdf.
- REN21 (2010).** *Renewables 2010: Global Status Report*. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) Secretariat, Paris, France. Available at: www.ren21.net/Portals/97/documents/GSR/REN21_GSR_2010_full_revised%20Sept2010.pdf.
- Rowley, J.C. (1982).** Worldwide geothermal resources. In: *Handbook of Geothermal Energy*. Gulf Publishing, Houston, TX, USA, pp. 44-176 (ISBN 0-87201-322-7).
- Rybach, L. (2005).** The advance of geothermal heat pumps world-wide. *International Energy Agency (IEA) Heat Pump Centre Newsletter*, **23**, pp. 13-18.
- Rybach, L. (2010).** Legal and regulatory environment favourable for geothermal development investors. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/0303.pdf.
- Saadat, A., S. Frick, S. Kranz, and S. Regenspurg (2010).** Energy use of EGS reservoirs. In: *Geothermal Energy Systems: Exploration, Development and Utilization*. E. Huenges and P. Ledru (eds.), Wiley-VCH, Berlin, Germany, pp. 303-372 (ISBN: 978-3527408313).
- Sánchez-Velasco, R., M. López-Díaz, H. Mendoza, and R. Tello-Hinojosa (2003).** Magic at

- Maguarichic. *Geothermal Resources Council Bulletin* (March-April 2003), pp. 67-70.
- Sanyal, S.K. (2010).** On minimizing the levelized cost of electric power from Enhanced Geothermal Systems. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3154.pdf.
- Sanyal, S.K., and S.J. Butler (2010).** Geothermal power capacity from petroleum wells – Some case histories and assessment. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2010*, Bali, Indonesia, 25-30 April 2010. Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2010/3713.pdf.
- Sanyal, S.K., J.W. Morrow, S.J. Butler, and A. Robertson-Tait (2007).** Is EGS commercially feasible? *Transactions of the Geothermal Resources Council*, **31**, pp. 313-322.
- Sims, R.E.H., R.N. Schock, A. Adegbululgbé, J. Fenhann, I. Konstantinavičiute, W. Moomaw, H.B. Nimir, B. Schlamadinger, J. Torres-Martínez, C. Turner, Y. Uchiyama, S.J.V. Vuori, N. Wamukonya, and X. Zhang (2007).** Energy supply. In: *Climate Change 2007: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave and L.A. Meyer (eds.), Cambridge University Press, pp. 251-322.
- Stefansson, V. (2002).** Investment cost for geothermal power plants. *Geothermics*, **31**, pp. 263-272.
- Stefansson, V. (2005).** World geothermal assessment. In: *Proceedings World Geothermal Congress 2005*, Antalya, Turkey, 24-29 April 2005 (ISBN: 9759833204). Available at: www.geothermal-energy.org/pdf/IGAstandard/WGC/2005/0001.pdf.
- Teske, S., T. Pregger, S. Simon, T. Naegler, W. Graus, and C. Lins (2010).** Energy [R]evolution 2010—a sustainable world energy outlook. *Energy Efficiency*, doi:10.1007/s12053-010-9098-y.
- Tester, J.W., E.M. Drake, M.W. Golay, M.J. Driscoll, and W.A. Peters (2005).** *Sustainable Energy – Choosing Among Options*. MIT Press, Cambridge, Massachusetts, USA, 850 pp (ISBN 0-262-20153-4).
- Tester, J.W., B.J. Anderson, A.S. Batchelor, D.D. Blackwell, R. DiPippo, E.M. Drake, J. Garnish, B. Livesay, M.C. Moore, K. Nichols, S. Petty, M.N. Toksöks, and R.W. Veatch Jr. (2006).** *The Future of Geothermal Energy: Impact of Enhanced Geothermal Systems on the United States in the 21st Century*. Prepared by the Massachusetts Institute of Technology, under Idaho National Laboratory Subcontract No. 63 00019 for the U.S. Department of Energy, Assistant Secretary for Energy Efficiency and Renewable Energy, Office of Geothermal Technologies, Washington, DC, USA, 358 pp (ISBN-10: 0486477711, ISBN-13: 978-0486477718). Available at: geothermal.inel.gov/publications/future_of_geothermal_energy.pdf.
- Wonstolen, K. (1980).** Geothermal legislative policy concerns. In: *Proceedings Geothermal Symposium: Potential, Legal Issues, Economics, Financing*, Bloomquist, R.G. and K. Wonstolen (eds.), Seattle, WA, 2 June 1980. Available at: www.osti.gov/bridge/product.biblio.jsp?query_id=0&page=0&osti_id=6238884.