

## 二国間クレジット制度に係る実現可能性調査 最終報告書

### 1. 調査対象プロジェクト

#### (1) 調査対象プロジェクトの概略

##### ・プロジェクトの目的

我が国は、途上国への優れた低炭素技術・製品・システム・サービス・インフラ等の普及や対策実施を通じ、実現した温室効果ガス排出削減・吸収への我が国の貢献を定量的に評価し、我が国の削減目標の達成に活用するため、二国間クレジット制度 (Joint Crediting Mechanism: JCM) を構築・実施している。

2013 年 1 月のモンゴルをはじめとして、これまでにバングラデシュ、エチオピア、ケニア、モルディブ、ベトナム、ラオス、インドネシア、コスタリカ、パラオ、カンボジア、メキシコ、サウジアラビア、チリ、ミャンマー及びタイの 16 か国との間で JCM を開始するための二国間文書に署名しており (2016 年 1 月 29 日現在)、現在、他の途上国についても、様々な場を活用して協議を行っている。2013 年 11 月に発表された「攻めの地球温暖化外交戦略」においても、3 年間で署名国を倍増させるべくこれらの協議を加速させることや、JCM に基づくプロジェクトの形成を支援するべく、様々な支援方策を実施していくことが示されており、また、2014 年 9 月の国連気候サミットにおける安倍総理スピーチにおいても、JCM を着実に実施し、優れた技術を国際社会に広め、世界の削減に貢献する旨発言されている。

我が国が提案している JCM により、途上国における新たな排出削減事業の発掘と低炭素社会実現の支援を推し進めるためには、JCM のプロジェクトを着実に実現していくことが重要である。

このため、本調査では、JCM の下での実施が見込まれるプロジェクトを対象として、当該プロジェクトの実現に向けた実施計画・資金計画の立案及び当該プロジェクトに適用可能な方法論の予備調査を行うことを目的とする。具体的には、チリの首都サンティアゴから約 300km 南の Mariposa において、開発中の地熱発電所建設プロジェクトへの本邦技術による地熱発電設備導入と JCM 方法論の実現可能性を確認することを目的とする。

##### ・GHG 排出削減効果

本プロジェクトは発電ユニットの定格出力が 50MW の地熱発電による GHG の排出削減を行うものである。大容量の再生可能エネルギー発電プロジェクトであり、JCM プロジェクトとして、大き

な排出削減が期待でき、費用対効果も非常に大きいプロジェクトの一つになり得る。

GHG排出削減の方法は、対象となる Mariposa での地熱発電所において発電した電力をチリのグリッドに供給することにより、既存の火力発電で発電されたグリッド電力を代替する。これにより化石燃料を燃焼させることで発生する CO<sub>2</sub> の排出が削減できる。

チリにおける本調査の結果を用いて、調査対象プロジェクトにおける GHG 排出削減効果を算出した。チリのグリッド排出係数は CDM の算定ツールに従って排出係数を用いて算定した。Mariposa での地熱発電で供給する電力はチリの最大のグリッド SIC へ供給することとなるが、SIC 管内は大型の水力発電所が多く、また近年、チリ全土で NCRE (Non-Conventional Renewable Energy 非在来型エネルギー：地熱、太陽光、風力、バイオマス、小水力(20MW 以下))のうち地熱を除く発電技術が普及することにより、グリッド排出係数は低下傾向にある。同ツールを用いた排出係数(CM)は 0.455[t-CO<sub>2</sub>/MWh]となった。

チリにおける地熱発電の稼働率を 90%、発電所内での自己消費を発電量の 7%とすれば、リファレンス排出量とプロジェクト排出量は次のような結果となる。

リファレンス排出量：166,622 [t-CO<sub>2</sub>/y]

$$= \text{プロジェクトによりグリッドに供給される電力量 (366.1[GWh/y])} \\ \times \text{プロジェクトにより代替されるグリッドの排出係数 (0.455[t-CO}_2\text{/MWh])}]$$

プロジェクト排出量：4,847 [t-CO<sub>2</sub>/y]

排出削減推定量 ( $ER_y$ ) は次のように計算される

$$ER_y = 166,622 \text{ [t-CO}_2\text{/y]} - 4,847 \text{ [t-CO}_2\text{/y]} \\ = 161,775 \text{ [t-CO}_2\text{/y]}$$

導入設備となる地熱発電用タービンの法定耐用年数 15 年での CO<sub>2</sub> 排出削減量は、

$$161,775 \text{ [t-CO}_2\text{/y]} * 15 = 2,426 \text{ [千 t-CO}_2\text{]}$$

となる。(算定の詳細は「4. JCM 方法論の予備調査結果」を参照)

#### ・導入する設備・機器の規模及び性能

地熱発電設備の検討に際しては、まず基本となる発電設備容量を設定した。チリでの現地調

査において、2016 年から 2017 年にかけて Mariposa で 3,000m 級の生産井を 3 本掘削する計画であることを把握した。地熱開発では生産井の掘削の後、噴気試験を行って、蒸気条件が確定する。本調査時点において蒸気条件が得られていないため、現地調査を踏まえた仮の蒸気条件に基づき、またプロジェクト実施者の計画に基づいて 50MW の発電設備を導入する前提で検討を行った。

次に、地熱発電システムの選定においては、世界各国の地熱発電所に数多く採用され、最も一般的な発電方式である「シングルフラッシュ方式」を採用した。ここで、今回の検討で採用した「シングルフラッシュ方式」のシステム概要を図 1 に示す。

シングルフラッシュ方式のシステムフローでは生産井から噴出した気体と液体を含む二相流はセパレータに導入する。セパレータ器内では二相流を旋回させることで、内壁面に液体を張り付け、中央部に気体を集めて気体(蒸気)と液体(熱水)を分離する。分離した液体は還元井を介して地下貯留層へと還元される。一方、蒸気はタービンに導かれ、蒸気を持つ熱エネルギーはタービンにて運動(回転)エネルギーに変換され、タービンに連結されている発電機により発電する。

蒸気タービンで仕事を終えた蒸気は復水器に流入し、冷却水と直接接触して凝縮する。ここで、地熱発電ではこの蒸気中に数%の不凝縮ガスが含まれており、復水器に滞留して復水器真空を悪化させるので、不凝縮ガスを復水器内に設置されるガス冷却部において十分冷却して不凝縮ガスの随伴蒸気量を少なくした後で、ガス抽出機(エジェクタ、真空ポンプ)によって抽出し、冷却塔のファンスタックから大気に放出させている。

冷却水の生成には冷却塔を採用する。冷却塔で冷やされた冷却水は、復水器やその他の熱交換器で使用されて温まった後に再度冷却塔に戻る循環システムを形成している。循環システムには、絶えずタービン排気の水が供給されるが、一方で冷却水の一部は蒸発損失として冷却塔のファンスタックから大気に放出されている。通常、凝縮水の供給量が蒸発損失量よりも多いので、運転中の冷却水補給は不要である。

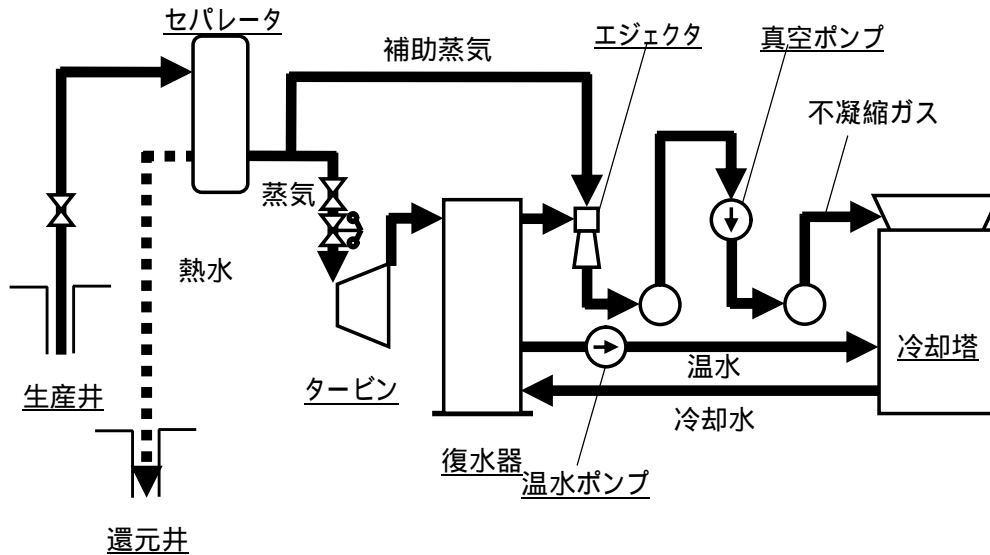


図1 シングルフラッシュ方式のシステムフロー

本プロジェクトにおける 50MW 地熱発電設備の検討においては、このシングルフラッシュ方式をベースとして地熱発電設備の概念設計を行った。前述の条件に基づいた 50MW 地熱発電設備の仕様検討結果を表 1 に示す。なお、この仕様は将来掘削される予定の生産井の特性に基づき最適化を実施する必要がある。

表 1 導入設備規模・性能

項目	概念設計結果
定格出力(発電端)	50MW
ユニット数	1 ユニット
発電方式	復水式シングルフラッシュサイクル
主蒸気量(タービン入口)	320 t/h(不凝縮ガス含む)
主蒸気圧力(タービン入口)	1.1 MPa A
復水器内圧力	0.01 MPa A
周波数	50Hz
所内動力	定格出力に対し約 7%

50 MW 地熱発電設備のレイアウトの一例を図 2 に示す。今回の検討では生産井・還元井と発電設備との位置関係、送電線計画等が未確定のため、発電設備のみのレイアウトに限定した。

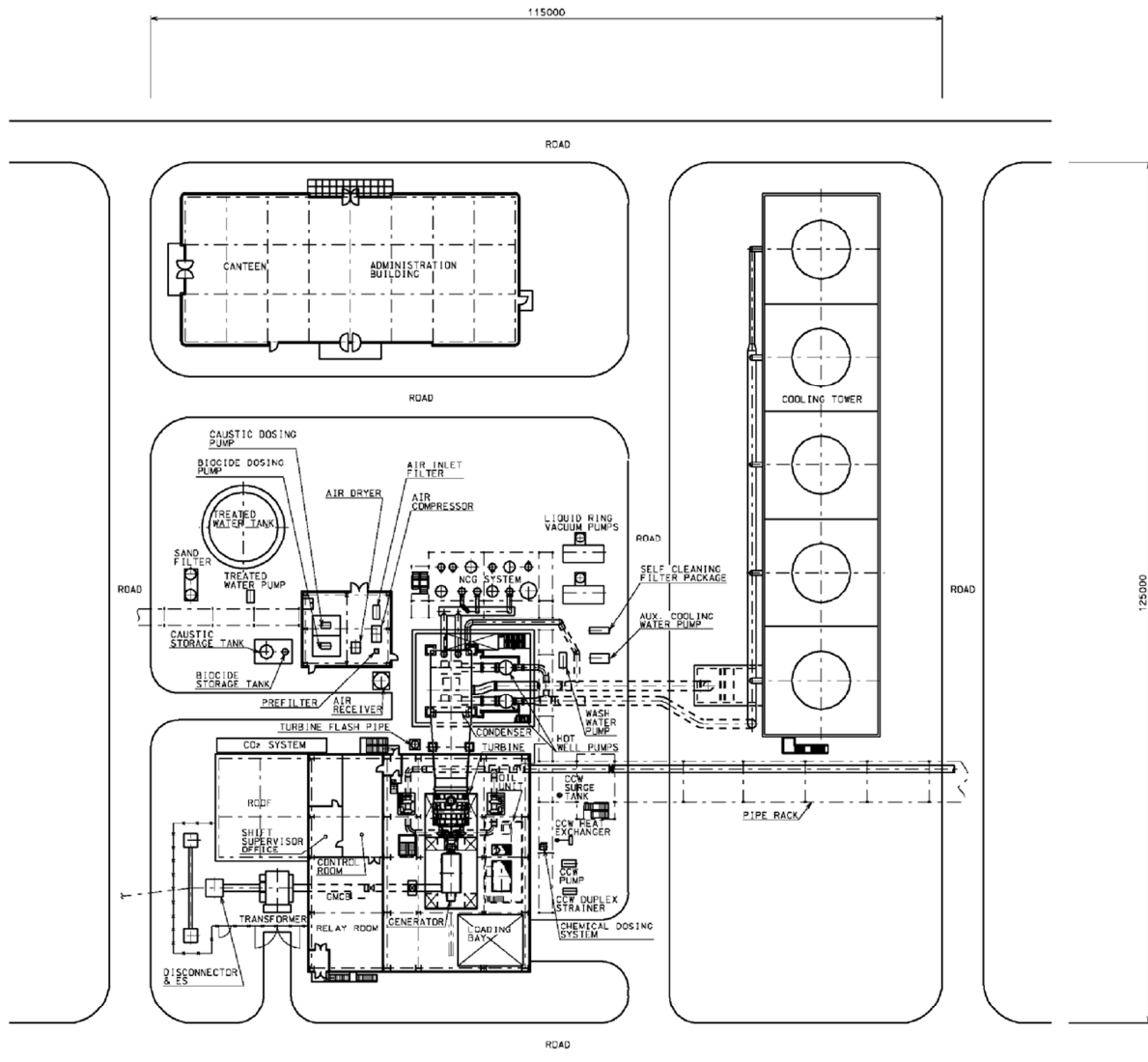


図 2 地熱発電設備のレイアウトの例

本調査で概念設計を行った地熱発電設備の主要構成機器を表 2 に示す。

Mariposa は 2016 年から生産井を掘削する計画であり、本調査では仮の条件に基づいて、50MW の地熱発電設備の概念設計を行った。しかしながら、今後掘削が予定されている生産井の噴気試験結果に基づき、詳細検討を進める必要がある。蒸気条件及びその他の諸条件により、発電容量が変わってくるためである。

表 2 地熱発電設備の主要構成機器

名称	主要項目
タービン	単気筒単流式復水タービン 定格出力： 50MW 調速装置： 電気式 付属設備： 潤滑油装置 危急遮断装置 監視計器
復水器	直接接触式
ガス抽出装置	ハイブリッド式 第 1 段： エジェクタ 第 2 段： 真空ポンプ
冷却塔	強制通風式向流型
ポンプ	温水ポンプ、冷却水ポンプ
発電機	三相交流同期発電機
配管設備	主蒸気管、冷却水管、不凝縮ガス管
空気源供給装置	空気圧縮機、除湿機
計装制御装置	タービン制御盤、計器類一式
電気設備	開閉装置、変圧器、遮断器等

発電設備の方式としてシングルフラッシュ方式を前提に検討を行ったが、シングルフラッシュよりも更に高い出力を求める場合には、代替案として「ダブルフラッシュ方式」の採用についても検討の余地がある。この「ダブルフラッシュ方式」とは、シングルフラッシュ方式で還元井に導いているセパレータからの熱水系統にフラッシュを追設し、そこにおいて熱水を減圧フラッシュさせることにより低圧の蒸気と熱水に分離させ、この蒸気をタービンに導くことにより発電量を増加させる発電方式である。すなわち、より少ない地熱資源量で同等の発電容量が確保できる。このダブルフラッシュ方式は、シングルフラッシュ方式と比べて設備が増えることにより設備費面で不利になるという点も挙げられるが、より高効率を望め、今回の条件における同出力での必要地熱資源量は、シングルフラッシュ方式の場合の 6 割程度と試算した。注意点としては、フラッシュによって蒸気と熱水に分離した際に、熱水側の温度がシングルフラッシュ方式の場合と比べて低下することからシリカ等の不純物の析出によるスケールが生じ易くなるため、薬品注入によるスケール防止等が必要になることもある。地熱発電設備の方式の選定については、試掘調査結果を評価した上、その井戸特性、井戸の性状、および経済性を含めた総合的な評価が必要である。

一方で、井戸の噴気試験、発電設備の検討と併せて、送变电設備の整備などのインフラ全般

の整備を行う必要があり、発電設備のみではなく、それらを含めたプロジェクト全体の計画立案及び実行が必要である。

## ・実施サイト

実施サイトとなる Mariposa は 2003 年にチリ政府による地熱調査により、その存在が確認された。その後、2010 年の追加調査によって同エリアは 320MW の 30 年以上の地熱発電が可能な生産井が開発可能であると報告された。実施サイトの地図を図 3 に示す。サイトはチリの首都サンティアゴ(Santiago)から南へ約 300km の山脈地帯に位置しており、標高は約 2,000m である。チリの Region としては Ⅴ に属する。本調査では第 2 回現地調査(2015 年 11 月 10-11 日)において Mariposa サイトの視察を実施した。

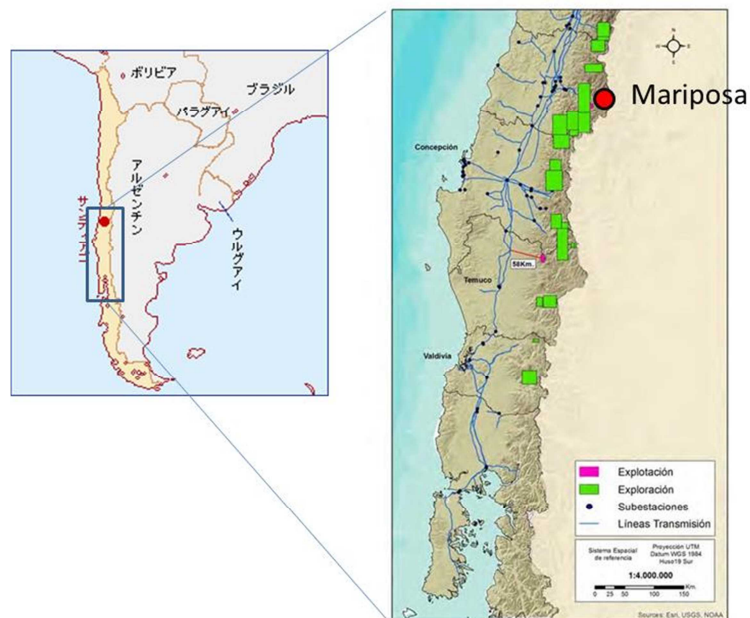


図 3 実施サイト<sup>1</sup>

## (2) 調査対象プロジェクトを実施する背景及び理由

### ・日本の予定代表事業者が関与する動機

日本の予定代表事業者候補となる三菱日立パワーシステムズ(以下、MHPS)が、高地と寒冷地での地熱発電所の建設実績と高い技術力を有するためである。Mariposa サイトは標高約

<sup>1</sup> 外務省 HP (<http://www.mofa.go.jp/mofaj/area/chile/index.html>) と CEGA HP (<http://www.cega.ing.uchile.cl/cega/index.php/en/outreach/geothermal-in-chile>) を当法人により加筆

2,000m、冬期期間が1年のうち5か月間程度あるという高所の寒冷地であるため、冬期期間におけるプラント建設工事の計画策定には留意する必要がある。具体的には、高地の地熱発電所でメキシコ Los Azufres 発電所(3,000m)やケニア Olkaria(2,000m)等の建設実績があり、また寒冷地の地熱発電所では秋田澄川地熱発電所での建設実績があり、高度なノウハウを有している。こうした実績・ノウハウは、チリにおける高所の寒冷地における地熱開発を推進できると考えられ、これが対象プロジェクトを実施する動機となる。

また同社は地熱発電所建設に必要な設備・機器の納入のみならず、発電プラントの EPC(設計・調達・建設)を手がけることが可能である。地熱発電のデベロッパーへのパッケージ化された発電所建設サービスを提供することができ、世界で数多くの EPC 実績を持つ。加えて、2015年2月に Energy Development Corporation (以下、EDC)からフィリピン Tongonan 地熱発電所のリハビリ工事を受注し、地熱発電ビジネスにおいて EDC との良好な関係構築がなされている点も重要である。

EDC と MHPS 双方のノウハウと関係性を活かした JCM 案件組成調査(PS: Project planning Study)による実証、さらには設備補助事業の実施を提案し、計画することによって JCM のプロジェクト組成のためのプラント建設準備を推進することができると考えられる。

### ・現地のプロジェクト実施主体が関与する動機

EDC は本プロジェクトの対象サイトである Mariposa の地熱開発の事業オーナーであり、最大級の地熱発電・開発会社である。図4に主要地熱発電会社の規模を示す。

RANK	COMPANY	CAPACITY (in MW)	
		STEAM	PLANT
1	EDC	1,169	1,169
2	Comision Federal de Electricidad	958	958
3	Enel Green Power	915	915
4	Chevron	1,329	887*
5	Ormat	689	749

Source: Bertani, Ruggero, 2010: Geothermal Power Generation in the World 2005-2010 Update Report

Note: \* Not included is the 442 MW operated by the Indonesian Government through PLN

図4 地熱発電会社の発電容量[MW]<sup>2</sup>

<sup>2</sup> Company presentation: 2015 CalGEMs conference, Energy Development Corporation



EDC は 1GW を超える地熱発電所の運転をしており、世界でも有数の実績を有する。

同社はフィリピンに本社を持つ民間企業である。フィリピン国営石油会社の子会社エネルギー開発公社 (Philippine National Oil Company- Energy Development Corporation, PNOC-EDC) が 2007 年に完全民営化し、EDC となった。フィリピン最大の地熱発電事業者であり、地熱開発の世界戦略としてチリやペルー、インドネシアでの地熱開発を進めている。特に現在、南米の高い地熱ポテンシャルに着目し、チリとペルーにおいてコンセッションを獲得しており、地熱開発を進めている。地熱発電以外にも水力、風力、太陽光発電など再生可能エネルギーの開発を進めており、発電所の開発サイトの管理・運営の技術が高く、多くの実績を保有する企業である。

チリにおいて、EDC は 2011 年より地熱探査を開始し、Mariposa エリアで 155MW の地熱発電所の建設に向けた生産井掘削の準備と作業をすすめている。また、Mariposa において 250 から 290 の蒸気を取り出せることを地化学調査等によって確認しているなど良好な開発作業の進捗をみせている。

チリでは電力セクターにおける発電事業が自由化<sup>3</sup>されており、発電事業の競争力は発電所開発コストの低減と安価な販売電力の安定した供給に集約化されるものと考えられる。このため、地熱発電の建設コストを低減できる可能性が高いファイナンススキームの活用や、JCM 補助事業等の制度活用に関心がある。また、地熱発電の販売電力の価格競争力強化については高効率で設備稼働率の高い実績ある設備を導入することや運転・保守技術の移転によって運転コストを低減することにも高い関心がある。これらのスキーム提案や技術提供は、プロジェクト実施主体にとって非常に大きなインセンティブとなると考えられる。

## ・ホスト国における調査対象プロジェクトのニーズ

ホスト国における地熱発電プロジェクトの普及・推進のニーズについて、まず、チリの電力セクターの状況を整理する。

チリのグリッド構成はそれぞれ独立した 4 系統の電力供給システムからなる。図 5 にチリのグリッド構成を示す。北部の SING (Sistema Interconectado Del Norte Grande) は Region XV と Region I, II が管内である。SIC (Sistema Interconectado Central) は Region から が管内でチリ最大のグリッドである。Mariposa エリアは SIC に属する。SIC と SING の発電容量はチリ全土の 95%以上を占める。南部には小規模グリッドの Aysen と Magallanes がある。これまで接続が検討されていた SIC と SING は、2015 年に議会の承認を得て 2018 年に直流送電を介した接続が決定し

<sup>3</sup> 大規模需要家 (契約電力 2000kW 超、または契約電力 500kW 超で発電事業者と相対契約を締結することを選択した需要家) は自由市場部門となり、価格を発電事業者と自由に決定できる。中小規模事業者 (契約電力 2000kW 未満、または契約電力 500kW 超で相対契約しない需要家) は規制市場部門となり、価格は入札によって決定される。

た。



図5 チリのグリッド地域区分と発電容量<sup>4</sup>

過去のチリの電力需要は、2000年以降、5%以上の増加を続けた。図6に過去のチリの発電燃料別の発電量を示す。チリは一次エネルギーの多くを輸入に依存しているが、2007年のアルゼンチンからの天然ガス供給停止によって電力危機ともいえる状況が発生した。天然ガス供給の停止により、石油・ディーゼルによる発電量を増加させることで対応したため、2007年以降電力価格は上昇した。図7にSICとSINGの電力価格の推移を示す。チリの電力価格の水準は南米でも最高水準の高価格であり、OECD平均よりも高い<sup>5</sup>状況が続いている。

<sup>4</sup> Oil & Gas Security: Emergency Response of IEA Countries, Chile, 2012, IEA へCNEの公表データCapacidad instalada de generaciónを加筆

<sup>5</sup> National Energy Strategy 2012-2030: For the future, Ministry of Energy

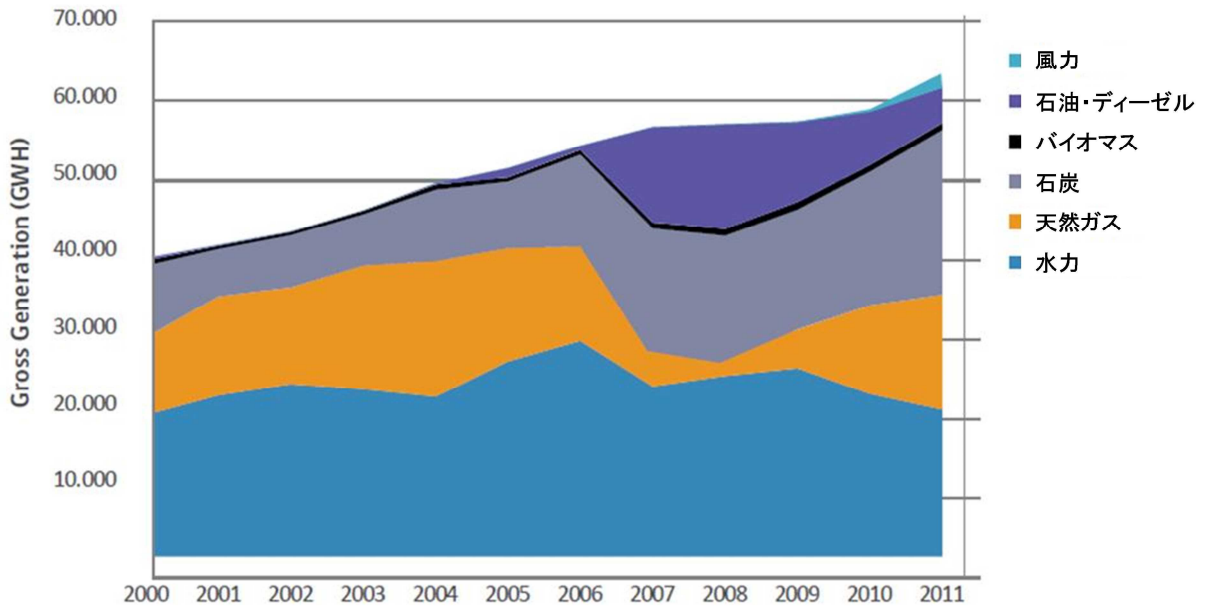


図 6 過去のチリの発電燃料別の発電量<sup>6</sup>

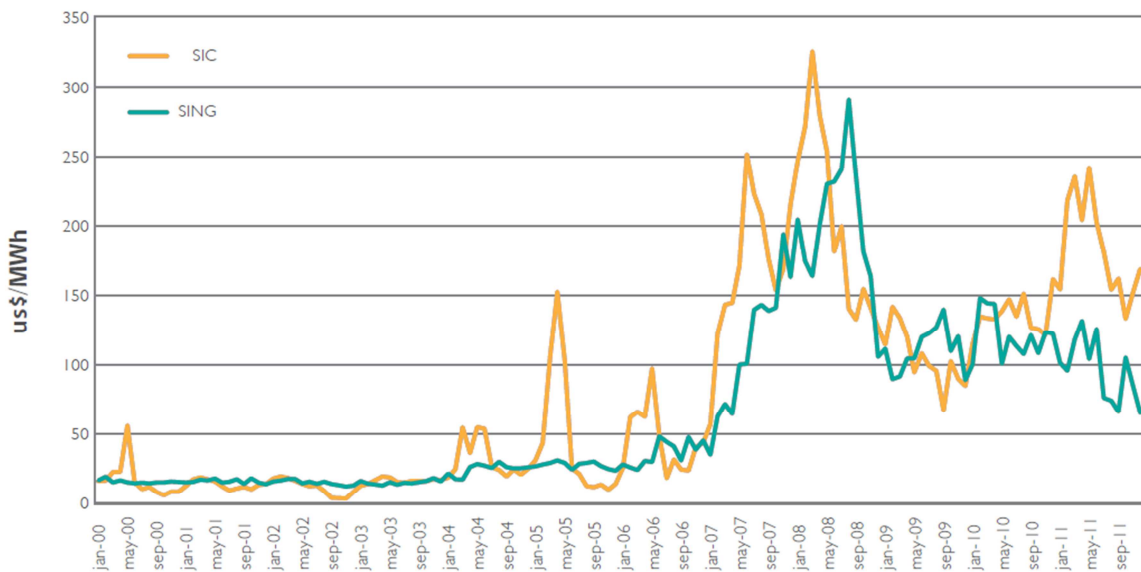


図 7 SIC と SING の電力価格推移 (自由化部門の限界費用)<sup>7</sup>

チリの電力需要のほとんどを占める SIC と SING の発電種別について、CNE (国家エネルギー委員会: Comision Nacional De Energia) が公表している発電電力量等統計データを用いて、図 8

<sup>6</sup> National Energy Strategy 2012-2030, Ministry of Energy

<sup>7</sup> National Energy Strategy 2012-2030: For the future, Ministry of Energy

と図 9 に SIC の 2015 年の発電容量と発電電力量を示す。SIC はチリ中央部を広くエリアとしており、豊富な水源を利用した水力発電容量が 4 割を占め、ディーゼル・石炭等の化石燃料による発電容量も 4 割を占める。発電電力量は燃料価格等を反映し、水力、石炭、天然ガスによる電力の供給が多い状況である。

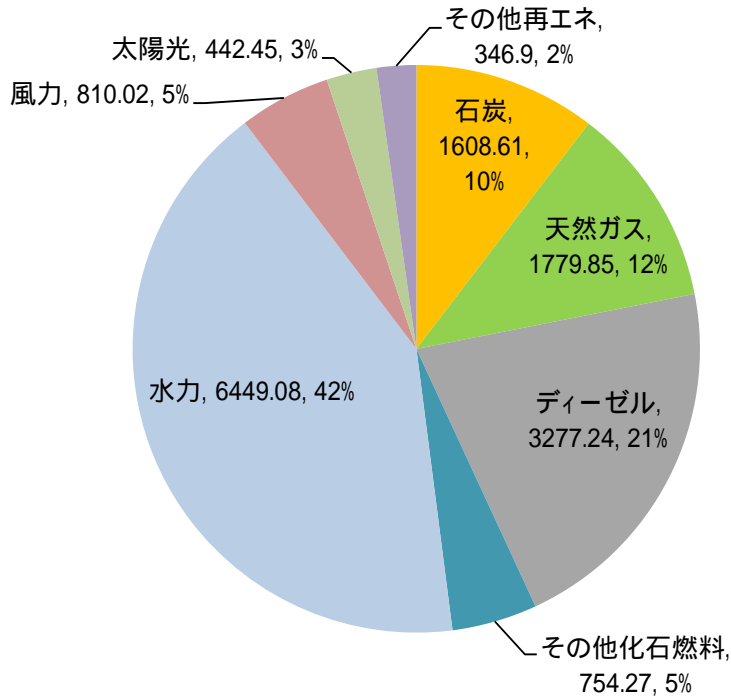


図 8 SIC の発電設備容量[MW] (2015)

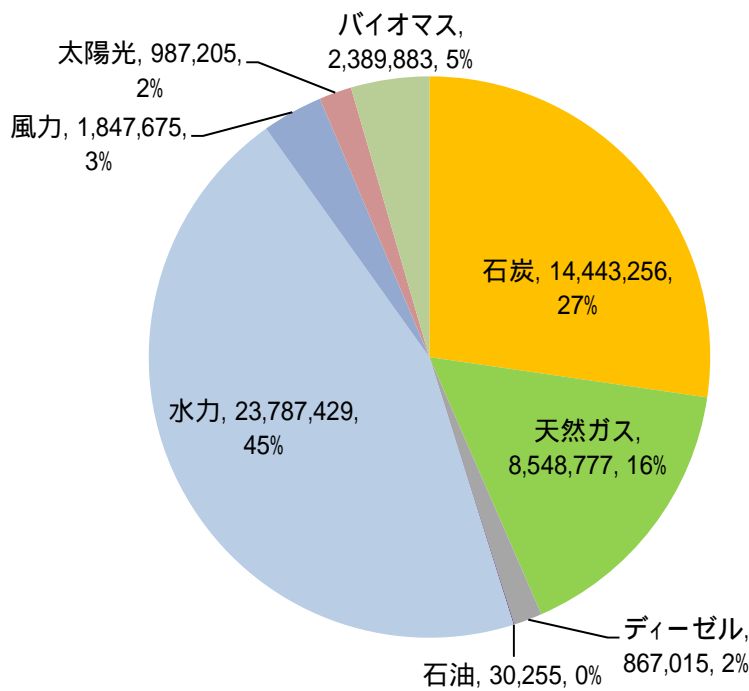


図 9 SIC の発電電力量[MWh] (2015)

図 10 と図 11 に SING の 2015 年の発電容量と発電電力量を示す。SING では石炭と天然ガス発電の容量が 8 割以上を占め、電力供給も石炭と天然ガスにより行われている。SING では大きな鉱山が多数あり、鉱業需要が多いため安定して大量の電力を供給できる大規模石炭火力が主要な電源となっている状況である。

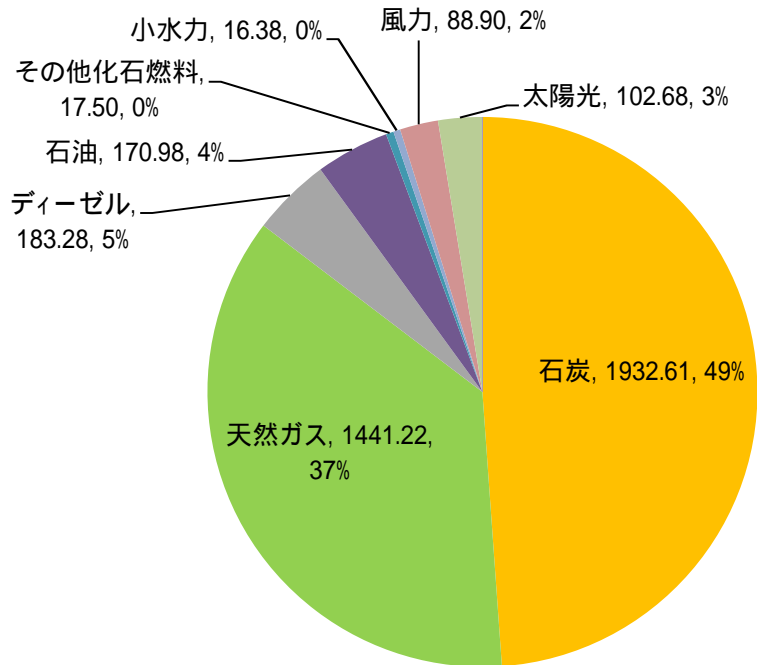


図 10 SING の発電設備容量[MW] (2015)

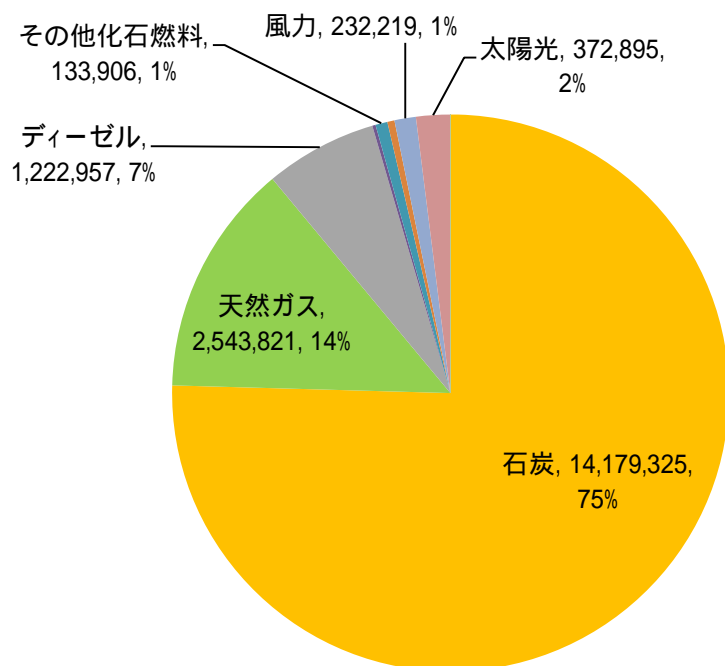


図 11 SING の発電電力量[MWh] (2015)

今後のチリの電力需要は引き続き増加を続ける模様である。CNE が向こう15年の電力需要予測を行っており、チリ全体で2015年から2030年までに年平均4%以上の増加が予測されている。図12に今後の電力需要予測を示す。SICとSINGの自由化部門、規制部門はともに増加するが、特に自由化部門の増加率が高い予測となっており、SINGの自由化部門は4.6%の増加、SIC自由化部門では4.1%の増加とされる。

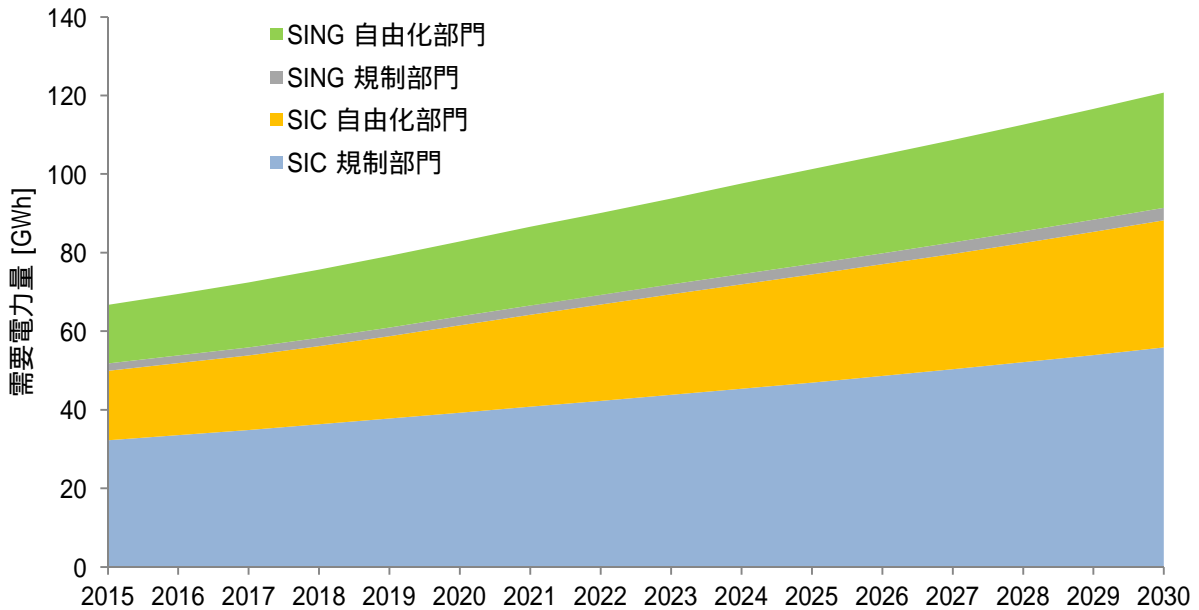


図12 2030年までの電力需要予測<sup>8</sup>

チリはNCRE全般に高いポテンシャルを持つ。表3は2016年に着工するSIC管内の発電プロジェクトと開発事業者と開発地域をまとめたもの<sup>9</sup>であるが、着工される発電所の多くはNCREによる発電である。表4は同様にSINGの発電ユニット開発予定である。SINGエリアは水力資源が乏しく、NCREの導入はほとんどが太陽光発電となっている。図13はSICとSINGの発電ユニットの開発計画に基づいて、2016年以降のSICとSINGエリアで着工する発電設備容量をグラフにしたものである。着工から完工までの期間が発電技術、建設場所によって異なるため、グリッドに供給される電力を示すものではないが、NCREの導入のほとんどが建設期間がそれほど長期間にならない太陽光発電であることを考慮すると2016年以降早い時期からNCREの電力供給が増加することが予想される。

<sup>8</sup> CNEの統計データより当法人作成

<sup>9</sup> Capacidad instalada de generación (<http://www.cne.cl/en/estadisticas/electricidad/>)

表 3 SIC における 2016 年以降運転開始予定の発電設備

プロジェクト	事業者	建設着工 予定	発電技術	発電容量 [MW]	Region
Malalcahuello	Latin American Power	Jan-16	水力	9.2	IX
Carilafquén	Latin American Power	Jan-16	水力	19.8	IX
Panguipulli	IMELSA	Jan-16	水力	0.3	XIV
Conejo Etapa I	Pattern Energy Group	Jan-16	太陽光	104.5	II
Chaka Etapa II	Central Solar Desierto I	Jan-16	太陽光	27.0	III
Chaka Etapa I	Central Solar Desierto I	Jan-16	太陽光	23.0	III
La Montaña I	VHC	Jan-16	水力	3.0	VII
La Chapeana	Renovalia	Jan-16	太陽光	2.8	IV
Las Mollacas	Renovalia	Jan-16	太陽光	2.8	IV
Pampa Solar	Helio Atacama Nueve	Jan-16	太陽光	69.0	III
Renaico	Enel Green Power	Jan-16	風力	88.0	VIII
Valleland	Valleland SpA	Jan-16	太陽光	67.4	III
Solar Cardones	IC Power	Feb-16	太陽光	0.44	III
Quilapilun	Sunedison	Feb-16	太陽光	103.2	RM
Las Nieves	Andes Power	Mar-16	水力	6.5	IX
PFV Olmué	Sunedison	Mar-16	太陽光	144.0	V
Los Buenos Aires	Enel Green Power	Mar-16	風力	24.0	VIII
La Silla	Parque Eólico Renaico	Mar-16	太陽光	1.9	IV
Doña Carmen	IMELSA	Mar-16	ディーゼル	70.0	V
Valle Solar	Alpín	Apr-16	太陽光	74.0	III
Carrera Pinto Etapa II	Enel Green Power	Jun-16	太陽光	77.0	III
Río Colorado	GPE - Hidroeléctrica Río Colorado	Jun-16	水力	15.0	VII
Los Loros	Solaire Direct	Jun-16	太陽光	50	III
Ancoa	GPE	Jun-16	水力	27.0	VII
Pelicano	Austrian Solar	Jul-16	太陽光	100.0	III
San Juan	Latin American Power	Jul-16	風力	184.8	III
Abasol	Avantia	Aug-16	太陽光	61.5	III
Divisadero	Avenir Solar Chile	Sep-16	太陽光	65.0	III
El Romero	Acciona	Sep-16	太陽光・熱	196.0	III
La Mina	Colbún	Sep-16	水力	34.0	VII
Guanaco Solar	Gestamp	Jan-17	太陽光	50.0	III
Malgarida	Acciona	Apr-17	太陽光	28.0	III
CTM-3*	E-CL	Jun-17	ディーゼル	250.8	II
Ñuble	Eléctrica Puntilla	Jun-18	水力	136.0	VIII
Alto Maipo - Las Lajas	AES Gener	Feb-18	水力	267.0	RM
Alto Maipo - Alfalfal II	AES Gener	May-18	水力	264.0	RM
Los Cóndores	Endesa	Dec-18	水力	150.0	VII
San Pedro	Colbún	Oct-20	水力	170.0	XIV

表 4 SING における 2016 年以降運転開始予定の発電設備

プロジェクト	事業者	建設着工 予定	発電技術	発電容量 [MW]	Region
Andes Solar	AES Gener	Jan-16	太陽光	21.0	II
Jama Etapa II	RIJN Capital	Jan-16	太陽光	22.5	II
Cochrane U1	AES Gener	Jan-16	石炭	236.0	II
Pampa Camarones I	E-CL	Jan-16	太陽光	6.0	XV
PV Cerro Dominador	Abengoa	Jan-16	太陽光	100.0	II
Finis Terrae I	Enel Green Power	Feb-16	太陽光	69.0	II
Pular	RIJN CAPITAL	Apr-16	太陽光	28.9	II
Paruma	RIJN CAPITAL	Apr-16	太陽光	21.4	II
Arica Solar 1 (Etapa I)	Sky Solar Group	Apr-16	太陽光	18.0	XV
Arica Solar 1 (Etapa II)	Sky Solar Group	Apr-16	太陽光	22.0	XV
Bolero Etapa I	Helio Atacama Tres	May-16	太陽光	42.0	II
Cerro Dominador	Abengoa	May-16	太陽熱	110.0	II
Kelar	BHP Billiton	May-16	天然ガス	517.0	II
Cochrane U2	AES Gener	May-16	石炭	236.0	II
Quillagua I	Parque Eólico Quillagua	Jun-16	太陽光	23.0	II
Bolero Etapa II	Helio Atacama Tres	Jun-16	太陽光	42.0	II
Finis Terrae II	Enel Green Power	Jun-16	太陽光	69.0	II
Uribe Solar	Gestamp	Jul-16	太陽光	50.0	II
Lascar Etapa I	RIJN CAPITAL	Jul-16	太陽光	30.0	II
Lascar Etapa II	RIJN CAPITAL	Jul-16	太陽光	34.6	II
Bolero Etapa III	Helio Atacama Tres	Aug-16	太陽光	21.0	II
Sierra Gorda	Enel Green Power	Oct-16	風力	112.0	II
Bolero Etapa IV	Helio Atacama Tres	Oct-16	太陽光	41.0	II
Blue Sky 2	Crucero Este Dos	Oct-16	太陽光	34.0	II
Blue Sky 1	Crucero Este Tres	Oct-16	太陽光	51.6	II
Quillagua II	Parque Eólico Quillagua	Dec-16	太陽光	27.0	II
Cerro Pabellón	Enel Green Power	Dec-16	地熱	48.0	II
Huatacondo	Austrian Solar	Jan-17	太陽光	98.0	I
Quillagua III	Parque Eólico Quillagua	Aug-17	太陽光	50.0	II
Usya	Acciona	Oct-17	太陽光	25.0	II
Infraestructura Energética Mejillones	E-CL	Feb-18	石炭	375.0	II

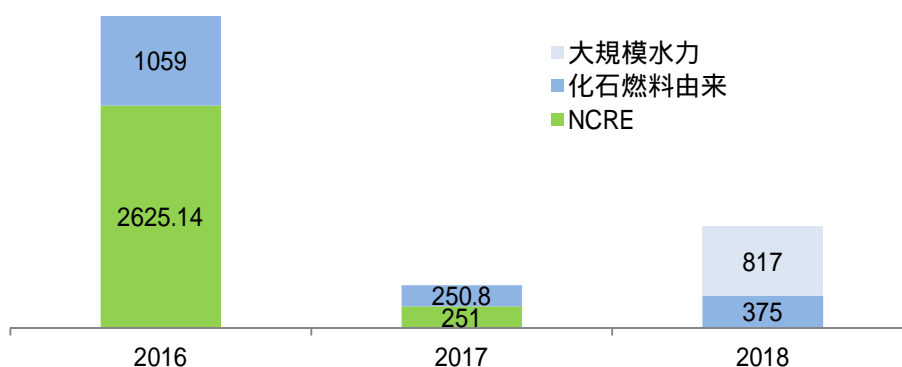


図 13 2016 年以降の SIC と SING における新規着工する発電設備容量 (MW)



チリは 1970 年代後半から電力セクターの改革に取り組み、世界でもいち早く電力自由化を推進した世界のパイオニアである。チリでは 1981 年の電力サービス法により発電、送電(23kV 以上の電圧で電力を送電)、配電の 3 セグメントに分け、特別な場合を除いて政府の関与は最小となるよう設計されている。3 セグメントへの投資は民間資本によって行われ、電力市場への参入と投資は市場原理を利用し、セグメント間の垂直統合は法律により制限されている。

チリの電力の市場取引はスポット市場と契約市場(自由化市場と規制市場を含む)の 2 つに分かれる。

スポット市場は発電事業者間の電力及び電力量の融通を行う市場である。発電事業者は大規模需要家や配電事業者との長期の相対契約を締結することが義務づけられる。CDEC(経済給電センター)による給電指令は発電事業者と配電事業者・需要家との契約に関係なく、各発電所の発電量と発電価格に基づいて最も安い発電機を必要な需要電力量まで積み上げ、最後に選択された発電機の発電価格がスポット市場の価格となる。スポット市場は発電事業者間の電力融通に限られ、配電事業者や需要家は取引に参加することができない。

契約電力が 2000kW 超等の需要家向けの自由市場では大規模需要家が発電事業者や配電事業者と自由に取引価格を決定できる。規制市場では配電事業者がコンセッションエリア内に電力を独占供給するが、その価格は公共入札で決定される。図 14 にチリの電力需給市場の構造を示す。

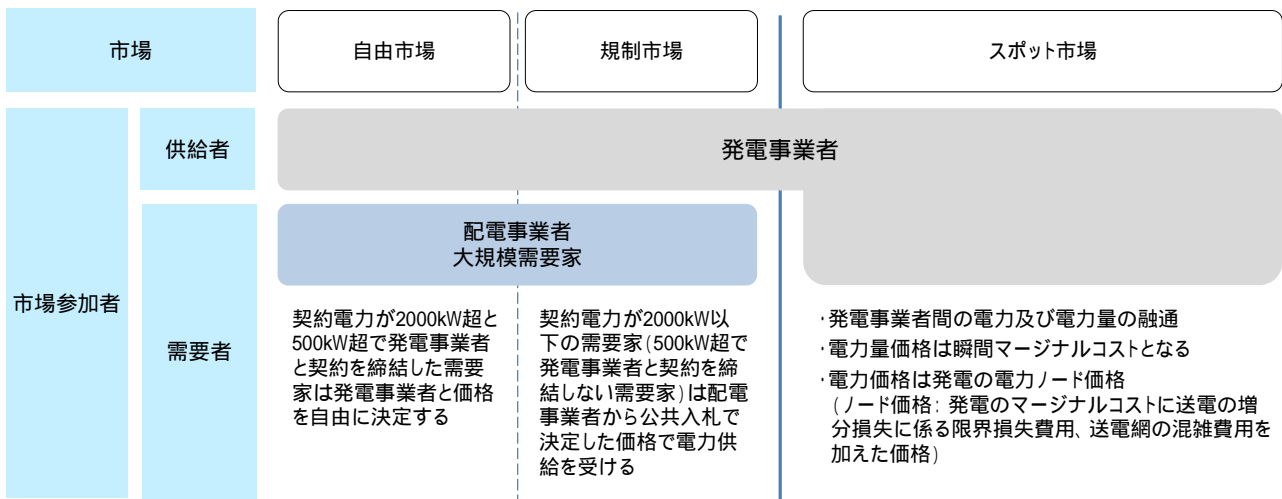


図 14 チリの電力需給市場の構造<sup>10</sup>

<sup>10</sup> チリの電力市場, 2014.9 金属資源レポート, JOGMEC と 発送電分離の政治経済学, 2012, 長山浩章, CNE へのヒアリングを基に当法人作成

続いて、チリの地熱発電市場と政策状況について整理する。

チリでは 1960 年代からチリ経済開発公社 (CORFO) と国連開発計画 (UNDP) による地熱エリアの調査が行われ、調査により選択された地域において地質、地化学、物理探査が実施されてきた。その後、地熱開発の停滞期を経て地熱開発の法的確実性を事業者へ与えるための地熱開発法 (Law 19,657) が施行され、地熱開発の権益取得による開発を推進してきた。しかしながら、2016 年 2 月時点において、チリ国内で運転中の地熱発電所は存在しない。表 4 には着工計画として、SING エリアで 2016 年 12 月より着工する Cerro Pabellón の計画が示されている。これはイタリアの Enel の再エネ開発会社である Enerji Green Power が開発しており、2015 年度時点で地熱発電所建設の届出が出された唯一のプロジェクトとなっている。

チリは再生可能エネルギーの導入戦略に基づき、2010 年より Mariposa を含めた 50 箇所を超えるエリアでの地熱開発が検討されている。チリの地熱発電は 3 から 16GW のポテンシャルがある<sup>11</sup>とされ、世界でも有数の地熱資源国である。図 15 に世界の地熱資源保有国における開発中の発電所容量とプロジェクト数を示す。チリは多くの地熱探査プロジェクトが進行中であるが、発電所を建設するフェーズに至るまでのプロジェクト組成はまだ多くないというのが実態である。

以上、チリの電力セクターと地熱発電の法的整備の状況からは、本プロジェクトのホスト国であるチリが、電力需要の増加に対して安定的に発電可能な発電設備を市場メカニズムの活用を前提として大きく増加させたいニーズが存在すると考えられる。Mariposa での地熱発電事業はチリの首都サンティアゴを含む電力需要の伸びが大きな SIC グリッドへの電力供給を実現するものであり、チリのエネルギー自給率の向上、電力の安定供給に資する意義の大きなプロジェクトになると考えられる。

---

<sup>11</sup> CEGA (Andean Geothermal Center for Excellence) HP

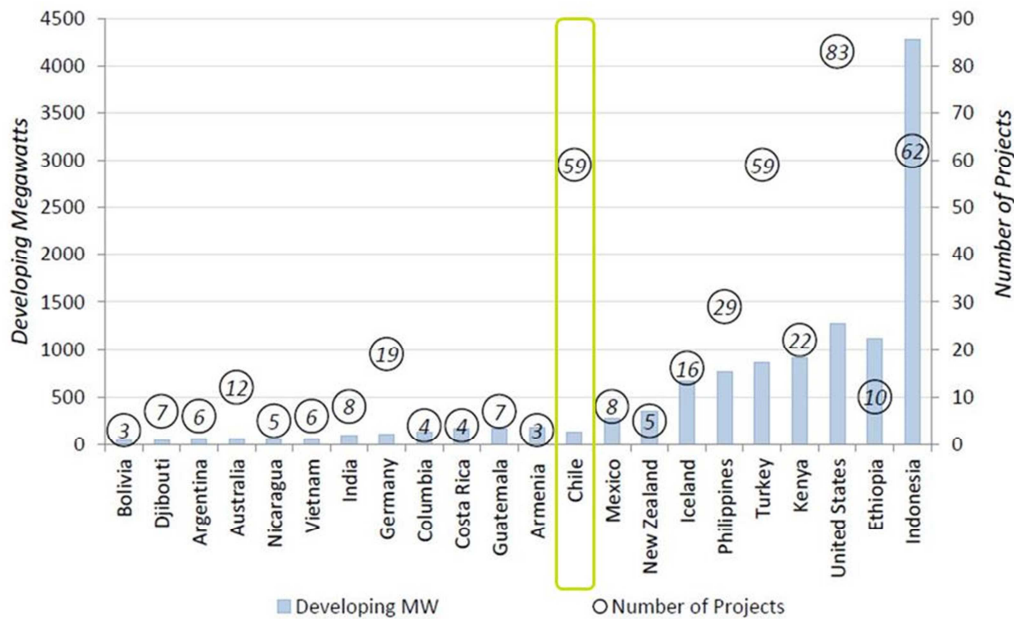


図 15 チリの地熱開発ポテンシャル<sup>12</sup>

#### ・ホスト国の関連法制度・政策との整合性

チリは地熱発電に対する法的な確実性がある。地熱発電開発のコンセッションに関し、エネルギー省 (ME: Ministry of Energy) 法 19657 号 (2000 年) が承認され、地熱エネルギー開発のコンセッションナリーに与えられる独占権に法的な確実性が与えられた。

チリ政府は ME を中心に長期のエネルギー国家戦略として、National Energy Strategy 2012-2030 を公表し、電力利用の高度化を国家戦略として位置づけた。主要な政策方針は、省エネルギーの推進、NCRE の普及停滞からの改善・推進、水力資源を広く普及・開発することによるエネルギーの外国依存度低減、国内電力グリッドの高度化、電力市場の競争環境の強化、アンデス地域間連携に向けた継続的な開発推進、である。NCRE による電源開発を推進することが表明され、NCRE のひとつとして地熱発電は有力な電源として位置づけられている。

2014 年 5 月には Energy Agenda (エネルギー基本政策) が公表され、エネルギーの国外依存度の低減のための再生可能エネルギーの普及推進、電力価格の低減を基本方針として提示している。具体的には、2013 年の規制部門向けの電力供給の入札結果 US\$128.2/MWh の価格を 25%削減すること、2014 年から 2025 年に (大規模水力を含めた) 再生可能エネルギーによる新規発電設備容量を 45%とし、また同年までに NCRE による発電電力量をグリッド全体の 20%とす

<sup>12</sup> 2015 Annual U.S. & Global Geothermal Power Production Report

ること、2025年までにエネルギー使用を20%効率化する Energy Efficiency Agenda の実施、燃料価格の安定化施策、ENAP(チリ国営石油会社: National Oil Company)の経営力強化、長期エネルギー計画の立案、が目標となっている。このうち、の達成のため、Energy Agenda では地熱開発の初期の地熱探索フェーズの生産井掘削のリスク低減のためのスキームを導入する方針が示された。

2015年12月にはEnergy 2050が公表された。2050年までにチリの発電電力量の70%を再生可能エネルギーによる発電とすることが長期方針として示された。

再生可能エネルギーの推進政策では2008年に成立し、2013年に改正されたRPS法が重要な役割を持つ。同法では200MW以上の発電設備を持つ発電事業者は2015年で7%のNCRE(Non Conventional Renewable Energy)による発電量を確保しなければならない。この割当量は2025年までに20%まで増加することになっている。

2014年9月には炭素税の導入が決定し、2018年から電力セクターを対象にCO<sub>2</sub>やSO<sub>2</sub>の排出に対して課税を行うこととなった。CO<sub>2</sub>に対する課税額は排出量1[t-CO<sub>2</sub>]あたり5US\$である。

さらに、日本・チリ間では2015年5月26日に二国間クレジット制度(JCM)の制度運用に係る二国間文書に署名が行われ、両国間での環境・エネルギー協力をより一層強化していくことで合意した。

チリは2015年12月のCOP21に向けた2020年以降の温暖化対策目標(INDC: Intended Nationally Determined Contribution)を提出し、GDPあたりの排出量を削減する目標を提出した。2つのオプションが提示されているが、森林吸収分を除く場合、GDPあたりのCO<sub>2</sub>排出を2007年比で2025年までに30-35%削減し、2030年までに40-45%削減するとした。森林吸収分を考慮する場合、GDPあたりのCO<sub>2</sub>排出を2007年比で2025年までに25-30%削減し、2030年までに35-40%削減するとした<sup>13</sup>。

以上のように、チリにおける地熱開発は、長期方針と推進政策から眺めれば重要な位置づけを占めるものと考えられる。CO<sub>2</sub>をほとんど排出せず、安定して大容量の発電が可能な地熱発電は、チリのNCRE導入を推進し、石炭などの外国依存度の高いエネルギーを代替し、エネルギー自給率を高めることに寄与できると考えられる。

<sup>13</sup> CONTRIBUCIÓN NACIONAL TENTATIVA DE CHILE (INDC) PARA EL ACUERDO CLIMÁTICO PAR Í 2015 (Septiembre 2015

<http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Chile/1/Chile%20INDC%20FINAL.pdf>

## 2. 調査実施方針

### (1) 調査課題及び調査内容

調査当初の調査対象プロジェクトを実現するために解決すべき課題と、調査課題を解決するために実施した調査内容を次のとおり設定した。調査課題と調査内容の設定は、対象となるチリの地熱開発プロジェクトに着目し、その開発進捗と事業そのものに着目した、地熱発電事業をとりまく規制・推進政策に関して課題を設定した。さらに本調査の趣旨に鑑み、JCM プロジェクトとして実現可能であるかについて、また、MRV の実行可能性と方法論構築のための基礎検討について課題を設定した。

#### 調査課題1： 地熱発電の規制・推進政策

チリにおける地熱発電に関わる規制・推進政策を確認し、チリにおいて海外製品・海外技術、さらには本邦技術の導入が可能であるか把握する必要がある。

調査では規制・推進政策に関する文献調査と現地でのチリ政府関係者等へのヒアリングにより導入障壁や利活用可能な推進政策を把握した。

#### 調査課題2： 地熱発電所開発におけるグリッドへの接続と売電

チリにおける地熱発電による電気の供給について事業性を検討する必要がある。チリの地熱開発サイトは高地であり、グリッドへの接続にあたり送電線建設の費用負担が大きいと事業性は低下するためである。また発電電力の卸売・小売といった売電方法、市場価格を把握する必要がある。

調査では現地サイトへの視察と CNE、ME 等へのヒアリングにより事業性を検討するための情報を収集した。

#### 調査課題3： 地熱発電所開発状況の確認とコスト競争力・経済性評価

調査サイトでの地熱発電所建設にあたっての経済性を評価する必要がある。

調査では、現地サイトへの訪問とこれまでの開発で得たデータを入手し、概念設計を通して発電設備に関するコスト見積もりを行った。また、チリでは地熱発電所の建設に活用できる補助金はないと想定されたため、JCM 補助事業の活用による建設コスト低減は現地プロジェクト実施主体にとってインセンティブとなると考えられた。調査では、補助事業活用によるインパクト、活用スケジュールを検討した。

#### 調査課題4： JCM 方法論構築のための MRV 実施可能性

チリにおける地熱発電所の運営において、地熱発電の方法論案で想定する各種パラメータのモニタリング可否、頻度等について調査する必要があった。

調査では事業オーナーであり、参加者となる EDC へのヒアリング、これまでの類似業務経験、事例についてヒアリング調査した。

#### 調査課題5： JCM 方法論構築のための電気の排出係数・各種パラメータの設定

チリにおいて地熱発電により代替されるグリッドの電気の排出係数を調査する必要があった。調査サイトとなる Mariposa はチリの最大グリッドとなる SIC の管内である。SIC は水力発電の割合が高く、また近年、SIC 内では地熱を除く NCRE の電源が運転を開始し、多数の NCRE による電気がグリッドに供給されており、可能な限り最新の情報に基づく排出係数の確認が必要であった。

調査ではチリ政府による電気の排出係数の公表有無や検討状況をヒアリングするとともに最新の CDM 等で用いられている排出係数を調査した。

### (2) 調査実施体制

調査課題を解決するために構築した調査実施体制(各調査実施団体の役割分担を含む)を図16に示す。有限責任監査法人トーマツが JCM の実現可能性調査に精通したメンバーを配置し、中心となって調査を行い、MHPS からの事業者視点による技術調査サポートを受け、EDC より調査サイト視察機会の提供や各種地熱開発情報を受ける体制をとった。

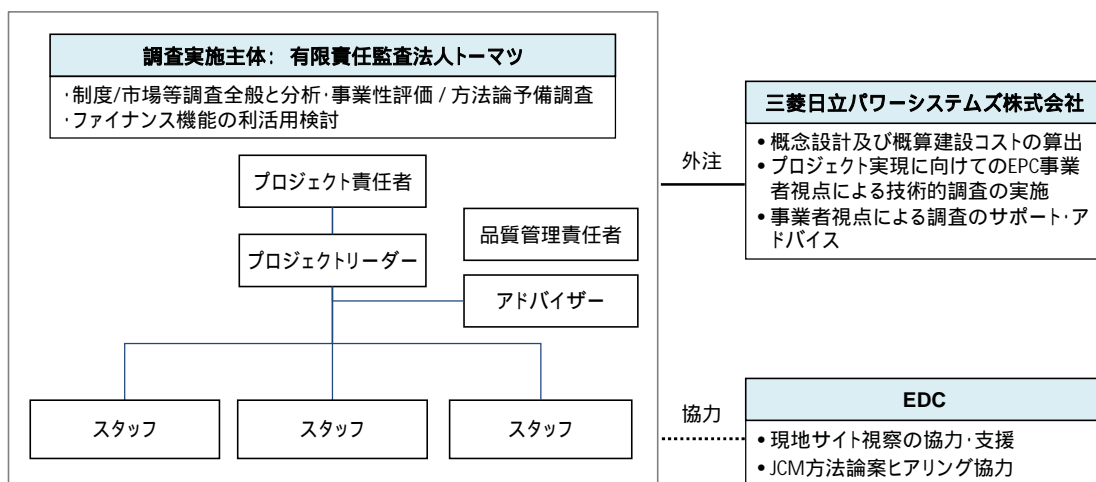


図16 調査実施体制

### (3) 調査実施スケジュール

調査実施期間の調査スケジュールを図 17 に示す。チリの地熱開発の促進制度・規制、導入状況等の調査を国内作業として実施し、チリの規制・推進政策、市場情報のヒアリングによる確認・情報収集を目的とした第 1 回現地調査を 2015 年 10 月 13 日から 16 日で実施した。続いて、チリのプロジェクト実施主体である EDC との協議・開発サイトの各種情報収集、視察確認を目的とした第 2 回現地調査を 2015 年 11 月 9 日から 13 日で実施した。Mariposa サイトは冬期の 6 月から 11 月までの間、雪に覆われてしまう。一方で、本調査の作業スケジュールや報告書提出期限もあり 11 月に開発サイトの視察確認を行うものとした。2 回の現地調査により得られた情報・データに基づいて、方法論案や事業計画検討、排出削減見込量試算を行い、報告書を作成した。

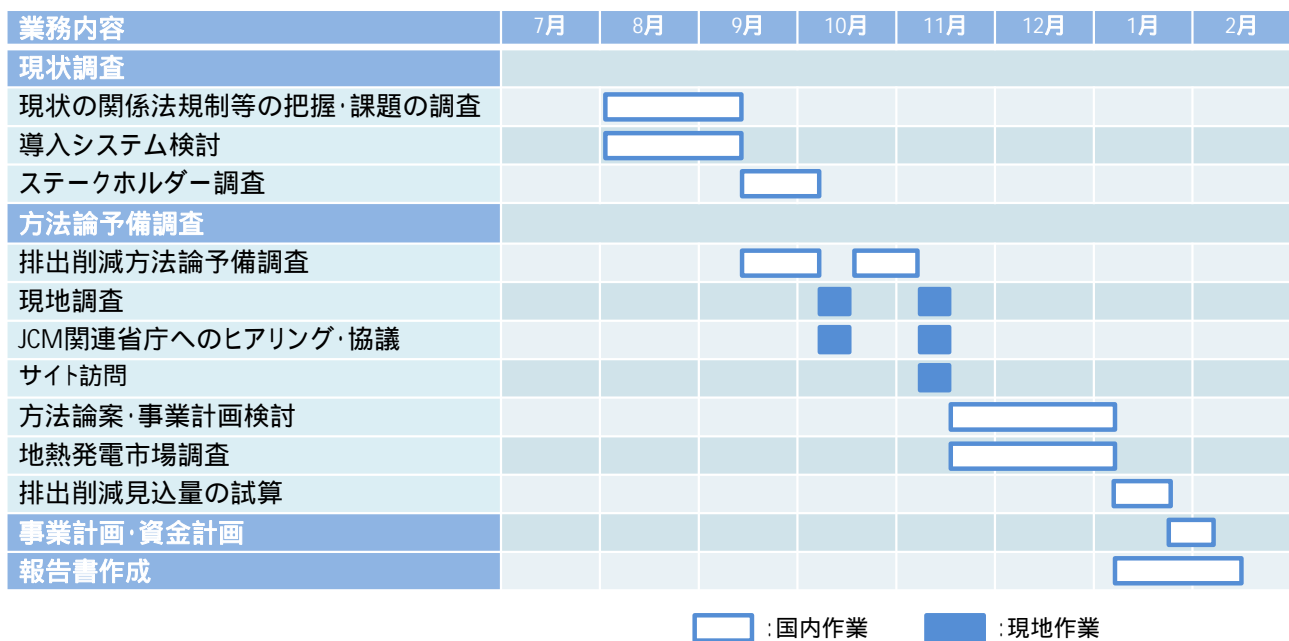


図 17 調査実施スケジュール

## 3. プロジェクト実現に向けた調査結果

### (1) プロジェクトの実現性に関する調査結果

「2. 調査実施方針」で示した当初の調査課題と調査内容について、実施結果を以下に述べる。

#### ・第 1 回現地調査

現地調査の目的であるチリの地熱発電の開発動向、地熱発電に関わる法規制・政策を把握し



た。表 5 は現地調査のヒアリング実施先と調査内容である。

表 5 第 1 回現地調査

日程	訪問先	調査内容
10月13日	在チリ日本大使館	JCM FS の第 1 回現地調査にあたり、チリ政府の最新動向、調査にあたっての留意事項を把握するとともに FS 概要を説明
	EDC Chile Ltda.	GEC チリ JCM FS のサイト候補の開発状況確認、チリの地熱開発の最新動向を把握
	チリ外務省 (Ministry of Foreign Affairs)	チリの環境政策のヒアリング、JCM のチリ側の組織体制の確認
10月14日	エネルギー省 (Ministry of Energy)	チリの再エネプロジェクトの支援体制、地熱開発プロセスにおける許認可の把握
	チリ投資委員会 (Foreign Investment Committee(CIE))	チリの再エネ発電プロジェクトの動向、投資サポート政策の把握
10月15日	エネルギー省 (Ministry of Energy)	チリの地熱政策、法規制、開発方針の把握
	EDC Chile Ltda.	チリの地熱開発プロジェクト動向の把握、JCM 概要説明、方法論案設計のためのモニタリング項目、地熱開発サイトの情報提供可能性を協議
10月16日	国家エネルギー委員会 (CNE)	地熱発電プロジェクトの事業性検討のため、PPA (Power Purchase Agreement)、電力販売、送電線接続手続、法規制・制度情報の収集
	チリ環境省 (MMA)	JCM FS による地熱発電調査の概要説明、地熱発電所建設のための環境影響評価 (EIA) の申請、運用状況の確認
	JICA Chile	JCM プロジェクト内容の紹介、チリ政府の政策動向を議論

現地での調査結果を総括すれば、チリ政府は大きな賦存量をもち、大規模化が可能で安定して発電できる地熱発電の普及に大きな期待を寄せていることを把握した。国産のエネルギー開発の重要性を ME を中心に特に強く意識している現状があり、地熱発電は重要なオプションとなることがわかった。

現在、チリでは運転中の地熱発電所は存在しないが、2015 年 7 月に国営石油会社の ENAP が Enel グリーンパワーと北部第三地域において、4500m の高地で地熱発電所を建設する発表を



行った。2017 年上半期に運転予定で、総出力は 48MW、155 千トンの CO<sub>2</sub> 排出を削減できるとしている。PPA は締結済である。

## ・第 2 回現地調査

第 2 回現地調査では、調査目的である Mariposa サイトでの地熱発電所建設の実現可能性検討のため、当該サイトのデベロッパーである EDC の案内により現地サイトを視察した。また、地熱発電所建設の検討のため、チリの土木建設、機器据付、輸送会社を訪問し、協議した。表 6 は現地調査の行程と調査内容である。

表 6 第 2 回現地調査

日程	訪問先	調査内容
11 月 9 日	チリ投資委員会 (Foreign Investment Committee(CIE))	チリの投資状況、再エネの導入トレンド、チリの地熱開発の最新動向の把握
	EDC Chile Ltda.	11 月 10 日に視察する Mariposa サイトの概要、チリの電力市場、NCRE (非在来型再生可能エネルギー) の普及状況、Mariposa プロジェクトの進捗状況について EDC より報告を受け、翌日の現地サイト調査ポイントを協議・検討
11 月 10 日	EDC Chile Ltda.	Mariposa サイトを視察し、生産井の掘削計画場所の把握、機器の輸送経路となる国道・私道の状態確認、キャンプ、シェルターの設置・運営状況の確認、気象・自然・生物環境等の把握
11 月 11 日	EDC Chile Ltda.	Mariposa 現地視察結果に基づき、積雪地・高地における地熱発電所建設のために必要な地熱発電の基本技術を MHPS より EDC へ情報提供し、今後の建設工程の確認、基本仕様案の検討、発電事業の運営に必要な手続の進捗、MRV 方法論案の実施可能性等を協議
11 月 12 日	土木建築会社	サイトでの地熱発電所建設のための土木建築工事について協議
	機器据付会社	Mariposa サイトでの地熱発電所建設のための機器据付工事について協議
11 月 13 日	輸送会社 A	Mariposa サイトでの地熱発電所建設のための機器輸送について協議
	輸送会社 B	同上

以上の国内・現地調査により明らかとなった実現可能性に関わる情報は調査課題に対して、次のとおりの結果となった。

### 調査課題1：地熱発電の規制・推進政策

調査の結果、チリにおける地熱発電の規制・推進政策は民間事業者が確実に地熱開発を進められるよう法制度が整備されているものの地熱発電を優先的に推進する積極的な政策は見当たらないとの結論に至った。

地熱発電の規制・推進政策として、地熱開発法(Law 19,657)がある。2000年にそれまでの地熱開発の停滞を受けて、地熱探査と開発のためのコンセッションの法的定義、鉱業権益との違い・重複部分の明示化、各種申請手続等を定めた。その後、同法は2013年に改定が行われ、コンセッションの獲得や申請に係わる手続の簡素化が進められた。同法は、地熱開発プロジェクトの進捗を年次報告することを定めており、試掘、発電所建設でエネルギー省への報告が必要である。

地熱開発から発電所の建設、運転に至るまでの手続と関連する政府関係機関について、図18に示す。まず、地熱開発を始めるためには、地熱開発者はエネルギー省により公示される地熱探査のコンセッション入札においてコンセッションを取得(落札)する必要がある。

地熱探査のコンセッションを得た後、2年間で地熱探索調査を実施し、エネルギー省への報告を行う。なお、地熱探索コンセッション期間は、さらに2年間の延長が可能である。地熱探査のコンセッションナーは毎年、調査事業の進捗や調査結果等をMEへ報告する。地熱探査において地熱開発エリアに鉱山開発エリアが含まれている場合にはチリ鉱山省へ地熱探査を実施する旨、事前報告が必要である。

地熱探査結果が良好で、当該エリアにおいて地熱発電所を建設する場合には、MEへ地熱探査結果の報告を検討した後、コンセッションが地熱探査(Exploration)から地熱発電所建設(Exploitation)にフェーズ替わりとなる生産井掘削前に、地熱探査を実施したコンセッションナーが生産井掘削と発電所建設の事業を遂行できるかMEによる審査がある。コンセッションナーは経営状況や開発状況について報告し、MEより審査結果を得ることができる。地熱発電所建設のコンセッションナーは毎年、建設事業の進捗や作業実施結果、経営状況等をMEへ報告することが求められる。地熱開発の初期から運転開始まで、開発プロセス全体の手続、法制度対応についてMEのアドバイザー部署がプロジェクトごとに担当をつけ、プロジェクト推進のためのサポートを行う。

地熱探査後には送電線接続の交渉が必要になる。私設送電線を建設し、近傍の基幹送電用変電所への接続を行う場合はCDECとの接続交渉を行う。また発電事業者の変電設備等に接続を行う場合は発電事業者との協議もあわせて実施する。

地熱発電所の建設フェーズでは EIA を実施する必要がある。EIA の承認は関連省庁が行うが、チリでは EIA のサポートを行う SEA(環境評価局: Servicio de Evaluación Ambiental) がある。SEA は MMA の独立機関であり、地熱開発事業者が EIA を申請するにあたっての内容確認や手続、報告書作成について事業者へ必要な情報を提供するとともに事業者と関係省庁との間に入り、EIA 承認までの省庁とのやりとりを仲介する。SEA は EIA の承認は行わない。EIA の承認は対象プロジェクトが利用する場所・土地、資源ごとに所管する省庁が各々レビューを行う。例えば、土地を借用してプロジェクトを行うのであれば MNA(Ministry of National Asset) がレビュー担当となり、電力設備の建設を行うのであれば ME がレビュー担当となる。EIA の内容について、各省庁からの指摘には全て対応する必要がある、このレビュー対応プロセスにも SEA は地熱開発事業者へサポートを行う。

EIA の承認後には MMA の独立機関である SMA(環境監督庁: Superintendencia del Medio Ambiente) が環境規制に対応しているか、プロジェクトに対して査察を行う。

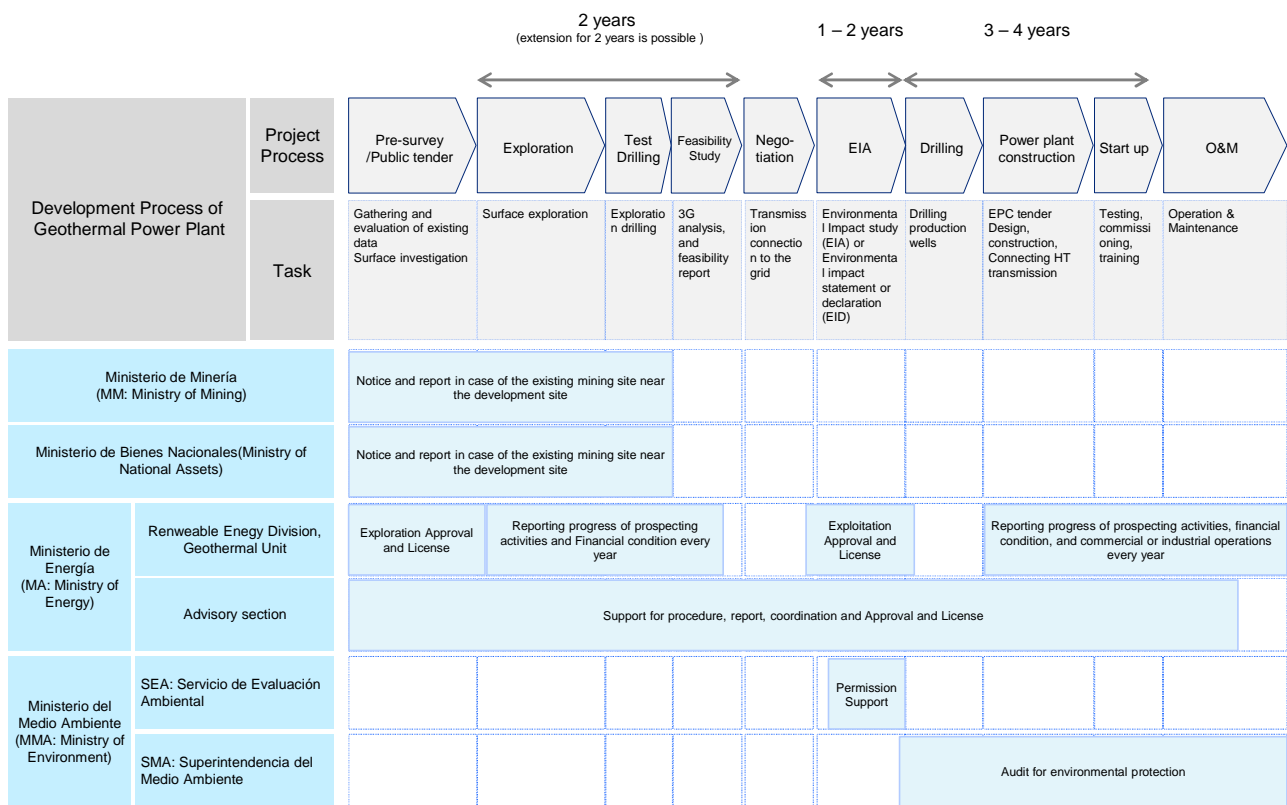


図 18 地熱開発プロセスにおける手続と担当部局

地熱発電を含めた再生可能エネルギーの推進政策として、RPS (Renewable Portfolio Standard) 法 (Law 20,698) が運用されているが、その政策効果について CNE や CIE へのヒアリン

グ結果によれば、発電事業者自らが太陽光と風力発電の導入を進めており、ほとんどの事業者が RPS 法で定める割当量を十分に満足している状況にあるという。チリの北部地域においては日照時間が長く、太陽光発電の発電効率が世界でも最高水準にあり、非常に高い事業採算性が得られるため多くの太陽光発電プロジェクトが進展したとのことであった。また、風力についても発電ポテンシャルが非常に大きいため、海外からの多くの投資計画があり、今後風力発電プロジェクトが急進的に増加する予定であるとの情報を得た。

RPS 法による NCRE の発電量割当量の増加は 2013 年から前年より 1%、2021 年からは前年より 1.5%、2025 年には前年より 2%追加されることになる。現地調査で確認した各年の割当量と増加率を表 7 に示す。

発電事業者が NCRE を所有しない場合や所有していても割当量を超過できない場合、罰則として割当量を US\$47/MWh で購入し、割当義務量を満たす必要がある。また、割当量は 2013 年に導入された市場(New public auction system)において市場取引可能であり、他社の NCRE 発電量を購入することで割当義務量を満たすこともできる。なお同法の長期目標では 2050 年には 70% (ただし大規模水力を含む) を占める計画を含めている。

表 7 RPS 法による NRE 発電電力量の割当量と増加率

年	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
割当量 %	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0	13.5	15.0	16.5	18.0	20.0
追加割当 %	-	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	2.0

NCRE の開発プロジェクトについて、チリ政府から導入推進のための補助金制度、その他の普及促進制度の導入可能性についてエネルギー省へのヒアリングを行ったが、そのような計画・方針はないことがわかった。また特定の発電技術を促進するような考えも現在のところないとのことであった。NCRE の開発は、あくまで民間事業者が自ら採算性を判断し、自ら開発を進めてもらう方針である。チリの政策は基本的に市場メカニズムを活用する方針である。ただし、その代わりにエネルギー省にはプロジェクトの計画から実施、運用までの法規制・届出関連の事務等のサポートを行う専用のアドバイザー部署をつくり、プロジェクトを支援する体制をとっている。

市場メカニズムを重用するのみでは、短期間での建設が可能で、現時点での採算性が高い出力変動の大きな NCRE のみがグリッドに接続されることになる。そのような場合、電力の供給量

が需要量を超過するリスクや、発電量が天候・気候に大きな影響を受けるようになるリスク、国家のエネルギー全体のベストミックスが偏ることへのリスクが顕在化するが、そうした検討は、現時点でそのような状況にはないため、当面は市場メカニズムによる NCRE 普及を重視していく考え方が多いようであった。

建設サイトが比較的送電幹線より遠く、初期費用が高いためにコスト競争力が不利になる地熱発電に関しては、JCM 補助事業の実施により、プロジェクトの他電源との競争力は大きく向上するものと考えられる。

中長期的な政府方針として、チリの長期エネルギー計画を表明した 2015 年 12 月の Energy 2050 においては 2050 年に国家の電力量の 70% (ただし大規模水力を含む) を再生可能エネルギーで供給する方針であり、大規模に発電が可能な地熱発電の導入機会は今後大きくなると考えられる。また、気象や天候の影響を受けず、一定の出力で安定的に発電が可能な地熱発電の役割は今後大きくなることも予想される。

## 調査課題 2: 地熱発電所開発におけるグリッドへの接続と売電

調査の結果、地熱発電所建設のグリッド接続は CDRC との調整を要し、また近傍の他の発電事業者との事前調整が重要になることが把握された。また地熱発電の事業性に係る売電は、発電事業者の自由な選択に委ねられ、自由化部門である 2MW 以上の大規模事業者との相対契約となるのか、規制部門への長期売電とするのか、さらには自由化部門と規制部門との双方への供給となるのか、売電オプションの選択と発電量を各オプションにどのように配分するかが重要ファクターとなる。

チリでは 220kV 以上の基幹系統 (Trunk Transmission System) と需要家または基幹系統に接続するための私設送電線 (Additional Transmission System) とでグリッド接続方法を分けている。発電所は規制部門の需要家 (一般家庭等) に供給する場合、私設送電線を介して基幹系統に接続する必要がある。基幹系統の増設は CDEC により系統全体の電源配置の必要性を毎年検討され、増設可否が判断される。このため発電事業者は発電所建設当初から CDECSIC (SIC グリッドの経済給電センター) との調整を行う必要がある<sup>14</sup>。地熱発電所からグリッドへの接続は基幹系統からの距離や CDEC との協議状況に留意することが重要となる。

CNE が規制部門の需要家 (一般家庭等、ただし規制部門の配電会社を介して供給) への供給のための売電入札を実施する。この価格は電力市場での参照価格となる。2015 年と 2016 年 4 月に長期間供給の入札プロセスを実施することとなっており、2015 年の入札プロセスは 2016 年 2

<sup>14</sup> 平成 26 年度地球温暖化対策技術普及等推進事業 (高効率発電技術の導入による JCM プロジェクト実現可能性調査), 経済産業省

月時点で公示中であり、2016 年 4 月に入札が締切られる。2021 年からの供給開始分は 1,000GWh/年と 5,500GWh/年の 2 ブロックがあり、1,000GWh は時間帯別にさらに 3 区分に分かれていて NCRE の特に太陽光発電にも入札が可能であるよう配慮されている。2022 年供給開始分は 6,500GWh/年の 1 ブロックがあり、ともに 20 年間の電力供給契約となる。入札では 1 応募者が他のブロックの入札に参加することが可能である。2010 年に初めて規制部門の長期間の入札を実施し、今回が 5 年ぶりの入札となる。

### 調査課題3：地熱発電所開発状況の確認とコスト競争力・経済性評価

現地サイトの視察により開発状況を確認し、EDC による意欲的な地熱開発状況を把握した。

図 19 に現地サイトの視察写真を示す。現地サイトへは、サンティアゴから国道 5 号線を車で約 3 時間南下し、Region の中心都市であるタルカ (Talca) へ行き、そこから国道 115 号線を車で約 1.5 時間移動して到着した。

Mariposa エリアはマリポサ湖とヨロコロ火山を望むアルゼンチン国境付近で、地域首都の Talca から 118km の場所にある。国際道路とつながるサイトの入口から発電所建設場所までは 32km の距離があるがサイト内道路は整備済みであった。サイトの途中には EDC が建設したベースキャンプが既に設置・運営されており、現在は作業員が 100 人まで収容可能で、キャンプには飲料水や排水の処理設備も設置されていた。また、生産井掘削に用いるケーシングの搬入を進めていた。これらのことから Mariposa での地熱開発への EDC の積極的な姿勢が窺えた。

続いて、生産井の掘削計画場所の把握、輸送経路となる国道・私道の状態確認、キャンプ、シエルトアの設置・運営状況の確認、気象・自然・生物環境等を把握した。道路は比較的直線で勾配も緩やかであった。冬期には積雪があり、発電所建設工事を開始しても 1 年のうち 3 ヶ月ほどは工事を休止する必要があることもわかった。





Mariposa サイト入口 (Talca からアルゼンチン  
への国際道路よりアクセス)



Mariposa サイト内道路 (キャンプ側から入口方  
面を撮影)



Mariposa キャンプ (100 名ほどが宿泊可能)



生産井用ケーシング (掘削準備を進めている)

図 19 キャンプと生産井用ケーシング

Mariposa プロジェクトでは EDC が Laguna del Maule と Pellado の 2 つのコンセッションを取得している。図 20 に Mariposa のコンセッションと開発エリアのマップを示す。既に 3G リサーチ (Geology, Geophysics, Geochemical research) を実施完了し、候補となる生産井の掘削ポイントを選定している。2016 年から 2017 年にかけて深さ 3000m の生産井を Laguna del Maule に 2 つ、Pellado に 3000m の生産井を 1 つ掘削する計画であり、その後噴気試験を行い、蒸気条件が確定することになる。このため調査時点では蒸気条件が未確定である。具体的な発電所建設予定地については、2 つのコンセッションエリアの中心付近に発電所を建設する方向であるが生産井掘削の結果次第でもあるため、現時点では未確定である。なお、基幹送電線への接続交渉につい

では複数オプションを検討し、必要な交渉を確実に進めていることを現地ヒアリングにより確認した。

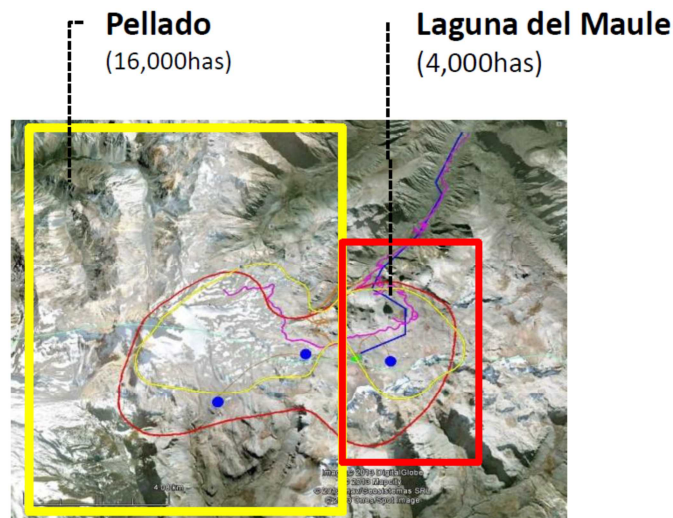


図 20 Mariposa のコンセッションエリア<sup>15</sup>

地熱発電所建設について、EDC は 2017 年頃より EPC 事業を発注して発電所を建設し、2021 年からオペレーションを開始する計画である。2015 年中に送電線接続交渉をまとめ、その後 EIA を開始するスケジュールである。送電線は 220kV の私設線敷設が必要で、Mariposa に近い 2 発電所を接続先として絞り込んでおり、20km または 25km の送電線を建設する計画である。EIA と生産井掘削は並行実施し、発電所当初運転開始時の発電容量は 50MW で最終検討をしているところである。EDC は発電所建設予算は生産井掘削、送電線接続等を含めて US\$200-250m ほどと想定しているが、生産井掘削により当初想定どおり蒸気を得られること、送電線接続交渉や送電線・発電所の建設工事がスケジュールどおりに進捗することなど、建設予算に影響を与える変動要因がいくつもあるため、開発の進捗ごとに見直しが必要になると考えられる。

Mariposa は積雪地かつ高地であるため、発電所の建設にあたり施設や設備の設計・施工に留意すべき点は多い。降雪・低温に対応するため、発電所建屋の屋根をスロープにすること、扉を二重扉にすること、凝縮器の温水(凝縮・冷却後も 40 程度の熱を持つ)を融雪に使用すること、また、過冷却による配管凍結を避けるため、凝縮システムの冷却塔ファン等にはインバーターを付加して冷却能力が過剰にならないよう調整する等、発電所の設計にあたっては工夫を要する。

また、地熱発電所の建設には環境影響評価(EIA)の実施が必要となる。EIA は発電所建設と私設送電線建設を合わせて実施することになる。チリの環境影響評価は開発エリアに住宅等の

<sup>15</sup> Company presentation January 2016, Energy Development Corporation



コミュニティがなければ比較的短期間で許可が得られる。チリの地熱発電所第一号プロジェクトとなる可能性の高い Enel グリーンパワーのプロジェクトは EIA を 12 ヶ月で完了し、関係省庁からの許可を得ている。

#### 調査課題 4： JCM 方法論構築のための MRV 実施可能性

チリにおける地熱発電所の運営において、地熱発電の方法論案で想定する各種パラメータのモニタリングが EDC によって問題なく実施可能であることを把握した。

JCM 方法論案として、先行調査案件で設計された地熱発電の方法論を参考に、ドラフトした方法論案を EDC との協議で持参し、モニタリングの可否や頻度についてヒアリングを行った(方法論案は、「4. JCM 方法論の予備調査結」において述べる)。EDC は地熱発電所をフィリピンにおいて所有・運転しており、発電所運営に必要なモニタリング項目について、問題なく実行が可能であることを確認した。またフィリピンにおいて地熱発電の CDM プロジェクトに参画を検討した経験もあり、MRV に係る考え方や用語、大まかなプロジェクトの手順なども理解があるようであった。

一方、本邦企業の製品が導入しやすい適格性要件を検討するにあたり、EDC への製品ニーズをヒアリングした。ヒアリングの結果、チリでは地熱発電による売電が電力市場においては地熱発電以外の NCRE が競合となる状況がある。EDC は日本の地熱発電製品の技術力において、高信頼・高稼働な発電設備を供給できることを重要要素として指摘した。季節や気象条件に影響を受けず安定して発電可能な地熱発電において、それをさらに強化するような稼働率の高い製品が提供できることに極めて大きな期待を寄せていた。また、そのような高信頼・高稼働な発電設備を EPC としてパッケージで一括供給できることについても重要であることが把握された。

#### 調査課題 5： JCM 方法論構築のための電気の排出係数・各種パラメータの設定・推定

調査の結果、チリ政府が公表する統計データを用いて電気の排出係数・各種パラメータの設定が可能であることがわかった。

Mariposa の地熱発電所が接続する SIC のグリッド排出係数について、CNE の公表データから算定を行った。なお、CNE は SIC と SING のグリッド排出係数を HP において公開している。図 21 は公開されている SIC の排出係数である。

CDM で使用されている排出係数を参照することについて、チリの NCRE の推進政策からは NCRE の他、大規模水力も増加していく。これを考慮すれば最新の排出係数を算定し、より保守的な排出係数を用いたリファレンスシナリオの設定を検討する必要があると考えられる。本調査では SIC のグリッド排出係数について、CDM の Tool to calculate the emission factor for an

electricity system (version 4.0) を用いて算定を試みた。本ツールでは CDM のような CO<sub>2</sub> 排出を削減する発電プロジェクトの実施によって、既存のいずれかの発電所による発電量を代替すると考える OM (Operating Margin) と、新たに建設される予定の発電所の建設を遅延させることになると考える BM (Build Margin)、さらにそれらを組み合わせて (バランスをとって) 排出係数を設定する CM (Combined Margin) を算定する方法論を提供している。これまでも JCM の地熱発電プロジェクトの方法論設計において数多く採用された考え方であり、本調査においても排出係数の算定方法として踏襲するものとした。

チリではグリッドへ供給された電気のみについて、CNE が NCRE を含めた各々発電所の年間発電電力量と燃料使用量 (NCRE についてはバイオマスの燃料使用量を公表) を公表している。このため、これら各々の発電所運転データの特定が可能である。チリでは経済給電センター (CDEC) により NCRE による発電電力は優先的に給電指令が出されるマスト・ラン (must-run) 発電であり、そのデータを特定できる。このため、本ツールにおける OM (Operating Margin) は Simple OM を選択して算定する。次いで、グリッドに電力供給する発電所のうち、CDM に登録されたプロジェクトを除いた場合の BM (Build Margin) を算定する。チリでは各々の発電所の運転開始年月日が CNE により公表されており、これを用いることにより SIC グリッド内の 20% を超える発電ユニットを特定可能である。データは入手できる最新の 2014 年の CNE データを用いた。本ツールに従い、算定した OM と BM、そして CM は表 8 のとおりである。本調査では算定結果となる 0.455[t-CO<sub>2</sub>/MWh] を本調査の排出係数として使用する。

表 8 SIC 排出係数の CDM 算定ツールによる計算結果

	OM	BM	CM
排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /MWh]	0.321	0.588	0.455

SIC-SING Emissions Factors



System:

Filter by:

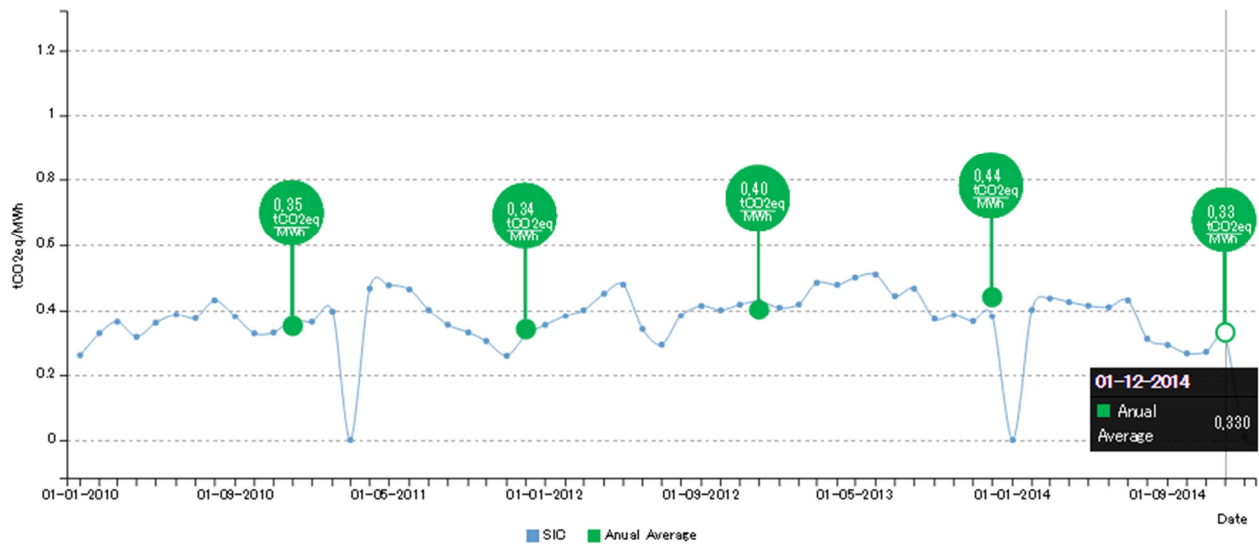


図 21 SIC の排出係数<sup>16</sup>

<sup>16</sup> <http://energiaabierta.cne.cl/visualizaciones/factor-de-emision-sic-sing/>

## 1) プロジェクト計画

### ・プロジェクトの工事計画及び運営計画

現地調査による EDC との協議により、図 22 に示すようなプロジェクトの工事計画と運営計画となる予定である。ただし、地熱開発工程においては各種許可取得のスケジュールが当初想定どおりとならない可能性、Mariposa が冬期期間のうち一定期間、降雪の程度によっては工事ができない期間が発生する可能性等があり、工事計画のとおりに進捗しないことも十分にありえる。

現状、Mariposa プロジェクトでは地表探査、地化学調査、物理調査と試掘を終えており、送電線の接続交渉と EIA の実施準備 (EIA コンサルタント業務委託の入札) を進めているところである。

2016 年 9 月ごろには生産井の掘削を開始し、その後、発電所建設工事の EPC 入札と発注、発電所建設工事を実施する予定である。発電所の建設工事は 3 から 4 年間ほどかかるとみられており、最短での発電所運転開始は 2021 年ごろになる模様である。

JCM プロジェクトの組成では生産井の掘削を終え、噴気試験等によって蒸気条件を把握した後、方法論を提案して JC (JCM Joint Comittee) の承認を得る。また、地熱発電所の詳細設計により発電容量等の基本仕様が決定したのち、Project Design Document の作成を行い、承認を得るスケジュールとなる。

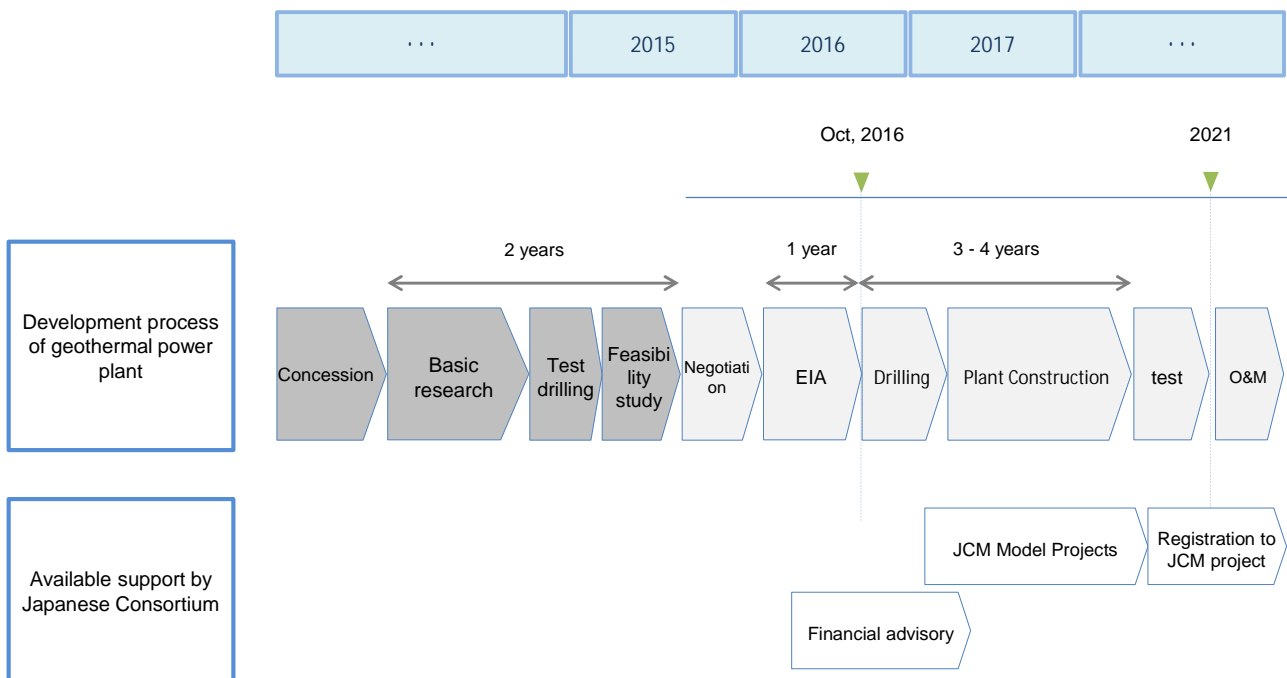


図 22 プロジェクトフロー

## ・プロジェクトの実施体制

Mariposa の地熱発電所建設プロジェクトでは、EDC へのヒアリング結果に基づき、図 23 のようなプロジェクト実施体制を想定している。プロジェクトのオーナーである EDC は地熱発電のコンセッションの所有、所管官庁への届出・定期報告、生産井掘削計画立案、EIA 実施、PPA 締結、発電所のオペレーション、メンテナンス、JCM のモニタリングとレポートを行う。

発電所建設にあたっては、本調査参加企業の MHPS が EPC として参画する実施体制を想定している。MHPS は発電所建設のためにチリの土木建築、据付、機器輸送会社への費用、工期等の情報収集を行っており、さらに過去にはチリの火力発電所の建設においてチリの現地企業との協業実績があり、プロジェクトを円滑に実行することが可能である。

JCM 方法論適用に関わるキャパシティビルディングは有限責任監査法人トーマツによりサポートする他、設備補助事業を含む、日本のファイナンス機能の利活用コーディネーションについても同法人が参画することによりプロジェクト推進に寄与できる。

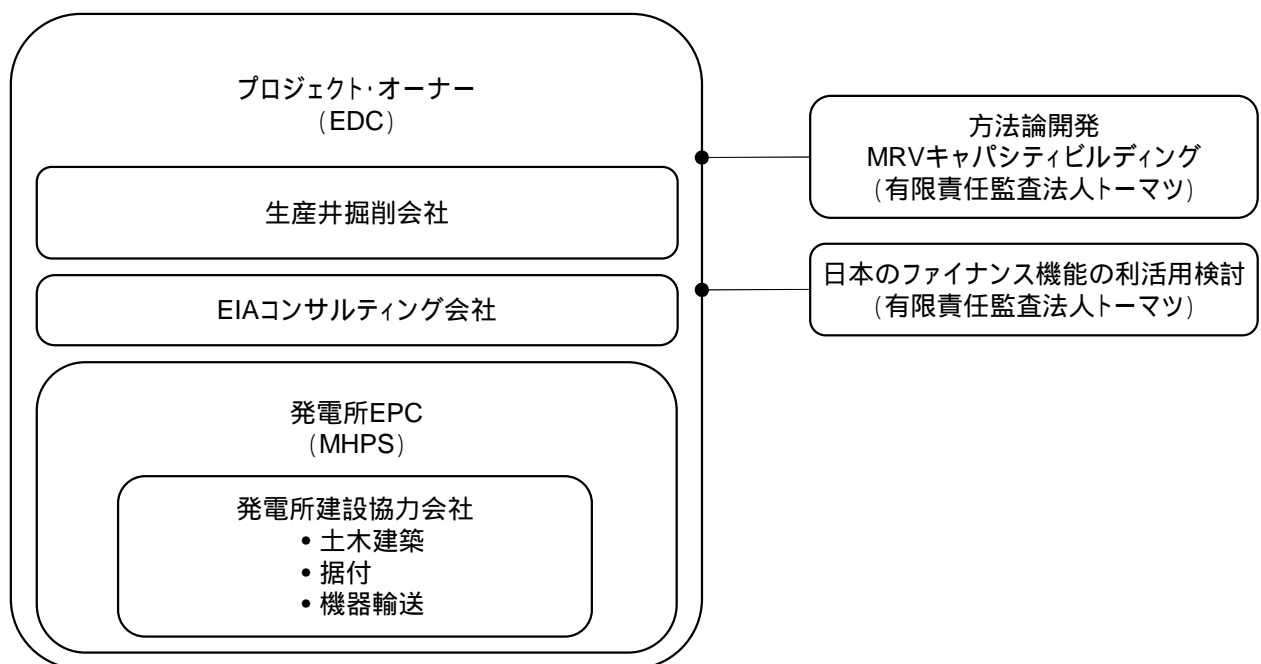


図 23 プロジェクトの実施体制

## ・プロジェクト実施主体の経営体制・実績等

EDC は世界最大級の地熱発電会社であり、プロジェクト開発経験も豊富で、ファイナンスアレンジメントに関して現時点では特段の問題は見当たらない。

また、EDC は地熱プロジェクトの運営実績が豊富であり、運転・メンテナンスの十分な経験があ

る。MHPSはEPCの他、予備品の供給や定検時の指導員派遣等、EDCをサポートできることからプロジェクトの継続性についても大きな問題は見当たらない。

さらに、EDCは本プロジェクトへの協力を表明しており、MRV方法論構築のための初期ヒアリングを実施し、モニタリングやレポートの十分な能力を保有することを確認した。このためJCMプロジェクトの実施あたり、MRVへの対応についても特段の問題は見当たらない。

## 2) 資金計画の評価結果

初期投資・維持管理及びMRVに関する資金計画と当該資金計画の実現可能性について検討した。

### ・事業収益性の検討

事業収益性の検討において、表9のような発電所建設の前提条件をおいたうえで、プロジェクトIRRを算定することにより検討を行った。表10にプロジェクトIRRの算定結果を示す。

表9 事業収益性検討の前提条件

項目	前提条件
建設期間	5年
プラント規模	50MW
費用	2億ドル弱(プラント建設はEPCベース、井戸掘削・送電建設等を含む想定値。)
資本構成	負債資本比率は70:30と仮定
運転時間	年間稼働率90%
O&M費用	EPC費用の5.5%
売電単価	10USセント/kWhと想定
減価償却	15年 定額法
割引率	5%
JCM設備補助額	8.3MilUSD(10億円)と想定

表10 プロジェクトIRRの算定結果

ケース	PIRR(20年)
通常	11.3%
JCM設備補助あり	11.8%

## ・資金計画

今後、EDC は生産井の掘削フェーズに入る。地熱開発では、開発初期の地熱探索フェーズが最もリスクが高い。図 24 は地熱開発におけるリスクと蓄積される開発コスト、銀行による担保が可能である程度 (Bankable) を図示したものである。

EDC は IDB による CTF (Clean Technology Fund) の地熱リスク緩和プログラム (MiRiG : Geothermal Risk Mitigation Program) を活用することで、地熱探索フェーズのリスク低減を図っている。2014 年に始まった、本プログラムは、米州開発銀行 (IDB)、および CIF (Climate Investment Fund) の政府間のパートナーシップであり、CIF は、譲許的リスク軽減のサポートなしでは進捗しないプロジェクトを支援することを目的としている。このプログラムの投資規模は \$ 20M (2000 万ドル) であり、生産井の掘削や発電所建設のために必要な追加投資を行うデベロッパー等を支援し、プロジェクトを推進するために利用されることを前提としている。EDC は、このプログラムの利用について内諾を得ている。

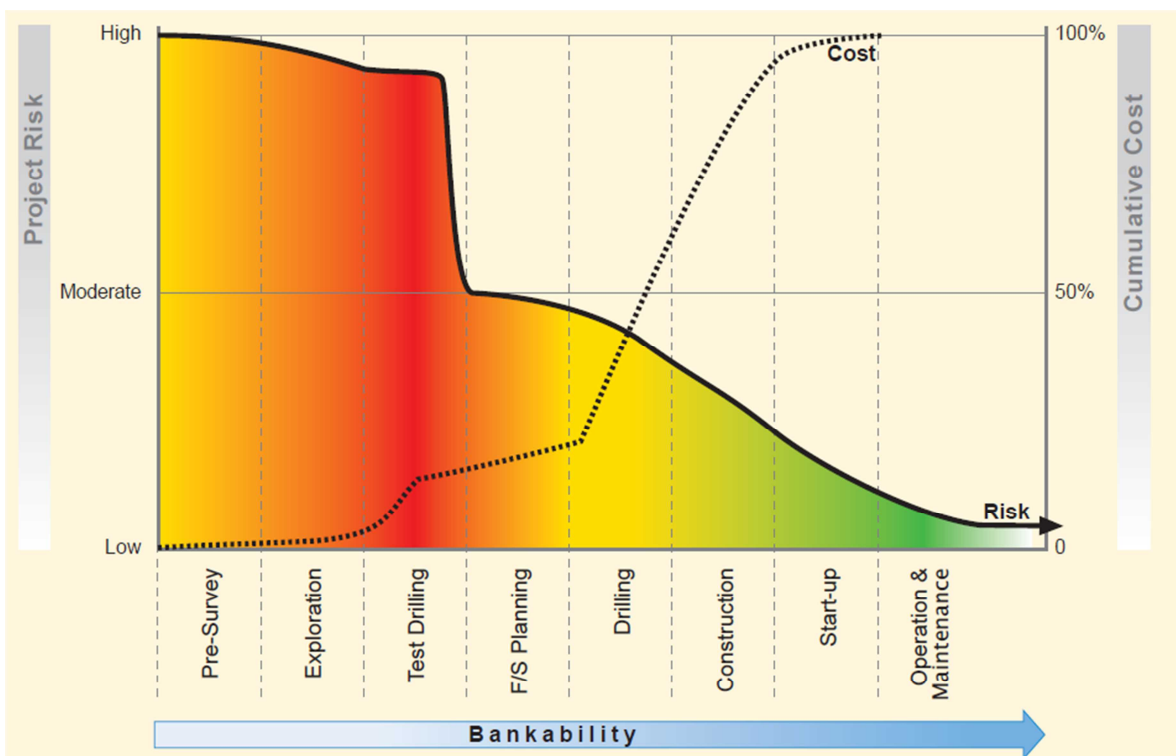


図 24 地熱開発フェーズごとのプロジェクトリスク<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Geothermal Handbook: Planning and Financing Power Generation, 2012, World Bank

また、EDC は日本のファイナンススキームの活用についても大きな関心を寄せており、プロジェクトの実現可能性を高めるために必要な情報を共有することは重要である。

本調査では、JBIC(国際協力銀行)のファイナンススキームの活用可能性をJBICへのヒアリングにより検討するとともに、フィリピンのEDC本社とともにJBIC フィリピン事務所への訪問を行うコーディネーションを行い、ファイナンス活用のための検討準備を進めた。

まず、本プロジェクトはMHPSが発電所建設のEPCとしてプロジェクトに参画する前提で調査しており、機器を輸出・据付するための融資となるため、JBICのファイナンススキームのうち、条件的には輸出金融を適用することができる。図25にスキーム概要を示す。輸出金融は本邦企業の機械・設備や技術等の輸出を対象とした融資であり、外国の輸入者または外国の金融機関等向けに供与するものである。導入する機械・設備には多くの高度な技術が導入されていることが必要となるが、本プロジェクトにおいて導入する地熱発電設備は高地かつ豪雪地での設備導入であるため、JBICの輸出金融の対象技術になる可能性が高いと考えられる。なお、再生可能エネルギー発電の場合、特定分野として先進国向け輸出の場合にも適用が可能である。チリはOECD加盟国であるため先進国向けのローン扱いとなる。

JBICのローンの場合、金利はOECDガイドラインに基づいて定めることとなる。輸出金融は輸出の85%まで融資できるスキームである。地熱発電では融資上限がないことや、融資の50%はドル固定金利(残りの民間融資分はLiborベースの変動)を享受できる条件となっている。なお、輸出する場合の日本製品の割合は3割以上とする必要があり、また日本で製造する製品の割合は10%以上とする必要がある。MHPSはタービン、発電機等の主要機器を日本製にできるため、スキームの活用について問題はないと想定する。

JBICのローンの固有要件として、融資判断に環境への影響に関するチェックがある。融資先企業はEIAの結果をJBICに提出し、JBICによるEIAの(JBCI環境部署からの)内容ヒアリングを受ける必要がある。モニタリング方法と今後どのようなプロセスで開発を進めるのか、環境レポートの提出が必要である。この固有事項について、チリで行うEIAレポートのほとんどの内容がオーバーラップしており、基本的にはEIAを再利用可能であることが確認された。



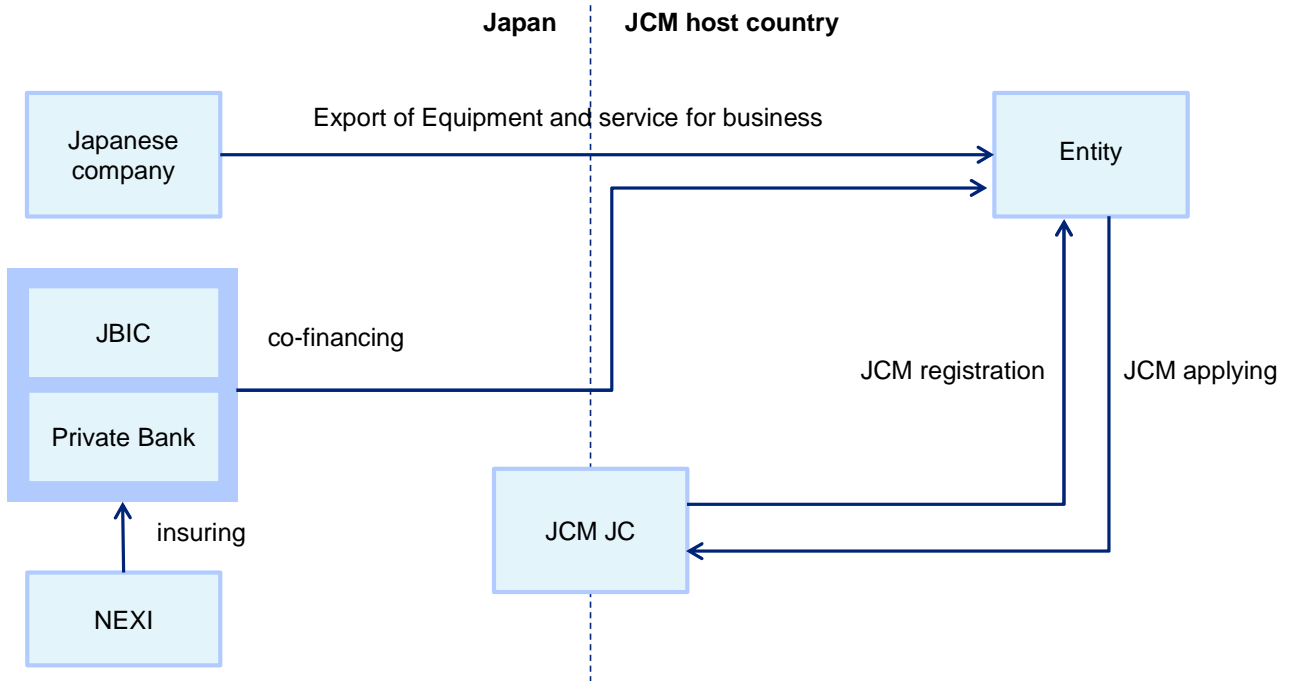


図 25 JBIC 輸出金融スキーム<sup>18</sup>

## (2) プロジェクト許認可取得

Mariposa の地熱発電プロジェクトにおいて許認可の取得状況は表 11 のとおりである。チリは地熱蒸気はその地域自治体の所有となるが、その採掘と使用(運営)権はコンセッショナーに与えられ、コンセッションの期限も基本的にはなく、民間企業による開発と運営の委嘱を徹底している。環境影響評価(EIA)は地熱発電の建設・運転、また基幹送電系統への接続のための私設送電線の建設において必要となる。EDCはEIAの実施のための準備として、EIAコンサルの入札実施を進めている。

<sup>18</sup> JBIC ホームページに基づき当法人作成

表 11 プロジェクト許認可の取得状況

許認可の名称	取得に向けた進捗状況	内容	許認可を行う機関	必要書類
採掘・運営権 (Geothermal Concession)	取得済 (EDC が所有)	地熱発電所の建設のための生産井掘削と発電所建設の許認可。チリでは採掘と建設許可はセットでの付与	ME (地熱開発サイトが鉱山に隣接している場合は鉱山省への事前調整が必要。また発電所建設エリアの土地借用が必要な場合は国家資産省 MBN: Ministerio de Bienes Nacionales )	入札関連文書一式
環境影響評価 (EIA)	実施中 (EDC が EIA のコンサル入札を準備中)	地熱発電所の建設・運転のライフサイクル全般にあたり周辺環境への影響を調査し、文書化する	ME、MMA、鉱山省等プロジェクトに係わる所管省庁	環境影響評価書

許認可の他、地熱発電開発において必要となる報告は表 12 のとおりである。

表 12 必要となる報告

届出・報告の名称	状況	内容	届出・報告を受ける機関	必要書類
採掘開始	報告済	コンセッショナーによる生産井の掘削開始時に報告を行う	ME	採掘開始の報告
発電所建設開始	準備中	発電所の建設開始時に報告を行う	ME	発電所建設開始の報告

### (3)日本の貢献

#### ホスト国への社会経済効果

現地調査において調査サイトへの訪問を踏まえれば、Mapriposa 近傍の水力発電用に整備されている送配電網を利用して地熱発電により生産された電力を送電することにより、天候に左右される水力発電の弱みを改善し、エネルギーミックスの実現と電力供給の安定化をはかることが可能となると想定している。これにより現在計画されている港湾開発、鉄道開発、IT といった外貨産業の発展が促進されるという経済効果が期待されるものと考えている。さらに、地熱開発の進展によって、雇用の創出や電化率の向上による国民生活水準向上に寄与するという社会効果も期待できる。地熱発電事業の発展により、民間企業による周辺地域の開発が進み、サンティアゴを含め一部都市に集中している人口問題や地方と都市間の経済格差が是正されることについても期待ができるものと考えている。

#### 日本の地熱技術移転、インフラ導入拡大

チリは大きな地熱ポテンシャルを有しており、その他の南米諸国においても日本勢による地熱発電事業が実現されれば、ハード(プラント)及びソフト(運営)の両面において本邦企業の卓越した技術の導入機会拡大に貢献するものとする。また、電力供給が安定することで他分野においても本邦企業の進出が進むことが期待される。

#### JCM 普及拡大と日本の温室効果ガス削減

地熱発電開発を契機にチリでの JCM が普及拡大することで、我が国の温室効果ガス排出量の削減にも寄与するものとする。現時点での試算では、チリに 50MW の地熱発電が導入された場合に得られる排出削減量は約 16 万 tCO<sub>2</sub>/年となる。チリの地熱ポテンシャル 3GW の仮に 1/3 に日本の地熱発電が導入された場合、単純計算で 320 万 tCO<sub>2</sub>/年にも上る大規模排出削減に寄与することとなる。

### (4)環境十全性の確保、ホスト国の持続可能な開発への貢献

#### 1)環境十全性の確保

地熱発電所のライフサイクルにおいて発生する環境面での好影響は再生可能エネルギー発電の導入による火力発電の代替で SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub> の排出削減が想定できる。また、悪影響として、地熱発電所の建設・運転に伴う景観の変化や周辺エリアの地盤沈下、廃熱・水質汚染物質・大気汚染物質の排出等が想定できる。

チリでは、2013 年 8 月に環境影響評価システムに関する規則令(2012 年政令第 40 号、Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental、以下 EIA)が公布された。同規則令は、2013 年 12 月に施行され、新 EIA が施行された。チリにおける CDM を含めた地熱発電プロジェクトでは EIA を開発事業者が提出している。

チリにおいて EIA は開発エリアにコミュニティがあるかどうかで許可取得の難易度が変わる。開発エリア近傍にコミュニティがあり、開発の影響が及ぶのであれば評価項目に対する調査が複雑になるため、承認までの期間が長くなる。チリの地熱発電プロジェクトでは、Enel グリーンパワーのプロジェクトで 12 ヶ月間での許可を得た実績がある。

EIA の承認プロセスは、EIA のレポートを提出した後、プロジェクトで利用する土地、資源ごとに所管する省庁ごと、レポートが回覧され、レビューが行われる。具体的には土地を借用するのであれば Ministry of National Asset がレビューを行い、電力設備の建設であれば ME がレビューを行う。レビュー後、各省庁からの指摘には全て対応する必要がある。この EIA のレビュープロセスは SEA(チリ環境省地方環境委員会:MMA 内の組織であるが独立して EIA 承認サポートを実施)が EIA 文書作成者への修正対応の支援を行う。

なお、SEA はプロジェクトからの EIA の申請後の内容確認、不備の指摘等、運用面でのサポートを行う組織であり、EIA の承認には関与しない。

## 2) ホスト国の持続可能な開発への貢献

本プロジェクトと類似プロジェクトの実施によって、チリにおける電力の安定供給かつ気候変動への貢献に寄与する。チリはエネルギー需要の 75%以上を輸入に頼っており<sup>19</sup>、チリの全発電量に占める火力発電割合は 2012 年時点で 64%で、次いで水力発電が 29%を占める。地熱発電の導入により、供給する電力の国産化による火力代替、気象による発電出力変動を抑制できる水力代替に貢献でき、エネルギーのベストミックスに寄与すると考えられる。

さらに、チリの北部系統 SING と中央部で首都サンティアゴを管内とする SIC が 2015 年に議会の承認を得て 2018 年に直流連系されることが決定した。チリでは銅鉱山が多数あり、鉱業が非常に大きなエネルギー消費産業となっている。鉱業はチリ全体の電力使用量の 30%を占めている。鉱業が使用する電力量は増加しており、また鉱業は 24 時間操業であるため、この需要を賄うために SING は必然的に石炭等の火力発電割合が高い状況が続いている(SING はすなわち、グリッドの排出係数が高い)。こうした電力需要に安定的かつ大容量で発電できる電源は、NCRE のうち地熱発電の他に選択肢がない。SING と SIC の連系は Mapripasa サイトでの地熱発電をより推進するドライバーになるとも考えられる。この連系により、JCM の方法論において使用する電気の排出係数も SING のグリッド電力を地熱発電により代替できる可能性が高く、地熱発電により創出される JCM の排出削減量はより大きくできると想定される。

地熱開発や発電の運用技術の移転では、チリの産業創生に寄与する。チリは現在、地熱発

<sup>19</sup> 平成 26 年度国際石油需給体制等調査(諸外国のエネルギー政策動向等に関する調査)、資源エネルギー庁

電の開発勃興期であり、日本は優れた地熱発電技術の移転により、持続的な地熱資源の開発とともに主要産業である鉱山の持続的な開発に貢献できる。

地熱発電による近傍の鉱業サイトへの供給を考慮することなどにより持続的な地熱発電サイトの開発と鉱山開発が可能となる。なお、地熱発電で得られる廃熱・余熱の利活用についても産業への応用可能性が期待できる。

#### 4. JCM 方法論の予備調査結果

##### (1) 方法論に必要なデータ収集等の予備調査結果

チリの地熱発電における JCM 方法論案として CDM の方法論 AC0002 (Large-scale Consolidated Methodology Grid-connected electricity generation from renewable sources) を参照し、また、これまでの JCM 実現可能性調査により提案された方法論を参考に、方法論の開発に必要と考えられるデータをリスト化し、データを収集した。

対象案件に適用が想定される方法論の開発に必要と考えられるデータのリストは表 13 のとおりである。

チリのグリッドに接続される発電所の発電量は ME への報告が毎年必要であり、発電量のモニタリングについては地熱発電所の運営で必要な報告データをそのまま利用できることを確認した。

グリッドの排出係数についてはチリの最新 2012 年から 2014 年の SIC グリッドにおける発電所の発電量と燃料使用量が CNE により公表されており、このデータを用いて算定が可能である。本調査では CDM の排出係数の算定ツールを用いて OM を算定したが、チリの発電所数は非常に多く OM の算定は大きな作業量になることが確認された。また公表されている CNE の統計データには発電所の発電電力量と発電ユニット毎の燃料使用量で完全な対応がないものもあり、そうした場合に保守性を担保する方向で排出係数を算定するなど、作業量の多さに加え、専門的な判断を要する場合があることなどがわかった。このため、OM については CDM の排出係数算定ツールを用いる方法の他、CNE が公表する各グリッドの排出係数を用いることをオプションとして用意すべきである。

また、BM についても CDM ツールを用いた算定は、大きな作業量となる。チリでは CDM の登録プロジェクトが 108 (2016 年 1 月 29 日時点) あり、再生可能エネルギーを用いた発電プロジェクトが非常に多い状況である。このため、CDM プロジェクトで実施された発電ユニットを検索して、その発電量を除く算定プロセスは大きな作業量となる。BM についてはデータベースを作成して、それを毎年更新して共用することが可能であり、例えば JC の事務局において作成し、チリの JCM プロジェクト参加者へ PDD 作成時点で情報提供することでプロジェクト参加者の作業負担を軽減

することが可能になると考えられる。

表 13 方法論の開発に必要と考えられるデータリスト

変数	データの説明	単位	モニタリング方法	データソース	測定方法と手続	モニタリング頻度
$PFC_{i,y}$	発電所の運転において使用した年間の化石燃料(施設暖房、自家発等)	kl, t, 千 Nm <sup>3</sup> /年	実測	プロジェクトサイト	現地での計測(メータ、購買伝票等)	1月/回
$RG_{PJ,y}$	グリッドに供給した発電電力量	MWh/y	実測	プロジェクトサイト	<ul style="list-style-type: none"> <li>発電所の発電端送電電力量計による計測</li> <li>グリッドからの受電電力量計による計測</li> </ul>	1月/回 (常時計測)
$W_{steam,CO2,y}$	NCG に含まれる CO <sub>2</sub> の濃度(年間平均値)	t-CO <sub>2</sub> /t-steam	実測	プロジェクトサイト	NCG のサンプリング取得によるガスクロマトグラフィー分析(ASTM E1675 に準拠する等)	3月/回
$W_{steam,CH4,y}$	NCG に含まれる CH <sub>4</sub> の量(年間平均値)	tCH <sub>4</sub> /t-steam	実測	プロジェクトサイト	NCG のサンプリング取得によるガスクロマトグラフィー分析(ASTM E1675 に準拠する等)	3月/回
$M_{steam,y}$	NCG の量	t steam	実測	プロジェクトサイト	NCG の計測(メータ、センサ)	1月/回 (常時計測)
$RF_{grid,OM,y}$	オペレーティングマージン(OM)の計算値	tCO <sub>2</sub> /MWh	公表データ	CNE website	SIC グリッドに接続された発電機の発電量と燃料消費量から産出した OM。	1年/回
$RF_{grid,BM,y}$	ビルドマージン(BM)の計算値	tCO <sub>2</sub> /MWh	公表データ	CNE website	グリッドに接続された発電機の発電量と燃料消費量から産出した OM。Generación Bruta SIC - SING、Consumo de Combustibles SIC を参照	1年/回

## ・適格性要件

本プロジェクトの調査結果から、JCM 方法論案に適用する適格性要件は表 14 のとおり、2 つの適格性要件を設定することを提案する。

表 14 適格性要件

1	チリ国内で地熱発電所を新設し、または容量追加するプロジェクトであること
2	地熱発電所で発電した電気をチリのグリッドへ供給すること

適格性要件の 1 では、CDM の方法論 AC0002 では、適用性 (Applicability) に、新設の他、既設地熱発電所の容量追加、改造、改修、更新が含まれているが、チリ国内に地熱発電所が存在していない現状に鑑みて、新設と容量追加のみを対象とするようにした。

適格性要件の 2 では、本方法論が、その他の関連する変数、具体的には排出係数の算定を含めて、発電した電気をチリのグリッドへ供給する前提で作成した方法論であるため、グリッドへ供給する発電プロジェクトを対象とするようにした。

## ・GHG 排出源

方法論案の検討にあたって、GHG 排出源を特定する必要がある。地熱発電プロジェクトにおける GHG 排出源は表 15 のとおりである。

表 15 GHG 排出源

リファレンス排出	
排出源	GHG のタイプ
プロジェクトの実施により代替される化石燃料の燃焼による発電から排出される CO <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>
プロジェクト排出	
排出源	GHG のタイプ
大気に放出される NCG に含まれる GHG	CO <sub>2</sub>
	CH <sub>4</sub>
地熱発電所内で消費される発電所運営に使用する化石燃料の使用による GHG 排出	CO <sub>2</sub>



## ・リファレンス排出量の設定と計算

リファレンス排出量は化石燃料の燃焼により発電された電力が、地熱発電により代替された分の CO<sub>2</sub> のみを含む。地熱発電による電気はグリッドに供給されることが前提である。リファレンス排出量 ( $RE_y$ ) は次のように算定される。

$$RE_y = RG_{PJ,y} * RF_{grid,CM,y}$$

$RE_y$  : リファレンス排出量 [t-CO<sub>2</sub>/y]

$RG_{PJ,y}$  : JCM プロジェクトにより発電され、グリッドに供給された発電量[MWh/y]

$RF_{grid,CM,y}$  : CM 排出係数 [t-CO<sub>2</sub>/MWh]

CM 排出係数 ( $RF_{grid,CM,y}$ ) は次のように算定される。

$$RF_{grid,CM,y} = RF_{grid,OM,y} * 0.5 + RF_{grid,BM,y} * 0.5$$

$RF_{grid,OM,y}$  : OM 排出係数 [t-CO<sub>2</sub>/MWh]

$RF_{grid,BM,y}$  : BM 排出係数 [t-CO<sub>2</sub>/MWh]

ここで、OM 排出係数 ( $RF_{grid,OM,y}$ ) と BM 排出係数 ( $RF_{grid,BM,y}$ ) の算定は次のようなオプションを選択可能とすることが望ましい。

- A. JCM の JC (Joint Committee) により提供されるグリッド排出係数
- B. プロジェクト参加者が最新版の “Tool to Calculate the emission factor or an electricity system” を用いて自ら算定する方法

A をオプションとして用意すべき理由として、チリの発電ユニットは多数あり、プロジェクトごとにその都度 OM の算定をプロジェクト参加者へ要求することは、参加者の作業工数と検証作業とともに増大させることになり、プロジェクトへの参加障壁となる可能性がある。なお、OM は SIC と SING に限りチリの CNE により公表されているグリッド排出係数を用いることにより、BM のみを JC より提供する方法、またはプロジェクト参加者が算定する方法も検討すべきである。

## ・プロジェクト排出量の計算

プロジェクト排出量 ( $PE_y$ ) は次のように算定される。

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y}$$

$PE_y$  : プロジェクト排出量 [t-CO<sub>2</sub>/y]

$PE_{FF,y}$  : プロジェクトにおける化石燃料の使用による排出量 [t-CO<sub>2</sub>/y]

$PE_{GP,y}$  : プロジェクトにおいて地熱発電所から放出される NCG に含まれる CO<sub>2</sub> 排出量 [t-CO<sub>2</sub>/y]

プロジェクトにおける化石燃料の使用による排出量 ( $PE_{FF,y}$ ) は次のように算定される。

$$PE_{FF,y} = PFC_{i,y} * NCV_{i,y}$$

$PFC_{i,y}$  : プロジェクトにおける化石燃料の使用量  $i$  (ディーゼル、灯油、天然ガス等) [kl, t, 1000Nm<sup>3</sup> /y]

$NCV_{i,y}$  : 使用した化石燃料の排出係数  $i$  (ディーゼル、灯油、天然ガス等) [t-CO<sub>2</sub>/ kl, t, 1000Nm<sup>3</sup>y]

プロジェクトにおいてタービンに導かれる蒸気に含まれる NCG の CO<sub>2</sub> 量と CH<sub>4</sub> 量を大気放出することによる排出量を算定する。

プロジェクトにおいて地熱発電所から放出される NCG に含まれる CO<sub>2</sub> 排出量 ( $PE_{GP,y}$ ) は次のように算定される。

$$PE_{GP,y} = (W_{steam,CO_2,y} + W_{steam,CH_4,y} * GWP_{CH_4}) * M_{steam,y}$$

$W_{steam,CO_2,y}$  : 生産蒸気あたりの NCG の CO<sub>2</sub> 濃度 [t-CO<sub>2</sub>/t steam]

$W_{steam,CH_4,y}$  : 生産蒸気あたりの NCG の CH<sub>4</sub> 量 [t-CH<sub>4</sub>/t steam]

$GWP_{CH_4}$  : CH<sub>4</sub> の温暖化係数 [t-CO<sub>2</sub>/t-CH<sub>4</sub>]

$M_{steam,y}$  : 生産蒸気量 [t steam/y]

ここで、地熱発電所から放出される NCG に含まれる CO<sub>2</sub> と CH<sub>4</sub> の濃度について、蒸気条件が現状は把握できていないため、他の CDM 等の蒸気データを参考に、CO<sub>2</sub> を 0.001[t-CO<sub>2</sub>/t-steam]、CH<sub>4</sub> を 0.0000012[t-CH<sub>4</sub>/t-steam] と仮置きし、EDC への確認のうえ、仮算定に用いるものとした。

## ・排出削減量の計算

排出削減量は次のように計算される

$$ER_y = RE_y - PE_y$$

$ER_y$  : 排出削減量 [t-CO<sub>2</sub>/y]

$RE_y$  : リファレンス排出量 [t-CO<sub>2</sub>/y]

$PE_y$  : プロジェクト排出量 [t-CO<sub>2</sub>/y]

方法論案で用いる変数のうち、デフォルト値とする変数は表 16 のとおりである。

表 16 方法論で用いるデフォルト値

変数	説明	参照
$GWP_{CH_4}$	温暖化係数 Global warming potential of methane valid for the project period: 21 [t-CO <sub>2</sub> /t-CH <sub>4</sub> ]	IPCC ガイドラインの値を使用 Climate Change 2007: Working Group I: The Physical Science Basis
$NCV_{i,y}$	化石燃料の使用量あたりの排出係数 $i$ (ディーゼル、灯油、天然ガス等) [t-CO <sub>2</sub> /kl, t, 千 Nm <sup>3</sup> ]	IPCC ガイドラインの値を使用

以上の方法論案により計算した結果は次のとおりである。計算は JCM で使用する方法論スプレッドシートを作成し、EDC への確認を依頼し、これを用いての MRV が可能であることの回答を得た。

算定に使用し、計算に用いた数値を入力したスプレッドシートを図 26 に示す。  
算定の結果、排出削減量  $ER_y$  は、164,199[t-CO<sub>2</sub>/y] となった。

## Joint Crediting Mechanism Proposed Methodology Spreadsheet Form (Calculation Process Sheet)

[Attachment to Proposed Methodology Form]

1. Calculations for emission reductions	Fuel type	Value	Units	Parameter
Emission reductions during the period of year y	-	164,199	t-CO <sub>2</sub> /y	ER <sub>y</sub>
<b>2. Selected default values, etc.</b>				
Global warming potential of methane	-	21	t-CO <sub>2</sub> / t-CH <sub>4</sub>	GWP <sub>CH4</sub>
CO <sub>2</sub> emission factor of diesel in year y	Diesel	37.7	t-CO <sub>2</sub> /GJ	NCV <sub>i,y</sub>
Net calorific value of fossil fuel	Diesel	0.0687	GJ/kl	i
<b>3. Calculations for reference emissions</b>				
Reference emissions during the period of year y	-	166,622	t-CO <sub>2</sub> /y	RE <sub>y</sub>
Quantity of net electricity generation that is produced and fed into the grid as a result of the implementation of the JCM project activity	-	366,606	MWh/y	RG <sub>PJ,y</sub>
Combined margin CO <sub>2</sub> emission factor for grid connected power generation in year y calculated the latest emission factor	-	0.455	t-CO <sub>2</sub> / MWh	RF <sub>grid,CM,y</sub>
Operating margin CO <sub>2</sub> emission factor for grid connected power generation in year y calculated the latest emission factor	-	0.321	t-CO <sub>2</sub> / MWh	-
Build margin CO <sub>2</sub> emission factor for grid connected power generation in year y calculated the latest emission factor	-	0.588	t-CO <sub>2</sub> / MWh/	-
The weights of Build margin for calculating the Combined Margin	-	0.5	-	-
The weights of Operating Margin for calculating the Combined Margin	-	0.5	-	-
<b>4. Calculations of the project emissions</b>				
Project emissions during the period of year y	-	2,424	t-CO <sub>2</sub> /y	PE <sub>y</sub>
Project emissions from fossil fuel consumption in year y	Diesel	0	t-CO <sub>2</sub> /y	PE <sub>FF,y</sub>
Project consumption of diesel of the applicable equipment in year y	Diesel	0	kl/y	PFC <sub>i,y</sub>
Net calorific value of fossil fuel	Diesel	37.7	GJ/kl	NCV <sub>i,y</sub>
Project emissions from the operation of geothermal power plants due to the release of NCGs in year y	-	2,424	t-CO <sub>2</sub> /y	PE <sub>GP,y</sub>
Average mass fraction of CO <sub>2</sub> in the produced steam in year y	-	0.001	t-CO <sub>2</sub> / t-steam	W <sub>steam,CO2,y</sub>
Average mass fraction of CH <sub>4</sub> in the produced steam in year y	-	0.0000012	t-CH <sub>4</sub> / t-steam	W <sub>steam,CH4,y</sub>
Global warming potential of methane	-	21	t-CO <sub>2</sub> /t-CH <sub>4</sub>	GWP <sub>CH4</sub>
Quantity of steam produced in year y	-	2,364,023	t-steam	M <sub>steam,y</sub>

## [List of Default Values]

Net calorific value of fossil fuel NCV <sub>i,y</sub>	NCV <sub>i,y</sub>	Unit
Diesel	37.7	GJ/kl
CO <sub>2</sub> emission factor of fossil fuel	PFC <sub>i,y</sub>	Unit
Diesel	0.0687	t-CO <sub>2</sub> /GJ
Emission Factor	RF <sub>grid,BM,y</sub>	Unit
BM margin CO <sub>2</sub> emission factor for grid connected power generation in year y	0.340	t-CO <sub>2</sub> / MWh
Global warming potential of methane	GWP <sub>CH4</sub>	Unit
CH <sub>4</sub>	21	t-CO <sub>2</sub> / t-CH <sub>4</sub>

図 26 方法論スプレッドシートによる算定結果

## (2)MRV 実施体制

MRV の実施体制はプロジェクトオーナーの EDC への初期ヒアリングから、JCM の過去の地熱発電の方法論案で提案されたモニタリング項目や、CDM 等地熱発電の方法論で要求されるモニタリング項目を問題なくモニタリングし、算定・報告可能であるとの所感を得た。

EDC との協議に基づき、本調査において想定する実施体制を図 26 に示す。プロジェクト実施者はモニタリング担当者がモニタリングを定められた頻度・周期で実施し、モニタリング責任者の確認を行い、プロジェクト総責任者がモニタリング報告書を承認し、第三者機関の検証を受ける。検証完了後、JC への申請を行うことになる。

MRV の実施にあたり、モニタリングの負担軽減のための支援は非常に重要となる。図 27 には JC の事務局による排出係数等のモニタリング参考情報の提供を提案として含めた。方法論の調査結果で述べたようにチリの排出係数の算定ではグリッドに供給する発電所の数が非常に多いため算定作業の負荷が大きい。このため JC 事務局によるモニタリングの効率化に寄与する情報を定期的に提供するなど支援を実行することが重要になると考える。

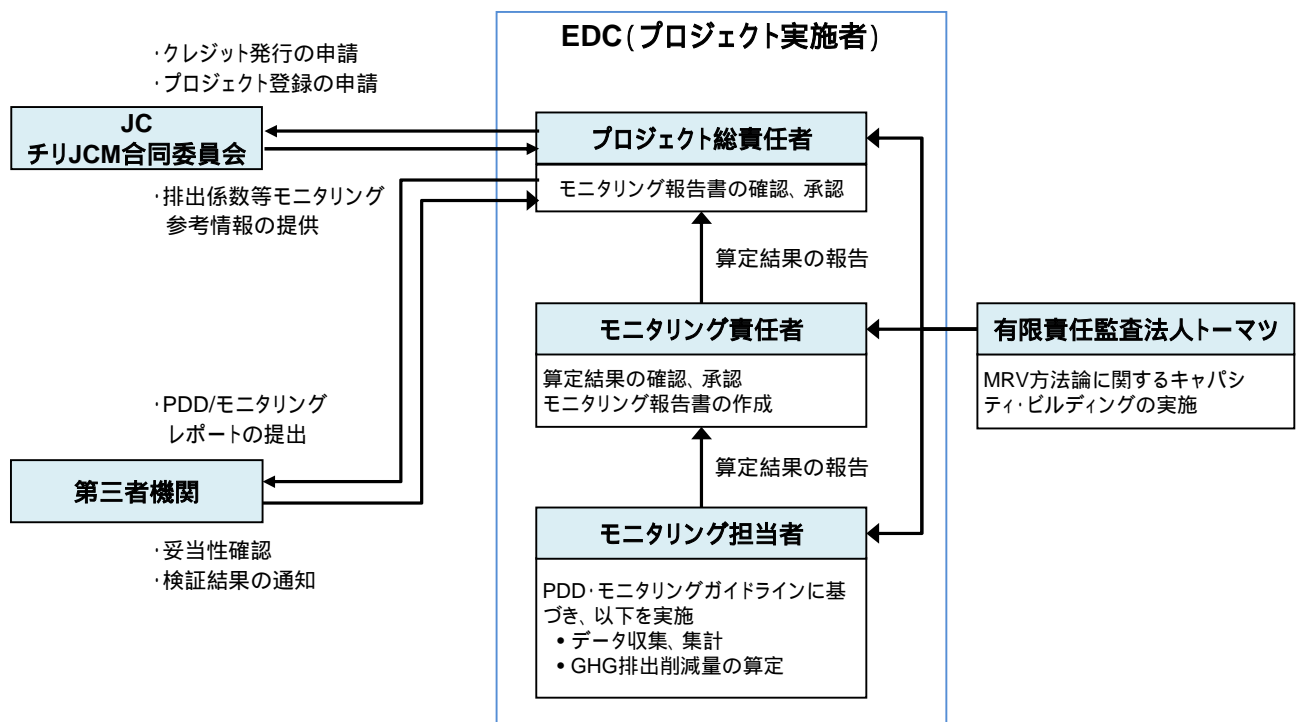


図 27 MRV 実施体制

## 5. 今後の予定

本調査により、事業オーナーである EDC は日本の優れた地熱発電技術を理解し、頻繁なコミュニケーションにより信頼関係がさらなる高まりをみせている。今後も継続的なコミュニケーション

を行い、プロジェクト組成のための協力を進めていく計画である。

特に日本のファイナンスの利活用によるプロジェクト推進や補助事業の活用による事業採算性の向上に強い関心を示している。

現在、チリを含む南米 10 カ国において運転中の地熱発電所は存在していない。しかし、2015 年 7 月に Enel グリーンパワーが国営石油会社の ENAP がと北部第三地域において、4,500m の高地で地熱発電所を建設する発表を行った。2017 年以降に運転開始の予定であり、総出力は 48MW、155 千トンの CO<sub>2</sub> 排出を削減できるとしている。PPA は締結済で、発電所の建設準備が始まったとの情報や、IDB のプロジェクトファイナンスが入っていることを調査において確認している。このプロジェクトはチリにおける JCM の地熱発電プロジェクト開発への参考事例となるものと想定するため、引き続き情報収集を進めていく。

また、プロジェクト組成のためには、地熱開発におけるリスク管理手法を詳細に検討することが必要である。この点について JCM が果たすべき役割についても検討の余地はあるため引き続き EDC との協議を進めていく予定である。