

「コロンビア・地熱発電導入による再生可能エネルギー開発促進に関する新メカニズム実現可能性調査」

(調査実施団体:株式会社三菱総合研究所)

調査協力機関	ISAGEN S.A. E.S.P.、Numark Associates, Inc.
調査対象国・地域	コロンビア(ネバド・デル・ルイス)
対象技術分野	再生可能エネルギー
事業・活動の概要	<p>本事業は、コロンビア初の地熱発電プロジェクトであり、ネバド・デル・ルイス地域への立地を予定している。出力は 50MW である。同国の電源構成は水力が大部分を占めており、エルニーニョ時期にはその影響による渇水のために、電力供給が不安定になるリスクを抱えている。このような時期にも安定的に電力を供給でき、かつ、温室効果ガス排出が少ない地熱発電所の導入がコロンビアでは期待されていることが背景としてある。日本メーカーの優位性が発揮できる技術である。</p> <p>地熱発電所の導入により電力グリッドから供給されたであろう電力分を代替したとみなして、排出削減量を算定する。</p>
リファレンスシナリオ及びバウンダリーの設定	<p>「電力供給不足かつ水力発電の割合が 50%以上の国」におけるベースライン(リファレンス)排出係数を決定するリファレンスシナリオの設定方法について提案した。基本的には、個別発電所のデータが存在すれば「電力システムの排出係数算定ツール」、存在しなければ「セクター別標準化ベースラインの設定に関するガイドライン」を参照して設定し、電力供給の安定化に資する電源(化石燃料等)から求めた排出係数をベースラインとして採用可能とするものである。ホスト国に適用すると、安定化に資する電源として考えられるのは、短期的には天然ガスとディーゼルであり、中期的には石炭である。これらの電源がプロジェクトと同等の品質で、最低サービスレベルをどこまで満たすことができるのかを評価することになる。</p> <p>プロジェクトバウンダリーについては、プロジェクト実施場所に加えて当該事業の発電所が接続する電源グリッドに接続している全ての発電所、及びリファレンスシナリオの設定によってはプロジェクトによって代替されるオフグリッド発電所が含まれる。</p>
モニタリング手法・計画	<p>発電電力量、蒸気量については、通常操業で適切なモニタリングがされている。また、一般に事業者の判断に依存している「発生蒸気中に含まれる非凝縮性ガス(CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>)」のモニタリングについては、その負荷軽減のためにデフォルト値の設定について検討した。しかしながら、地点により地熱蒸気の組成は異なることから、世界共通もしくは国共通の値を設定するのは極めて困難であるという結論に至った。その他の方法として、当該サイトにおける事前調査の結果を固有値として設定する方法も考えられ、最低限どの程度の頻度のモニタリングが必要であるのかに</p>

	<p>ついて検討した。</p> <p>モニタリング手法のうちサンプリング手法については、米国の ASTM 規格は手間が多いため、事業者にとって追加的な負担とならない手法を選択し、二国間オフセット・クレジット制度独自の標準を作成することが望ましい。全ての手法について、適切なモニタリングを行うには経験とノウハウが必要であるため、新規地熱導入国であるホスト国に対しては、日本企業が協力していくことによるキャパシティ・ビルディングが重要となる。</p>
<b>GHG 排出量及び削減量</b>	<p>231,625t-CO<sub>2</sub>/年  （グリッド排出係数として「化石燃料の CM」を利用した場合）</p>
<b>排出削減効果の測定・報告・検証(MRV)手法</b>	<p>電力部門のプロジェクトの場合、MRV は比較的シンプルである。理由としては、使用するデータが発電所内で計測可能であること、本来事業でも計測・報告・検証されるものであることが多いこと、その計測方法は世界的にほぼ確立されていることが挙げられる。グリッド排出係数については、政府がデータ収集を行い、実際の排出係数を算定・公表し、プロジェクト実施者がその値を利用できるようにすることを想定している。将来的には、計測・報告のみならず、検証についても途上国の第三者機関が日本の支援を受けて自ら実施するような制度が望ましい。</p>
<b>環境影響等</b>	<p>地熱開発に伴う環境への悪影響は、騒音、地盤沈下、排熱、大気汚染物質の放出等が挙げられ、その利用規模に比例して影響も大きくなるものであり、入念な回避措置が必要となる。本事業においては、ホスト国政府の簡易的な環境分析が実施済みであり、また、今後実施される試験井掘削についてのライセンス（環境免許）についても取得されている。コロンビア初の地熱発電であるため、鉱山開発部門の環境影響評価を参考として、プロジェクト開発と同時進行で法整備が進められている。</p>
<b>資金計画</b>	<p>現在は技術的評価（第 2 フェーズ）が終了しており、試験井掘削に入る段階である。建設資金については、現在借入先を検討中であり、JBIC など可能性があると見込まれる。</p>
<b>日本技術の導入可能性</b>	<p>本事業においては、高い市場占有率を誇る日本製技術（世界で 70%～80%のシェア）が導入される可能性は高い。コロンビアは地熱発電の建設・運営に関する知見が乏しいため、地熱開発コンサルティング会社、発電機メーカーに加えて電力会社のノウハウも必要であり、日本としての地熱発電の普及支援の対象となる。</p>
<b>「コベネフィット」効果 （ローカルな環境問題の改善の 効果）</b>	<p>地熱発電導入により、代替される火力発電所稼働に必要な燃料燃焼により放出される大気汚染物質削減が見込まれる。データの制約から硫酸化物削減について検討を実施し、その削減量は年間 8,940t と試算された。</p>
<b>ホスト国における持続可能な開発への寄与</b>	<p>本事業により、コロンビアにおける電力供給の安定化と地球温暖化対策への貢献、地熱資源開発のキャパシティ・ビルディングが期待される。</p>

## 調査名「コロンビア・地熱発電導入による再生可能エネルギー開発促進に関する新メカニズム実現可能性調査」

団体名：株式会社 三菱総合研究所

### 1. 調査実施体制：

調査の実施体制は以下の通りである。

- ✓ Numark Associates (外注先)：
  - 対象サイトに関する調査 (ISAGEN とのデータのやりとり・調整も含む)、現地調査のアテンド、スペイン語資料の英訳、方法論検討に必要なデータの収集・検討を担当。
- ✓ ISAGEN S.A.E.S.P. (事業実施主体)：
  - 本事業の基本計画策定を行っており、現在対象サイトの技術的評価を実施中。

### 2. 事業・活動の概要：

#### (1) 事業・活動の内容

本事業の内容は以下の通りである。

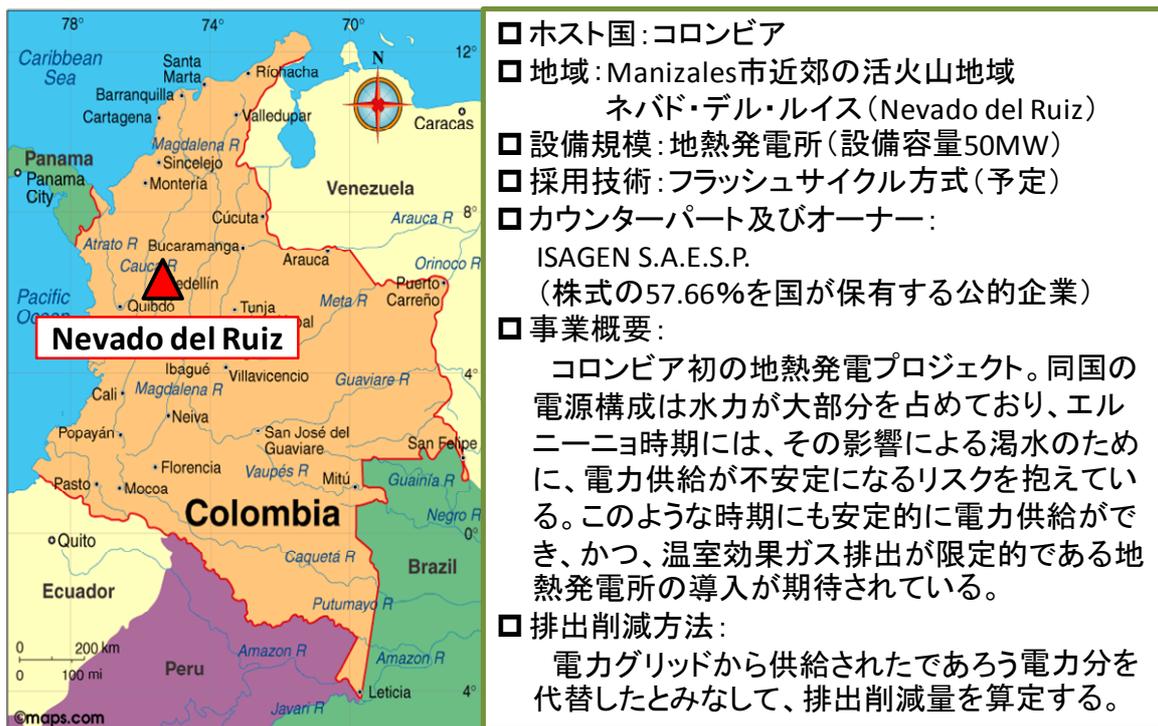


図1 事業概要

#### (2) ホスト国における状況

ホスト国は2010年のカンクン合意を受けての具体策としてセクター別あるいはサブ・セクター別のMCEE (Mechanism for Carbon-Efficient Economies) と呼ばれる「各プロジェクトにおける正味での排出削減・排出回避量に対して、ホスト国の排出量により変化する一定の割合を自動的に控除する」市場メカニズムを2011年2月21日にUNFCCCへ提案している。こ

の提案は、コロンビア政府が新たな排出削減メカニズムの必要性を認識していることを示している（なお、この提案事態に関する進捗は特にない）。COP17 を終えた現段階では新メカニズムに関するスタンスがさらに明確化しており、CDM 以外の緩和対策を実現する新メカニズムについて、政府部内で具体的な検討を開始していることが明らかになった。また、二国間オフセット・クレジットメカニズム(BOCM)についてもそのオプションの 1 つとして認識されている。このタイミングを外さないで二国間の合意プロセスを進捗させることが日本にとって極めて重要である。

ところで、コロンビア政府の新メカニズム検討の背景にあるのが CDM への不満である。審査に長い時間を要する等の CDM の一般的な問題が認識されている。また、国内のグリッド排出係数が小さいというホスト国特有の問題がある。この問題は二国間オフセット・クレジットメカニズムとしても解決すべき問題であるので、コロンビアの電源の状況について NAMA との関連も含めて以下に述べる。

ホスト国の電源構成は約 65%を水力発電が占めている。これは、エルニーニョ現象が発生する時期には、その影響による渇水のために、水力発電所からの電力供給が不安定になるリスクを抱えていることを意味している。

実際に、1991 年後半～1992 年前半に起こったエルニーニョでは水力発電所における貯水率が 0%にまで減少し、電力不足を引き起こした。その後、電力需要に対する電力供給予備量の確保が推進されるようになったことで、1997 年後半～1998 年前半、2009 年後半～2010 年前半に起こったエルニーニョでは、貯水率は減少したものの電力不足にまで至ることはなかった。しかしながら、スポット市場の電力価格の推移をみると、エルニーニョの影響が特に強かった 2009 年後半～2010 年前半には、水力発電による電力供給不足により電力価格が高騰している。このような状況は、ホスト国の経済活動に大きな影響を与えており、今後ホスト国が経済成長を続けていくにあたり、障害となり得る事項である。

一方で、今後も電源構成の大部分を水力発電が占めることが見込まれている。この背景としては、ホスト国における約 93,000MW にも及ぶ水力発電の導入ポテンシャルがある。このような豊富な導入ポテンシャルのなかで、2011 年迄に開発された水力資源は 8,715MW であり、全体の 9.4%にすぎない。加えて、ホスト国では自由競争市場である電力卸売市場(MEM)が 1995 年より運用開始されているため、発電コストが安い水力発電の導入が基本である。

また、エルニーニョの影響を強く受けた 1997 年後半～1998 年前半、2009 年後半～2010 年前半にかけて、降水量が減少すると、電源構成(発電電力量ベース)に占める水力の比率が減少している。通常の時期では、平均で約 80%を占めている水力発電による発電電力量も、エルニーニョ時期には一時的に 50%を下回る水準まで低下しており、これに伴う火力発電所の稼働による排出量増加が引き起こされていることが懸念される。

以上のようなホスト国特有の状況により、安定的に電力供給ができ、かつ、温室効果ガス排出が限定的である地熱発電の導入が期待されている。ホスト国の NAMA においても国内における独自の行動として「2020 年時点で再生可能エネルギーの導入割合を最低 77%確保する」ことが記載されている。これを達成するためには、同国で導入ポテンシャルがある水力、風力等に加えて、地熱発電が必要であり、本地熱事業がパイロットプラントとして運転が開始されることにより、その他地熱資源の開発が促進されていくことが望まれている。

### (3) 新メカニズムとしての適格性:

CDM においては「プロジェクトがなかった場合」を想定して、主に「追加性の証明と評価のためのツール」の投資分析・障壁分析によって「追加性」を評価する。適格性は、二国間オフセット・クレジットメカニズムによる排出削減クレジットが認められるためのプロジェクトの条

件を定義する。ここでは、BOCM 全体の適格性と地熱発電プロジェクトにおける個別プロジェクトの適格性に分けて考えてみたい。

BOCM 全体では、特に先進的な低炭素技術（ハード／ソフト）の導入による温室効果ガスの削減が積極的に評価されるべきと考える。評価の方法としては、例えばその国の技術と対策で実現可能なレベルである、「途上国における国別の適切な緩和行動（NAMA）」をリファレンスとし、NAMA だけでは実現できなかった、資金面・技術面で国際的な支援を受けて実現したプロジェクトからクレジットが発生すると考えるのも1つの方法である。

本案件について評価してみると、資金面からも技術面からも適格性があると言える：

- ・ 資金面：コロンビアでは、発電会社、送電会社、配電会社、小売会社から構成される卸電力市場を通して電力供給が行われている。そのため、市場原理に沿って発電コストが最も小さい水力発電が導入されやすい状況である。地熱発電は市場競争力が欠如している。
- ・ 技術面：コロンビアでは初となる地熱発電導入となるため、ハード面・ソフト面での支援を必要としている。

次に地熱発電プロジェクトにおける適格性について検討する。技術面で評価するとすれば、効率のベンチマークを設定する方法や、その技術の普及度を評価する方法が考えられる。あるいは、再生可能エネルギーによる発電をポジティブリスト化する方法も考えられる。コロンビアでは、エルニーニョ時期に備えて代替電源の確保が求められている。代替電源としては、ディーゼル、ガス、石炭を含む火力発電が有望視されている。したがって、二国間オフセット・クレジットメカニズム（BOCM）においては、CDM では評価されない電力供給の安定化や持続可能な発展の側面からの適格性を評価することを提案する。

#### (4) 事業・活動の普及方策：

エルニーニョ時期の代替電源の確保の必要性がより認識され、かつ、本事業がパイロットランプラントとして稼働することにより、その他の地熱資源開発が進行していくことが見込まれる。このためには、本事業の運開までの資金面・技術面での確実なサポートが必要となる。また、将来的には初期投資が比較的大きな地熱発電所の建設の負担を軽減することができる制度構築が望まれる。

### 3. 調査の内容

#### (1) 調査課題：

調査課題としては、大きく分けて以下の2つを明らかにすべき事項として認識していた。

- ✓ 方法論の検討
  - 再生可能エネルギーの比率が高い（電力の排出原単位が低い）国の努力の評価。特に、将来の火力発電所の導入が見込まれることを考慮する。
  - 事業者負担の少ないモニタリング方法の確立。特に、CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> についてデフォルト値設定についても検討する。
- ✓ BOCM 制度の導入及びBOCM を利用した事業の普及策の検討
  - 事業者や政府関係者にヒアリングをし、新メカニズムに対するニーズの把握。ホスト国が想定する新メカニズムについて把握をする。
  - ODA 等の公的資金も活用した資金計画の確立が必要。制度や技術的な強みを活

かしつつも、「ひも付き」援助とはならない制度として BOCM が認識されなければならない。

## (2) 調査内容:

### 方法論の検討

上述の通り、国際的に認められ得る新メカニズムは、CDM が 1 つの重要な基準となる。特に本案件は CDM でも実施可能であるので、新メカニズムとして実施する場合に、CDM で実施した場合と比較して正当な根拠なく削減量が大きく認められる方法論が提案されていないかを 1 つの指標として検討を進めた。

### 新メカニズムの制度案の提示

地熱発電への二国間オフセット・クレジットメカニズム適用の拡大のためには、既存の CDM 方法論の課題分析にとどまらず、CDM では評価されてこなかったプロジェクトの貢献にも着目し、定量的に評価する方法を検討すべきである。その貢献とは課題にも記載した通り、未電化地域が多く、水力等、天候に左右される電源が主の国におけるプロジェクトの電化率向上、電力供給の安定化への貢献の評価である。

具体的には、潜在的な需要を含み、電力供給が不足していて、かつ電源のうち天候に左右される水力の容量が 50%以上を占める国については、電力供給の安定化に資する電源に限定してベースライン技術の評価し、基本的には、個別発電所のデータが存在すれば「電力システムの排出係数算定ツール」、存在しなければ「セクター別標準化ベースラインの設定に関するガイドライン」を参照して設定する方法を提案した。図にフローを示す。

### モニタリング手法の検討

地熱発電所のモニタリングについて、本来業務に不必要な項目をモニタリングすることは事業者追加的な負担を強いることに繋がっていることが懸念される。モニタリングを頻繁に行うことと、Ex post のパラメータが多いことは、排出削減量の正確な把握にとっては必要であるが、変動要因が多くなり事業者の予見性を低下させてしまう。これらの状況を踏まえた上で、文献調査や調査支援専門家へ助言を仰ぎながら、CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> のデフォルト値の設定について検討を行なった。結論としては、地熱井ごとの CO<sub>2</sub> 及び CH<sub>4</sub> の幅に大きなバラつきがあるため、デフォルト値の設定は困難であるとして、モニタリング頻度の軽減についての検討を行なった。

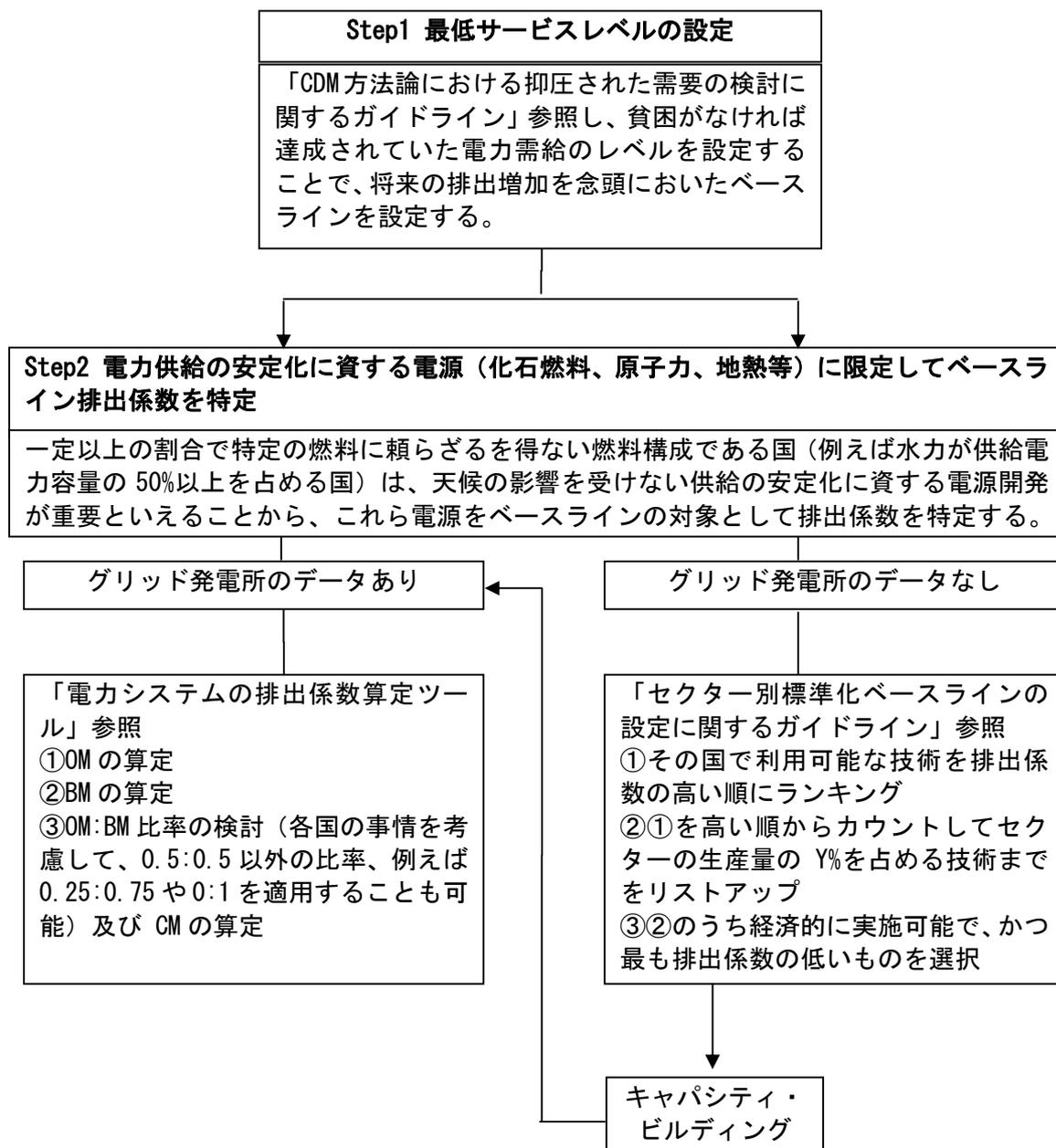


図 2 電力供給不足・水力 50%以上の国におけるベースライン排出係数の算定フロー

#### 4. 新メカニズム事業・活動の実現可能性に関する調査結果

##### (1) 事業・活動の実施による排出削減効果

これまで水力発電など再生可能エネルギーの割合が多かった国は、化石燃料に頼って電力を供給してきた国よりもグリッド排出係数がずっと低くなる。また、電力供給の安定のために化石燃料発電所を導入したくても、前者の国においては CDM プロジェクトとしては認められないことになる。

この問題を解決するためのガイドラインとなり得るのが、CDM で最近公表されたばかりの 2 つのガイドラインである。「セクター特有の標準化ベースラインを構築するためのガイドライン」は一律の計算方法を与えるのではなく、その国のセクターごとに妥当なベースラインや追加性の基準の設定を可能とする。また、「CDM 方法論における抑圧された需要の検討に

関するガイドライン」は信頼性の高いスタディや政府目標値より、その国の電力供給における「最低サービス水準(minimum service level)」を決定し、その供給量を賄うためのベースライン(リファレンス)技術(障壁がないもの)を特定する。これらを参考に、新メカニズムにおいて妥当なベースライン排出係数を設定する方法を提案する。

ベースライン(リファレンス)排出係数以外では、特に言及がない限り、方法論は ACM0002「再生可能資源を利用したグリッド接続発電のための統合方法論」に基づく。

## (2)リファレンスシナリオ及びバウンダリーの設定:

上記を踏まえて、「電力供給不足かつ水力 50%以上の国」におけるベースライン排出係数を決定するためのリファレンスシナリオの設定方法を提案する。

CDM においては、将来の排出増加の可能性のあるベースラインを設定するためのガイドラインとして「Guidelines on the consideration of suppressed demand in CDM methodologies (CDM 方法論における抑圧された需要の検討に関するガイドライン)」が作成されている。基本的な考え方はこのガイドラインに沿ったものとし、コロンビアを例に「最低サービスレベル(minimum service level)」について検討する。

最低サービスレベルは「人間の基本的要求を満たすレベル」とあいまいに定義され、そのレベルは、研究論文や開発目標から設定されることが想定されている。ここで、この具体的な意味を考えると、「最低サービスレベル」とは貧困がなければ達成されていたであろう電力需給のレベルである。したがって、これを設定することで将来の排出増加を念頭においたリファレンスシナリオを考えることができる。

このレベルは、以下の資料にあるような、コロンビア政府が検討した情報をもとに、各種方策を踏まえた上での将来における電源構成や設備容量及び発電電力量を分析して構築する必要がある。

- ✓ Plan de Expansion de Referencia Generacion-Transmision 2009-2023
- ✓ New National Development Plan 2010-2014

「最低サービス水準(minimum service level)」を決定したら、次に、その供給量を賄うための「リファレンス技術(CDM では、ベースライン技術)」(障壁がないもの)を特定する。

最低サービスレベルを満たすためのリファレンス技術は、コロンビアの事情を考慮した上で設定するが、この際にどのように「電化率の向上や電力供給の安定化、あるいは理想的な電源構成の支援」といったコロンビアのニーズを考慮できるのかが最大の課題である。

リファレンスレベルは最終的に二国間政府で決定することになるであろうが、恣意的な設定を避けるため、条件を設ける必要がある。本調査では、一定以上の割合である燃料に頼らざるを得ない燃料構成となっている国については、例えば水力が供給電力容量の 50%以上を占める国は供給の安定化に資する電源(化石燃料、原子力、地熱等)に限ったリファレンス排出量の評価を提案する。こういった国では、天候の影響を受けない電力供給の安定化に資する電源開発が重要であることから、これら電源をベースラインの対象として排出係数を特定すべきと考えられるからである。

コロンビアで言えば、安定化に資する電源として 2020 年までに考えられるのは、短期的には天然ガスとディーゼル(オフグリッド)であり、中期的には石炭である。これらの電源がプロジェクトと同等の品質で、最低サービスレベルをどこまで満たすことができるかを評価することになる。

また、プロジェクトバウンダリーは、プロジェクト実施場所に加えて、当該プロジェクトの発電所が接続する電源グリッドに接続している全ての発電所及びリファレンスシナリオの設定によってはプロジェクトによって代替されるオフグリッド発電所が含まれる。

地熱発電特有の排出源としては、大気中に放出される非凝縮性ガスに含まれる CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub> を考慮する必要がある。

### (3) モニタリング手法・計画:

モニタリング項目は以下の通りである。

モニタリング項目	CDM で求められる計測頻度	課題
地熱発電所からグリッドに送電される年間発電量 (MWh/yr)	常時計測、最低月 1 回の記録	特になし。
年間発生蒸気量(t-steam/yr)	毎日	通常は計測していると考えられる。
発生蒸気中に含まれる CO <sub>2</sub> 質量分率 (tCO <sub>2</sub> /t-steam)	最低 3 か月に 1 回の計測	通常は計測していると考えられる。
発生蒸気中に含まれる CH <sub>4</sub> 質量分率(tCH <sub>4</sub> /t-steam)	最低 3 か月に 1 回の計測	計測していないケースもあると考えられる。

#### 発電電力量

通常操業で常時モニタリングを実施する。

#### 蒸気量

通常操業でサンプリング測定を実施する。

#### 発生蒸気中に含まれる非凝縮性ガス(CO<sub>2</sub>、CH<sub>4</sub>)

通常操業では、環境影響評価の観点から H<sub>2</sub>S、CO<sub>2</sub>、R ガス(N<sub>2</sub>,O<sub>2</sub>,H<sub>2</sub>,CH<sub>4</sub>,希ガス等の混合ガス)を測定することが多い。基本的にガスクロマトグラフを使用したサンプリング測定である。CH<sub>4</sub>については日本ですら通常操業ではRガスとして測定するのみでCH<sub>4</sub>としての把握はされていないことが多いようである。

IPCC が 2011 年 5 月に公表した、「Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation」によれば、CO<sub>2</sub> 質量分率は 4～740 g CO<sub>2</sub>/kWh とサイトによってかなりのばらつきがあることが報告されている。したがって、IPCC の値を用いてデフォルト値を設定することは極めて困難である。事業開始前にはガスの成分調査を行うと考えられるので、この結果を使用することが基本として考えられる。ただし、これを固定値として使用可能であるかどうか、あるいは最低限どのくらいに一度の頻度で計測すれば十分であるかについては、実際にサイトで計測し、その変化を記録した上で計測頻度を減らすことを正当化する必要がある。

モニタリング手法のうちサンプリング手法は、CDM では米国の ASTM 規格がデファクト・スタンダード的に使用されている。ただし、日本で実施されているモニタリング手法と比較すると手間が多いため、事業者にとって追加的な負担とならない手法を選択し、二国間オフセット・クレジット制度独自の標準を作成することが望ましい。全ての手法について、適切なモニタリングを行うには経験とノウハウが必要であるため、新規地熱導入国であるホスト国に対しては、日本企業が協力していくことによるキャパシティ・ビルディングが重要となる。

## (4) 温室効果ガス排出量及び削減量:

## プロジェクト排出量

$$PE_{GP,y} = (w_{\text{steam,CO}_2,y} + w_{\text{steam,CH}_4,y} \cdot GWP_{\text{CH}_4}) \cdot M_{\text{steam,y}}$$

$w_{\text{steam,CO}_2,y}$  = 発生蒸気中に含まれる CO<sub>2</sub> 質量分率 (tCO<sub>2</sub>/t-steam)

$w_{\text{steam,CH}_4,y}$  = 発生蒸気中に含まれる CH<sub>4</sub> 質量分率(tCH<sub>4</sub>/t-steam)

$GWP_{\text{CH}_4}$  = CH<sub>4</sub> の地球温暖化係数 (tCO<sub>2</sub>e/tCH<sub>4</sub>)

$M_{\text{steam,y}}$  = 年間発生蒸気量(t-steam/yr)

プロジェクトの排出量に関するデータは未入手であるため仮に、類似地熱発電の PDD 情報より 0.05t-CO<sub>2</sub>/MWh と設定する。

## リファレンス排出量

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{\text{grid,CM,y}}$$

$EG_{PJ,y}$  = 地熱発電所からグリッドに送電される年間発電量 (MWh/yr)

$EF_{\text{grid,CM,y}}$  = リファレンス排出係数 (tCO<sub>2</sub>/MWh)

プロジェクトの設備容量を 50MW、稼働率を 90%とすると、年間発電量は 394,200MWh となる。

## リファレンス排出係数の算定①・・・個別発電所のデータを使った算定

基本的には「電力システムの排出係数算定ツール (Tool to calculate the emission factor for an electricity system)」の手順で、特定されたリファレンス技術(1 つあるいは複数の電力供給の安定化に資する電源)のオペレーティング・マージン (OM)、ビルドマージン (BM)、コンバインドマージン (CM) を計算する。

コロンビアで実際に収集したデータを使った計算結果を以下に示す。ここでは、短期的なリファレンス技術を化石燃料すべてとし、中期的には石炭として計算した。たとえば 2020 年までに運開する発電所には化石燃料の CM、2020 年以降に運転する発電所には化石燃料の BM あるいは石炭の CM といった使い分けを想定した。これらの数値は定期的な更新が必要である。

個別発電所のデータを使った場合のリファレンス排出係数

	リファレンス技術	OM	BM	CM
短期(-2020年運開)	化石燃料	0.652	0.623	0.638
中期(2020年-運開)	石炭	0.922	0.899	0.911

## リファレンス排出係数の算定②・・・標準化ベースラインによる設定

評価にあたっては国内の発電所の個別データを収集して評価することが望ましいが、個別データの入手がキャパビリティなしには困難である国においては、CDM の「セクター別標準化ベースラインの設定に関するガイドライン (Guidelines for the Establishment of Sector Specific Standardized Baselines)」を利用した追加性の評価及びベースライン設定を提案したい。

電力供給の安定に資する技術のみ評価の対象とし、このガイドラインに従った場合のリファレンス排出係数の設定例は以下の通り:

## IPCC デフォルト値を利用した場合のリファレンス排出係数

	リファレンス技術	リファレンス排出係数
短期(-2020年運開)	ガス(37.5%)	0844
中期(2020年-運開)	石炭(45%)	0.521

ここでは、IPCC のデフォルト値と電力システムの排出係数算定ツールの別添 1 (Annex 1: Default efficiency factors for power plants) を利用して設定した。1 つの検討ポイントは、実際にデータを収集した時よりも低い排出係数が設定されていないければ、実際のデータを収集しようというインセンティブが働かなくなってしまうことである。したがって、コンサバティブな設定が求められると言って良い。

デフォルト値を利用して算出した値は、後にキャパビルを行い、個別発電所からデータが収集できるようになるまでの間の暫定値として扱うべきである。

リーケージ

電力プロジェクトのリーケージとしての排出源は、発電施設の建設、燃料の取扱い(抽出、処理、輸送)等が考えられる。削減量と比較してこれらの排出量は小さいことから無視できる。

排出削減量

以下では、2020 年までにコロンビアにおいて電力供給の安定化に資する電源として、個別発電所のデータを使って算定した「化石燃料の CM」を利用して排出削減量を算出した。

$$394,200\text{MWh} * (0.638 - 0.05) \text{ t-CO}_2/\text{MWh} = 231,625\text{t-CO}_2$$

**(5) 排出削減効果の測定・報告・検証(MRV)手法:**

電力部門におけるプロジェクトの場合、MRV は比較的シンプルである。なぜなら、排出削減量の算定に使用するデータが発電所内で計測可能であること、発電量のように本来事業でも計測・報告・検証されるものであることが多いこと、その計測方法は世界的にほぼ確立されていることが理由である。

グリッド排出係数について言えば、政府が個別発電所のデータを収集して実際の排出係数を算定・公表し、プロジェクト実施者がその値を利用できるようにすることが望ましい。

コロンビアにおいて政府の排出係数の算定を支援している米州開発銀行 (Inter-American Development Bank: IADB) によれば、現在各発電所から正確なデータを収集するためのキャパシティ・ビルディングを準備しているという。間もなく、ユーザーフレンドリーのガイダンスやツールが発表される見通しである。

BOCM においてはこのような現地コンサルタントと協力して、計測 (Measurement)、報告 (Reporting) を事業者自身が行えるよう、支援することが重要である。

将来的には計測、報告のみならず、検証 (Verification) についても途上国の第三者機関が日本の支援を受けて自ら実施するような制度が望ましいと考える。

**(6) 環境十全性の確保:**

地熱開発に伴う環境面での好影響としては、化石燃料の燃焼に伴う火力発電所の代替として再生可能エネルギーが導入されることにより、SO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub> 等の大気汚染物質の削減に寄与することである。この点については、「5.コベネフィットに関する調査結果」において詳細を説明する。

地熱開発に伴う環境面の悪影響としては、景観の変化、騒音、地熱噴出、地盤沈下、排熱影響、大気汚染物質の放出、水質汚染物質の放出、軽微地震等が挙げられる。これらの悪影響の期間については、掘削時と稼働時に区分され、それぞれの回避措置が必要となる。また、一般的に悪影響は利用規模（導入される設備規模）に比例するため、設備が大きいほど入念な回避措置の検討が必要である。また、上記の悪影響は過熱蒸気型、フラッシュサイクルの地熱発電所についての検討であり、バイナリー発電等のクローズドなシステムを導入している発電所については、汚染物質による悪影響を原理的にはなくすることができる。

ホスト国では、天然資源や景観を害する恐れのあるプロジェクトや工事に対して、環境免許（ライセンス）を発行している。この免許はプロジェクトの重要性と影響次第で、環境住宅国土開発省（MAVDT）、地域公団、市町村が発行する。2002年に策定されたプロジェクト免許の取得（政令1728号）では、環境への影響をなるべく小さくする対案を記載した環境対策診断書をMAVDTに提出しなければならないことが規定されている。この選ばれた対案は、環境影響評価書（EIA）を作成する基盤となる。

上記の環境免許（ライセンス）発行の対象プロジェクトの中に、地熱発電所に対する明確な記述はない。しかしながら、事業実施主体であるISAGENによると、試験井掘削のためのライセンスは取得済であるとのことである。これは、鉱山開発部門の環境影響評価を参考として進められているようであり、実態的には、政府の法整備と同時進行でプロジェクト開発が行われていることが推察される。

#### (7) その他の間接影響:

一般的に地熱発電所は、国立公園に指定されている地区で開発されることが多い。この際に生態系や現地コミュニティに配慮した開発が実施されることが望ましいが、本事業に限って言えば国立公園の外での開発であり、影響は限定的であるといえる。

また、ISAGENが実施した電源別の発電コスト評価によると、最も安い発電源は水力である。経済合理性の下で地熱発電を導入すると、本来より高い電力価格で消費者に電力が供給されることになるが、そのコスト差は限定的である。加えて、初期導入コストに関しては、水力発電よりも低く見積もられており、地熱発電導入に対する期待は大きいといえる。

#### (8) 利害関係者のコメント:

##### 利害関係者の範囲

直接の利害関係者は地熱発電企業関係者および気候変動対策に関連する政府機関が想定される。

##### コメント内容およびその対処状況・見通し

ISAGENより、ISAGENは株の57%が政府による所有である公共企業体であるため、コロンビア政府（環境省）と共に前向きに検討を進めたいとのコメントを得ている。

##### ✓ Luis Alberto Posada Aristizabal : ISAGEN, 新規事業開発

ISAGENは水力発電においてCDMプロジェクトの開発に取り組んでいるが、国連登録されたプロジェクトは未だないのが現状である。そのため、CDMの課題を克服しようとするBOCMのアプローチには大いに共感できる。ISAGENの主要株主である政府と共に前向きにBOCM化を進めて行きたい。また、コロンビア政府は地熱開発に意欲的であるが資金面に問題もあるため、現在は新たなメカニズムを検討するのにとても良いタイミングであると考

えている。地熱発電に関しては、現在は米国からの情報源がほとんどであるため、日本からの情報はとても役立つ。

次に、ホスト国の気候変動対策を主導する機関である環境省より、コロンビア政府は COP17 を受けて新メカニズムに対する検討を開始しており、BOCM についても強い興味を示しているとのコメントを得ている。

日本政府から直接 BOCM の実現に向けて働きかける適切なタイミングである。

✓ Ms Sandra Garavito: 環境住宅国土開発省 (MAVDT), 気候変動グループ

現在、政府では炭素市場を検討している。コロンビア低炭素開発戦略 (ECDBC: Colombian Strategy for Low-Carbon Development) では、低炭素開発を目標として、二国間および多国間による市場メカニズムでのファイナンス機会及び技術的支援の獲得を検討している。したがって、BOCM は ECDBC の方針に合致するものであり積極的に検討したい。また、統合したアプローチ (セクター別やサブ・セクター別) での市場メカニズムについての検討も実施している。

(9) 事業・活動の実施体制:

本事業の実施体制及び普及拡大する場合に想定される実施体制の一般的スキームは以下の図 3 の通りである。

日本国内において地熱発電事業を実施する際は、地熱資源の調査・開発・設計を行う地熱コンサルタント会社、地熱発電所にタービン・発電機等の設備を導入する発電機メーカー、地熱発電所を運営・管理する電力会社の 3 種類の主体が共同することが主であり、本事業についても、同様に各フェーズでそれぞれの主体が共同して事業を実施していくことが見込まれる。

本事業は現在、試験井掘削フェーズであるため発電機メーカーを選定する段階ではない。しかしながら、世界市場で多くの実績を有する日本メーカーに強い関心を示している。また、コロンビア初の地熱発電所であるため、ISAGEN が適切なオペレーションを実施するためのノウハウについて、長年の実績を誇る我が国の電力会社が協力していくことが可能である。これらのハード面及びソフト面の両面についてのキャパシティ・ビルディングが期待される。

	当該事業		普及拡大
調査・開発・設計	日本工営 (IADB予算でF/Sを実施中)	▶	日系地熱コンサルタント会社
発電所建設	(試験中のためメーカー選定の段階ではないが、日本製品に多大な興味を有している。)	▶	日系発電機メーカー
運営管理	ISAGEN	▶	ISAGEN (我が国の電力会社による運転ノウハウの協力)

図 3 本事業及び普及拡大時の実施体制

**(10) 資金計画：**

本事業の概要及び資金計画は以下の通りである。現在は第 2 フェーズの技術的評価が終了しており、フェーズ3における試験井掘削における坑井の選定中である。建設資金については、現在借入先を検討中である。JBIC など可能性があると見込まれる。

Step1	Pre-F/S	<ul style="list-style-type: none"> <li>国内の3地域で地熱資源のポテンシャル評価。</li> <li>米貿易・開発機構(UTSDA)から60万ドルの補助金を受けて実施。</li> <li>2008年度に実施終了。</li> </ul>
Step2	技術的評価	<ul style="list-style-type: none"> <li>当該地域内の10ヶ所で技術的評価。</li> <li>予算額265万ドルの内150万ドルを米州開発銀行(IADB)の日本コンサルタント信託基金(JCF)からの補助金を利用して実施。</li> <li>2010年～2011年にかけて実施中。</li> </ul>
Step3	試験井掘削	<ul style="list-style-type: none"> <li>選択された5地点において試験井掘削によるデータ収集・評価。</li> <li>技術的実現可能性評価と経済性評価を実施。</li> <li>予算額2,330万ドル。2012年に実施予定。</li> </ul>
Step4	生産井掘削	<ul style="list-style-type: none"> <li>約10の生産井と注入井の掘削</li> <li>予算額5,400万ドル。2013年に実施予定。</li> </ul>
Step5	建設・運開	<ul style="list-style-type: none"> <li>2014年に建設開始予定。</li> <li>予算額1億1,360万ドル。</li> </ul>

図 4 当該地熱発電所の資金計画

(出所) ISAGEN 提供資料

地熱発電開発に必要な費用は、地熱資源の性状や温度により大きく変化する導入設備の種類が大きく影響を与えている。本事業では高温の地熱資源が見込まれるため、通常のシングルフラッシュ式が導入されることが想定される。本事業の経済性評価は以下の通りである。

表 1 経済性評価

基本条件		
設備容量	50MW	想定値。ISAGEN 提供資料
設備利用率	90%	想定値。
年間売電電力量	394.2GWh	設備容量×設備利用率×年間稼働時間
クレジット量	231,625t-CO <sub>2</sub>	「(4) 温室効果ガス排出量及び削減量」参照
収支		
初期投資額	1 億 6,760 万ドル	「生産井掘削」「建設・運開」フェーズの合計(図 4 参照)
運営経費	22.38ドル/MW	IEA, Technology Roadmap より算定 <sup>1</sup>

<sup>1</sup> IEA 資料よりフラッシュ式地熱発電所について、初期投資コストは 2,000～4,000 ドル/kW、O&M コストは 19～24 ドル/kW である。本事業の初期投資コストは 3,352 ドル/kW であり、それぞれのコストが設備容量に比例すると仮定すると、O&M コストは 22.38 ドル/kW と算定できる。

売電単価	100 ペソ/kWh	MEM スポット市場価格 2011 年の年間平均を参考に設定。
二国間クレジットの条件		
クレジット単価	10 ユーロ/t-CO <sub>2</sub>	ECX 2011 年の年間平均を参考に設定。
為替レート	1.3 ドル/ユーロ	2011 年の年間平均を参考に設定
	0.0005 ドル/ペソ	2011 年の年間平均を参考に設定
クレジット買取期間	10 年	事業実施主体に 100% 帰属
算定結果		
IRR(クレジットあり)	5.39%	
IRR(クレジットなし)	2.63%	

### (11) 日本製技術の導入促進方策：

本事業は現在試験井掘削のフェーズであることから日本製技術の導入は決定していないが、日本製技術が導入される可能性は高いと見込まれる。なぜならば日本製プラントは、高い市場占有率を誇っているからである。

世界市場における地熱発電プラントにおいて、日本メーカーの機器（タービン・発電機）納入実績は約 70～80% を占めている。中南米地域においても、日本メーカーの占有率は、21 発電所のうち 15 発電所であり、全 1,244MW の設備容量のうち 950MW を占め、全体の 76%<sup>2</sup> に達している。この日本製技術の競争力は、信頼性、設備の耐久性、設備導入後のアフターケアにより、事業主にとって選択しやすい設備を納入していることを背景としている。

次に、中南米諸国（メキシコ除く）の地熱発電の導入ポテンシャルは、7,770～16,770MW であり、日本製技術導入に対して有望な市場ではある。実際の開発の中心となっているのはコスタリカ、エルサルバドル、グアテマラ、ニカラグアのような中米諸国であり、既に稼働している発電所の設備容量は 525MW である。南米諸国での地熱発電開発が進んでいない原因としては、コロンビアと同様に豊富な水力資源の存在が考えられる。しかしながら、近年では再生可能エネルギー導入の機運が高まっていることもあり、各国で地熱発電プロジェクト開発の動きが加速している。2015 年までにはチリ、アルゼンチンで合計 180MW の開発が計画されており、南米諸国の導入ポテンシャルは 2,380～5,310MW と十分な資源量があるため、今後開発が促進されていくことが望まれる。

なお、地熱発電所の建設・運転には、コロンビア国内での関連法制度の整備が必要であるが、現在、本事業と並行して整備が進められている状況であり、問題はない。一方、コロンビアでは、地熱発電に関する調査・検討は長期間にわたって実施されてきているが、実際に建設・運営する知見は乏しいので、日本国内および海外で多くの地熱発電所を建設・運営してきた日本企業が一体となって、コロンビアに対してキャパシティ・ビルディングを実施することで安定した建設・運営が期待される。地熱発電に関しては、前述の通り、地熱開発コンサルティング会社、発電機メーカー、電力会社の 3 種類の企業が参入する余地がある。これは、「パッケージ型インフラ輸出」政策の主旨に合致するため、当該政策を推進させることで普及を支援することができると思われる。

### (12) 今後の見込みと課題：

事業計画にもあるように、発電所の建設開始は 2014 年である。事業化に当たって今後解

<sup>2</sup> 西日本技術開発㈱、平成 19 年度「ペルー・ボラテラス地熱発電設備建設事業調査」

決すべき課題は以下の通りであると考えられる。

✓ 地熱運用技術のキャパビル

本事業は現在、試験井掘削の調査段階である。この技術的評価部分については、IADB (Inter-American Development Bank: 米州開発銀行) の資金提供で国内の建設コンサルタント企業である日本工営㈱がマネジメントを実施している。このように、開発段階のフェーズにおいても日本の地熱技術が貢献しており、今後の設備建設、運営のフェーズにおいても同様に日本のような技術力のある企業の参画が必要不可欠となる。また、ISAGEN によると、現在地熱発電技術に関する情報源は米国中心で偏っているため、このような面においても日本の技術情報が役立つことが期待される。

✓ 資金の獲得

現在までの調査フェーズ部分はいずれも国際機関からの公的資金を投入されたことで開発が進んできている。USTDA (U.S. Trade and Development Agency, 米貿易・開発機構) 及び IADB の日本ファンド (JCF: Japanese Trust Fund for Consulting Service) による資金を利用)。日本の円借款については本事業の開始時期を勘案すると適用が難しいと考えられる。しかしながら、コロンビア政府としては地熱発電の開発推進を計画しており、開発が見込まれるその他地域でのプロジェクトについては、積極的な適用が期待される場所である。日本政府が検討を開始することが重要と考えられる。

## 5. コベネフィットに関する調査結果

環境保全分野としては、地熱発電所が導入されることにより、代替される火力発電所の稼働に必要な燃料による大気汚染物質の削減が見込まれる。この大気質改善として、硫酸化物、窒素酸化物、煤塵等の削減が考えられる。データの制約から窒素酸化物、煤塵については算出が不可能であったので、ここでは硫酸化物の削減について検討を実施した。上述の通り、コロンビアでは短期的にはガス火力発電、中期的には石炭火力発電の導入が見込まれており、これらの火力発電所の代替を想定する。ガス火力発電に関しては、燃料成分にほとんど硫黄が含まれていないため、硫酸化物の削減効果は限定的であるので評価の対象外とした。また、石炭火力に関して、コロンビアの代表的な例として PAIPA 発電所、ZIPAEMG 発電所のデータを基に、発電電力量当りの硫酸化物の排出量を算定した。これを基にコベネフィットの定量化を行なった結果は以下の通りである。

表 2 コベネフィット効果の定量化

条件設定		備考
設備容量	200MW	想定値
稼働率	90%	想定値
硫酸化物の排出量		備考
石炭火力による発電電力量当り排出量	5.83kg/MWh	PAIPA 発電所、ZIPAEMG 発電所データより算出。
地熱発電による発電電力量当り排出量	0.16kg/MWh	John W.Lund <sup>3</sup> を参照。
硫酸化物排出削減効果		備考

<sup>3</sup> John W. Lund, Characteristics, development and utilization of geothermal resources

削減量	8,940t/year	-
-----	-------------	---

## 6. 持続可能な開発への貢献に関する調査結果

持続可能な開発に貢献する事項は以下の通りである。

### ▶ 電力供給の安定化と地球温暖化対策への貢献

コロンビアは電源構成の大部分を水力に依存しているため、エルニーニョ発生時の渇水時期に安定的に電力を供給することができなくなるリスクを抱えている。このリスクを低減させるための代替技術として導入が考えられるのは、水力の次に低コスト発電となる火力発電所であり、これは地球温暖化対策への貢献度は低い技術である。本事業のような地熱発電所を導入することで、電力供給の安定化と地球温暖化対策への貢献が同時に達成されることが考えられる。

### ▶ 地熱資源開発のキャパシティ・ビルディング

上記のような貢献が期待できる地熱発電技術は、コロンビアにおいて知見が少ないのが現状である。本事業を通して、日本が世界市場をリードする地熱発電に関する技術・ノウハウを提供することで、キャパシティ・ビルディングに貢献することが考えられる。また、地熱資源は温度幅が広いため、様々な用途に利用することができる。本事業を試金石として地熱開発に係る法律が整備されることにより、今まで限定的な地域において熱の直接利用のみが行われていた地熱資源に対して、利活用が拡大していくことが期待される。同国エネルギー・鉱業省の研究機関であるUPME (Mining and Energy Planning Unit)も国内全域における地熱資源の温度評価をしており、地熱の直接利用も視野に入れている。