

エルサルバドル共和国
国家エネルギー審議会 (CNE)

エルサルバドル国
再生可能エネルギー
国家マスタープラン策定プロジェクト

ファイナルレポート

平成 24 年 3 月
(2012 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

日本工営株式会社
日本重化学工業株式会社
株式会社コーエイ総合研究所

産公
JR
12-055

エルサルバドル共和国
国家エネルギー審議会（CNE）

エルサルバドル国
再生可能エネルギー
国家マスタープラン策定プロジェクト

ファイナルレポート

平成 24 年 3 月
(2012 年)

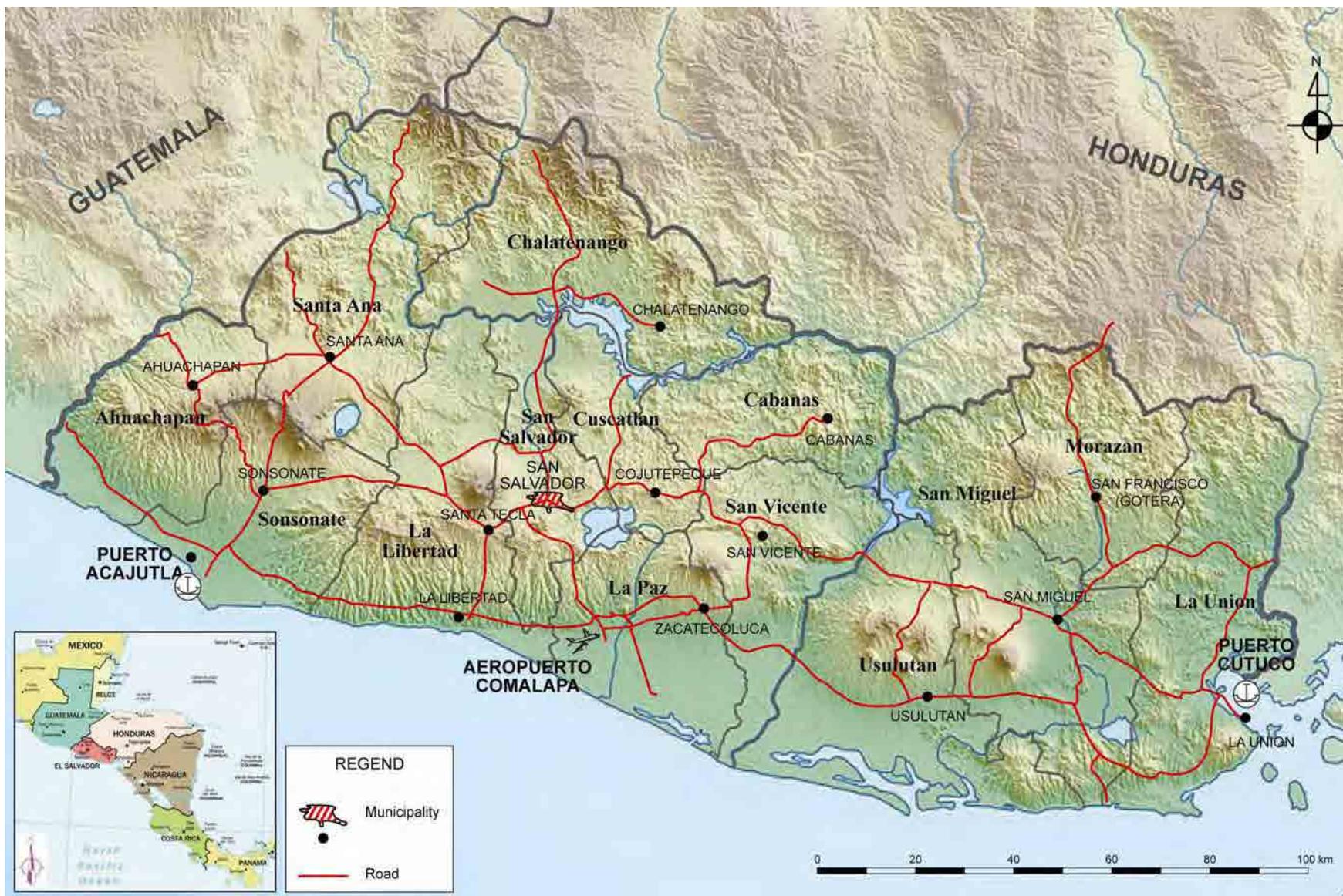
独立行政法人
国際協力機構（JICA）

日本工営株式会社
日本重化学工業株式会社
株式会社コーエイ総合研究所

通貨換算率

1 US ドル=80.0 円

(2012 年 2 月 22 日現在)



調査対象位置図（エルサルバドル国全土）

エルサルバドル国
再生可能エネルギー
国家マスタープラン策定プロジェクト

ファイナルレポート

目次

位置図

ページ

第1章	調査業務の概要	
1.1	調査の背景	1-1
1.2	調査の目的	1-2
1.3	カウンターパート機関.....	1-2
1.4	調査対象地域	1-2
1.5	調査スケジュール	1-2
1.6	調査の成果品	1-3
第2章	電力セクターの概要と再生可能エネルギーの役割1	
2.1	電力セクターの概要.....	2-1
2.1.1	政府組織と電力セクターに関連する役割.....	2-1
2.1.2	電力供給システム.....	2-3
2.1.2.1	電力供給体制	2-3
2.1.2.2	設備容量と発生電力量.....	2-4
2.1.2.3	送配電設備	2-6
2.1.3	電力料金	2-9
2.1.4	電化率	2-9
2.2	国営電力会社の現況.....	2-10
2.2.1	レンバ川水力発電執行委員会 (Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa; CEL)	2-10
2.2.1.1	設立から1980年代までの活動	2-10
2.2.1.2	1996年から現在までの活動	2-11
2.3	民間電力会社の現況.....	2-11
2.3.1	発電会社	2-11
2.3.2	送電会社	2-12
2.3.3	配電会社	2-12
2.3.4	売電会社	2-13
2.4	ドナーの支援動向	2-14
2.5	電力セクターにおける再生可能エネルギーの役割.....	2-15

2.5.1	設備容量における役割	2-15
2.5.2	発生電力量における役割	2-16
2.5.2.1	年間の発生電力量における役割	2-16
2.5.2.2	月別の発生電力量における役割	2-17
2.5.2.3	日負荷曲線における役割	2-18
2.5.2.4	各再生可能エネルギー源の役割	2-19
第3章	関連する法律と規則	
3.1	環境に関する法律・規則と組織	3-1
3.1.1	法律・規則	3-1
3.1.2	環境関連の組織	3-2
3.1.2.1	環境天然資源省	3-3
3.1.2.2	再生可能エネルギーにおける環境社会配慮に関連する組織	3-4
3.2	環境影響評価の諸手続き	3-5
3.2.1	環境カテゴリー化	3-6
3.2.2	環境影響評価および環境承認	3-6
3.2.3	文化庁の事業許可	3-7
3.2.4	再生可能エネルギーにおける環境管理	3-7
3.2.4.1	小水力	3-8
3.2.4.2	風力・太陽光・太陽熱	3-8
3.2.4.3	地熱	3-8
3.2.4.4	バイオマス	3-9
3.3	土地利用に関する規則	3-10
3.3.1	制令855番	3-10
3.3.2	自然保護区	3-10
3.3.3	環境許可	3-11
3.4	民間投資による電力開発参画に関する規則	3-12
3.4.1	開発の流れ	3-12
3.4.2	必要となる手続き	3-12
3.4.3	現行の優遇制度	3-17
第4章	再生可能エネルギーに関する既存、実施中の計画	
4.1	再生可能エネルギー一般	4-1
4.1.1	現況	4-1
4.1.2	導入に際しての課題	4-1
4.1.3	関連する既存、実施中の計画	4-2
4.1.3.1	再生可能エネルギー源による電化プロジェクト (2002年10月、UNDP/GEF)	4-2
4.1.3.2	ARECA、BCIEによるエルサルバドルにおける 再生可能エネルギー市場分析 (2009年、ARECA/BCIE)	4-2

4.1.3.3	中南米カリブ経済委員会（CEPAL）による再生可能エネルギー 導入促進のための調査と提案（2009年12月）	4-3
4.1.3.4	中央アメリカ、エルサルバドルにおける再生可能エネルギー開発 のためのガイド（2010年1月、BCIE and KfW）	4-3
4.1.3.5	CNEならびにGIZによる20MW未満の再生可能エネルギー調査情報収集 （2011年3月）	4-3
4.1.3.6	再生可能エネルギー導入促進のための規制の枠組に関する調査 （2011年3月、CNE/AEA）	4-3
4.1.4	将来の開発計画	4-4
4.2	小水力発電	4-5
4.2.1	現況	4-5
4.2.2	導入に際しての課題	4-6
4.2.3	関連する既存、実施中の計画	4-7
4.2.3.1	包蔵水力調査	4-7
4.2.3.2	個別計画調査および実施中の主なプロジェクト	4-9
4.2.4	将来の開発計画	4-17
4.3	風力発電	4-21
4.3.1	現況	4-21
4.3.2	導入に関しての課題	4-23
4.3.2.1	技術規制/ガイドライン	4-23
4.3.2.2	技術者	4-24
4.3.2.3	維持管理費用	4-24
4.3.3	関連する既存、実施中の計画	4-25
4.3.3.1	全国風況マップ	4-25
4.3.3.2	F/S調査	4-25
4.3.4	将来の開発計画	4-25
4.4	太陽光発電	4-27
4.4.1	現況	4-27
4.4.2	導入に関しての課題	4-29
4.4.2.1	太陽光発電の価格	4-29
4.4.2.2	技術ガイドライン	4-30
4.4.2.3	技術者	4-30
4.4.3	関連する既存、実施中の計画	4-30
4.4.3.1	CEL（レンパ川水力発電執行員会）	4-30
4.4.3.2	SWERA	4-31
4.4.3.3	地方電化	4-31
4.4.3.4	USTDA	4-31
4.4.4	将来の開発計画	4-31
4.5	太陽熱発電	4-32
4.5.1	現況	4-32

4.5.2	導入に関する課題	4-34
4.5.3	関連する既存、実施中の計画	4-34
4.5.4	将来の開発計画	4-35
4.6	地熱発電	4-36
4.6.1	現況	4-36
4.6.1.1	エルサルバドル国における地熱発電の経緯と現状	4-36
4.6.1.2	エルサルバドル国の地熱資源	4-38
4.6.2	導入に関する課題	4-43
4.6.3	関連する既存、実施中の計画	4-44
4.6.4	将来の開発計画	4-46
4.7	バイオマス	4-47
4.7.1	現況	4-47
4.7.1.1	サトウキビ	4-48
4.7.1.2	コーヒー	4-51
4.7.1.3	米	4-53
4.7.2	導入に関する課題	4-55
4.7.2.1	木質バイオマス	4-55
4.7.2.2	農産廃棄物	4-55
4.7.2.3	技術	4-55
4.7.3	関連する既存、実施中の計画	4-55
4.7.4	将来の開発計画	4-56
4.8	バイオガス	4-57
4.8.1	現状	4-57
4.8.1.1	埋立地バイオガス	4-57
4.8.1.2	畜産廃棄物	4-62
4.8.1.3	産業ゴミ	4-67
4.8.1.4	廃水	4-68
4.8.2	導入に関する課題	4-70
4.8.3	関連する既存、実施中の計画	4-70
4.8.4	将来の開発計画	4-70

第5章 電力需給予測のレビュー

5.1	政府による電力需給予測のレビュー	5-1
5.1.1	需要予測	5-1
5.1.2	電源拡張計画	5-3
5.1.2.1	拡張計画策定に用いた条件等	5-3
5.1.2.2	参照シナリオ	5-4
5.1.2.3	拡張計画のその他のシナリオ	5-6
5.1.2.4	350MW電源調達計画	5-8
5.2	再生可能エネルギー導入ポテンシャルの予備検討	5-8

5.3 電源開発計画と再生可能エネルギー導入の整合性 5-8

第6章 送・配電網に関する規則のレビュー

6.1 送・配電網に関する規則概要 6-1

6.1.1 一般電力法（General Electricity Law (GEL)、政令843番（1996年）） 6-2

6.1.2 一般電力法の規則（Regulations of the General Electricity Law、法令70番（1997年）） 6-2

6.1.3 電氣的相互接続とエンドユーザの送電網へのアクセスに関する技術基準（SIGET協定No.30-E-2011、2011年1月） 6-3

6.1.4 送電システムの運用と発生価格に基づく電力卸売市場に関する規則（SIGET協定No.335-E-2011、2011年7月） 6-3

6.1.5 配電システムのサービス品質基準（SIGET協定No.192-E-2004、2004年12月） 6-4

6.1.6 米国電気工事規定（NEC）スペイン語版2008 6-4

6.1.7 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kVならびに120/240 Vの配電網を建設するための基準（SIGET協定No.66-E-2001、2001年3月） 6-4

6.2 再生可能エネルギーを系統に接続する際に留意すべき送配電網に関する課題 6-5

6.2.1 小水力発電接続時の課題 6-5

6.2.1.1 系統接続に関する許可 6-5

6.2.1.2 常時の運転に関して 6-5

6.2.1.3 非常時の運転に関して 6-6

6.2.1.4 電力品質 6-6

6.2.1.5 その他の課題 6-6

6.2.2 太陽光、風力発電のような不安定な電源接続時の課題 6-7

6.2.2.1 系統接続に関する許可 6-7

6.2.2.2 常時の運転に関して 6-7

6.2.2.3 非常時の運転に関して 6-8

6.2.2.4 電力品質 6-8

6.2.2.5 その他の課題 6-9

6.2.3 他の電源（地熱、バイオマス等）接続時の課題 6-9

6.2.3.1 系統接続に関する許可 6-9

6.2.3.2 常時の運転に関して 6-10

6.2.3.3 非常時の運転に関して 6-10

6.2.3.4 電力品質 6-11

6.2.3.5 その他の課題 6-11

6.3 発電、送電、配電の役割、および管轄 6-12

6.3.1 送電系統に接続される発電事業者 6-13

6.3.2 配電系統に接続される発電事業者 6-14

6.4 送配電損失 6-15

6.4.1 現状 6-15

6.4.1.1 送電損失 6-15

6.4.1.2 配電損失 6-16

6.4.2 送配電損失低減対策 6-17

6.4.2.1 送電損失 6-18

6.4.2.2 配電損失 6-18

6.5 再生可能エネルギー導入に向けた送配電の観点からの提言 6-20

6.5.1 送電網に関する提案 6-20

6.5.2 配電網に関する提案 6-20

6.5.3 送電網と配電網の接続に関する提案 6-21

第7章 再生可能エネルギーの活用検討

7.1 エルサルバドル国全土を対象とする風力ポテンシャルマップの作成 7-1

7.1.1 風力ポテンシャルマップの仕様 7-1

7.1.1.1 仕様書 7-1

7.1.1.2 納期 7-2

7.1.1.3 作業工程 7-2

7.1.2 風力ポテンシャルマップの作成 7-3

7.1.2.1 手順 7-3

7.1.2.2 風況推定に用いた気象シミュレーションモデル 7-3

7.1.2.3 風力ポテンシャルマップ 7-5

7.1.3 解析結果 7-7

7.1.3.1 風力ポテンシャル 7-7

7.1.3.2 風力ポテンシャル地点 7-7

7.1.3.3 観測データとの比較 7-9

7.1.4 今後の課題 7-9

7.2 小水力発電（20 MW以下）導入促進ガイドライン作成 7-10

7.2.1 作成するガイドラインの概要 7-10

7.2.2 小水力発電開発目標 7-10

7.2.3 小水力発電（20 MW以下）導入促進ガイドライン 7-11

7.2.3.1 技術面の検討の流れ 7-11

7.2.3.2 制度面の検討の流れ 7-19

7.2.3.3 ガイドラインの目次 7-19

7.3 都市部の建造物屋上等に設置する屋根置き型太陽光発電利用の検討 7-21

7.3.1 利用の現況と利用促進に向けた課題 7-21

7.3.1.1 ポテンシャル 7-21

7.3.1.2 概算導入額と導入実績 7-23

7.3.2 太陽光発電のコスト動向 7-23

7.3.2.1	過去のコスト動向	7-23
7.3.2.2	将来のコスト動向予測	7-24
7.3.3	利用促進に向けた技術面の課題と対応策	7-26
7.3.3.1	電力品質の課題と対応策	7-26
7.3.3.2	設置上の課題と対応策	7-27
7.3.4	導入促進に際して予想される課題	7-29
7.3.4.1	制度面の課題と対策	7-30
7.3.4.2	技術者の人材育成	7-30
7.3.4.3	運用実績とデータの蓄積	7-32
7.3.5	導入のロードマップ	7-33
第8章	再生可能エネルギー導入可能性検討	
8.1	技術面の検討	8-1
8.1.1	小水力	8-2
8.1.2	風力	8-2
8.1.3	太陽光	8-2
8.1.4	太陽熱	8-3
8.1.5	地熱	8-3
8.1.6	バイオマス	8-4
8.1.7	バイオガス	8-4
8.2	経済・財務面の検討	8-5
8.2.1	検討の流れ	8-5
8.2.2	分析の目的	8-6
8.2.3	分析の条件	8-6
8.2.3.1	優遇制度	8-6
8.2.3.2	開発規模	8-6
8.2.3.3	収益性の指標	8-7
8.2.3.4	事業収支分析表作成の前提条件	8-7
8.2.3.5	プロジェクト収入の推定	8-8
8.2.3.6	プロジェクトコストの推定	8-9
8.2.3.7	典型的な開発パターンの設定	8-10
8.2.4	事業収支分析（シミュレーション）の結果	8-12
8.2.4.1	各種条件下でのキャッシュフロー	8-12
8.2.4.2	事業化の可能性	8-14
8.2.5	コスト増加要因の検討	8-15
8.3	環境面の検討	8-16
8.3.1	再生可能エネルギー促進に向けた障壁の検討	8-16
8.3.2	各技術導入時に想定される環境面におけるスコーピング（案）	8-16
8.3.3	各技術導入に向けて配慮すべき環境・社会面での対応策（案）	8-26

第9章 再生可能エネルギーの利用促進に向けたさらなる提言

9.1 調査結果に基づく将来の開発の方向性に関する提言 9-1

9.2 将来の導入に向けた政府の支援策、ならびに電力会社のインセンティブ 9-2

第10章 再生可能エネルギーマスタープラン

10.1 マスタープランの定義 10-1

10.1.1 対象とする電源の種類 10-1

10.2 指標的開発計画 (Indicative Development Plan) 10-1

10.3 電源別のマスタープラン 10-5

10.3.1 小水力発電 10-5

10.3.1.1 小水力発電マスタープラン策定の流れ 10-6

10.3.1.2 既往調査の見直し 10-7

10.3.1.3 新規候補地点の選定と評価 10-8

10.3.1.4 候補地点の技術面の評価 10-8

10.3.1.5 候補地点の費用算定 10-13

10.3.1.6 ポテンシャル地点の財務評価 10-15

10.3.1.7 ポテンシャル地点の設計流量の最適化 10-18

10.3.1.8 小水力発電ポテンシャル地点 10-18

10.3.1.9 小水力発電マスタープラン 10-19

10.3.1.10 マスタープランへの提言 10-24

10.3.2 風力発電 10-27

10.3.2.1 ポテンシャルサイトの選定 10-27

10.3.2.2 併入可能容量 10-27

10.3.2.3 技術面の検討 10-28

10.3.2.4 マスタープラン 10-48

10.3.2.4 マスタープラン実施に向けた提言 10-48

10.3.3 太陽光発電 10-49

10.3.3.1 ポテンシャル地域の選択 10-49

10.3.3.2 併入可能容量 10-49

10.3.3.3 技術面の検討 10-49

10.3.3.4 マスタープラン 10-64

10.3.4 太陽熱発電 10-65

10.3.4.1 太陽熱ポテンシャル 10-65

10.3.4.2 現状と将来予測 10-67

10.3.4.3 技術面の検討 10-74

10.3.4.4 マスタープラン 10-74

10.3.5 地熱発電 10-76

10.3.6 バイオマス 10-78

10.3.6.1 バイオマス・ガス化 10-78

10.3.6.2 マイクロ・バイナリー発電設備 10-83

10.3.6.3	バイオマス技術導入の検討	10-85
10.3.7	バイオガス	10-87
10.3.7.1	畜産廃棄物からのバイオガス	10-87
10.3.7.2	廃水処理施設でのバイオガス	10-93
10.3.7.3	廃棄物発電	10-98
10.3.7.4	バイオガス技術の導入可能ポテンシャル	10-100
付属資料-A	分散型電源容量の評価	
付属資料-B	分散型電源による配電網の損失計算手順	
付属資料-E	経済・財務分析	
付属資料-S	小水力発電	

付表目次

表2.1.1 電力セクターに関する省庁、関連機関名とその役割 2-2

表2.1.2 電力市場における政府、民間セクターの役割分担 2-3

表2.1.3 エルサルバドルの送電線建設費の例 2-7

表2.1.4 エルサルバドルの配電線建設費の例 2-7

表2.1.5 エルサルバドルにおける変圧器価格の例 2-8

表2.1.6 配電会社別電力料金表の一例 2-9

表2.3.1 各配電会社の顧客数、売上シェア 2-12

表2.3.2 売電会社による電力取引量 (GWh) 2-13

表2.5.1 国内の発電所の種類、設備容量 (MW)、発電可能量 (MW) 2-15

表2.5.2 電源別年間発生電力量の推移 2-17

表2.5.3 月別電源別発生電力量 (2009年) 2-17

表2.5.4 月別電源別発生電力量 (2010年) 2-17

表3.1.1 再生可能エネルギー開発における環境関連の法律・規則 3-1

表3.1.2 再生可能エネルギーにおける環境社会配慮に関連する諸組織 3-2

表3.2.1 環境承認発行に必要な諸手続きと所要日数 3-7

表3.2.2 「文化庁の事業許可」取得プロセス 3-7

表4.1.1 現在稼働中の再生可能エネルギーを利用した発電所の概要 4-1

表4.2.1 既設水力発電所 4-5

表4.2.2 CEL1988年調査の水力ポテンシャル地点 4-7

表4.2.3 CEL-UCA 1989年包蔵水力調査地点 4-8

表4.2.4 AEA資金による小水力発電個別調査対象プロジェクト 4-11

表4.2.5 CECSAの既設水力発電所 4-14

表4.2.6 CECSAの既設小水力発電所の改良プロジェクト 4-15

表4.2.7 CECSAによる小水力発電計画調査 4-15

表4.2.8 20 MWを超える中・大水力ポテンシャル地点 4-17

表4.2.9 小水力発電ポテンシャル地点 (20 MW以下) (1/2) 4-18

表4.2.9 小水力発電ポテンシャル地点 (20 MW以下) (2/2) 4-19

表4.2.10 エルサルバドル国の水力開発ポテンシャルの概要 4-20

表4.3.1 フィンランド・プロジェクトの風況観測地点 4-22

表4.3.2 風況観測結果の概要 4-22

表4.3.3 推定年間発電量 4-22

表4.3.4 ウィンドファーム候補地 4-25

表4.3.5 地上高60mにおける月別平均風速(m/s) 4-25

表4.4.1 エルサルバドル国の太陽光発電システム 4-28

表4.4.2 系統連系システムの価格 (1ワット当りの単価 (USドル)) 4-30

表4.4.3 太陽光発電の開発計画 (CEL) 4-31

表4.6.1 エルサルバドル国内28温泉および7自然噴気の一覧 (Campos, 1988) 4-40

表4.6.2 エルサルバドル国内の高温地熱地帯の一覧 (Campos, 1988) 4-40

表4.6.3 エルサルバドル国内の中～低温地熱地帯の一覧 (Campos, 1988) 4-41

表4.6.4 地熱発電ポテンシャルに対する開発率..... 4-42

表4.6.5 ラヘオ社による新規開発、増設、改造による増出力計画..... 4-44

表4.6.6 エルサルバドル国内の高温地熱地帯において
現在実施可能と考えられる地熱発電の規模..... 4-45

表4.6.7 エルサルバドル国内におけるLaGeo社による
地熱発電出力増強計画のまとめ 4-45

表4.7.1 エルサルバドル国の農産生産量 4-47

表4.7.2 固体燃料の工業分析および元祖分析結果..... 4-48

表4.7.3 県別サトウキビ生産量 (2009-2010)..... 4-48

表4.7.4 製糖工場のリスト..... 4-49

表4.7.5 バガス利用のバイオマス発電設備容量..... 4-50

表4.7.6 各製糖工場における発電量、自己消費量および売電量 (2010年) 4-51

表4.7.7 各県別のコーヒー生産量と発電可能量..... 4-52

表4.7.8 各県別の米生産量と発電可能量(2009/2010) 4-54

表4.7.9 将来の開発計画..... 4-56

表4.8.1 エルサルバドル国の埋立地 4-57

表4.8.2 固形廃棄物量..... 4-58

表4.8.3 ネハパ・バイオガス発電所の概要..... 4-60

表4.8.4 埋立地バイオガス発電所のポテンシャル (ネハパを除く)..... 4-61

表4.8.5 GV (家畜単位)..... 4-63

表4.8.6 エルサルバドルの飼育牛頭数 4-63

表4.8.7 バイオガス (飼育牛) からの推定発電量および出力 4-64

表4.8.8 エルサルバドル国内の飼育豚頭数..... 4-64

表4.8.9 バイオガス (飼育豚) からの推定発電量および出力 4-65

表4.8.10 エルサルバドル国の養鶏羽数 4-66

表4.8.11 バイオガス (鶏) からの推定発電量および出力 4-66

表4.8.12 コーヒー工場からの廃棄物 4-67

表4.8.13 ICAパラメータと加重値 4-68

表4.8.14 ICAの範囲..... 4-68

表4.8.15 水処理施設 (受益者1,000人以上)..... 4-69

表4.8.16 ネハパ バイオガス発電所の将来計画..... 4-70

表5.1.1 短期・中期の再生可能エネルギー源投入計画 5-3

表5.1.2 電力需要増に対応するための火力発電候補プロジェクト..... 5-3

表5.1.3 指標的電源拡張計画 (参照シナリオ) 5-4

表5.1.4 電源拡張計画の7つのシナリオと運転限界費用の一覧 5-6

表5.1.5 再生可能エネルギー優先シナリオによる電源拡張計画..... 5-7

表6.1.1 送・配電網に関する法律、規則、基準の概略 6-1

表6.5.1 SIGET接続技術基準に関わる再生可能エネルギー導入促進の課題と提案 6-21

表7.1.1 作業工程 7-2

表7.1.2 計算領域の設定 (WRFモデル) 7-4

表7.1.3 計算領域の設定 (MASCONEモデル) 7-5

表7.1.4 風力階級の定義 7-5

表7.1.5 風力ポテンシャル地域のデータ (風速、風力エネルギー密度) 7-8

表7.1.6 風力ポテンシャル地域のデータ (ワイブル分布(c, k)) 7-9

表7.1.7 実測値と計算値の比較 7-9

表7.2.1 CNEによる電源拡張計画 7-11

表7.2.2 小水力発電工事費の簡易算定式 7-12

表7.2.3 各県別無次元流況データ 7-15

表7.2.4 SNETの水文観測所および観測期間 7-17

表7.3.1 サンサルバドル首都圏の推定月別発電量 (2 kW) 7-22

表7.3.2 エルサルバドル国における系統連系太陽光発電システム 7-23

表7.3.3 太陽光発電技術ロードマップ (NEDO) 7-25

表7.3.4 発電コストの目標値 (日本国内の太陽光産業) 7-26

表7.3.5 太陽光発電のマスタープラン (屋上設置型) 7-26

表7.3.6 屋根置き型太陽光発電の確認事項 7-28

表7.3.7 シェーディングの分類 7-29

表7.3.8 大学の現状 7-31

表7.3.9 太陽光発電民間事業の現況(2011年 11月) 7-31

表8.2.1 検討対象電源の開発規模 8-6

表8.2.2 収益性の指標 8-7

表8.2.3 事業収支分析表作成の前提条件 8-7

表8.2.4 電源別設備利用率 8-8

表8.2.5 開発コスト 8-9

表8.2.6 維持管理費 8-10

表8.2.7 事業収支分析 (シミュレーション) の条件設定 8-11

表8.2.8 事業収支シミュレーションの計算結果と評価 8-14

表8.3.1 環境影響評価に係るスコーピング (案) (小水力発電) 8-17

表8.3.2 環境影響評価に係るスコーピング (案) (風力発電) 8-19

表8.3.3 環境影響評価に係るスコーピング (案) (太陽光発電) 8-21

表8.3.4 環境影響評価に係るスコーピング (案) (太陽熱発電) 8-22

表8.3.5 環境影響評価に係るスコーピング (案) (地熱発電) 8-23

表8.3.6 環境影響評価に係るスコーピング (案) (バイオマス発電) 8-25

表9.1.1 調査結果に基づく再生可能エネルギー開発の方向性に関する提言 9-1

表10.2.1 指標の開発計画 (2012年~2026年) 10-2

表10.3.1.1 小水力発電開発マスタープランの概要 10-5

表10.3.1.2 水車選定条件 10-11

表10.3.1.3 B/Cが1.0以上の小水力発電ポテンシャル地点の概要 10-19

表10.3.1.4 小水力発電マスタープランの選定基準 10-19

表10.3.1.5 小水力発電開発マスタープラン (案) の概要 10-20

表10.3.1.6 小水力発電マスタープランに選定された地点(1/2) 10-22

表10.3.1.6 小水力発電マスタープランに選定された地点(2/2)..... 10-23

表10.3.2.1 観測パラメータ 10-34

表10.3.2.2 ウィンドシア指数..... 10-35

表10.3.2.3 風力評価表..... 10-37

表10.3.2.4 事前に検討すべき事項 10-40

表10.3.2.5 風力発電出力の算定 10-42

表10.3.2.6 風車設置に必要な重機..... 10-44

表10.3.2.7 工事工程 10-45

表10.3.2.8 維持管理項目 10-46

表10.3.2.9 定期点検項目・点検内容（例） 10-47

表10.3.2.10 コスタリカ国のウィンドファーム..... 10-48

表10.3.2.11 風力発電の開発計画 10-48

表10.3.3.1 エルサルバドル国の日射量データ 10-51

表10.3.3.2 瞬間最大風速記録..... 10-54

表10.3.3.3 必要機材リスト..... 10-55

表10.3.3.4 太陽光発電信号リスト 10-60

表10.3.3.5 日常点検 10-61

表10.3.3.6 定期点検 10-62

表10.3.3.7 運営管理/データ管理..... 10-62

表10.3.3.8 作業工程案..... 10-63

表10.3.3.9 太陽光発電の開発計画 10-64

表10.3.4.1 太陽熱発電プロジェクトの選択肢（ラヘオ社）..... 10-68

表10.3.4.2 DNIデータ（INE）..... 10-69

表10.3.4.3 太陽集熱器の仕様(EUROTROUGH-100) 10-71

表10.3.4.4 太陽熱発電マスタープラン 10-75

表10.3.5.1 ラヘオ社による新規開発、増設、改造による増出力計画の具体的計画 10-76

表10.3.5.2 エルサルバドル国内での30 MW級地熱開発の標準的工程と開発コスト 10-77

表10.3.6.1 BioMax シリーズの仕様 10-82

表10.3.6.2 マイクロ・バイナリーの仕様 10-84

表10.3.7.1 典型的なバイオガス構成要素 10-87

表10.3.7.2 バイオガスの価格: グラミン・シャクティ 10-90

表10.3.7.3 初期建設コスト(Miravalle)..... 10-92

表10.3.7.4 毎月の運転費用..... 10-92

表10.3.7.5 毎月の維持コスト..... 10-93

表10.3.7.6 エンジン性能 (CAT 352)..... 10-95

表10.3.7.7 バイオガスの発生量..... 10-96

表10.3.7.8 利用可能な発電量と出力 10-96

表10.3.7.9 バイオガスシステム概要（チリ国ビール醸造所） 10-96

表10.3.7.10 投資コスト（熱電併給プラント(4 MW)、ビール醸造所） 10-97

表10.3.7.11 初期計画..... 10-99

付図目次

図1.1.1 電源別発生電力量（2010年） 1-1

図1.1.2 電源別設備容量の変化 1-1

図1.5.1 調査スケジュール 1-3

図2.1.1 エルサルバドル国政府組織図 2-1

図2.1.2 電力市場における政府、民間セクターの役割分担 2-4

図2.1.3 電源別設備容量と発生電力量（2010年） 2-4

図2.1.4 エルサルバドル国内の発電所の位置ならびに出力 2-5

図2.1.5 エルサルバドル国内の発電所ならびに送電網 2-6

図2.2.1 11月5日水力発電所（Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre） 2-10

図2.3.1 配電会社のサービス地域、顧客数とシェア 2-13

図2.5.1 電源別設備容量の変化 2-16

図2.5.2 電源別年間発生電力量の推移 2-17

図2.5.3 月別電源別発生電力量（2009年） 2-18

図2.5.4 月別電源別発生電力量（2010年） 2-18

図2.5.5 日負荷曲線と電源別投入設備割合 2-19

図3.1.1 環境天然資源省の組織図 3-3

図3.1.2 ラヘオ社の環境関連部署組織図 3-4

図3.1.3 CEL社の環境関連部署組織図 3-5

図3.2.1 環境天然資源省による環境カテゴリー 3-6

図3.3.1 自然保護区の位置 3-11

図3.4.1 プロジェクト実施の流れ 3-12

図3.4.2 電気事業者として登録するための手続きのフロー 3-13

図3.4.3 環境許可取得のための手続きの流れ 3-14

図3.4.4 水力ならびに地熱資源調査の許可申請の手続き 3-14

図3.4.5 5 MWを超えるプロジェクトの開発権付与のための申請手続きの流れ 3-15

図3.4.6 5 MWまでのプロジェクトの開発権付与のための簡素化された
申請手続きの流れ 3-16

図3.4.7 電力卸売市場に参入するための登録手続きの流れ 3-17

図4.2.1 既設水力発電所位置図 4-6

図4.2.2 AEA資金による小水力発電プロジェクト調査地点 4-11

図4.2.3 CEL-ACCIONAによる小水力発電（10MW未満）調査地点（2011） 4-13

図4.2.4 CELによる20 MWを超える個別水力発電計画位置図 4-13

図4.2.5 CECSAの水力発電所の現在の状況（2011年現在） 4-14

図4.2.6 CECSAの発生電力量の増加計画 4-16

図4.2.7 既設水力発電所と水力ポテンシャル地点位置図 4-20

図4.3.1 風力ポテンシャルマップ（SWERA） 4-21

図4.3.2 風速（Metapan）と設備利用率（15 de Septiembre水力発電所）の関係 4-26

図4.4.1 エルサルバドル国の日射量マップ 4-27

図4.4.2 月別平均日射量（サンサルバドル市） 4-28

図4.4.3 エルサルバドル国内の太陽光発電システム 4-29

図4.4.4 米国空軍基地内にある太陽光発電（91 kW） 4-29

図4.5.1 太陽熱・地熱ハイブリッドの概念図 4-32

図4.5.2 パラボリック・トラフ型 4-33

図4.5.3 太陽熱発電機（左：ソーラータワー，右：パラボリック・ディシュ型） 4-33

図4.5.4 CSPによる発電価格の予測 4-34

図4.5.5 パラボリック・ディシュ型 4-35

図4.6.1 エルサルバドル国内地熱発電所位置図 4-36

図4.6.2 エルサルバドル国内の地熱発電設備容量の経年変化 4-37

図4.6.3 エルサルバドル国内各地熱発電所の発電電力量経年変化 4-37

図4.6.4 エルサルバドル国内の南北地熱ベルト地帯位置図 4-39

図4.6.5 エルサルバドル国内28温泉および7自然噴気位置図 4-39

図4.6.6 エルサルバドル国内の高温地熱地帯位置図 4-41

図4.7.1 サトウキビ生産地域 4-49

図4.7.2 製糖工場（La Cabaña社） 4-50

図4.7.3 蒸気タービン発電機 4-51

図4.7.4 米生産地域 4-54

図4.8.1 埋立地バイオガス発電所の概念図 4-59

図4.8.2 LFGの吸込ポンプ 4-59

図4.8.3 ガス発電所の外観 4-60

図4.8.4 埋立地の拡張及び開発計画 4-61

図4.8.5 小規模バイオガス施設の典型例 4-62

図4.8.6 バイオガス施設（Granja de los Hermanos Jove） 4-65

図4.8.7 上向流式嫌気性汚泥ブランケット 4-67

図5.1.1 需要予測に用いた各パラメータの推移 5-1

図5.1.2 高（High）、参照（Reference）、低（Low）
 需要予測と参照シナリオの需要予測値 5-2

図5.1.3 電源拡張計画による短期的な電源構成（Energy Matrix）の変化 5-5

図5.1.4 参照拡張計画による発電電力量の推移 5-5

図5.1.5 年間ベースの限界運転費用のシミュレーション結果 5-6

図6.3.1 送配電事業者と発電事業者の関係 6-12

図6.3.2 発電事業者の送電系統への接続 6-13

図6.3.3 配電変電所に接続される発電事業者 6-14

図6.4.1 年送電損失1980 - 2010 6-15

図6.4.2 月別送電損失, 2010 6-16

図6.4.3 配電網の技術的損失（2010年） 6-16

図6.4.4 配電網の技術的、非技術的損失（2010年） 6-17

図7.1.1 FNLデータの例（風・気温分布） 7-4

図7.1.2 エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高30 m） 7-6

図7.1.3 エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高50 m） 7-6

図7.1.4 エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップ（地上高80 m） 7-7

図7.1.5 風力ポテンシャル地域 7-8

図7.2.1 小水力発電導入促進ガイドライン策定における技術面の検討の流れ 7-12

図7.2.2 各県別無次元流況曲線(1/2) 7-13

図7.2.2 各県別無次元流況曲線(2/2) 7-14

図7.2.3 SNETの水文観測所位置図 7-16

図7.2.4 主な観測所の長期年平均流量 7-18

図7.2.5 小水力発電に望ましい流況曲線のタイプ 7-18

図7.3.1 屋根置き型太陽光発電システム 7-21

図7.3.2 サンサルバドル首都圏の推定月別発電量(2 kW) 7-22

図7.3.3 太陽光モジュールのコスト低下傾向 (1976 - 2010) 7-24

図7.3.4 太陽光発電ロードマップ (IEA) 7-25

図7.3.5 小学校校舎の建造年代 7-28

図7.3.6 導入ロードマップ 7-34

図8.1.1 技術面、計画面での熟度と計画策定手法、該当する
再生可能エネルギー技術の関係 8-1

図8.1.2 小水力発電技術面検討の流れ 8-2

図8.1.3 風力発電技術面検討の流れ 8-2

図8.1.4 太陽光発電技術面検討の流れ 8-3

図8.1.5 太陽熱発電技術面検討の流れ 8-3

図8.1.6 地熱発電技術面検討の流れ 8-3

図8.1.7 バイオマス発電技術面検討の流れ 8-4

図8.1.8 バイオガス発電技術面検討の流れ 8-4

図8.2.1 経済・財務面の検討の流れ 8-5

図8.2.2 電力料金の推移（2010年、2011年） 8-8

図8.2.3 小水力発電の収支シミュレーション 8-12

図8.2.4 風力発電の収支シミュレーション 8-12

図8.2.5 太陽光（グリッド接続）発電の収支シミュレーション 8-13

図10.2.1 マスタープランにおける電源別投入割合 10-3

図10.3.1.1 小水力発電開発のマスタープラン策定の流れ 10-7

図10.3.1.2 小水力発電配置図の地形図調査の例 10-9

図10.3.1.3 取水候補地点における流量の算定 10-10

図10.3.1.4 水車タイプ別合成効率 10-11

図10.3.1.5 水車選定図 10-12

図10.3.1.6 電力量の計算（ $Q_d=Q_{30\%}$ の場合） 10-13

図10.3.1.7 GRP パイプの価格 10-14

図10.3.1.8 水車・発電機の価格 10-14

図10.3.1.9 設計流量の最適化（例） 10-18

図10.3.1.10 水力ポテンシャル位置図 10-18

図10.3.1.11	選定された2012～2027年の小水力発電マスタープランの地点位置図	10-20
図10.3.1.12	各フェーズの小水力ポテンシャル地点のB-Cと設備容量の関係	10-21
図10.3.1.13	SNETの水文観測所位置図	10-25
図10.3.2.1	風力発電プロジェクト準備の作業フロー	10-31
図10.3.2.2	風力発電導入のプロセス	10-32
図10.3.2.3	風軸	10-38
図10.3.2.4	風力発電の出力曲線例	10-41
図10.3.2.5	据付時の検討例と占有面積	10-43
図10.3.2.6	風車の配置方法（複数台設置の場合）	10-43
図10.3.3.1	太陽光発電導入のプロセス	10-50
図10.3.3.2	系統連系の太陽光発電システム	10-51
図10.3.3.3	系統連系太陽光発電システムの例	10-52
図10.3.3.4	分散方式のPCSレイアウト	10-52
図10.3.3.5	集中方式のPCSレイアウト	10-53
図10.3.6.1	バイオマス・ガス化発電（ダウン・ドラフト型）	10-79
図10.3.6.2	バイオマス・ガス化発電の概要	10-80
図10.3.6.3	バイオマス・ガス化のフロー	10-80
図10.3.6.4	バイオマス・ガス化発電	10-81
図10.3.6.5	BioMax 25	10-82
図10.3.6.6	KOBELCO (MB-70H)	10-84
図10.3.6.7	太陽熱およびバイオマス利用のマイクロ・バイナリー	10-85
図10.3.7.1	固定ドーム型発酵槽	10-88
図10.3.7.2	浮動ドラム型発酵槽	10-89
図10.3.7.3	従来の廃水処理プラント	10-94
図10.3.7.4	廃棄物発電	10-99

略語表

略語	スペイン語表記	英語表記	日本語表記
AEA	Alianza en Energía y Ambiente con Centroamérica	Energy and Environment Partnership (EEP) in Central America	中米エネルギー・環境パートナーシップ
ANDA	Administración Nacional de Acueductos y Alcantarillados	National Administration of Aqueducts and Sewers	国立上下水道公社
ARECA	La aceleración de Energía Renovable en Centroamérica	Accelerating Renewable Energy in Central America	中央アメリカならびにパナマにおける再生可能エネルギー投資促進プロジェクト
B/C	Razón Beneficio / Costo	Benefit / Cost Ratio	費用便益比
BCIE(CABEL)	Banco Centroamericano de Integración Económica	Central American Bank for Economic Integration (CABEL)	中米経済統合銀行
CAESS	Compañía de Alumbrado Público de San Salvador S. A. de C. V.	Public Lighting Company of San Salvador Inc.	サンサルバドル公共電力配電会社
CASSA	Compañía Azucarera Salvadoreña S.A	El Salvador Sugar Company	エルサルバドル製糖会社
CCAD	Comisión Centroamericana de Ambiente y Desarrollo	Central American Commission for Environment and Development	中米環境総局
CDM	Mecanismo de desarrollo limpio	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
CECSA	Compañía Eléctrica Cucumacayán S.A. de C.V.	Cucumacayán Electric Company Inc	ククマカヤン電力会社
CEL	Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa	Hydroelectric Executive Committee of the Lempa River	レンパ川水力発電執行委員会
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe	Economic Commission of Latin America and Caribbean	中南米カリブ経済委員会
CIDA		Canadian International Development Agency	カナダ国際開発庁
CLESA	Compañía de Alumbrado Eléctrico de Santa Ana	Electric Lighting Company of Santa Ana	サンタアナ配電会社
CNE	Consejo Nacional de Energía	National Energy Commission	国家エネルギー審議会
CNR	Centro Nacional de Registros	National Registration Center	国家登録センター
CRS	Los sistemas centrales de receptor	Central Receiver Systems	中央集熱システム
CSP	Energía solar por concentración	Concentrating Solar Power	集光型太陽熱発電
DEE	Dirección de Energía Eléctrica	Office of Electricity Energy	電気エネルギー局
DELSUR	Distribuidora de Electricidad del Sur, S.A. de C.V.,	Distributor of electricity of South Variable Capital Company	南部配電会社
EE	Energía Eólica	Wind Energy	風力エネルギー
EG	Energía Geotérmica	Geothermal Energy	地熱エネルギー

略語	スペイン語表記	英語表記	日本語表記
EIA	Evaluación de Impacto Ambiental	Environmental Impact Assessment	環境影響評価
ENEL	Ente Nazionale per l'Energia eLettrica	Ente Nazionale per l'Energia eLettrica	ENEL
ER	Energía Renovable	Renewable Energy	再生可能エネルギー
EsIA	Estudio de Impacto Ambiental	Environmental Impact Study	環境影響調査
ETESAL	Empresa Transmisora de El Salvador S.A. de C.V.	El Salvador Transmission Company	エルサルバドル送電会社
F/S	Estudio de factibilidad	Feasibility Study	実施可能性調査
FA	Formulario Ambiental	Environmental Form	環境フォーム
FINET	Fondo de Inversión Nacional en Electricidad y Telefonía	National Investment Fund for Electricity and Telephone	国家電気電話投資基金
GDP (PIB)	Producto Interno Bruto	Gross Domestic Product	国内総生産
GEF	Fondo para el Medio Ambiente Mundial	Global Environment Facility	地球環境ファシリティ
GEL	Ley General de Electricidad (LGE)	General Electricity Law (GEL)	一般電力法
GHG	Gases de efecto invernadero	Green House Gas	温室効果ガス
GIS (SIG)	Sistema de Información geográfica (SIG)	Geographical Information System	地理情報システム
GIZ	Cooperación Alemana para el Desarrollo	German Society for International Cooperation (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit)	ドイツ国際協力公社
GW	Gigawatts (=1,000,000 kW)	gigawatt (=1,000,000 kW)	ギガワット(=1,000,000 kW)
GWh	Gigawatts hora	gigawatt hour	ギガワット時
HHV		Higher Heating Value	高位発熱量
IDB (BID)	Banco Interamericano de Desarrollo	Inter-American Development Bank	米州開発銀行
IEA		International Energy Agency	国際エネルギー機関
INE	Inversiones Energéticas S. A.	Energy Investment	エネルギー投資会社
IRR	Tasa Interna de Retorno (TIR)	Internal Rate of Return	内部収益率
KfW	Reconstrucción Instituto de Crédito	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Reconstruction Credit Institute)	復興金融公庫（ドイツ）
kW	Kilovoltio	kilowatt	キロワット
kWh	Kilovoltio hora	kilowatt hour	キロワット時
LaGeo	La Geotérmica		ラヘオ社（地熱発電会社）
LFG		Landfill Biogas	埋立地バイオガス
LMA	Ley del Medio Ambiente	Environmental Law	環境法
MARN	Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales	Ministry of Environment and Natural Resources	環境天然資源省
MINEC	Ministerio de Economía	Ministry of Economy	経済省

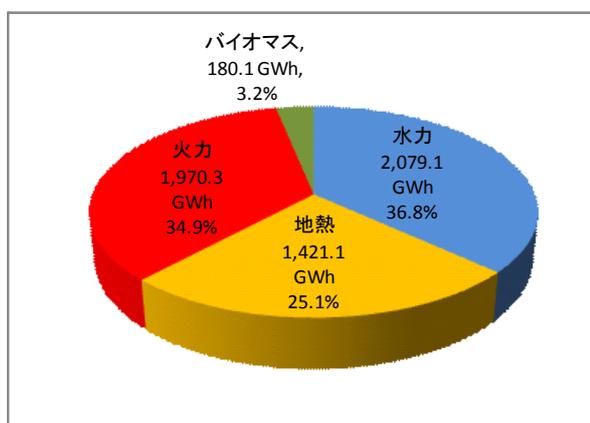
略語	スペイン語表記	英語表記	日本語表記
MRS	Mercado Regulador del Sistema	Market System Controller	市場システム制御者
MW	Magawatts (=1,000 kW)	megawatt (=1,000 kW)	メガワット (=1,000 kW)
MWh	Magawatts hora	megawatt hour	メガワット時
NEC	Código Eléctrico Nacional	National Electric Code	米国電気工事基準
NFPA		National Fire Protection Association	米国防火協会
NGO	Organización no gubernamental	Non-Governmental Organization	非政府組織
NPV	Valor Actual Neto (VAN)	Net Present Value	正味現在価値
NREL	Laboratorio Nacional de Energías Renovables en EE.UU.	National Renewable Energy Laboratory in US	米国再生可能エネルギー研究所
NRV	Valor Nuevo de Reemplazo (VNR)	New Replacement Value (NRV)	
OCAD	Cooperación Austriaca para el Desarrollo	Austrian Development Cooperation (ADC)	オーストリア開発庁
OPAMSS	Oficina de Planificación del Área Metropolitana de San Salvador	Office of Planning for San Salvador Metropolitan Area	サンサルバドル首都圏計画局
PCH (SHP)	Pequeñas Centrales Hidroelectricas (PCH)	Small Hydropower (SHP)	小水力発電
PMA	Programa de Manejo Ambiental	Environmental Management Program	環境管理プログラム
PMASISO	Programa de Manejo Ambiental y Seguridad Industrial y Salud Ocupacional	Environmental Management and Industrial Safety and Occupational Health Program	環境管理・産業安全・厚生計画
Pre-F/S	Estudio de Pre-factibilidad	Pre-Feasibility Study	実行可能性予備調査
PSFV	Paneles Solares Fotovoltaicos	Solar Photovoltaic Panel	太陽光パネル
RPS	Energías Renovables Portfolio Standard	Renewable Portfolio Standard	再生可能エネルギー利用割合基準
SABES	Asociación Saneamiento Básico, Educación Sanitaria y Energías Renovables (ONG)	Sanitation, Health Education and Renewable Energy Association (NGO)	衛生・保健教育及び再生可能エネルギー協会 (NGO)
SHS	Sistemas Solares Domésticos	Solar Home System	戸別型太陽光発電システム
SIA	Sistema de Información Ambiental	Environment Information System	環境情報システム
SICA	Sistema de Integración Centroamericana	Central American Integration System	中米統合機構
SIGET	Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones	General Superintendency of Electricity and Telecommunications	電気通信総監督庁
SINAMA	Sistema Nacional de Gestión Ambiental	National Environmental Management System	国家環境管理システム
SNET	Servicio Nacional de Estudios Territoriales	National Service of Territorial Studies	国立国土研究サービス
ST	Solar Térmica	Solar Thermal	太陽熱

略語	スペイン語表記	英語表記	日本語表記
SWERA	Evaluación de Recursos de Energía Eólica y Solar	Solar and Wind Energy Resource Assessment	太陽光・風力エネルギー量調査
TOR	Términos de referencia	Terms of Reference	作業要綱
UCA	Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas"	Central American University "José Simeón Cañas"	中米大学ホセ・シメオン・カーニャス校
UNDP (PNUD)	Programas de las Naciones Unidas para el Desarrollo	United Nations Development Program	国連開発計画
UNEP	Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente	United Nations Environmental Program	国連環境計画
US DOE	Estados Unidos Departamento de Energía	United States Department of Energy	米国エネルギー局
USGS	Centro geológico de los Estados Unidos	United States Geological Survey	米国地質調査所
USTDA		United States Trade and Development Agency	米国貿易開発局
UT	Unidad de Transacciones, S.A.	Transactions Unit	電力取引ユニット
WGC	Congreso geotérmico Mundial	World Geothermal Congress	世界地熱会議

第1章 調査業務の概要

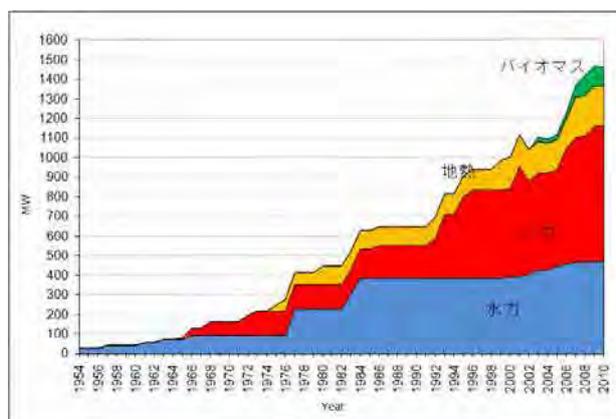
1.1 調査の背景

国家エネルギー審議会（Consejo Nacional de Energía; CNE）による検討結果によれば、エルサルバドル国の電力需要は、2026年までに平均4.7%で増加すると予測されている¹。2010年の同国における発電電力量は5,650.6 GWhであり、その電源構成は、発電電力量別に水力2,079.1 GWh（36.8%）、火力1,970.3 GWh（34.9%）、地熱1,421.1 GWh（25.1%）、バイオマス180.1 GWh（3.2%）となっている²。再生可能エネルギー（水力+地熱+バイオマス）の割合が火力より高いものの、火力依存率は年々増加している。また、設備容量別に見ればその傾向はさらに高まっている。



(出典：SIGET年報（2010年版）)

図1.1.1 電源別発生電力量（2010年）



(出典：SIGET電力統計（2010年6月版）)

図1.1.2 電源別設備容量の変化

化石燃料価格の高騰に伴い、それらを全て輸入に頼るエルサルバドル国は、電力危機が迫る中、再生可能エネルギー導入拡大の重要性が高まっている。これは、世界的な高まりを見せている温室効果ガス(GHG)排出削減対策へのアプローチでもある。しかし現状では、1999年以降、発送電分離が進み電力市場自由化が実施された中で、各国営・民間の独立電力事業者(IPP)は独自に再生可能エネルギーの導入を検討しているものの、再生可能エネルギーの導入比率は限定的である。その主たる原因の一つに、国家としての再生可能エネルギーに対するマスタープランが存在しないことがあげられる。このため、再生可能エネルギーに比べて初期投資額が低い化石燃料導入の割合が依然として高い状態が続いている。

このような状況下、2007年にエルサルバドル国経済省は国家エネルギー審議会(CNE)を設立し、電力セクターの効果的な開発促進を目的とした政策と戦略立案に取り組んでいる。2010年6月に発表された国家エネルギー政策では、下記6項目が重点課題として位置付けられている。

- ・再生可能エネルギー源の拡大によるエネルギーミックス(電源構成)の多様化。
- ・エネルギーセクターの制度制定と消費者保護の強化。
- ・省エネ推進と同技術導入へのインセンティブの付与。

¹ Final Report – Indicative Plan for Power Generation Expansion Plan in El Salvador 2012-2026 (CNE, 2011)

² 電気通信総監督庁（SIGET）の年報（2010年版）による。

- ・電力アクセスの拡大と補助金対象の絞り込み。
- ・エネルギー技術開発の促進。
- ・隣国との広域電力網統合の推進。

今後の官民双方による再生可能エネルギー導入促進のため、各電力源のポテンシャル把握や、導入促進に必要な各種ガイドライン整備を盛り込んだ再生可能エネルギー国家マスタープラン策定プロジェクトにかかる要請が日本政府に対してなされた。

この要請を受け JICA は、2010 年 3 月に詳細計画策定調査(事前調査)を実施し、開発計画調査型技術協力実施の妥当性を確認した。翌 2011 年 3 月には同国におけるエネルギー政策の最新状況の把握を行うと共に、本調査の実施内容を確認するための協議を先方実施機関となる国家エネルギー審議会（CNE）と行った。本調査は、同年 7 月に署名した本調査にかかる実施方針(S/W)、ならびに協議議事録(M/M)に基づいて行われる。

1.2 調査の目的

本調査は、エルサルバドル国全土を対象とし、2012 年から 2027 年の 15 年間を見据えた同国の電力供給のための再生可能エネルギー・マスタープランの策定を目的とする。あわせて同国における再生可能エネルギー導入促進のため、日本の再生可能エネルギー技術や法的制度、促進制度等の紹介及び本調査で策定されるマスタープランの内容についてのワークショップ開催等を通じて相手国実施機関等の関係者への技術移転を図る。

1.3 カウンターパート機関

本調査の相手国実施期間は国家エネルギー審議会（CNE）である。

1.4 調査対象地域

調査対象地域はエルサルバドル国全土とする。ただし、JICA が危険地域に指定している地域については対象地域を JICA 本部に事前確認し、現地調査実施前に事前承認を取得することとする。

1.5 調査スケジュール

本調査は 2011 年 8 月下旬から 2012 年 3 月上旬まで、約 7 ヶ月の工程で業務を実施した。以下に調査スケジュールの概要を示す。



(出典：JICA調査団)

図1.5.1 調査スケジュール

1.6 調査の成果品

以下の報告書を作成し、貴機構(本部、エルサルバドル事務所)およびエルサルバドル国側(CNE)に提出し、説明・協議を行った。調査報告書およびその提出部数、主な内容は以下のとおりである。

調査報告書	部 数					主な内容
	JICA			CNE		
	和	西	英	西	英	
1 インセプション	5(2)	1(1)	-	4	-	調査の基本方針、調査方法、工程、調査全般の作業項目及び作業分担。
2 インテリム	5(2)	1(1)	-	4	-	第1次国内作業までの調査・分析結果を踏まえ、マスタープランに盛り込まれる経済・財務、技術、環境面を考慮した再生可能エネルギー導入可能性の検討方針を記載。
3 ドラフトファイル (要約)	5(2)	1(1)	2(1)	4	1	本調査の最終的なすべての成果をとりまとめた総合的な検討結果。
	5(2)	1(1)	2(1)	4	1	
4 ファイナル (要約)	10(2)	8(8)	2(1)	2	1	ドラフトファイナルレポートにCNEのコメントを盛り込み修正した最終レポート。
	10(2)	8(8)	2(1)	2	1	
電子化データ	3(2)セット			-		和文、西文、英文それぞれ

注：() 内はJICAエルサルバドル事務所配布分

第2章 電力セクターの概要と再生可能エネルギーの役割

2.1 電力セクターの概要

2.1.1 政府組織と電力セクターに関連する役割

共和国憲法によると、エルサルバドルには立法、行政、司法の3つの主要な組織がある。行政部門は共和国大統領ならびに副大統領、大臣、副大臣ならびに所属職員により構成される。行政区分上、国土は各県に分割され、行政部門から任命された知事が地方行政に関する役割を担っている。

エルサルバドルは14の県に分割され、さらに262の地方自治体に分かれている、それぞれの自治体が経済面、技術面、行政面で自治権を与えられており、市長が統括する議会によって支配されている。

行政部門は13の省庁より構成され、国民が必要な行政サービスを受けられるように公共法に基づいていくつかの国家機関が設置されている。その中には電気通信総監督庁（SIGET）や国家エネルギー審議会（CNE）などが含まれる。

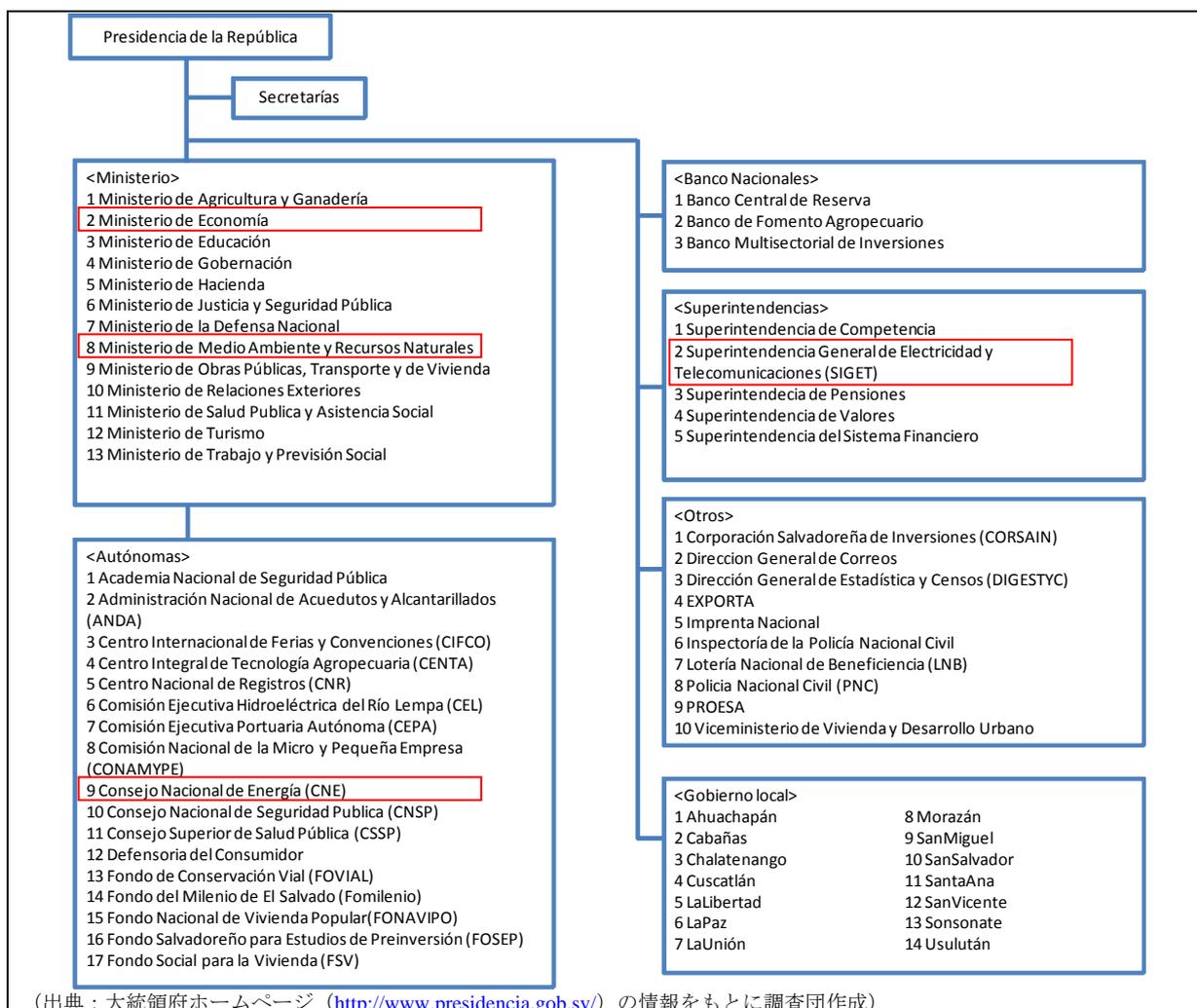


図2.1.1 エルサルバドル国政府組織図

これらの政府関連機関のうち、電力セクターならびに再生可能エネルギー導入促進に関しては、以下に示す省庁、行政部門が担当している。

主たる機関:

- ・ 経済省 (Ministerio de Economía)
- ・ 環境天然資源省 (Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales; MARN)

関連機関:

- ・ 国家エネルギー審議会 (Consejo Nacional de Energía; CNE)
- ・ 電気通信総監督庁 (Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones; SIGET)

電力セクターに関する省庁と関連機関の役割分担は以下の表に示すとおりである。

表2.1.1 電力セクターに関する省庁、関連機関名とその役割

省庁その他の組織	役割分担
経済省(Ministerio de Economía; MINEC)	<ul style="list-style-type: none"> ● 生産量と生産性の向上ならびに資源の合理的な利用を通じ、経済・社会開発を促進すること。 ● 経済活動の様々な障壁をなくすよう、投資と輸出の伸びを通じ、また明快で透明性を持った経済活動を通じて、国内外の市場を問わず、生産活動の競争力を発達させ、その強化に貢献すること。
環境天然資源省(Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales; MARN)	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力セクター、再生可能エネルギー関連を含む、中央政府における環境全般に係る責任官庁
国家エネルギー審議会(Consejo Nacional de Energía; CNE)	<ul style="list-style-type: none"> ● エネルギーセクターの効果的な開発を促進するための政策と戦略を立案すること。 ● 短期・中期・長期のエネルギー開発計画の策定、ならびに関連する国家エネルギー政策の策定 ● エネルギーセクターにおける投資ならびに競争力のある開発を促すための規制の枠組みづくりを促進すること。またエネルギー市場の機能を監視する役割を関連機関に行わせること。 ● 責任官庁が発行する環境保護政策を念頭に置き、合理的なエネルギー利用を促進し、再生可能エネルギーの開発と普及に必要な全てのアクションを起こすこと。 ● 様々な関係者、ならびに市場関係者の間で、自由、公正、公平かつ差別のない競争に基づき、地域のエネルギー市場の統合を促進すること。
電気通信総監督庁(Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones; SIGET)	<ul style="list-style-type: none"> ● 国際条約、ならびにエルサルバドル国における電力と通信に関する法律と規則を遵守させる責任を有し、その違反を監視する。 ● 電力、通信セクターの法的枠組みを適用、施行し、競争力のある市場を形成し、利用者と運営者の権利を保証するような法制面での確実性を保証すること。

(出典：CNE、SIGETからの聞き取り調査による)

上記組織のうち、再生可能エネルギーの開発については、CNE が政策立案、SIGET が規制と監督、MARN が環境面の手続きを担当している。

CNE は 2007 年 11 月に発出された制令 404 番によりその設立が規定され、電力セクターにおける効率的な開発を促進することを担っている。CNE の活動は 2009 年から本格的に開始され、国家エネルギー政策などの政策立案、需給予測などを担当している。本調査の目的である再生可能エネルギーマスタープランの策定は CNE の重要な枠割の一つとなっている。

2.1.2 電力供給システム

2.1.2.1 電力供給体制

エルサルバドル国の電力供給は、1996年に始まった電力セクター改革により、国营会社レンパ川水力発電執行委員会（Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa; CEL）による従来の電力供給体制から、発電、送電、配電、売電などのサブセクターに役割が分割された電力市場に移行し、市場取引により国内の電力供給が行われている。

電力市場の運営は民間会社である電力取引ユニット（Transactions Unit; UT）が担当している。電力市場取引（Mercado Mayorista ; 卸売市場）は、主として「契約市場」と「規制市場システム」の二種類の取引形態により行われる。

契約市場は、発電事業者と配電事業者間のような二者間の売電契約（Mercado de Contratos, Contract Market）によるものである。配電業者は、水力、地熱、火力、バイオマスなどの発電事業者との間で上限を15年とする長期売電契約を締結し、電力の売買を行なっている。一方で、規制市場システム（Mercado Regulador del Sistema, Regulating Market System）は、契約市場に加えて、電力市場全体の需要を満たすために、短期間の取引により市場に電力を供給している。

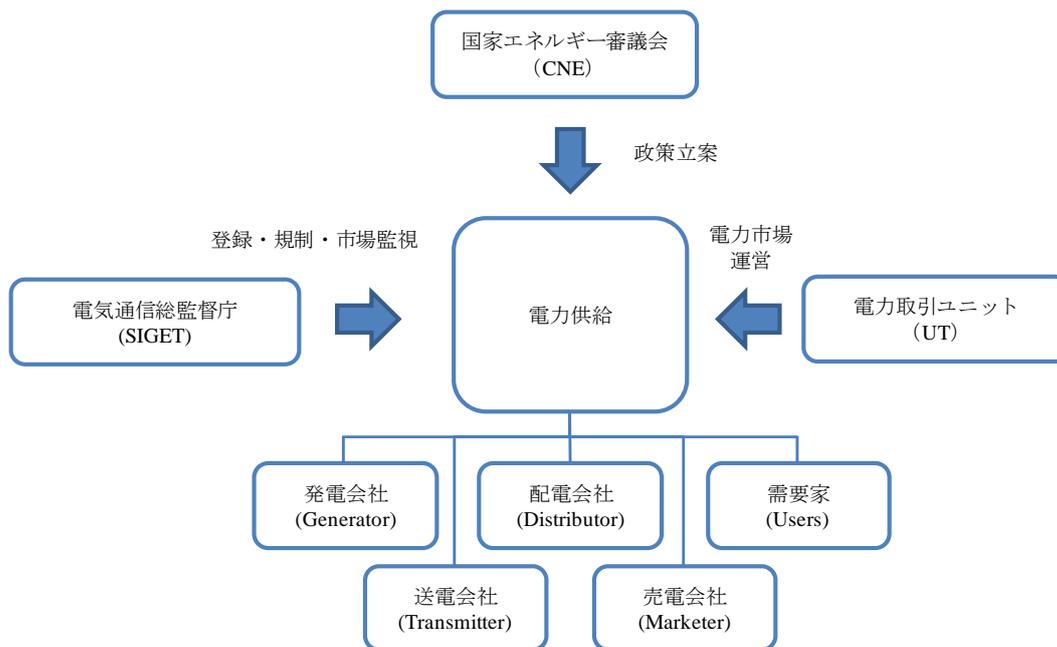
2010年の電力取引ユニット（UT）の統計資料によれば、総給電量に対して、約3割が契約市場により供給され、残りの約7割が規制市場システムにより供給されている。この仕組みにより、まず発電原価の低い水力発電が投入され、ついで地熱、火力などの電源がコストの低い順に投入されていくことにより電力需要を満たしている。

電力自由市場の運営に関連する政府、民間セクターの役割を表2.1.2、ならびに図2.1.2に示す。

表2.1.2 電力市場における政府、民間セクターの役割分担

役割	担当機関
政策立案・需給計画策定	国家エネルギー審議会（CNE）
登録・規制・市場監視	電気通信総監督庁（SIGET）
電力市場運営	電力取引ユニット（UT）
発電・送電・配電・売電	民間電力会社

（出典：JICA調査団）



(出典：JICA調査団)

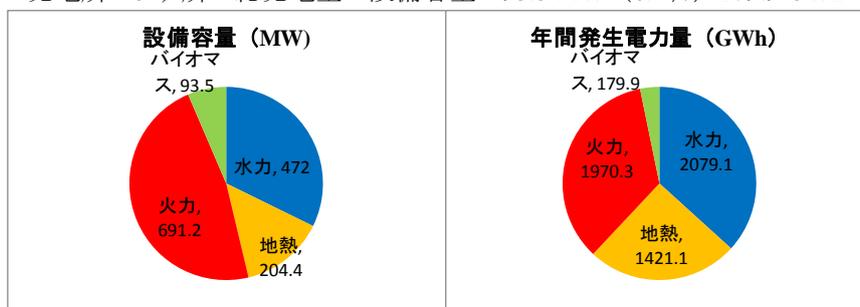
図2.1.2 電力市場における政府、民間セクターの役割分担

また、割合としてはわずかではあるが、配電事業者と小規模発電事業者（基本的に5 MW以下の発電出力）の間で、中・低圧配電線を通じた小売（Mercado Minorista）も行われている。小水力などの売電はこの形態をとる場合が多いが、UTが運営する送電網を利用した卸売市場に比べれば割合はわずかである。

2.1.2.2 設備容量と発生電力量

電気通信総監督庁（SIGET）の年報（2010年）によれば、2010年に電力市場に投入された発電量は5,650.4 GWhである。電源別の設備容量、ならびに発生電力量は以下に示すとおりである。

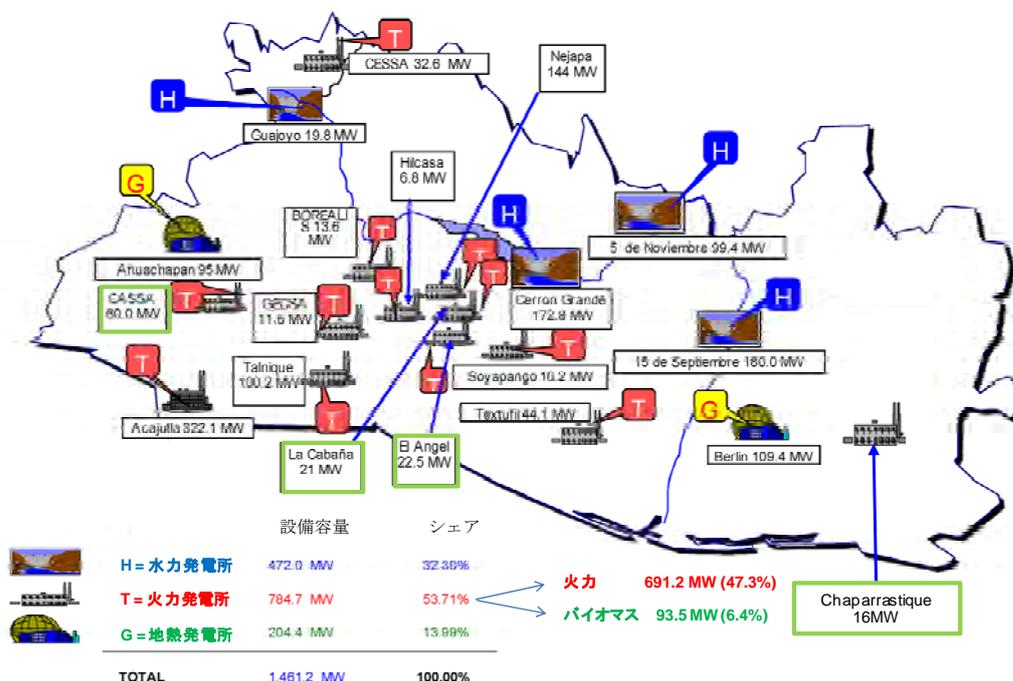
- ・水力発電所 4ヶ所 設備容量 472.0 MW (32.3%)、総発電量 2,079.1 GWh (36.8%)
- ・地熱発電所 2ヶ所 設備容量 204.4 MW (14.0%)、総発電量 1,421.1 GWh (25.1%)
- ・火力発電所 9ヶ所 設備容量 691.2 MW (47.3%) 総発電量 1,970.3 GWh (34.9%)
- ・バイオマス発電所 3ヶ所 総発電量 設備容量 93.5 MW (6.4%) 179.9 GWh (3.2%)



(出典：SIGET年報2010年版)

図2.1.3 電源別設備容量と発生電力量（2010年）

図 2.1.4 に SIGET の年報に掲載の発電所の概略位置図と設備容量 (MW) を示す。

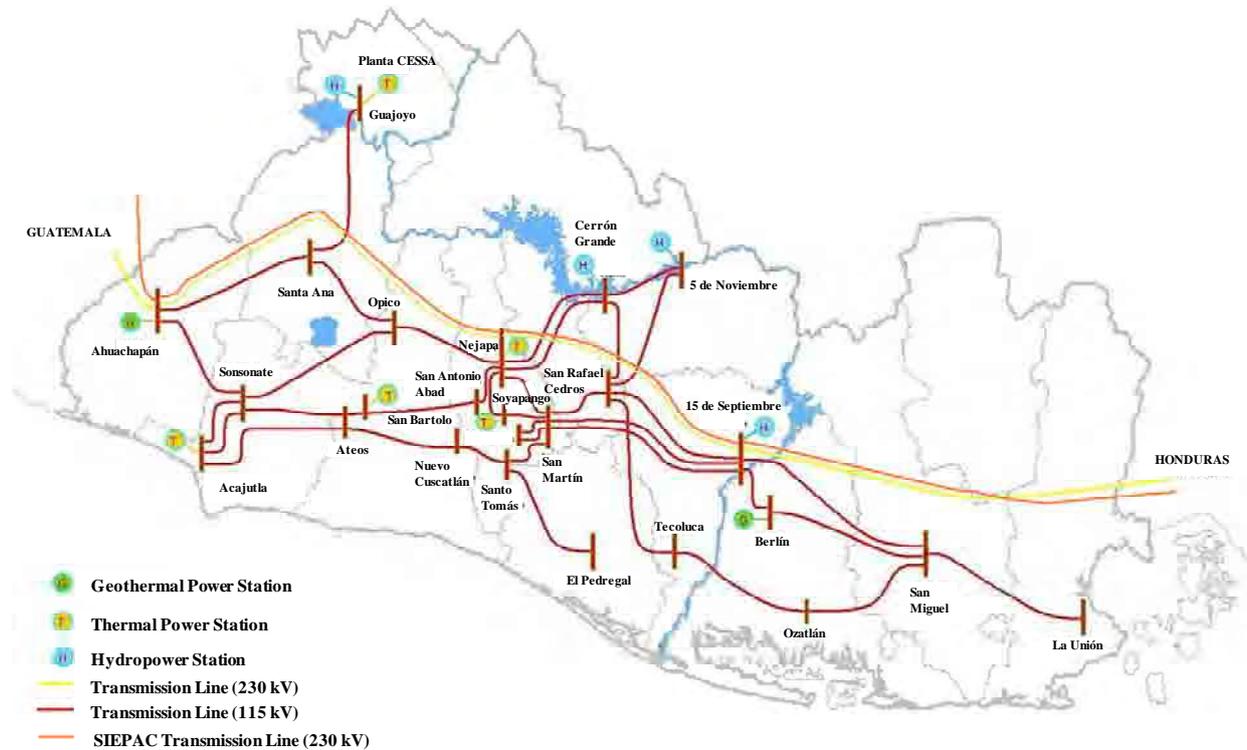


(出典：SIGET年報2010年版)

図2.1.4 エルサルバドル国内の発電所の位置ならびに出力

4 つの水力発電所はいずれも国営電力会社であるレンパ川水力発電執行委員会 (CEL) の所有である。その他の地熱、火力、バイオマスの各発電所は民間会社の所有である。図 2.1.4 では、火力発電所と分類されているが、発電所名を太枠で囲っている 4 ヶ所 (CASSA、La Cabaña、El Angel、Chaparrastique) がバイオマス発電所である。これらのバイオマス発電所は製糖工場から出るバガス (サトウキビの搾りかす) を直接燃焼しているタイプのもので、製糖工場に併設されている。Chaparrastique 発電所は 2011 年より運転が確認されたため、発電所名のみ地図に記載した。

2.1.2.3 送配電設備



(出典：SIGET、CNE)

図2.1.5 エルサルバドル国内の発電所ならびに送電網

図 2.1.3 に送電網システム図を示す。送電網は 115kV の国内高圧配電網と 230 kV の国際（地域間）送電網により構成されている。エルサルバドル国の送電網はエルサルバドル送電会社（ETESAL）1 社がその管理を担当している。送電網の運営は、115kV の国内高圧配電網と 230 kV の国際（地域間）送電網の双方を電力取引ユニット（UT）が担当している。

A. 送配電線の分類

エルサルバドル国の送配電網はその用途と電圧区分により、以下のように分類される。

a. 高圧送電線：

- i. 230 kV：グアテマラならびにホンジュラスとの国際連系送電用ETESAL送電網
 グアテマラとの国際連系線:Ahuachapán – Eastern Guatemala (総延長：112.6 km)
 ホンジュラスとの国際連系線: 15 de Septiembre – Agua Caliente (総延長：147 km)
- ii. 115 kV：国内送電用ETESAL送電網 (総延長：1,072 km)

b. 中圧配電線 (46 kV、34.5 kV、23 kV、13.2 kV、4.16 kV、2.4 kV)：配電会社用

中圧配電線のうち、34.5 kV、4.16 kV、2.4 kV の各電圧は現在殆ど使われておらず、34.5 kV 配電線は 46 kV へ、4.16 kV、2.4 kV の 2 種類の配電線は 23 kV、および 13.2 kV の配電線へそれぞれ統合すべく移行中である。

c. 低圧配電線 (120/240 V)：一般家庭用

B. 送配電施設の建設コスト

再生可能エネルギー導入検討時に必要となる送配電施設の建設コストについて、参考情報を収集した。コスト情報は統計的な資料による入手が困難なため、最近の開発に従事した担当者や専門家より収集した。ここでは 115 kV 送電施設及び 46 kV、23 kV、13.2 kV 配電施設に関連した建設費について説明する。

a. 送配電線建設費

送電線及び配電線に関するコストは材料費、機器費及び工事・組立ての労賃を含むが、用地費を含まない。

表 2.1.3 にエルサルバドルの送電線の建設費を示す。その平均的な 115kV 送電線の建設費は 173,700 US\$/km であり、IASA 社により報告されている数値に近い値である。また、このコストは米国の 115kV 送電線の建設費 (325,000 US\$/km) の半分である。15 de Septiembre – San Miguel 線の建設費は平均値の 46% であるが、これは契約金額が極端に安く、業者が大きな損失を被っている。San Miguel – La union 線のコストは平均値の 153% であるが、当該送電線は山岳地域を通過するため、アクセスの困難さなどから建設単価が高くなっている。

表2.1.3 エルサルバドルの送電線建設費の例

プロジェクト名	支持物	年	業者	容量 (MVA)	電圧 (kV)	長さ (km)	総建設費 (百万 US \$)	単価 (US \$/km)
Several ¹ Projects	鉄塔	Several	IASA	100	115	----	---	175,000
15 de Septiembre – San Miguel ²	鉄柱	2005	ETESAL	100	115	44	3.50	79,545
San Miguel – La Unión ²	鉄塔	2008	ETESAL	100	115	45	12.00	266,667

出典：

- 1 – Eng. Nelson Hidalgo, IASA’S General Manager (Ingeniería Asociada S.A., construction company for high voltage installations).
- 2 – Eng. Julio Posada, Projects Supervisor for ETESAL.

表 2.1.4 に El Salvador における 13.2 kV、23 kV 及び 46 kV 配電線の代表的な建設費を示す。配電線の建設単価は電圧が高くなるにつれて増加しているが、これは、電圧の増大に伴い電線サイズが増大し、電線価格のみならず、支持物の高さ・強度が増大し、アンカーや腕金等の付属品のコストが増加するためである。

表2.1.4 エルサルバドルの配電線建設費の例

技術仕様	支持物	年	業者	電圧 (kV)	単価 (US \$/km)
3 phases, 477 MCM, 70 m. span	Concrete pole 40 feet	2011	EDESAL	46	61,300
3 phases, 4/0 AWG, 70 m. span	Concrete pole 40 feet	2011	EDESAL	23	55,300
3 phases, 1/0 AWG, 70 m. span	Concrete pole 40 feet	2011	EDESAL	13.2	37,000

(出典： Eng. Leonel Bolaños, technical manager of EDESAL (Salvadorian distribution company))

b. 変圧器

ここに示す変圧器のコストは据え付け費、オイルの充填、予想される撤去費用を含まず、機器の調達コストのみである。また、変圧器はアカフトラ（Acajutla）港に陸揚げされるので、設置場所までの経路上の都市の通過、橋梁等により影響を受ける。これらによって変圧器コストが増加する。

表 2.1.5 はエルサルバドルの異なったタイプの送電、配電及び発電計画における変圧器のコストの例である。送電計画の変圧器の平均単価は 18,500 US\$/MVA であり、配電及び発電計画の建設単価より安い。表は小さな発電計画で使用されている変圧器の価格の例を示している。これらの変圧器は発電機の容量に合わせたもので、13.2kV かそれより高い電圧の系統に接続されており、平均単価は 26,667 US\$/MVA となっている。表に示した価格は概略のものであり、変圧器の電圧、容量、設置台数により変動する。

表2.1.5 エルサルバドルにおける変圧器価格の例

変電所	計画	年	業者	定格容量 (MVA) P/S/T	電圧 (kV) P/S/T	総額 (百万 US \$)	単価 (US \$/MVA)
La Unión ¹	送電計画	2008	ETESAL	45/60/75	115/46/23	1.20	16,000
Nejapa ¹	送電計画	2010	ETESAL	75/115/155	230/115/46-23	3.25	20,968
S/E EEO ²	配電計画	2010	EEO	10/12	46/13.2	0.356	29,667
San Luis II ³	発電計画	2010	CECSA	1.2	2.3/13.2	0.032	26,667

出典：

1 – Eng. Julio Posada, ETESAL projects supervisor.

2 – Eng. Erasmo Hércules del Cid, Contractor for EEO (Empresa Eléctrica de Oriente, distributing company in El Salvador).

3 – Eng. José Hermes Landaverde for INGENDEHSA (consulting firm for small hydro projects)

略語

P/S/T – 一次/二次/三次

S/E – 変電所

2.1.3 電力料金

電力料金は電力市場における直前の 3 ヶ月間の平均発電原価の基づいて電気通信総監督庁 (SIGET) が 3 ヶ月ごとに改訂を行なっている。料金カテゴリーは、最大需要量に応じて、10 kW 以下の小規模需要家、10~50 kW の中規模需要家、50 kW 以上の大規模需要家の 3 種類に分けられる。

料金体系は、基本料金、使用電力料、配電料の 3 つの分類で計算される。使用電力料は 1~99 kWh、100~199 kWh、200 kWh 以上の 3 段階に分けてレートが設定されており、使用料に応じ、各段階の料金を合計したものが請求される。基本料金、使用電力料金、配電料金の料金表は配電会社ごとに SIGET が定めている。表 2.1.6 に料金表の例を示す。

表2.1.6 配電会社別電力料金表の一例
小規模需要家 (最大需要 0~10 kW) 用 2011 年 10 月 12 日現在

No.	料金分類	配電会社別料金							
1	住居用料金 (月使用量 100 kWh以上)	配電会社名							
	基本料金 固定料金 US\$/ユーザ	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
		0.813531	0.967705	0.879995	0.86499	1.021556	0.756047	0.754195	0.799957
2	ブロック料金 1 (99 kWhまで)	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
	使用電力料金 US\$/kWh	0.183679	0.178227	0.182361	0.183895	0.181902	0.191045	0.173273	0.189102
	配電料金 US\$/kWh	0.023168	0.044442	0.043942	0.055315	0.059613	0.049321	0.02238	0.035486
3	ブロック料金 2 (100~199 kWh)	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
	使用電力料金 US\$/kWh	0.182791	0.177599	0.181461	0.182245	0.181168	0.191225	0.175644	0.187513
	配電料金 US\$/kWh	0.040409	0.053178	0.059401	0.061387	0.064555	0.05071	0.024009	0.038841
4	ブロック料金 3 (200 kWh以上)	CAESS	DEL SUR	CLESA	EEO	DEUSEM	EDESAL	B&D	ABRUZZO
	使用電力料金 US\$/kWh	0.182141	0.177426	0.18077	0.180696	0.180283	0.191407	0.178761	0.186885
	配電料金 US\$/kWh	0.046854	0.059186	0.064141	0.065951	0.066662	0.052101	0.025928	0.040434

(出典：SIGETホームページ)

一例として、DEL SUR 社による配電地域において月使用料が 120 kWh の場合の電力料金を計算すると、月額で 31 ドル程度となる。

なお、小規模需要家の場合、月額使用料が 200 kWh 未満であれば、政府から定額の補助金が支給される。補助金は、以前は 300 kWh 未満の需要家が対象であったが、2011 年 10 月 12 日に発表された経済省令 149 番により、200 kWh に下げられた。

補助金の支払いは政府の責任であるが、現在は便宜的に CEL がその原資を負担し、国家電気電話投資基金 (National Investment Fund for Electricity and Telephone; FINET) を通じて支払われている。補助金の原資がどの程度の額であるかは、CEL の財務資料が公開されていないため不明である。

2.1.4 電化率

2010 年の政府統計によればエルサルバドル国の電化率は都市部で 96.9%、地方部で 81.5%、全体で 91.6%と中米諸国の中でも高い値を示している。政府はさらなる電化率の向上を目指して、未電化地域への太陽光パネル設置を通じた電化プログラムを実施中である。

2.2 国営電力会社の現況

1996年に始まった電力セクター改革により、従来の政府による電力供給体制から発電、送電、配電、売電の4つのセクターに電力供給体制が分割され、1999年より本格的に電力自由市場の運用が本格的に始まった。電気通信総監督庁（SIGET）の統計資料によれば、現在は国営電力会社と呼ばれているものは、レンパ川水力発電執行委員会（Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa; CEL）のみである。

以下にCELの現況について述べる。

2.2.1 レンパ川水力発電執行委員会（Comisión Hidroeléctrica del Río Lempa; CEL）

2.2.1.1 設立から1980年代までの活動

CELは1945年に設立され、国による初めての電力開発がスタートした。1951年～1954年にかけて国内初の水力発電所が建設され、独立宣言を行った日付を冠し、11月5日発電所（Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre）と名付けられた。

1951年の設立当初から1970年にかけての最初の20年間、CELによる以下の電力開発が積極的に推進された。主なプロジェクトならびに活動は以下のとおりである。

- ・11月5日水力発電所（Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre）82 MW（1954年完成）
- ・フアホヨ水力発電所（Central Hidroeléctrica de Guajoyo）15 MW（1963年完成）
- ・アカフトラ火力発電所（Centrales Térmicas de Acajutla）70 MW
- ・発電所と国内の主要電力消費地区を相互接続するための115 kVならびに69 kV送電網建設
- ・主要都市、農産物集積地を結ぶ配電網の建設
- ・小規模都市、工業団地、農園、農場、村落を結ぶ地方配電網の建設



（出典：CELホームページ <http://www.cel.gob.sv/>）

図2.2.1 11月5日水力発電所（Central Hidroeléctrica 5 de Noviembre）

1970年代に入ってもCELは順調に電力施設の拡張を進めていき、化石燃料の使用を低減すべく1976年にアウアチャパン（Ahuachapán）地熱発電所、ならびにセロングランデ水力発電所（Central Hidroeléctrica Cerrón Grande）172.8 MWを完成させた。

1978年から国の歴史にとって困難な時代が始まり、1980年から1992年にかけて武力衝突が激化した。その結果、CELは所有する施設の損害、特に送電線網損傷の被害に苦しめられることになる。そのような状況にもかかわらず、CELはSan Lorenzoの発電所の作業と調査を継続した。

2.2.1.2 1996年から現在までの活動

1996年に始まった大規模な電力セクター改革により、CELの主要な活動が、発電、送電、配電、売電に分離された。これに伴い、それぞれの活動を担当する3つの会社が設立された。すなわち、地熱発電を担当するラヘオ（LaGeo）社（1999年設立）、送電を担当するETESAL社（1999年設立）、電力市場の運営を担当するUT社である。

この近代化の過程によりCELの活動は縮小され、①4つの水力発電所の運営、②関連会社の管理、③重要なエネルギー源としての電力拡張のための調査、計画などに限定されている。CELは現在、品質と社会責任の観点から活動を拡張しつつあり、太陽光発電や風力発電のような、新規開発地点や代替電源の開発に焦点を当てている。

発電と売電を主な活動としつつも、国営電力会社として、レンパ川流域の種々の管理業務と新規水力開発地点、代替エネルギーの開発を担当している。

2.3 民間電力会社の現況

国営電力会社の現況にても述べたとおり、電力セクター改革による発・送・配・売電の分離により、それぞれのサブセクターの役割を民間会社が担う体制となった。

電気通信総監督庁（SIGET）の2010年版統計によれば、エルサルバドル国内の電力関連の民間会社群、ならびに電力卸売市場における運営者は、サブセクターごとに発電12社、送電1社、配電8社、売電会社13社となっている。

以下にそれぞれのサブセクターの会社の状況について述べる。

2.3.1 発電会社

12社ある発電会社のうち、再生可能エネルギー源を主体に発電を行なっている会社は以下の4社である。

- ・ラヘオ（LaGeo）社：地熱発電所2ヶ所（アウアチャパン、ベルリン）を所有。
- ・カッサ（Compañía Azucarera Salvadoreña S.A.; CASSA、エルサルバドル製糖）社
- ・アンヘル（El Angel）社
- ・カバニャ（La Cabaña）社

ラヘオ社は地熱開発に特化した会社で、1999年以前はCELの一部であった。現在アウアチャパン95MW、ベルリン109MWの2ヶ所の地熱発電所を所有しており、電力市場の中では設備容量で約14%、発電量で約25%のシェアを占めている。

カッサ、アンヘル、カバニャの各社は製糖工場から出るサトウキビの残滓であるバガスを直接燃焼し、蒸気発電機を用いて発電している。11月～4月のサトウキビの収穫時期にのみ発電を行っている。

再生可能エネルギー以外の電源では、Duke Energy International, Nejapa Power Company, Cement El Salvador, Textufil, Energy Investment, Energy Borealis, Central Electricity Generating, HILCASA Energy の8社が発電を行なっている。

2.3.2 送電会社

送電会社は1999年にCELから分離されたエルサルバドル送電会社（Empresa Transmisora de El Salvador, S.A. de C.V.; ETESAL）1社のみである。ETESALは、送電業務、送電網設備の維持管理業務のみならず、送電網設備の拡張、延伸、補強などの業務も担当している。ETESALは1999年にCELから分離独立した送電会社である。

グアテマラとホンジュラスとの間にそれぞれ230kVの国際連系送電線2回線と2ヶ所の変電所（Ahuachapán, 15 de Septiembre）を有している。また、国内の115kV送電線37回線と22ヶ所の変電所を有し、送電線の総延長は1,204kmである。

2.3.3 配電会社

配電会社は地域ごとに以下の8つの会社が担当している。

- (1) CAESS、(2) AES-CLESSA、(3) AES-EEO、(4) AES-DEUSEM、
- (5) DELSUR、(6) EDESAL、(7) B&D、(8) Abruzzo

これらのうち、(1)から(4)の4社は世界的に活動している電力会社であるAES社傘下のグループ会社である。表2.3.1に各配電会社の顧客数、シェアなどを、図2.3.1にサービス供給地域を示す。AESグループ会社の総売上に対するシェアが70%を超えており、残りのシェアのほとんどがDELSURである。

表2.3.1 各配電会社の顧客数、売上シェア

No.	配電会社名	顧客数	総売上に対するシェア	備考
1	CAESS	529,842	44.0	AESグループ会社
2	AES-CLESSA	317,395	17.5	AESグループ会社
3	AES-EEO	242,705	10.5	AESグループ会社
4	AES-DEUSEM	64,367	2.4	AESグループ会社
5	DELSUR	320,706	24.7	
6	EDESAL	9,736	0.6	
7	B&D, Abruzzo	93	0.4	
	Total	1,484,844	100.1	

(出典：SIGET統計資料2010年版)



(出典：SIGET統計資料2010年版)

図2.3.1 配電会社のサービス地域、顧客数とシェア

2.3.4 売電会社

SIGET の 2010 年版の統計資料によれば、売電会社（Comercializadoras）として登録されている会社が数社存在する。同資料によれば、これらの会社は隣国との電力輸出入を主たる業務としている。2010 年の実績では下記の 8 社が電力輸出入を担当した。2010 年の実績は、輸入量 174.2 GWh、輸出量 89.0 GWh であり、卸売市場への投入量 5,650.6 GWh に対する比率は 1～3%程度である。

表2.3.2 売電会社による電力取引量（GWh）

No.	社名	取引量（GWh）	
		輸入	輸出
1	CLESA	3.1	-
2	EXCELERGY	21.1	13.4
3	Cenérgica	16.9	7.4
4	Merceléc	44.0	40.0
5	ORIGEM	11.7	2.3
6	CECAM	63.7	25.7
7	CENER	2.8	-
8	INE-COM	10.9	0.2
	Total	174.2	89.0

(出典：SIGET年報（2010年）)

2.4 ドナーの支援動向

エルサルバドル国の電力セクターにおける再生可能エネルギーに関連するプロジェクトについては、第4章にて記述するが、それらのうち、本調査と内容の類似しているものは以下のとおりである。

「再生可能エネルギー導入促進のための規制の枠組みに関する調査」

(Estudio y Propuesta de Marco Regulatorio para la promoción de Energías Renovables en El Salvador)

以下 Marco Regulatorio 調査と称す。

Marco Regulatorio 調査について調査団は9月後半にCNEの担当コンサルタントより調査の概要と中間結果に関する概略説明を受けた。以下にその内容を紹介する。

Marco Regulatorio 調査、2011年1月より開始された。調査は以下の4つの段階に分けて実施中である。

- A. 分析 (Diagnosis) 段階
- B. 設計 (Design) 段階
- C. 制度形成 (Standards Development) 段階
- D. 実施 (Implementation) 段階

上記のステージのうち、中米エネルギー・環境パートナーシップ (AEA) の資金援助により、A. 分析 (Diagnosis)、B. 設計 (Design)、C. 制度形成 (Standards Development) の各段階が2011年8月までに終了した。

現在は2011年10月より開始されたD. 実施 (Implementation) 段階にあり、調査資金は米州開発銀行 (IDB) の支援により行われている。

D. 実施 (Implementation) 段階は2012年9月まで継続の予定である。本マスタープラン調査では、再生可能エネルギー導入に関して、技術面、経済・財務面、環境面の3つの観点から提言を行うこととなっている。同時進行中のMarco Regulatorio 調査に対して有用な提言となるよう配慮する。詳細は第9章に記述する。

2.5 電力セクターにおける再生可能エネルギーの役割

本節ではエルサルバドル国の電力セクターにおける再生可能エネルギーの役割について、電気通信総監督庁（SIGET）、電力取引ユニット（UT）などの統計データをもとに、設備容量、ならびに発生電力量の観点から考察する。

2.5.1 設備容量における役割

SIGET の統計によれば、2010 年 12 月 31 日現在の国内の発電所群は表 2.5.1 のとおりである。

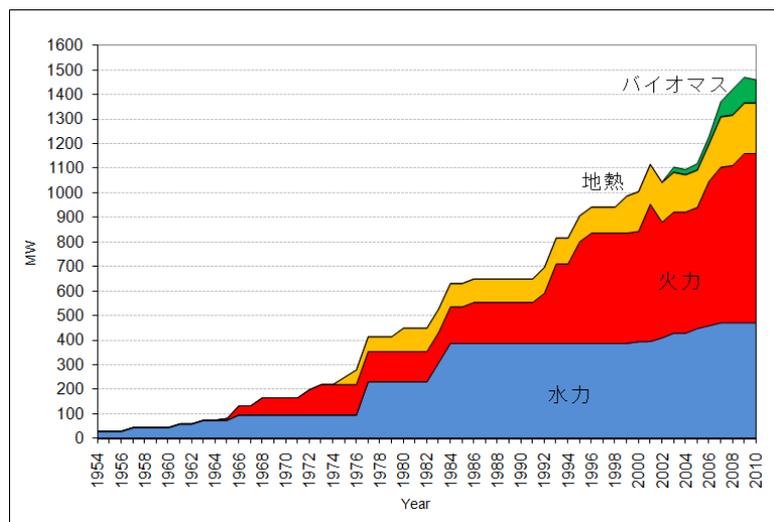
発電可能量で見ると、水力 34.0%、地熱 13.2%、火力 47.3%、バイオマス 5.5%となっており、中・大規模水力（出力が 20 MW より大きいもの）を含む再生可能エネルギーの発電可能量に対する割合は 52.7%となっている。しかしながら、図 2.5.1（第 1 章図 1.1.2 と同様）に示したとおり、近年の電源別設備容量の変化を見ると、1990 年代以降の電力市場の自由化に伴い、需要の伸びに相まって、初期投資額の低く、比較的リスクの少ない火力発電の割合が民間業者により加速的に導入されている様子が伺える。

設備容量における再生可能エネルギーの役割としては、燃料価格が高騰しており、燃料を 100%輸入に頼っている火力発電の割合を減じ、電気料金の低減に寄与すべく、電源構成における割合を増加していくことにあるといえる。

表2.5.1 国内の発電所の種類、設備容量 (MW)、発電可能量 (MW)

No.	発電所の種類と名前	発電機の出力と台数	設備容量		発電可能量	
			(MW)	%	(MW)	%
水力発電所			472.0	32.3%	472.0	34.0%
1	Guajoyo	(1x19.8)	19.8	1.36	19.8	1.43
2	Cerrón Grande	(2x86.4)	172.8	11.83	172.8	12.44
3	5 de Noviembre	(3x20)+(1x18.0)+(1x21.40)	99.4	6.8	99.4	7.15
4	15 de Septiembre	(2x90)	180	12.32	180	12.96
地熱発電所			204.4	14.0%	183.8	13.2%
1	Ahuachapán	(2x30.00)+(1x35.00)	95	6.5	80	5.76
2	Berlín	(2x 28.12)+(1x44)+(1x9.2)	109.4	7.49	103.8	7.47
火力発電所			691.2	47.3%	657.5	47.3%
1	Duke Energy		338.3	23.2	312.0	22.5
	(a) Acajutla	Steam (1x30.0)+(1x33.0)	63	4.31	61	4.39
		Gas (1x82.1)	82.1	5.62	64	4.61
		Diesel (6x16.5)+(3x17.0)	150	10.27	145	10.44
		Diesel (1x27)	27	1.85	27	1.94
	(b) Soyapango	Diesel (3x5.4)	16.2	1.11	15	1.08
2	Nejapa Power	Diesel (27x5.33)	144	9.86	141	10.15
3	Cemento de El Salvador	Diesel (3x6.40)+(2x6.70)	32.6	2.23	32.6	2.35
4	Inversiones Energéticas	Diesel (3x16.5) + (6x8.45)	100.2	6.9	100.2	7.2
5	Textufil	Diesel (2x3.6)+(2x7.05)+(1x7.38)+(2x7.72)	44.1	3.0	40.5	2.9
6	GECSA	Diesel (3x3.8704)	11.6	0.8	11.0	0.8
7	Energía Borealis	Diesel (8x1.7)	13.6	0.9	13.4	1.0
8	HILCASA Energy	Diesel (4x1.7)	6.8	0.5	6.8	0.5
バイオマス発電所			93.5	6.4%	76.0	5.5%
1	CASSA	(1x25)+(1x20)+(2x7.5)	50.0	3.4	45.0	3.2
2	Ingenio El Angel	(1x10)+(1x12.5)	22.5	1.5	13.0	0.9
3	Ingenio La Cabaña	(1x1.5)+(1x2)+(1x7.5)+(1x10)	21.0	1.4	18.0	1.3
合計			1,461.1	100.0%	1,389.3	100.0%

(出典：SIGET統計2010年版)



(出典：SIGET電力統計（2010年6月版）)

図2.5.1 電源別設備容量の変化

2.5.2 発生電力量における役割

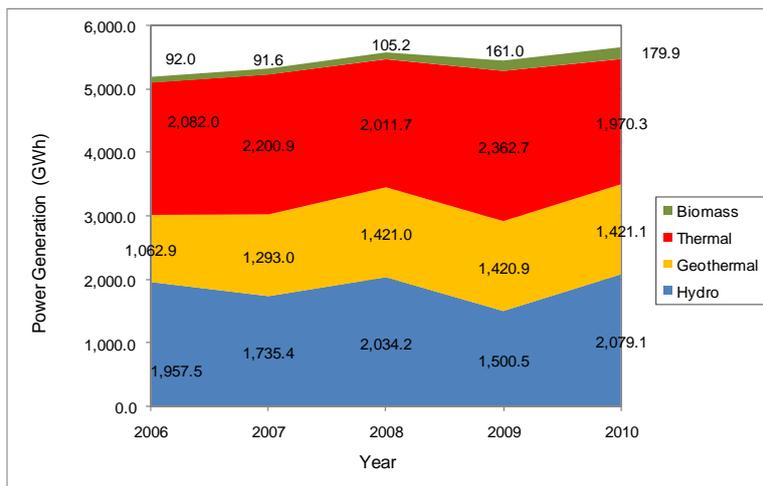
2.5.2.1 年間の発生電力量における役割

図 2.5.2、ならびに表 2.5.2 に 2006 年から 2010 年までの間、電力市場に投入された電力量の推移を電源別に示す。過去 5 年間で年率約 1.7%の電力量伸びがあり、その構成は、水力ならびに火力が 30~40%、地熱が約 25%、残りがバイオマスという構成になっている。

2006 年から 2008 年にかけての地熱発電量の増加は、アウアチャパン発電所の出力回復、ならびにベルリン発電所の 3 号機 (44 MW)、4 号機 (9.4 MW) の増設によるものである。2008 年以降は年間 1,421 GWh と安定した発電量を供給している。

電源別に見ると、以下の特徴があげられる。

- ・地熱とバイオマスはベース電源として安定した電力を供給している。
- ・水力は年間降水量の変化により年により若干の変動がある。
- ・水力の変動分は火力発電により調整されている。



(出典：UT年報2006～2010年)

図2.5.2 電源別年間発生電力量の推移

表2.5.2 電源別年間発生電力量の推移

(単位：GWh)

	2006	2007	2008	2009	2010
Hydro	1,957.5	1,735.4	2,034.2	1,500.5	2,079.1
Geothermal	1,062.9	1,293.0	1,421.0	1,420.9	1,421.1
Thermal	2,082.0	2,200.9	2,011.7	2,362.7	1,970.3
Biomass	92.0	91.6	105.2	161.0	179.9
Total	5,194.4	5,320.9	5,572.1	5,445.1	5,650.4

(出典：UT年報2006～2010年)

2.5.2.2 月別の発生電力量における役割

表 2.5.3、2.5.4 に 2009 年ならびに 2010 年の月別電源別発生電力量を、また同グラフを図 2.5.3、2.5.4 に示す。

表2.5.3 月別電源別発生電力量 (2009年)

(単位：GWh)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Hydro	102.0	102.2	111.9	106.8	137.2	193.4	166.0	109.5	121.6	111.8	130.5	107.4	1,500.3
Geothermal	129.7	93.4	101.9	107.4	126.7	123.0	129.9	129.6	103.9	116.1	126.9	132.5	1,421.0
Thermal	179.6	174.9	192.5	202.1	188.4	153.0	181.6	218.0	225.4	248.5	192.1	206.6	2,362.7
Biomass	38.1	35.4	37.3	19.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.9	26.7	161.0
Total	449.4	405.9	443.6	435.9	452.3	469.4	477.5	457.1	450.9	476.4	453.4	473.2	5,445.0

(出典：UT年報2009年)

表2.5.4 月別電源別発生電力量 (2010年)

(単位：GWh)

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Hydro	100.7	95.4	98.2	103.7	141.4	245.8	294.0	284.2	265.8	216.6	132.5	100.8	2,079.1
Geothermal	121.2	94.3	108.8	120.4	122.2	113.1	125.6	126.9	122.3	126.5	114.8	125.0	1,421.1
Thermal	211.6	224.4	256.9	217.6	209.9	110.2	79.6	80.7	89.7	142.4	175.6	171.7	1,970.3
Biomass	30.1	31.5	35.5	31.7	3.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	14.7	33.6	180.1
Total	463.6	445.6	499.4	473.4	476.5	469.1	499.2	491.8	477.8	485.5	437.6	431.1	5,650.6

(出典：UT年報2010年)

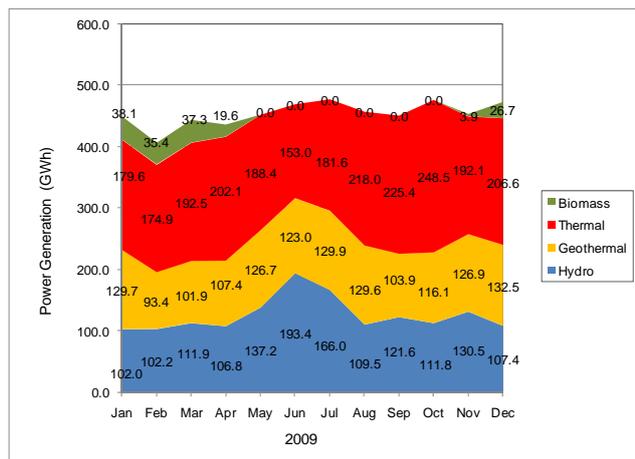


図2.5.3 月別電源別発生電力量 (2009年)

(出典：UT年報 2009年)

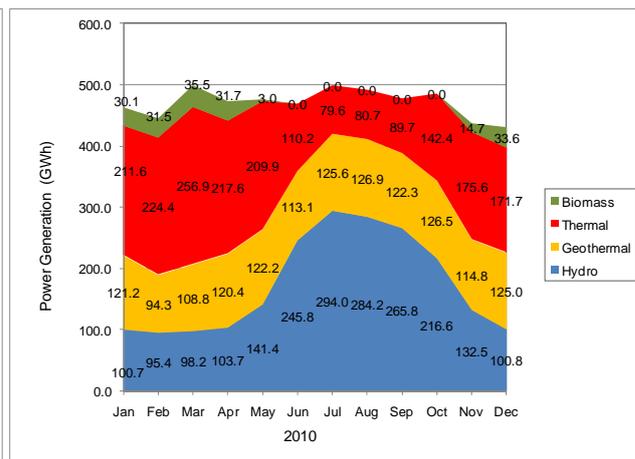


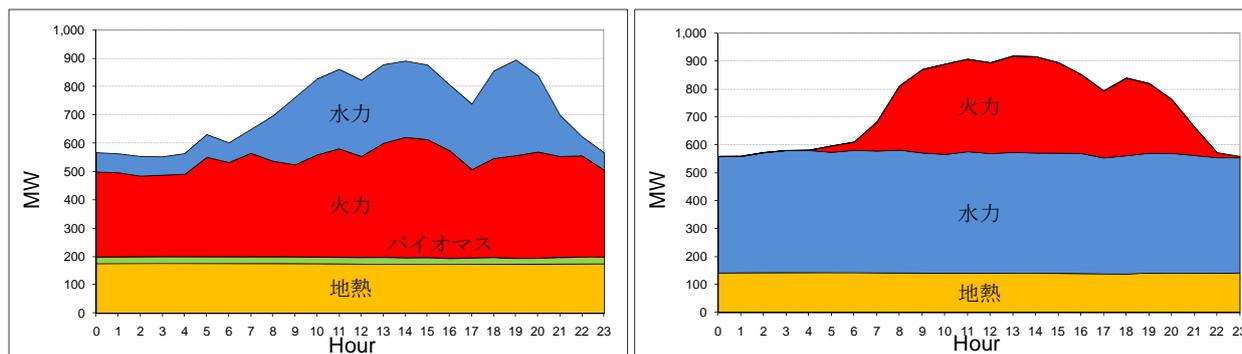
図2.5.4 月別電源別発生電力量 (2010年)

(出典：UT年報 2010年)

年間発生電力量の項でも述べたが、2009年は水力発電による電力供給量（1,500.5 GWh）が2010年（2,079.1 GWh）に比べて約25%低く、ここでも水力発電による供給量の不足を火力発電により補填していることがうかがえる。水力発電は火力発電に比べて発電単価が低いため、優先的に電力市場に投入され、その不足分を火力発電により補っている。一方で地熱発電は年間を通じてほぼ一定の発電量を供給している。バイオマス発電は、その燃料となるバガス（サトウキビの搾りかす）が供給される11月から4月にかけて投入されている。同時期はエルサルバドル国の乾季にあたり、水力発電による出力が低下する時期である。わずかながらではあるが、水力の出力減少分をバイオマスが補っている。

2.5.2.3 日負荷曲線における役割

図2.5.5に2011年の乾季、ならびに雨季の典型的な日負荷曲線（平日）を示す。雨季、乾季とも平日の日負荷曲線はほぼ同形で、午前10時頃から午後3時頃にかけての昼間ピークと午後7時から8時頃にかけての夜のピークが見られる。雨季（10月）は地熱と水力が約550MWのベース電源を供給し、ピーク時の増加分を火力が担っている。乾季（3月）は地熱、火力、バイオマスがベース電源を供給している。河川流量の低下により、水力発電所からの出力が低下するが、貯水池を有する水力発電所によって、需要のピークに対応する運転を行なっている。なお、既存バイオマス発電所はすべてバガスを利用しており、サトウキビの栽培時期である11月から4月にかけてのみ発電が可能でありその他の時期は発電しない。



(出典：Injections and Exports Report, Transactions Unit, 2011)

(a) 乾季の日負荷曲線 (2011年3月8日 (火)) (b) 雨季の日負荷曲線 (2011年10月4日 (火))

図2.5.5 日負荷曲線と電源別投入設備割合

なお、上記の日負荷曲線は UT の運営する電力卸売市場 (115 kV 送電網) へ投入された設備容量を示したものであり、配電網などを通じて投入された発電出力を含んでいない。

2.5.2.4 各再生可能エネルギー源の役割

これまでに述べた設備容量ならびに発電電力量の傾向から、再生可能エネルギーの役割は以下のように取りまとめられる。

A. 水力発電：

水量の豊富な時期 (雨季、豊水年など) には、その発電原価が低いことから優先的に市場に投入され、豊富で廉価な電力供給を担っている。しかし、水量の減少する乾季などには、使用可能量で不足する量を火力発電などで補っているのが実情である。

B. 地熱発電：

年間を通じて安定した電力を供給しており、全供給電力量の約 4 分の 1 を占める重要な電源である。

C. バイオマス発電：

設備容量、発電電力量ともに全体に占める割合は小さい。また、既存の発電所はバガスを使用したもののみであるため、発電可能時期は、サトウキビの収穫時期である 11 月から 4 月までの 6 ヶ月間に限られる。発電可能時期は水力発電の出力が低下する乾季にあたり、わずかながら、水力発電の出力補填に貢献している。

第3章 関連する法律と規則

3.1 環境に関する法律・規則と組織

3.1.1 法律・規則

エルサルバドル国での再生可能エネルギー開発においては、同国の法律・規則にそったものでなければならない。同国の憲法に基づく環境法において、環境に関する政策、制度、組織等について規定している。再生可能エネルギー開発に関連する主な環境保護・保全および環境影響評価に関連する法律・規則は、下表のとおりである。

表3.1.1 再生可能エネルギー開発における環境関連の法律・規則

法律・規則	概要
【環境全般】	
エルサルバドル共和国憲法	<ul style="list-style-type: none"> 環境全般について規定（第36、60、65、69、101、102、113、117条）。 政府による用地取得の方法、補償の要件（住民移転を含む）を規定。
環境法	<ul style="list-style-type: none"> 環境の保護、保全、回復全般について規定。 すべての事業が環境承認を取得する義務を規定（EIA：第16-27と29条、自然資源利用：第62-65条、環境社会配慮：第86条）。
環境法ガイドライン	<ul style="list-style-type: none"> 環境天然資源省によりEIA実施におけるTOR作成、報告書審査を管轄することを規定（公聴会：第12,32条、カテゴリー化：第22条、環境評価手続き：第19条、環境申請：第21条、EsIA目次：第23-28条、環境承認：第34-39条）。
環境カテゴリー化マニュアル	<ul style="list-style-type: none"> すべての活動・事業を環境および社会への影響に基づきカテゴリー分類するためのマニュアル（第21-22条）。
灌漑・排水法	<ul style="list-style-type: none"> 水、土壌、動植物、鉱物、エネルギー、資源の利用を規定。
市町村条例	<ul style="list-style-type: none"> 開発事業における環境管理に係る条例を規定。 各市町村において、森林、水、土壌、動植物、鉱物、エネルギー等を管理する法の策定義務を規定。
刑法	<ul style="list-style-type: none"> 環境に関する法令の違反への刑罰を規定。
【汚染・廃棄物】	
環境質特別ガイドライン	<ul style="list-style-type: none"> 大気、水、騒音、土壌、燃料等の質判断基準、排気ガス、悪臭、廃棄物等の排出量制限を規定（第6、19-21条）。
汚水ガイドライン	<ul style="list-style-type: none"> 汚水の活用・持続性を規定。
水質管理・保護地区に係る法律	<ul style="list-style-type: none"> 廃棄物、液体、水化ガスの処理、下水処理等に係る所轄官庁の事前許可を規定。
大気汚染に係るガイドライン	<ul style="list-style-type: none"> 建設時における大気汚染への発散を規定（Diario Oficial 156 Tomo 360 el 26/08/2003）。
廃棄水に係るガイドライン	<ul style="list-style-type: none"> 人的被害への保護に係る化学物質、微生物、放射線物質等を含む廃棄水の報告を規定（Diario Oficial 48 Tomo 382 el 11/03/2009）。
ANDA法	<ul style="list-style-type: none"> 水溶性物質の利用および汚染処理水の供給に係る規定。
民法	<ul style="list-style-type: none"> 水の排出に係る規定。
危険物および廃棄物等に係るガイドライン	<ul style="list-style-type: none"> 危険物質、廃棄物、権利に対する活動マニュアル。
固形物の総合的取り扱いに係るガイドライン	<ul style="list-style-type: none"> 公共の場のみならず住宅・産業の場における美化を目的とし、住宅、商業、サービス、産業分野における廃棄物の取り扱い全般に係るガイドライン。
【自然保護・森林】	
自然保護区法	<ul style="list-style-type: none"> 生態系を保護するための自然保護区の管理を規定
森林法およびガイドライン	<ul style="list-style-type: none"> 森林資源の持続的利用を目指した管理を規定（第21、23条）。
絶滅危機種オフィシャルリスト	<ul style="list-style-type: none"> 絶滅危機種の保護を規定（レッドリスト含む。Diario Oficial No. 103, 383号、2009年6月5日）。

法律・規則	概要
野生生物保護法	・野生生物の保護を規定。
【都市開発・土地】	
都市開発・建設法およびガイドライン	・環境承認やその他の環境規制を遵守のうえで都市開発することを規定。
用地取得について規定	・公共利用や道路建設に必要な用地取得について規定。
文化遺産保護特別法およびガイドライン	・すべての事業が文化庁発行の許可を取得する義務を規定。
農地改革法	・農地改革法を国の農業構造の転換として捉え、国家の経済的、社会的、政治的発展への農村人口の取り込み、ならびに所有権、土地の保有、貸付や生産者支援などのための適切な組織を通じた土地の平等な分配を行うことを規定している。農地改革は国全体に適用され、その性質から農業、畜産、林業などのすべての土地の利用に影響を与える。農地改革機構（ISTA）が法律の施行に責任を持っている。
【公衆衛生】	
公衆衛生法	・公衆衛生に係る規定
保健法	・生活環境および労働環境において衛生・安全管理を確保するための水質・大気・土壌への汚染防止に係る規定。
【電力・電気】	
電気法	・電気に関する発電、送電、配電、売電の活動を規定。 ・事業主による事前の環境影響評価（EIA）の実施を規定（第13条）。 ・環境配慮への義務・罰則を規定（第106条）。
国家エネルギー委員会創設法	・国家エネルギー委員会の創設に係る規定（Decreto Legislativo No. 404, de noviembre de 2007）。 ・環境に調和した社会経済発展への貢献を目的としたエネルギー政策の貢献に係る規定。

（出典：JICA調査団）

3.1.2 環境関連の組織

環境天然資源省が、エルサルバドル国の環境社会配慮における中央政府の管轄官庁である。環境天然資源省は、下表の関連諸機関と連携し、再生可能エネルギー開発における環境社会配慮を図っている。

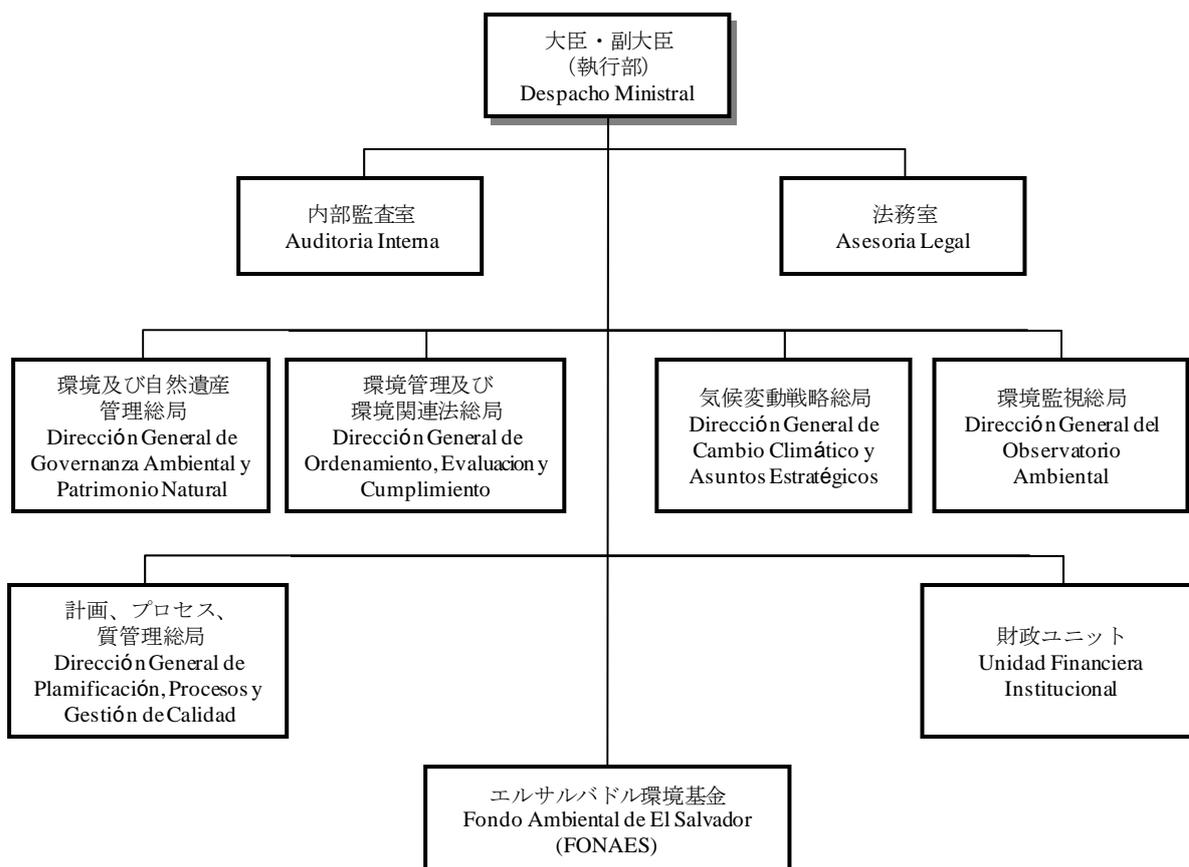
表3.1.2 再生可能エネルギーにおける環境社会配慮に関連する諸組織

組織	責務
環境天然資源省	- 中央政府における環境全般に係る責任官庁
労働省	- 工事期間の承認
厚生省	- 安全・衛生環境に係る責任機関
住宅都市開発副省	- 建設許可と工事承認
国家資産管理局	- 事業前承認証書の発行 - 該当資産登録のための国家資産取得の登録
国家財政市民局	- 不動産登記の諸手続き - 用地取得関連の判断
領土裁判所	- 土地所有関連の紛争解決 - 不動産の法的問題解決
国家登記所	- 不動産登記に係る責任機関
国家エネルギー審議会（CNE）	- エネルギー政策・戦略に係る責任機関
電気通信監督庁（SIGET）	- 電気通信の法制度に係る管轄官庁 - 電気通信関連業務の委譲権限
地方自治体	- 地方行政の管轄機関： - 環境法にそった自然資源の保全 - 地方条例の立法 - 建設許可書の発行

（出典：JICA調査団）

3.1.2.1 環境天然資源省

エルサルバドル国における環境行政は、環境天然資源省が管轄する。環境天然資源省は、環境・自然遺産管理総局、環境管理・環境関連法総局、気候変動戦略総局、環境監視総局から構成される。特に、環境影響申請書の審査、環境影響評価（EIA）の作業要綱（TOR）作成のための現地踏査実施、EIA 報告書の審査を担当する環境管理・関連法総局、住民協議会の開催を担当する環境・自然遺産管理総局が再生可能エネルギー開発において関連が深い部署である。



(出典：環境天然資源省)

図3.1.1 環境天然資源省の組織図

環境天然資源省では、エルサルバドル国での環境保護・保全を図るため、2009-2014 年戦略ビジョンにおいて公的機関への能力強化について取り組んでいる。

- ・ 環境関連情報の拡大とアクセス向上
- ・ 戦略的な環境評価の実施
- ・ 国家環境管理システム(SINAMA)の遂行
- ・ 国家環境報告書の策定
- ・ 国家環境政策の策定
- ・ 国家環境予防計画の策定
- ・ 開発・土地整備計画における環境法整備

同戦略ビジョンにおいて、エネルギー分野の優先課題として国家エネルギー審議会（CNE）に対して以下の提言を取りまとめている。

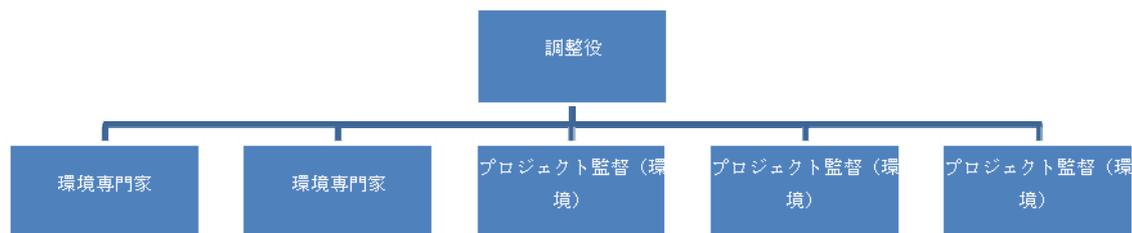
- ・ 持続的なエネルギー・システムへの移行を促すため、エネルギー政策を検討するに当たっては戦略的に環境分野に取り組むべきこと。
- ・ 環境天然資源省と協力し、エネルギー政策の戦略的な環境評価のための方針について検討し合うべきこと。
- ・ 環境保全プログラムの支援およびエネルギーの効率的利用を促すこと。
- ・ 環境へのインパクトを最低限に抑える再生可能エネルギーを促進すべきこと。

3.1.2.2 再生可能エネルギーにおける環境社会配慮に関連する組織

エルサルバドル国の再生可能エネルギー開発において、環境社会配慮の側面で先進的な役割を担っているのが民間電力会社のラヘオ（LaGeo）社と CEL 社の環境部署である。

A. ラヘオ（LaGeo）社

エルサルバドル国において地熱発電を担うラヘオ社には、特定の環境部署はないが、下記組織図のとおり環境に係る専門家を配置している。



（出典：La GEO）

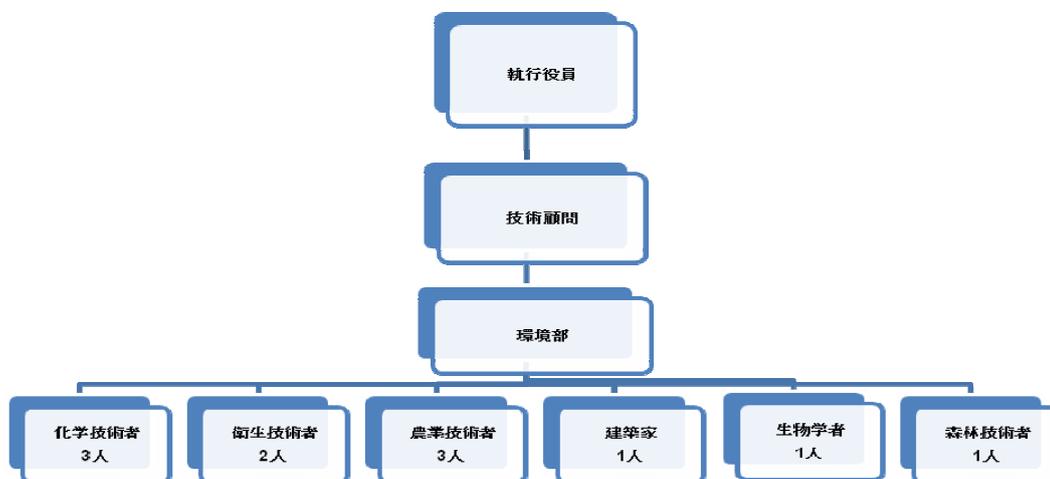
図3.1.2 ラヘオ社の環境関連部署組織図

ラヘオ社は、同社 2011-2013 年戦略計画において、環境社会に配慮をした 6 つの軸を設け、取り組んでいる。

- a. 能力強化
 - ・ プロジェクトにおける環境分野の法的事項の検討
 - ・ 環境評価の実施と環境管理のプログラム化
- b. プロジェクト・モニタリングと監理
 - ・ 環境管理プログラムのモニタリングと監理
 - ・ 未確認事項の検出および予防・修正活動
- c. 環境諸手続きのシステム化
 - ・ 環境諸手続きの標準化およびシステム化
- d. 調査・研究
 - ・ 環境検討事項の管理・監督についての調査・研究
- e. コミュニケーション・広報
 - ・ 環境管理に関心をもつ第三者に対する広報
 - ・ 裨益者に対する啓発活動
- f. 不測事項への配慮
 - ・ 環境に関連する企業としての環境教育活動

B. CEL 社

エルサルバドル国において主に小水力発電を担う CEL 社は、下記組織図のとおり環境部を組織している。



(出典：CEL)

図3.1.3 CEL社の環境関連部署組織図

CEL 社が実施する事業の主な環境管理は以下のとおりである。

- ・プログラム、モニタリングおよび環境分析の計画・実施
- ・環境管理コンポーネントの適切な実施
- ・環境影響評価（EIA）の実施と環境天然資源省からの環境承認取得
- ・環境影響評価（EIA）の承認のため、公聴会活動への参加
- ・外部組織によって促される会合や活動への支援・参加
- ・レンパ川渓谷における持続的な管理活動開発
- ・同社の環境管理関連文書に基づく環境情報システム（SIA）の組織化・実施
- ・同社の再生可能エネルギー局等との組織間調整
- ・環境部によって開発した活動の継続的活用

3.2 環境影響評価の諸手続き

環境法第 19-23 条によると、多少なりとも影響を与えると判断される再生可能エネルギー事業については、環境影響評価を実施し、環境天然資源省が発行する環境承認を得なければならない。特に、環境天然資源省は、環境法第 22 条にそってプロジェクトをカテゴリー化し、環境法第 23 条によって事業主に対して環境影響評価の実施を義務付ける。

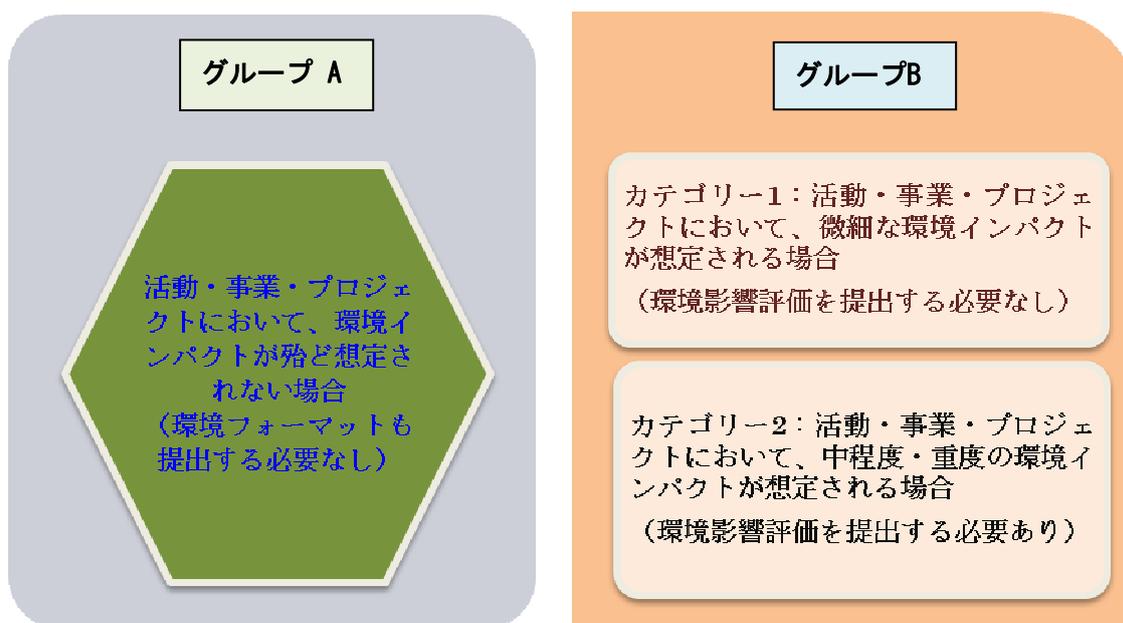
再生可能エネルギー開発の場合、フィジビリティ調査時に事業主によって環境影響評価を実施する必要がある。しかしながら、これまでの実績において環境影響評価の対象となっている再生可能エネルギーは、小水力、風力、地熱、バイオマス事業であり、太陽光および太陽熱事業は含まれていない。

3.2.1 環境カテゴリー化

環境天然資源省は、環境法第 18-24 条にそって再生可能エネルギー事業に係る環境カテゴリー分類を行う。

環境法第 22 条「環境法に関連する活動・事業・プロジェクトのカテゴリー分類マニュアル」によって、環境天然資源省は事業規模および自然への潜在的インパクトの度合いによってカテゴリー分類する。環境天然資源省は、技術的・法的に環境承認に必要な事項を決め、環境影響評価の実施を促すために事業実施主体に環境承認を得るための諸手続き等を提示する。

環境天然資源省による環境カテゴリー化は、下図のとおり分類される。グループ A は、活動・事業・プロジェクトにおいて環境インパクトが殆ど想定されない場合であり、事業実施主体が環境フォーマットを提出する必要もない。グループ B は、環境天然資源省が環境影響申請書をふまえ、影響の小さな事業と想定されるカテゴリー1 と影響の大きな事業と想定されるカテゴリー2 に分類する。「グループ B カテゴリー2」に分類される事業についてのみ、事業実施主体が環境影響評価（EIA）を実施する義務がある。



(出典：環境法に基づいてJICA調査団作成)

図3.2.1 環境天然資源省による環境カテゴリー

3.2.2 環境影響評価および環境承認

エルサルバドル国における環境影響評価（EIA）は、環境法および環境法ガイドラインに基づいて実施される。EIA 報告書作成、審査、環境承認発行までの必要な諸手続きおよび地熱および小水力におけるこれまでの経験知による所要概算日数は下表のとおりである。

表3.2.1 環境承認発行に必要な諸手続きと所要日数

	諸手続き	責任機関	所要概算日数 (地熱事例) (単位：日)	所要概算日数 (小水力事例) (単位：日)
1	環境天然資源省へ環境申請書提出	実施機関	30	30
2	環境天然資源省による現地視察	環境天然資源省	50	45
3	TOR作成のための現地踏査・TOR発行	環境天然資源省	50	45
4	EIA実施	実施機関	60	60
5	EIA報告書提出	実施機関	2	2
6	環境天然資源省によるEIA報告書の審査	環境天然資源省	55	50
7	コメント対応	実施機関	60	45
8	住民協議会実施の公布の通達	環境天然資源省	15	15
9	住民協議会実施の公布	実施機関	10	10
10	住民協議会実施及び関連する作業	環境天然資源省/実施機関	12	12
11	住民協議会に関連するコメント	環境天然資源省	51	51
12	上記コメント対応/報告書最終化	実施機関	20	20
13	予算措置命令	環境天然資源省	10	10
14	予算措置プロセス	実施機関	30	30
15	予算措置の証明を環境天然資源省に提出	実施機関	2	2
16	環境承認発行	環境天然資源省	14	15
平均的な必要日数			471	442

(出典：JICA調査団、ラヘオ、CEL)

3.2.3 文化庁の事業許可

エルサルバドル国憲法第1条および第3条において「国家が文化の楽しみを国民に確保する義務」、第63条において「芸術、人類学、歴史学、考古学をエルサルバドル人の国家的財産として保護すること」を示している。

このような義務を受け、再生可能エネルギー開発に係る実施主体は、「文化庁の事業許可」を事業開始までに取得する必要がある。許可取得までのプロセスは、下表の通りである。

表3.2.2 「文化庁の事業許可」取得プロセス

	諸手続き	責任機関
1	プロジェクト実施区画が決定した段階で、文化庁に現地踏査依頼レターを提出	事業実施機関
2	現地踏査実施/考古学調査TORの作成	文化庁
3	決議の発行	文化庁
4	調査工程案の作成・提案	事業実施機関/文化庁
5	調査工程案の審査・承認	文化庁
6	調査の実施（文化庁に登録されている専門家が実施）	事業実施機関
7	調査結果を受け「文化省の事業許可」（修正決議）発行	文化庁

(出典：JICA調査団)

3.2.4 再生可能エネルギーにおける環境管理

再生可能エネルギーの各事業実施主体は、環境影響評価で策定した環境管理および事業実施主体の組織方針・対策に基づいて工事期間および操業後のモニタリング監理を行っている。

3.2.4.1 小水力

建設と運転のために環境影響評価（EIA）が実施される。環境天然資源省（MARN）のフォームに基づいて MARN が環境影響評価、環境管理計画、環境モニタリング計画（EMP）を策定するかどうかを決定する。これによって MARN がプロジェクトの環境面でのフィージビリティと環境保護をある程度保証することができる。

事業実施主体は、環境面での審査や住民からの申し立てに応ずることが決められている。事業実施主体は、環境管理プログラムに基づいて、適切な固形物・液体物・危険物の管理、大気・土壌・水質汚染への予防、土壌浸食の防御、住民への啓発プログラム、労働者や近隣住民への環境教育などを行っている。

3.2.4.2 風力・太陽光・太陽熱

風力、太陽光、太陽熱発電における環境モニタリングは、詳細設計時に事業実施主体の環境専門家によって作成される環境管理計画に基づいて実施される。この環境モニタリングは、事業実施主体が環境社会への配慮に責任をもって実施される。

3.2.4.3 地熱

ラヘオ社による地熱発電所の環境管理は、環境管理・産業安全・厚生計画（PMASYSO）によって行われている。主な管理内容は以下のとおりである。

- ・ 建設時の開発行為の確認
- ・ 各開発行為によって想定されるインパクトの分析
- ・ 想定されるインパクトに対する環境影響評価の実施
- ・ 環境影響評価を受けて、開発行為に対するすべての環境的側面について、軽減策や補償策を含む環境管理計画の作成
- ・ 環境管理計画の策定を受けて、環境管理計画の監督およびモニタリング計画の提案

操業時における環境管理は、作業場において環境管理プログラムにそって実施され、事業実施主体の環境担当者を通じて、そのプログラムの定期点検を週単位で行っている。

また、地熱発電所予定地の試掘工事においても、環境社会に配慮した下記方法で行っている。

- ・ 建設場所における樹木の伐採については、建設によって影響を受ける樹木のインベントリー調査を実施し、1本の樹木伐採に対して10本の植樹および2年間の維持管理を行う。
- ・ 粉じんの放出については、粉じんの放出を減少させるため、土壌の湿度対策を図る灌漑計画を行う。
- ・ 土壌有機物の損失については、森林苗床造成において再利用するために土壌有機物の蓄積を図る。
- ・ 表面排水については、排水工事の建設を行う。
- ・ 土壌の防水化については、フィルター処理システムや降雨を吸収する井戸の建設を行う。
- ・ 土壌侵食については、雑草・低木の植栽を行う。

- ・ 水の使用については、事業地周辺居住住民に対して屋外貯水システムを建設する。
- ・ 騒音の増大については、遮断機器を設置する。
- ・ ガスや悪臭による大気汚染については、水中によるH₂Sの吸収によって対処する。
- ・ 景観の保全については、居住地域近隣において植栽を行う。
- ・ 労働事故については、労働者に対して安全運転、危機管理などの安全管理に係る教育を行う。
- ・ 一般・特別固形廃棄物の発生については、管理計画および最終処分を行う。一般・特別液体廃棄物の発生については、管理計画および最終処分を行う。

地熱発電所の操業時においては、以下の環境管理を行っている。

- ・ 水質および大気質のモニタリング・プログラムの実施（発電所内外にてH₂S、CO₂、騒音等进行检查）
- ・ 排水管理のモニタリング
- ・ 一般・特別固形物の管理計画実施
- ・ 一般・特別液体廃棄物の管理計画実施
- ・ 植林計画実施と地熱発電所内の植生維持
- ・ 環境保全計画の実施

3.2.4.4 バイオマス

バイオマス発電における環境モニタリングは、事業実施主体が環境影響評価において検討する環境管理計画に基づいて実施される。

事業周辺住民への生活に配慮して、固形・液体物・危険物の総合的な処理、大気・土壌・水質汚染予防、土壌侵食防止、燃料ガス放出防止、労働者や住民向けの環境教育などを通じて環境管理を行っている。

3.3 土地利用に関する規則

エルサルバドル国において土地を利用した開発行為を行う場合、土地利用規制にしたがうこと、ならびに環境許可を取得することが必要となる。以下にその概要を述べる。

3.3.1 制令855番

エルサルバドル国における土地利用規制は制令 855 番「サンサルバドル首都圏ならびにその周辺主要都市域の国土の開発と調整に関する法¹ (Law of territorial development and organization of the metropolitan area and surrounding municipalities in San Salvador)」(以下「制令 855 番」と称する)により規定されている。制令 855 番はサンサルバドル首都圏計画局 (Oficina de Planificación del Área Metropolitana de San Salvador; OPAMSS) により規制されており、サンサルバドル首都圏ならびに周辺の 14 の主要都市域に適用される。

その他の地域については、各県の地方政府内に土地利用を規制する部局があり、同部局が上記の制令 855 番を参照し、地方政府当局が定める土地規制条例により規制を実施している。

制令 855 番は構造物建設のための土地利用、ならびに土地を利用したあらゆる事業 (プロジェクト) に適用される。同法律に基づいて土地利用を申請する者は、申請書類ならびに必要な書類を担当部局へ提出し、土地の取得、もしくは貸与によりその土地の利用許可を受け、利用許可を取得する。

なお、制令 855 番は現在大統領府の国土開発担当次官により、地域開発法として改訂作業を進めている。

3.3.2 自然保護区

エルサルバドル国内における自然保護区については、2006年2月15日に制定された環境法の第78～81項および85～95項において規定されている。主な指摘事項は、以下の3点である。

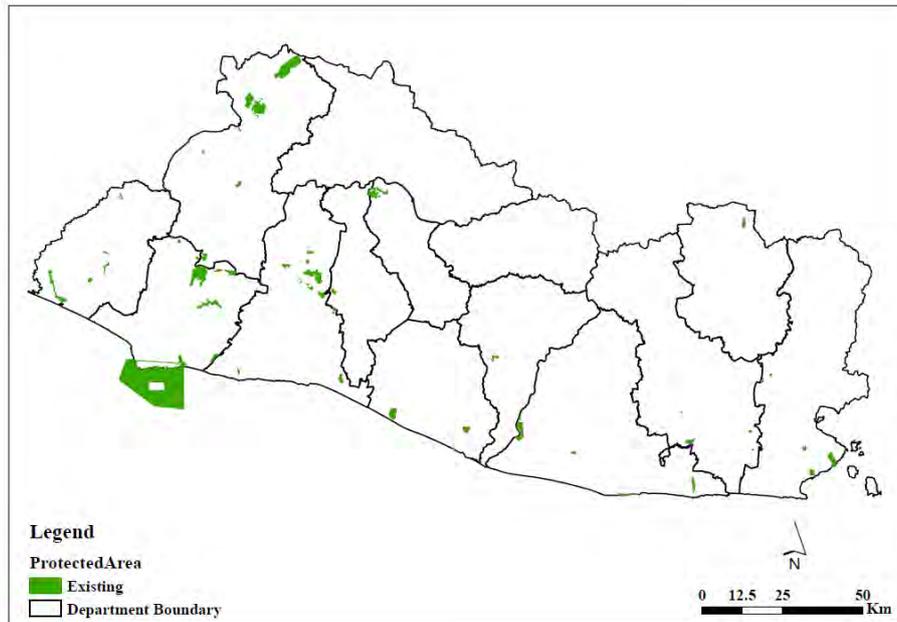
・生物多様性の保全を目的とした自然保護区に関連する法的システム、管理システム、対象地域の指定

- ・自然保護区における生態系の保護
- ・適切な管理による自然保護区における生態系の持続性向上

このような環境法や関連規制の下、自然保護区におけるあらゆる開発行為は、環境天然資源省によって厳しく制限されている。自然保護区における再生可能エネルギー開発の場合においても、自然保護区における他セクターの開発および自然保護区外の開発の場合と同様に、本報告書第3.2項の記載通り、環境影響評価の諸手続きを環境天然資源省の監督の下、環境許可を得るために行う必要がある。

これまでのところ、図3.3.1.に示す地域が自然保護区として環境天然資源省によって指定されている。保護区の数は69箇所である。

¹ Official GazeOfficial Gazette No. 18, Volume 322, published on January 26, 1994, revised in 2009 as Decree 855



(出典：環境天然資源省)

図3.3.1 自然保護区の位置

3.3.3 環境許可

事業を実施する者は、土地法による利用許可の他に環境天然資源省（MARN）の発行する環境許可²を取得せねばならない。詳細は前節 3.2 に記述したとおりである。特に再生可能エネルギーに関連するものとしては、環境法の第 21 節、f、g、h の各項に風力、水力、地熱に関する環境許可についての記述がある。環境許可取得手続きの詳細は、次節 3.4 にて記述する。

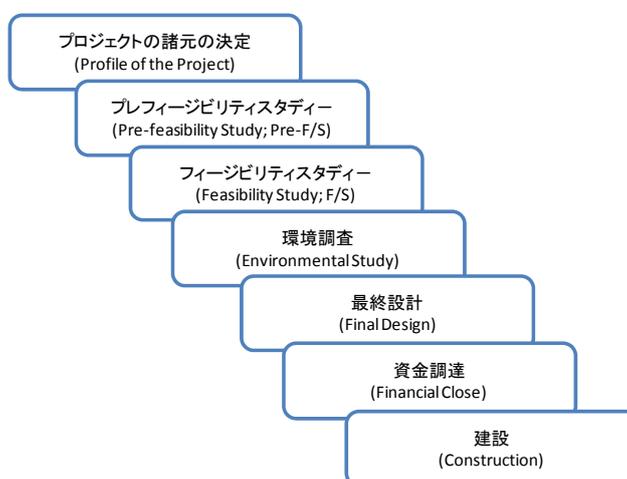
² Official Gazette No. 79, Volume 339, published on April 05, 1998, Decree 233

3.4 民間投資による電力開発参画に関する規則

本節ではエルサルバドル国電力セクターにおいて、再生可能エネルギーを電源とする民間電気事業者が発電事業者として市場に参入するための手続きや規則について述べる。第2章2.1.2節で述べたようにエルサルバドル国では、1999年より電力自由市場を採用しており、規則に従って開発を行えば電気事業者として市場に売電することができる。ここでは、計画を立案し、市場に参入するまでの手続きについて、電気通信総監督庁（SIGET）、国営電気事業者であるCEL、LaGeoなどからの聞き取り調査、既存資料のレビュー結果をもとに手続きの現況を述べる。

3.4.1 開発の流れ

民間の電気事業者が電力市場に参入するためには、図3.4.1に示す流れに沿ってプロジェクト諸元の決定から各種調査、建設までの各段階の作業を実施する。



(出典：JICA調査団)
図3.4.1 プロジェクト実施の流れ

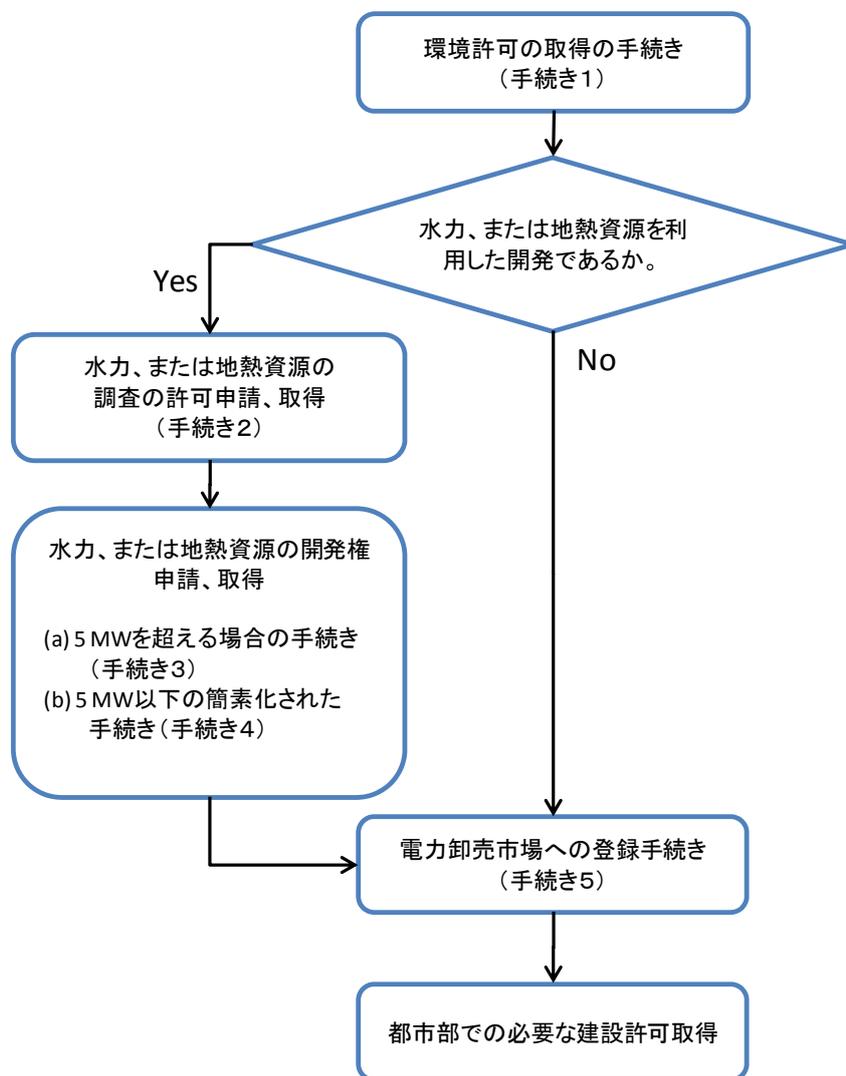
3.4.2 必要となる手続き

上述の開発を実施するために必要な既存の手続きは、大きく分けて以下の5つである。

- (手続き1) 環境許可の取得の手続き、
- (手続き2) 水力ならびに地熱資源調査の許可申請の手続き、
- (手続き3) 5 MWを超えるプロジェクトの開発権付与のための申請手続き、
- (手続き4) 5 MWまでのプロジェクトの開発権付与のための簡素化された申請手続き、
- (手続き5) 電力卸売市場に参入するための登録手続き

上記5種類の手続きは、電気通信監督庁（SIGET）などからの聞き取り調査を通じて確認した。同手続きは既存報告書「中央アメリカ、エルサルバドルにおける再生可能エネルギー開発のためのガイド（2010年1月、BCIE、KfW）」にも取りまとめられており、ガイドラインとして認識されている。

5種類の手続きは、開発する電源の規模や種類によって図 3.4.2 に示すフローによってその適用段階が規定されている。



(出典：JICA調査団)
図3.4.2 電気事業者として登録するための手続きのフロー

それぞれの手続は独立したものであり、次段階の手続きに進むためには、全段階の手続きが完結していなければならない。

以下に各手続きの段階における必要事項、手続きの流れ、得られる成果について簡潔に述べる。

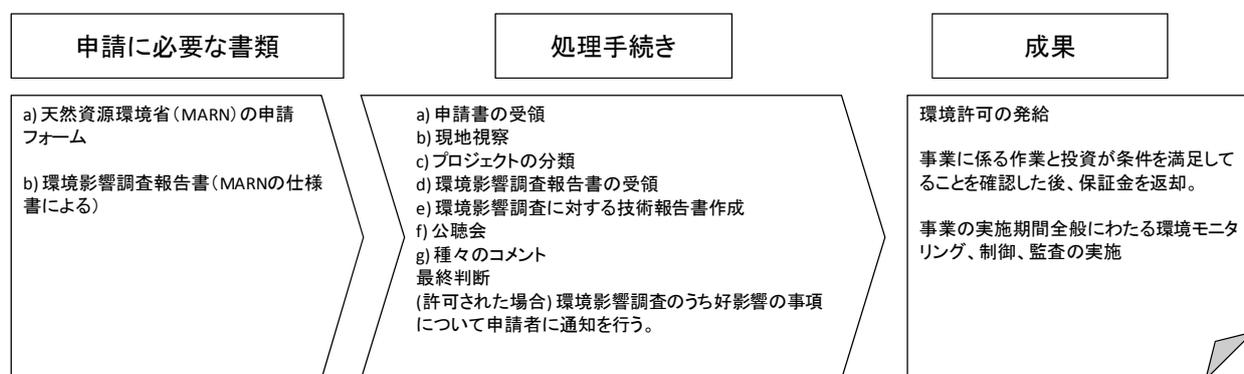
(手続き 1) 環境許可の取得の手続き

環境許認可取得に必要な手続きの流れを図 3.4.3 に示す。手続きの詳細は以下に示すとおりである。

(必要書類) 必要な書類は、環境省へ提出し、環境省が処理、判断を行う。手続きの結果、環境許認可証が申請者に対して付与される。

(処理手続き) 天然資源環境省 (MARN) による現地視察を実施し、プロジェクトの分類を実施し、環境影響調査実施の必要性を判断。必要と判断された場合は申請者が環境影響調査を実施し、MARN へ提出する。MARN は環境影響調査についての技術報告書を用意し、公聴会が開催される。これらの費用はすべて申請者の負担となる。MARN は公聴会実施を含み、60 日間で環境影響調査の内容を評価する (ただし、申請者から十分な理由が提示された場合にはこの期間を延長することができる)。MARN は申請者に対して環境影響調査報告書へのコメントを提示し、申請者はコメントに基づいて修正を行う。

(成果品) 環境影響調査報告書の承認後、環境許可が MARN より発給される。この際に MARN より申請者に対して環境影響に対する好影響について技術的な意見を伝える。申請者は環境許可取得に先立ち、必要な環境保証金を納める。かかる保証金の額は、環境管理と環境適応策を実施するための作業と投資の総額と同等なものとする。この保証金は当該作業と投資が行われる限り継続して納める。

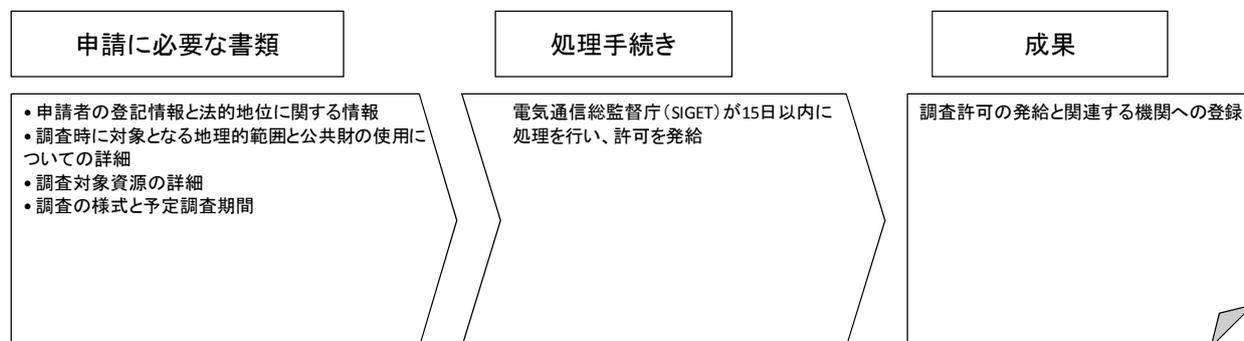


(出典: SIGET, ARECA 報告書他)

図3.4.3 環境許可取得のための手続きの流れ

(手続き2) 水力ならびに地熱資源調査の許可申請の手続き

水力ならびに地熱資源調査の許可に必要な手続きの流れを図 3.4.4 に示す。手続きの詳細は以下に示すとおりである。



(出典: SIGET, ARECA 報告書他)

図3.4.4 水力ならびに地熱資源調査の許可申請の手続き

(必要書類) 必要な書類は、電気通信総監督庁 (SIGET) へ提出し、SIGET が処理、判断を行う。申請書は申請者の登記情報と法的地位に関する情報、調査の範囲と対象地域での公共財使用に関する詳細、調査対象資源の詳細、調査の様式と予定調査期間である。

(処理手続き) SIGET は申請受領後 15 日以内に許可を発給する。調査許可は 2 年を超えて付与できない。ただし、申請者は付与された許可が失効する 90 日前に通知することにより、一度だけ、許可期間の延長が可能である。

(成果品) 申請が SIGET により許可された場合は、SIGET は必要な登録先に申請者の登録を行い、申請者の詳細、調査対象地域、調査許可の有効期間などを周知する。

調査終了後は、必要に応じて申請者は開発権付与の手続きに入る。水力と地熱に関する開発権付与については以下の手続きとなる。

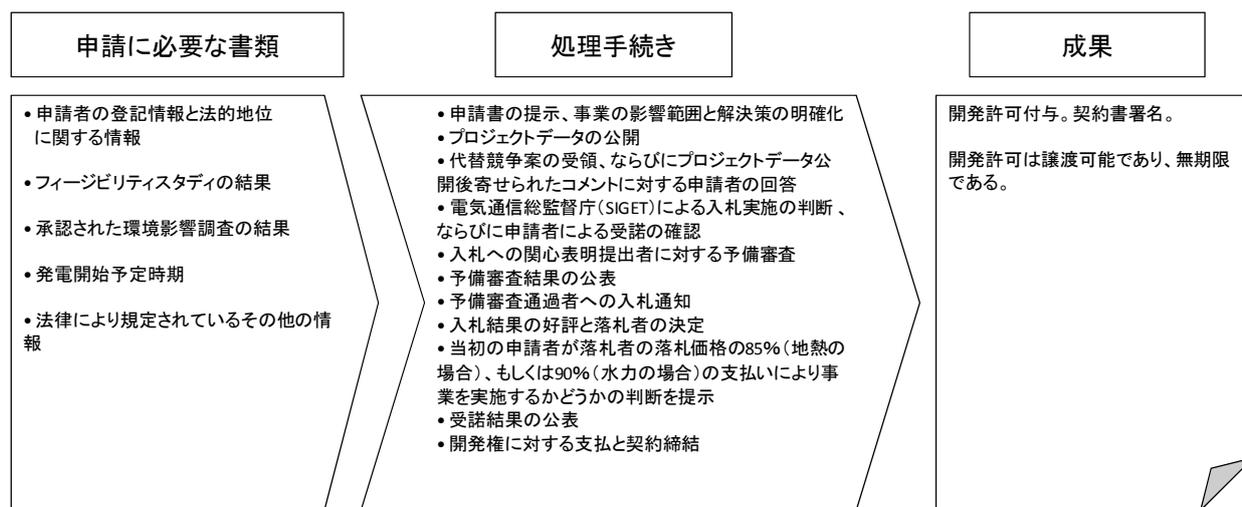
～水力ならびに地熱資源調査の開発権付与申請の手続き～

申請者は電気通信総監督庁 (SIGET) へ申請する。

申請者は申請書と共に申請者の登記情報と法的地位に関する情報、フイージビリティスタディ調査結果、既に承認された環境影響調査結果、商用発電開始予定時期、その他法律に基づいて必要とされる事項を提出する。開発権は入札形式で付与される。他に同じ開発権の取得に興味を抱いている者がいなければ、開発権は申請者に無償で付与される。手続きは開発する事業の諸元によって異なる。

(手続き3) 5 MWを超えるプロジェクトの開発権付与のための申請手続き

5 MW を超えるプロジェクトの開発権付与のために必要な手続きの流れを図 3.4.5 に示す。手続きの詳細は以下に示すとおりである。



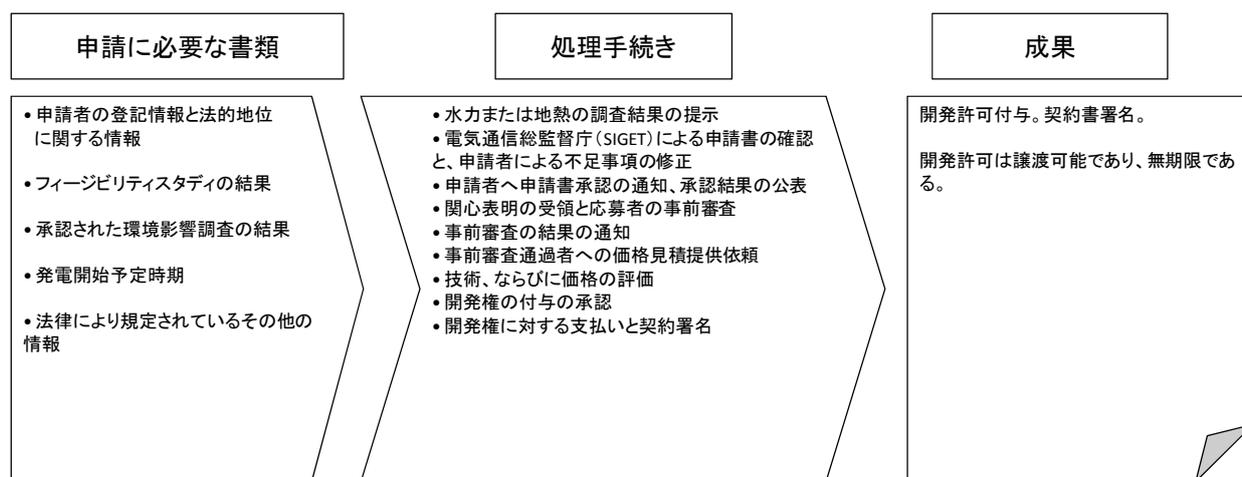
(出典: SIGET, ARECA報告書他)

図3.4.5 5 MWを超えるプロジェクトの開発権付与のための申請手続きの流れ

電気通信総監督庁（SIGET）によれば、当該開発権付与のために最低でも 246 営業日が必要と見積もられている。申請者が申請提出後、SIGET は、プロジェクトのデータを公開し、コメントを求めることについて、それが適切かどうか、またそれを明確にする必要があるかどうか、決定する必要がある。プロジェクトに対する反対意見、もしくはプロジェクトの排除に関するコメントがあるかどうかを判断するため、一定の期間が必要となる。プロジェクトについてのコメントがついた場合、申請者はそれらのコメントに回答しなければならない。SIGET は開発権が入札によって選定されることを確認し、入札参加資格審査に参加予定者へ通知する。SIGET は資格審査通過者を公表し、有資格者から開発権取得のための密封された入札書類の提出を依頼する。応札に際しては、最低でも入札価格の 10%の保証金が含まれる。続いて入札結果を公表し、落札者を決定する。当初の申請者が落札出来なかった場合に限り、同申請者が落札価格に対する一定割合（地熱の場合 85%、水力の場合 90%）で開発権の取得を行うかどうかの意思表示を行う期間を設ける。その後、開発権の付与を決定し、付与に必要な支払いを行い、契約を締結する。

（手続き4）5 MWまでのプロジェクトの開発権付与のための簡素化された申請手続き

5 MW までのプロジェクトの開発権付与のための簡素化された必要な手続きの流れを図 3.4.6 に示す。手続きの詳細は以下に示すとおりである。



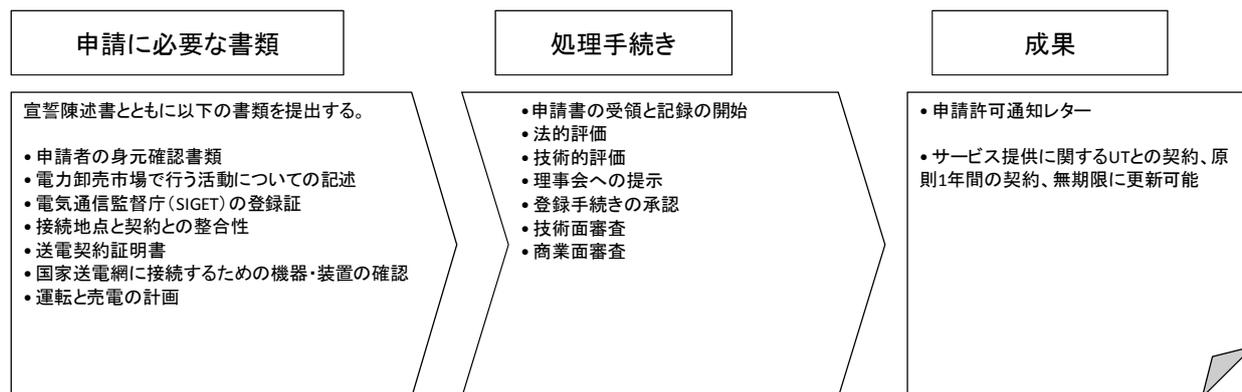
(出典：SIGET, ARECA報告書他)

図3.4.6 5 MWまでのプロジェクトの開発権付与のための簡素化された申請手続きの流れ

電気通信総監督庁（SIGET）によれば、当該開発権付与のための簡素化された手続きに最低でも 75 営業日が必要と見積もられている。これは、申請に必要な全ての必要事項が網羅され、申請したプロジェクトに対する反対などがなかった場合である。SIGET は申請受領後、内容を確認し、必要に応じて修正を命じる。一定期間内に他者からの開発権取得の意向が表明された場合は入札とするが、他者からの取得意向の表明がない場合はそのまま開発権が付与される。

（手続き5）電力卸売市場に参入するための登録手続き

電力卸売市場に参入するための登録手続きの流れを図 3.4.7 に示す。手続きの詳細は以下に示すとおりである。



(出典：SIGET, ARECA報告書他)

図3.4.7 電力卸売市場に参入するための登録手続きの流れ

申請者は電力取引ユニット (Unidad de Transacciones; UT) 宛に宣誓陳述書の形式で、申請者の身元確認書類、電力卸売市場で行う活動についての記述、電気通信監督庁 (SIGET) の登録証、接続地点と契約との整合性、送電契約証明書、国家送電網に接続するための機器・装置の確認、運転と売電の計画などを提出し、UT の依頼によりいかなる情報も提供することを確約する。また、市場取引に用いる銀行口座情報を通知する。UT との契約締結まで一定の期間を必要とする。

登録手続きにおよそ 1 ヶ月を要し、特段の問題がなければ技術面、法律面の評価を行い、UT の理事会に提示される。理事会の承認を得た後、登録手続きが承認され、技術面、商業面の審査が行われる。審査が終わると申請許可レターが発給され、基本的に 1 年間の契約期間にて契約を締結する。この契約は自動的に更新され、無期限に更新可能である。

3.4.3 現行の優遇制度

再生可能エネルギー導入に関する現行の優遇制度として、2007 年 12 月に発効した再生可能エネルギーによる発電促進優遇税制 (TAX INCENTIVES ACT TO PROMOTE RENEWABLE ELECTRICITY GENERATION) に関する制令 (制令 462 番) がある。

同政令は、経済省や CNE が提唱する合理的な資源利用、化石燃料依存度の軽減、環境汚染の軽減支援と国際収支の改善、温室効果ガス削減、再生可能エネルギーの発電利用の促進、持続可能な開発への投資の支援などの目的を実現するために、水力、地熱、風力、太陽光、バイオマスなどの再生可能エネルギーを利用した発電分野への投資 (調査、研究、開発) の促進が必要と判断され、優遇税制として制定された。

対象となる活動は、再生可能エネルギーを用いた新たな投資、新たな発電プラント建設などであり、具体的な優遇措置は、輸入税と所得税の免税であり、概要は以下のとおりである。

(輸入税の免税措置)

(1) 新たな投資を行う最初の 10 年間は、発電した電力を送るための送電線、配電線を含む、発電のための建設工事に使用する機械、設備、材料及び貯蔵品などの予備的投資、もしくは、投資のための輸入税が免税となる。

(2) 輸入税の免税は出力 20 MW までのプロジェクトに適用され、再生可能エネルギープロジェクトの開発に特定して使われる機械、設備、材料及び貯蔵品の輸入に先立ち、15 日前までに財務省に申請しなければならない。なお、申請には電気通信総監督庁 (SIGET) の指定するプロジェクト書類が必要となる。

(所得税の免税措置)

(1) 10 MW から 20 MW の出力のプロジェクトの場合は 5 年間の、10 MW 未満の出力のプロジェクトは 10 年間の所得税免除を受けられる。これは、発電を開始し、収入が入る最初の会計年度から適用される。

(2) CDM もしくは同様な炭素市場からの認証排出削減量による収入については所得税が免税となる。

第4章 再生可能エネルギーに関する既存、実施中の計画

本章では再生可能エネルギー全般、ならびに小水力、風力、太陽光、太陽熱、地熱、バイオマス、バイオガスの各再生可能エネルギー源についての現況、導入に際しての課題、関連する既存、実施中の計画、将来の開発計画について概括する。

本章の記載事項をもとに第8章において「再生可能エネルギー導入可能性の検討」を行った。

4.1 再生可能エネルギー一般

個別の再生可能エネルギー源についての記述に先立ち、再生可能エネルギー全般に関する事項について以下に述べる。

4.1.1 現況

2010年末現在、エルサルバドル国で現在稼働している再生可能エネルギーを利用した発電所は、電源別に以下のとおりである。

表4.1.1 現在稼働中の再生可能エネルギーを利用した発電所の概要

再生可能エネルギー電源の種類	設備容量 (MW)
水力発電所 (20MW以上) 3ヶ所	452
小水力発電所 (20MW未満) 17ヶ所 (内、5MWを超えるもの1ヶ所、5MW以下16ヶ所)	35
地熱発電所 2ヶ所	204
バイオマス発電所 3ヶ所	104
合 計	795

(出典：SIGET年報2010年版)

20 MW 以上の水力発電所、小水力発電所のうち出力が 5 MW を超える 1 ヶ所、ならびに地熱発電所は 115 kV の高圧送電線に接続し、電力卸売市場 (Wholesale Market) に直接売電している。一方で 5 MW 以下の小水力 (16 ヶ所) は中圧配電線に接続し、直接配電会社が電気を買っている。個別計画の詳細については、次節以降の各再生可能エネルギー源の項で述べる。

4.1.2 導入に際しての課題

各再生可能エネルギー源に共通する課題としては、手続きの煩雑さ、調査資料やデータの不足、導入推進のしくみの欠如などがあげられる。具体的な課題は、以下のようにまとめられる。

- 1) 電気通信総監督庁 (SIGET)、天然資源環境省 (MARN) への許可申請手続きが煩雑であり、処理にかかる時間が長いこと。
- 2) 導入を検討するための観測データ、調査が不足していること。
- 3) 化石燃料に比べて初期投資コストの高い再生可能エネルギー源の導入を後押しする仕組みがな

いこと。

4.1.3 関連する既存、実施中の計画

個別の再生可能エネルギー源に関する計画については、次節以降に記載するが、導入促進のための規制の枠組みなど、再生可能エネルギー全般に関わる事項について今までに実施されたもの、実施中のものについて年代順にその概要を記載する。

4.1.3.1 再生可能エネルギー源による電化プロジェクト（2002年10月、UNDP/GEF）

（UNDP/GEF Project of Electrification based on Renewable Energy Sources, October 2002）

国連開発計画（UNDP）の支援によりエルサルバドル国における再生可能エネルギーの開発を促進するために用意されたプロジェクト。天然資源環境省をカウンターパートとし、再生可能エネルギーなどの小規模のエネルギー源に対する競争力を増強し、温室効果ガス削減を実現すべく、配電会社に売電可能な5 MW以下の小規模再生可能エネルギーの普及を目指すものである。

4.1.3.2 ARECA、BCIEによるエルサルバドルにおける再生可能エネルギー市場分析（2009年、ARECA/BCIE）

（“Analysis for the Salvadorian Market of Renewable Energy, BCIE” ARECA/BCIE）

エルサルバドル国における再生可能エネルギー市場の分析が「中央アメリカ並びにパナマにおける再生可能エネルギー投資促進プロジェクト（ARECA）」により実施された。資金源はBCIEならびにUNDPの地球環境基金（GEF）である。

ARECAは中央アメリカ地域における再生可能エネルギー導入により温室効果ガス削減を実現し、同地域の持続可能な発展に貢献しようとしているプロジェクトである。主な焦点は10 MW以下の中小規模の再生可能エネルギー発電を対象とし、BCIEによる資金投入を通じた開発を実現することである。プロジェクトには、導入に際しての障壁の特定と解消、および部分的な債務保証メカニズムによる金融機関のリスクの軽減も含んでいる。

報告書の主な内容は以下のとおりである。

- A. 基本情報：開発指標の確認、政府の役割としくみ、地理、気候、天然資源など。
- B. 電力市場と再生可能エネルギー：電力市場のしくみ、規制の枠組、市場の運営、発電に関する許認可のしくみなど。
- C. 発電原価と電気料金：再生可能エネルギー源別の発電原価、エルサルバドルにおける電気料金について
- D. 再生可能エネルギープロジェクトとエルサルバドルにおける炭素市場：エルサルバドルにおけるCDMの枠組み、再生可能エネルギーにおけるCDM適用手法について
- E. 10 MW未満の再生可能エネルギープロジェクト：エルサルバドル国内における同規模の発電プロジェクト例の紹介
- F. 再生可能エネルギーと融資：主要銀行への聞き取りによる小規模発電に対する融資のしくみと融資への理解度（特に10 MW未満の再生可能エネルギー）について
- G. 結論と提言：再生可能エネルギー導入に必要な6つの指標（カントリーリスク、インセンティブ、価格、小規模プロジェクト導入の可能性、CDM、融資のしくみ）についてまとめている。エルサルバドルの場合は小規模プロジェクト導入の可能性に関する指標のみが極端に低い。小規模の

再生可能エネルギー導入に対する障壁が大きいことを示している。

4.1.3.3 中南米カリブ経済委員会（CEPAL）による再生可能エネルギー導入促進のための調査と提案（2009年12月）

2007年に批准された中央アメリカにおける持続可能なエネルギー開発戦略 2020（Strategy 20/20）では地域の持続可能な開発を達成するための方向性と指標を設定した。同戦略に基づいた再生可能エネルギー関連の活動について、各国の報告が記載されている。

章の構成は以下のとおりである。

- ・第1章：地域のエネルギー構想（戦略）の背景と現況、エネルギーセクターの概略
- ・第2章：中央アメリカ6カ国（グアテマラ、エルサルバドル、ホンジュラス、ニカラグア、コスタリカ、パナマ）における再生可能エネルギー市場、特に水力と風力の可能性について
- ・第3章：バイオ燃料の現状について（特にサトウキビ、アフリカヤシなどの伸びについて）
- ・第4章：Strategy 20/20での重点分野における主な活動の報告、特に省エネルギーと電源の多様化について
- ・第5章：結論と提言

4.1.3.4 中央アメリカ、エルサルバドルにおける再生可能エネルギー開発のためのガイド（2010年1月、BCIE and KfW）

（“Guide to developing renewable energy projects in El Salvador, Central America” January 2010 by BCIE and KfW）

中央アメリカ各国は再生可能エネルギー導入に力を入れている。しかしながら、中小規模の開発者は適切で実務的な情報を持ち合わせていない。本ガイドはこのような開発者のために、各国における電力市場の説明を含む、開発に向けた必要な手続きを紹介するものである。ガイドは①許認可手続き、②資金手当、③CDMへの登録などの項目を含んでおり、水力、風力、地熱、バイオマス、太陽光などの主な再生可能エネルギー源の特性についても簡単に説明している。

4.1.3.5 CNEならびにGIZによる20MW未満の再生可能エネルギー調査情報収集（2011年3月）

エルサルバドル国内で個別に実施された再生可能エネルギー関連の調査情報を収集・確認し、将来の再生可能エネルギーの利用を促進するためのプロジェクトや活動のための基本情報としてとりまとめたもの。既存の調査結果、技術面・経済面でのポテンシャル、実施プロジェクトの選定基準などをレビューし、取りまとめたもの。対象とする再生可能エネルギー源は、水力、地熱、太陽光、バイオマス、風力、海洋エネルギーの6種類である。

4.1.3.6 再生可能エネルギー導入促進のための規制の枠組に関する調査（2011年3月、CNE/AEA）

（Study and proposed Regulatory Framework to promote Renewable Energy in El Salvador - Summary - CNE/AEA）

国家エネルギー戦略の一環として、再生可能エネルギーの導入促進、ならびに電源構成の多様化を図るため、CNEは再生可能エネルギー導入促進のための規制の枠組み（Regulatory Framework）を

開発することを決定した。このため、20 MW 未満の再生可能エネルギーを配電網に接続するための CNE は既存の枠組みの分析、新たなインセンティブや仕組みに関する調査を実施した。

調査は以下の3段階にわかれている。

- ・ 分析段階
小規模の再生可能エネルギー導入のための仕組みに重点を置き、既存の規制の枠組みの分析を実施。
- ・ 設計段階
戦略的な提言とガイドラインを作成し、分析段階で調査した導入に関する障壁や主な問題点について認識を深める。
- ・ 政策開発段階
次段階で提言する規制の枠組みを「規則、規定」のレベルで改定する。

報告書の各章では、再生可能エネルギーに関する既存の枠組みの分析結果（第2章）、提案する枠組みが分析結果に対してどのような解決を提示するか（第3章）、現行一般電力法の規則改訂をどのように行うべきか（第4章）、さらに実際の開発計画（プロジェクト）において提案した枠組みが既存の障壁を解消するかどうかの検討を実施している（第5章）。

4.1.4 将来の開発計画

再生可能エネルギー全般を網羅する開発計画（マスタープラン）は今のところ存在しないものの、導入のための規制の枠組みに関する調査については、第2章2.4節、および第4章4.1.3.6節で紹介したとおり、IDBの資金にてCNEが継続して実施中である。同調査は本マスタープラン調査終了後も継続して行われるため、本マスタープラン調査での提言事項が同調査に寄与できるよう配慮することが必要である。

4.2 小水力発電

2011年現在のエルサルバドル国の水力発電所は計20箇所あり、その設備容量の合計は487MWとなっている。そのうち、20MW以下の小水力発電所は17箇所計35MWの設備容量となっている。

既往調査資料を収集・レビューした結果、水力発電のポテンシャル地点として、設備容量20MW以上の中・大規模水力で計12箇所、20MW以下の小水力で86箇所の候補地点が確認された。

ポテンシャル地点の合計設備容量は、エルサルバドル国全体で2,235MWと試算され、そのうち20MW以下の小水力発電の設備容量は、158MWとなっている。既存資料によれば、推定年平均発電電力量は、合計7,624GWh/年と試算され、そのうち20MW以下の小水力発電の推定年平均発電電力量は、675GWh/年である。推定された発電電力量は、設備利用率を50%と仮定した概算値を含んでいるものもあり、今後精査を要する。

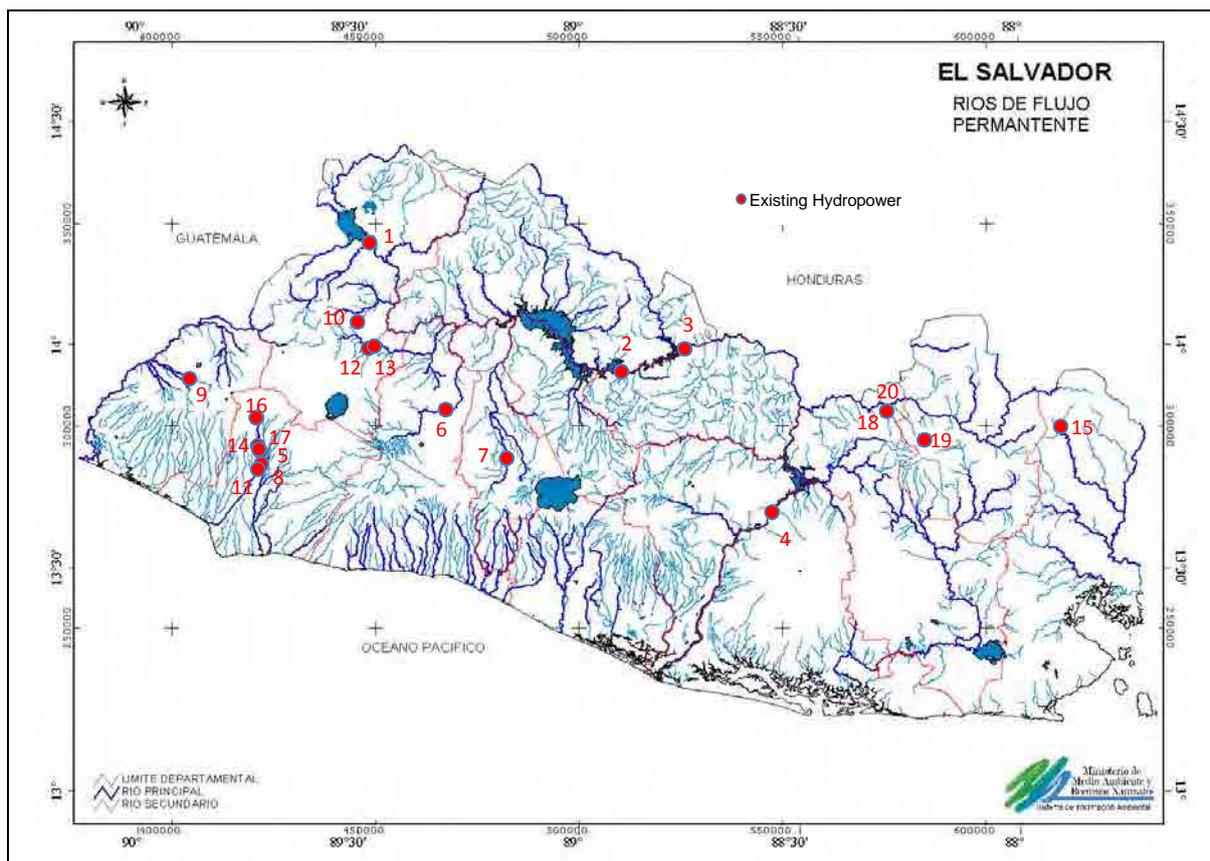
4.2.1 現況

エルサルバドル国の既設水力発電所を表4.2.1および図4.2.1に示す。計20箇所（合計設備容量487MW）の水力発電所が2011年現在登録されている。20MW以下の既設小水力発電所は17箇所あり、合計設備容量は35MWである。

表4.2.1 既設水力発電所

No.	水力発電所名	県/地点	設備容量 (MW)	年発電量 (MWh)	国/民間
1	Guajoyo	Metapán, Santa Ana	19.80	51,200	国 - CEL
2	Cerrón Grande	Chalat./Cuscatlán/Cabañas	172.80	401,000	国 - CEL
3	5 de Noviembre	Cabañas/Cuscatlán	99.40	474,100	国 - CEL
4	15 de Septiembre	San Vicente/Usulután	180.00	574,100	国 - CEL
5	Cucumacayán	Sonsonate	2.30	11,687	国 - CECSA
6	Río Sucio	Santa Ana	2.50	8,230	国 - CECSA
7	Milingo	San Salvador	0.80	2,639	国 - CECSA
8	Bululú	Sonsonate	0.70	3,283	国 - CECSA
9	Atehuasías	Ahuachapán	0.60	0	国 - CECSA
10	Cutumay Camones	Santa Ana	0.40	672	国 - CECSA
11	Sonsonate	Sonsonate	0.20	899	国 - CECSA
12	San Luis I	Santa Ana	0.60	3,178	国 - CECSA
13	San Luis II	Santa Ana	0.74	0	国 - CECSA
14	Sensunapán Nahizalco)	Sonsonate	2.80	17,246	民間 - Sensunapán
15	La Calera	La Union	1.50	5,310	民間 - De Matheu
16	Papaloate	Sonsonate	2.00	7,306	民間 - Papaloate
17	La Chacra	Morazán	0.017	N.D.	民間 - SABES
18	Carolina	San Miguel	0.05	N.D.	民間 - SABES
19	El Junquillo	Morazán	0.014	N.D.	民間 - SABES
20	Miracapa	San Miguel	0.034	N.D.	民間 - SABES
		合計	487.255	1,560,849	

(出典: Consultoría para Recopilar Estudios realizados sobre Energías Renovables para su Validación, Marzo 2011, GIZ-CNE)
 Note: N.D.: No Data



(出典: 地点情報はCNEによる。基本図は環境天然資源省 (MARN)。)

図4.2.1 既設水力発電所位置図

4.2.2 導入に際しての課題

既存調査のレビュー結果、関連機関への聞き取り調査などから、現時点では、エルサルバドル国において以下のような小水力発電導入に際しての課題があげられる。

- A. 小水力発電の調査費や建設費への政府からの助成金や補助制度がない。
- B. 水文データの不足（水文観測所が限定されており、いくつかの観測所では、観測期間が短い）
- C. 国立国土研究サービス（SNET）の水文データが高価である。
- D. レンパ川水力発電執行員会（CEL）および中米大学ホセ・シメオン・カーニャス校（UCA）による全国包蔵水力調査が行われたのが1989年であり20年以上経過している。このため、各地点の水力ポテンシャル、コスト、経済指標を更新する必要がある。
- E. エルサルバドル国では水力発電計画を行うコンサルタントや技術者が限られている。
- F. 環境天然資源省（MARN）、電気通信総監督庁（SIGET）および系統接続などの許認可取得までの時間がかかり、申請手続きも複雑である。
- G. 再生可能エネルギーに対する環境申請のカテゴリーが存在しない。
- H. 政府（CNEやSIGET）による再生可能エネルギー利用割合基準（RPS法）のような再生可能エネルギー優先購入のインセンティブがない。

4.2.3 関連する既存、実施中の計画

1980年代後半から現在まで、国土全体を対象とした包蔵水力調査（一般水力、ならびに小水力）ならびに個別地点の調査が数多く実施されている。ここでは、既存の包蔵水力調査、および個別の計画について、年代別、実施機関別に整理し、マスタープラン策定に用いるべき基本データについて整理を行う。

4.2.3.1 包蔵水力調査

全国レベルの包蔵水力調査としては、以下の5つの調査が現在までに実施された。

- A. “Primer Plan Nacional de desarrollo Energético Integrado 1988-2000”, Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Rio Lempa (CEL), Enero 1988.
- B. “Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador”, Estudio conjunto CEL-UCA (Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas"), Ing. Axel Soderberg / Ing. Hermes Landaverde, Abril 1989.
- C. “Inventario de Ríos con Potencial Hidroeléctrico”, Ing. Córdova, UCA, Mayo 1998.
- D. "Electrificación con base en Recursos de Energía Renovable", Transénergie, F. Lozano / J. Cottin, MARN, UNDP-GEF, Octubre 2002.
- E. “Consultoría para Recopilar Estudios Realizados sobre Energías Renovables para su Validación Estimado el Potencial Actual de Recursos Renovables para ser Utilizados en Proyectos de Generación de Electricidad Menores a 20 MW en El Salvador”, F. Lozano, GIZ, CNE, Marzo 2011

以下に上記の包蔵水力調査の概要を示す。

A. CEL 1988年調査（中・大水力）

CELが1988年に実施した“Primer Plan Nacional de desarrollo Energético Integrado 1988-2000”によれば、以下の水力ポテンシャル地点が特定されている。

表4.2.2 CEL1988年調査の水力ポテンシャル地点

No.	水力ポテンシャル地点	河川名	推定設備容量 (MW)
1	Zapotillo	Lempa	-
2	Paso del Oso	Lempa	-
3	El Tigre	Lempa	704
4	Rehabilitación 5 de Noviembre	Lempa	-
5	Expansión 5 de Noviembre	Lempa	80
6	Expansión 5 Cerron Grande	Lempa	-
7	San Marcos	Lempa	-
8	El Jobo - La Angostura	Paz	72
9	Piedra de Toro - La Cabaña	Paz	66
10	Hacienda Vieja	Jiboa	-
11	Santa Rita (Jiboa)	Jiboa	7.6
12	San José Loma (Jiboa)	Jiboa	5
13	San Esteban	Grande de San Miguel	20
14	San Juan	Grande de San Miguel	4.5
15	San José	Grande de San Miguel	3.2
16	El Platanar (Goascorán)	Goascorán	12.5

(出典: “Primer Plan Nacional de desarrollo Energético Integrado 1988-2000”., CEL, enero 1988.)

B. CEL-UCA 1989 年包蔵小水力調査 (UCA: A. Soderberg / CEL: H. Landaverde, et.al.)

1989 年の CEL-UCA 包蔵小水力調査“Pequeñas Centrales Hidroeléctricas en El Salvador”は、エルサルバドル国全土のうち 66 河川について調査した。これら 66 河川のうち、11 箇所はアクセスが困難なため現地調査を実施していない。計 58 地点のポテンシャル地点が技術面および経済性の評価がなされた。58 地点のうち 29 地点が 1989 年時点のコストにおいて費用便益比 (B/C) が 1 以上であり、有望開発地点と評価され、それらの合計推定設備容量は 28,469 kW と算定された。

表4.2.3 CEL-UCA 1989年包蔵水力調査地点

地域ゾーン	ポテンシャル 評価地点数	最大設備容量 [kW]	推定年間発生電力量 [GWh/年]
西部	25	17,036	112.00
中部	24	20,633	84.83
東部	9	24,246	89.90
合計	58	61,915	286.73

(出典: “Estudio Conjunto CEL/UCA Sobre Pequeñas Centrales Hiroelectricas En El Salvador”, Informe Final, CEL/UCA, Septiembre 1991)

上記で有望と評価された地点のうち、1991 年に 5 地点(Nahuizalzo, Sonzacate, Mirazalco, Papaloate and Pilonas)において追加の Pre-F/S 調査が実施されている。

C. UCA 1998 年調査(Ing. Córdova)

UCA(Ing. Córdova)による 1998 年の調査“Inventario de Ríos con Potencial Hidroeléctrico”は、CEL-UCA 1989 包蔵水力調査の要約版と位置づけられる。CEL-UCA 1989 包蔵小水力調査の候補地点のうち上位を選定している。この調査報告書の提供を CNE に依頼しているが、現在まで所在が不明で入手できていない。

D. UNDP-GEF 2002 年調査 (Transénergie, F. Lozano / J. Cottin)

トランスエネルヒア (Transénergie) 社による UNDP-GEF 2002 年調査“Electrificación con base en Recursos de Energía Renovable” (環境天然資源省 MARN) では、CEL 1988 年調査と CEL-UCA 1989 年包蔵小水力調査の候補地点を参照している。当該調査では、既往調査のプロジェクト費用や経済指標を 1989 当時のコロン通貨から 2002 時点の米ドル貨に更新している。

E. GIZ 2011 年調査 (F. Lozano)

ドイツ国際協力公社 (GIZ) による 2011 年調査(F. Lozano)では、上記の UNDP-GEF 2002 年調査の水力ポテンシャル地点リストを参照するとともに、最新のプロジェクト調査結果を用いて情報の更新を行なっている。ただし、建設費や発電コスト(US\$/kWh)、内部収益費 (IRR)、正味現在価値 (NPV)、費用便益比 (B/C) といった経済指標については、UNDP-GEF 2002 年調査の結果を参照しているのみであり、更新はなされていない。

4.2.3.2 個別計画調査および実施中の主なプロジェクト

A. AEA による個別計画調査

中米エネルギー・環境パートナーシップ (AEA) は、2002 年国連ヨハネスブルグ世界サミットの枠組みにおけるイニシアチブにより設立された組織であり、中米における持続可能な開発と地球規模の気候変動対策のための再生可能エネルギーを推進することを目的としている。この組織は、フィンランド外務省、中米統合機構 (SICA)、中米環境総局 (CCAD) およびオーストリア開発庁 (OCAD) の支援を受けている。政府機関、NGO および民間セクターの太陽光、風力、小水力、バイオマス、地熱プロジェクトの支援を行っている。エルサルバドル国では、以下のプロジェクトおよび調査が AEA により実施されている。

a. “Estudio de factibilidad para el desarrollo de 6 minicentrales hidroeléctricas en la zona Cacahuatique, Río Torola” El Salvador 3.02, AEA, MARN-SABES, Dr. Luis Boigues, Apr. 2008.

a1.6 箇所の F/S: i) Gualpuca in San Simon, ii) Miracapa in the Municipality of Carolina, iii) El Cabaña in the Municipality of Jucuaran, iv) El Jujiollo in the Municipality of San Simon, v) El Progreso in the Municipality of Torola, および v) Santa Rosa in San Antonio del Mosco.

a2. Miracapa 小水力発電所建設 (設備容量 34kW、45 受益世帯、建設コスト\$ 180,000)

a3. El Jujiollo 小水力発電所建設 (設備容量 14kW、41 受益世帯、建設コスト\$ 120,000)

* 衛生・保健教育及び再生可能エネルギー協会(SABES)は、1998 年に設立されたエルサルバドル国の非営利 NGO であり、技術協力を通じた地域社会サービスの提供を行っている。

* 2001 年から SABES は初めての小水力開発として La Chacra (17 kW)小水力発電所を建設した。これまでに、サンミゲル県 Carolina 市の Miracapa 小水力発電所(45kW)の運転を 2006 年に開始し、2007 年にはモラサン県 San Simon 市の El Jujiollo 小水力発電所 (14 kW)の運転を開始している。

b. “Proyecto de rehabilitación de 4 pequeñas centrales hidroeléctricas”, El Salvador 3.21, AEA, Compañía Eléctrica Cucumacayán S.A. de C.V. (CECSA), Pöyry Energy GmbH, Ing. Carlos Girón, Mar. 2009.

* CECSA 水力発電会社の 4 箇所 (i) Cucumacayan, ii) Milingo, iii) Atehuesias, iv) San Luis II) の既設水力発電所の最適化を目指して、自動化機器の導入と国際基準に則った機器の導入に係るリハビリを行う調査である。

c. “Estudio de factibilidad para proyectos de minicentrales hidroeléctricas en 5 comunidades en los Departamentos de Morazán, San Miguel y Ahuachapán”, El Salvador 3.22, AEA, SABES, Dr. Luis Boigues, Feb. 2008.

* モラサン県、サンミゲル県およびアウアチャパン県の計 5 箇所の F/S 調査を SABES により実施されたものである。それぞれの設備容量は、i) El Calambre / Morazán in the La Joya village (58 kW→75kW), ii) El Salto (31 kW), iii) La Colmena (97 kW), iv) La Loma-Osicala (55 kW) and v) Sapo-Guanijiquil (150 kW)となっている。

- d. **“Aprovechamiento de energía hidráulica en sistemas de abastecimiento de agua por gravedad”, El Salvador 3.28, AEA, ANDA, Ing. Karla Ciudad Real, Mar. 2011.**
* このプロジェクトは、国立上下水道公社（ANDA）の El Rosario 浄水場と河川取水施設間の原水供給パイプ内に 15kW の小水力発電を設置するものであり、この自己発電により電気料金の削減を目指すものである。
- e. **“Construcción de la Minicentral Hidroeléctrica El Calambre de 75 kw, en comunidad La Joya, J/ Perquin”, El Salvador 3.30, AEA-SICA, SABES, Dr. Luis Boigues, UCA, Ing. Roberto Cordova, May. 2006.**
- f. **“Construcción de la Minicentral Hidroeléctrica, en comunidad San José Cureña”, (75kW), El Salvador 3.31, Proyecto en Revisión, AEA, SABES, Dr. Luis Boigues, May. 2009.**
- g. **“Construcción de la Minicentral Hidroeléctrica, en Beneficio El Salto J/Jujutla ; en el departamento de Ahuachapan”, (40 kW), El Salvador 3.32, AEA, SABES, Dr. Luis Boigues, May. 2009**
- h. **“Estudio de prefactibilidad del proyecto de reactivación de la presa hidroeléctrica Venesia-Prusia”, El Salvador 3.33, AEA, Compañía Eléctrica Jorge Meléndez e Hijos,**
* この調査は、民間のベネシア・プルシア小水力発電所の再生を行う Pre-F/S である。詳細については、AEA のホームページには記載されていない。
- i. **“Estudio de prefactibilidad-rehabilitación hidroeléctrica Santa Emilia”, (1,180 kW), El Salvador 3.38, AEA, AGROUNION, S.A de C.V, Nov. 2010.**
* サンタ・エミリア第 1 発電所および 2.6 マイル下流の第 2 発電所のリハビリを行う Pre-F/S である。両発電所の合計出力は 1,180 kW と推定されている。

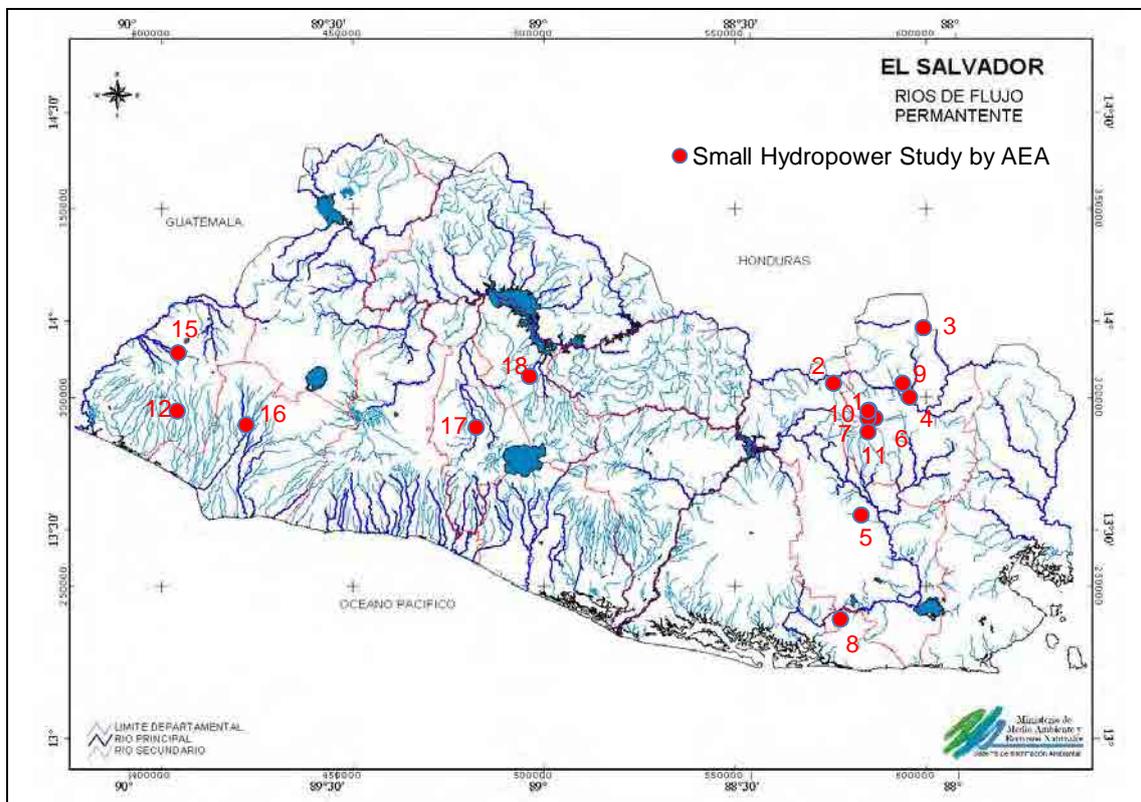
上記までの AEA 資金による個別調査の対象プロジェクトをまとめ、表 4.2.4 に示す。

表4.2.4 AEA資金による小水力発電個別調査対象プロジェクト

No.	Name of Project Nombre de Proyecto	River Río	Department Departamento	Organization Organización	Potential Potencia [kW]	Energy Energía [kWh/year]	Plant Factor [%]	Beneficially Beneficios [families]	Cost Inversión [US\$]	Cost/kW Inversión/kW [US\$/kW]	Cost/kWh Costo/kWh [US\$/kWh]	IRR TIR [%]	NPV VAN [US\$]	B / C	Status Estado	Study Year Estudio de Año
1	Miracapa	Carolina	San Miguel	SABES	34	275,598	93%	40	157,368	4,628	0.0018	13.9%	52,858	1.00	Operating	2005~
2	El Junquillo	La Cueva y San José	Morazán	SABES	65	455,474	80%	150	294,246	4,527	0.0673	13.2%	88,440	1.10	Operating	2006~
3	El Calambre	El Calambre	Morazán	SABES	58	310,765	61%	40	145,683	2,512	0.0212	16.46%	81,917	1.17	Under Const.	2005
4	Guanjiquil - Poza Honda	Sapo	Morazán	SABES	131	510,046	44%	150	345,474	2,637	0.0323	14.69%	140,299	1.43	F/S	2010
5	La Loma	Osicala	Morazán	SABES	55	398,252	83%	55	269,760	4,905	0.0248	15.96%	135,935	1.15	F/S	2010
6	Gualpuca	Gualpuca	Morazán	SABES	1,000	6,155,146	67%	1000	1,475,423	1,475	0.0655	26.00%	614,375	1.70	F/S	2006
7	Santa Rosa	Riachuelo	San Miguel	SABES	38	260,000	77%	50	180,000	4,700	0.0729	11.80%	29,817	1.00	F/S	2006
8	La Cabaña	Grande de San Miguel	Usulután	SABES	980	4,300,000	50%	980	2,600,000	2,637	0.0569	11.40%	181,007	1.40	F/S	2006
9	El Progreso	Aruate	Morazán	SABES	33	280,000	98%	45	200,000	6,056	0.0563	11.80%	33,848	1.00	F/S	2006
10	Poterillos	Las Lajas y El Arco	Morazán	SABES	320	2,600,000	93%	300	975,733	3,059	0.0569	18.40%	256,856	1.50	F/S	
11	La Colmena	El Volcán	San Miguel	SABES	97	450,000	53%	50	289,651	2,986	0.0600	15.27%	124,478	1.10	F/S	2009
12	El Naranjito	El Naranjito	Ahuachapán	SABES	31	146,358	54%	200	96,852	3,124	0.0623	10.26%	2,016	0.85	F/S	2010
13	La Joya	San Jose Curuña		SABES	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.			
14	Venecia Prusia			SABES	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.			
15	Atehucillas (Rehabilitation)		Ahuachapán	CECSA	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.			
16	Cucumacayan (Reconversion)	Grande de Sonsonate	Sonsonate	CECSA	2.3	17,895,276	90%	Grid	2,224,966	796	0.0567	42.0%	260,722	1.76	Operating	2009
17	Milingo (Reconversion)	Acelhuate	San Salvador	CECSA	800	N.D.	N.D.	Grid	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.			
18	San Luis II (Rehabilitation)	Suquiapa	Santa Ana	CECSA	750	3,347,801	51%	Grid	2,081,148	2,799	0.0665	15.6%	263,175	1.19	Operating	2010
19	Santa Emilia I				N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.			
20	Santa Emilia II				N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.	N.D.			
	TOTAL				4,394	37,384,716		3,060	11,336,304							

(出典: AEA, <http://appext.sica.int/>)

また表 4.2.4 に示した対象プロジェクトの位置を地点番号とともに図 4.2.2 に示す。対象プロジェクトの分布がモラサン県、サンミゲル県など、東部地域に集中していることが伺える。



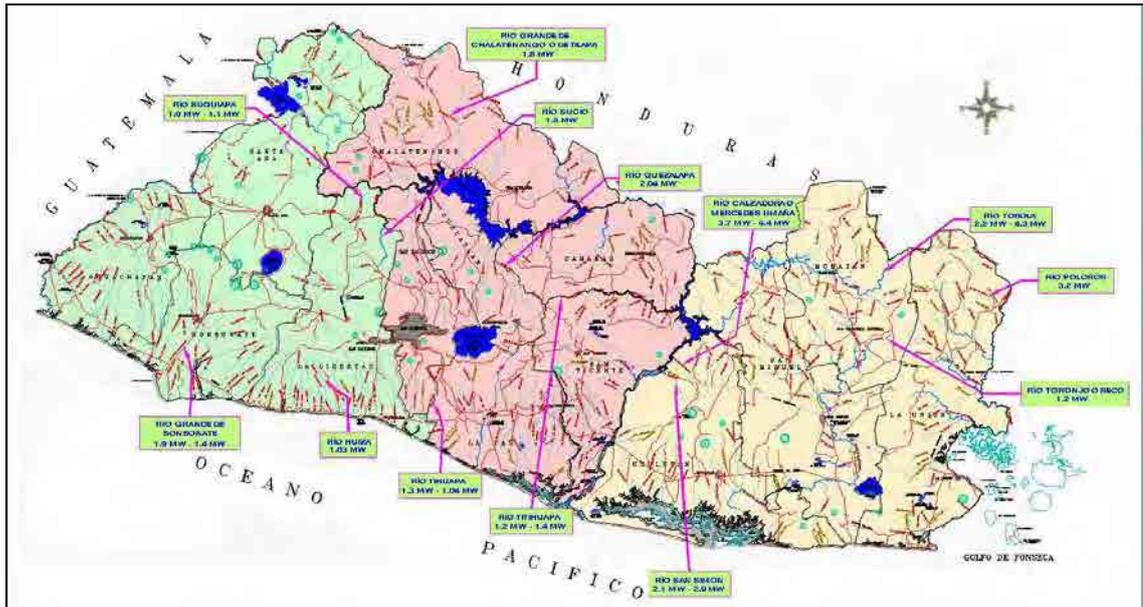
(出典: AEA)

図4.2.2 AEA資金による小水力発電プロジェクト調査地点

B. CELによる個別計画調査

レンパ川水力発電執行員会（CEL）は以下の7種類のプロジェクト調査を実施した。

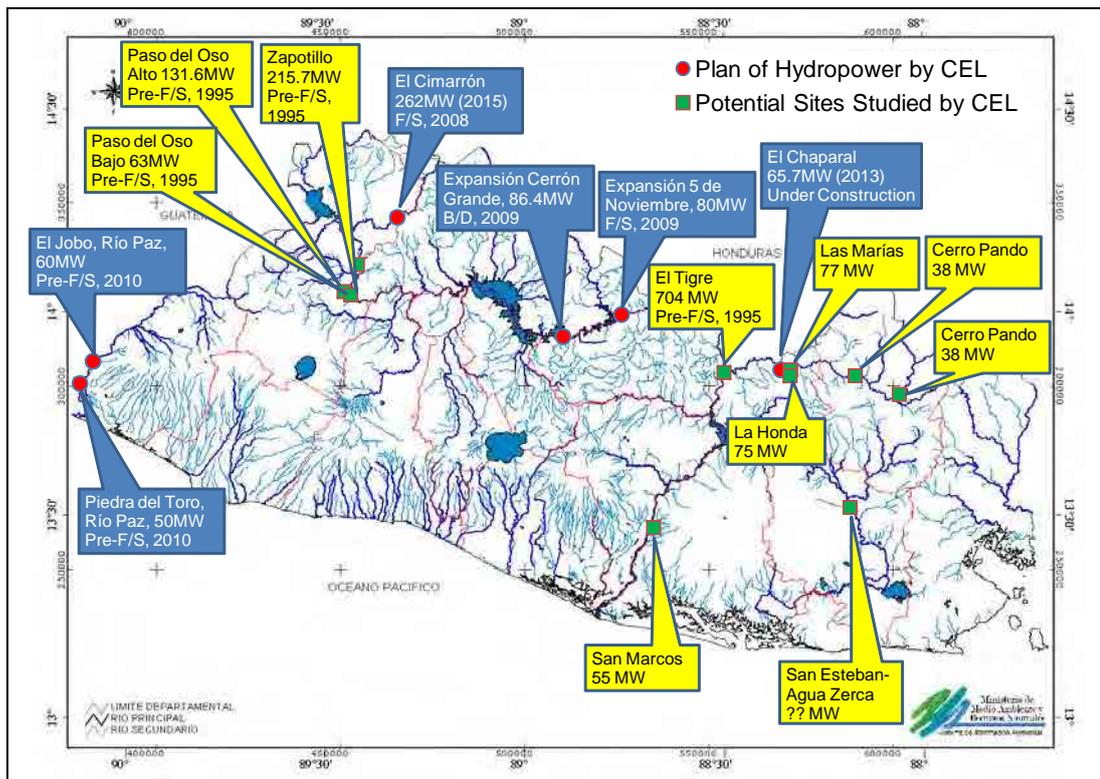
- a. “Estudio de Prefactibilidad (Pre-F/S) Proyectos Hidroelectricos Zapotillo, Paso de del Oso, El Tigre, San Marcos en El Río Lempa y San Esteban-Agua Zarca en El Río Grande de San Miguel, CEL, Lahmeyer International, 1995.
- b. Proyecto Hydroeléctrico “El Cimarrón” (262 MW), Prefactibilidad (Pre-F/S) 1997, Factibilidad (F/S) Fase I: 2004-2005, Fase II: 2005-2006, CEL.
- c. “エルサルバドル国 トロラ川水力発電計画調査(エルチャパラル計画)”, 国際協力機構 (JICA), 電源開発 (J-Power), 2004.
- d. “Estudios de Prefactibilidad de los Proyectos Hidroeléctricos del Río Paz”, CEL, BCIE, 2008, and additional study by IBERINSA, Apr. 2010.
計画地点はグアテマラとエルサルバドルの国境にあるパス川に位置している。2006年9月に両国政府間で覚書が調印された。2008年に中米経済統合銀行（BCIE）を通じてスペイン政府資金の下で本調査の国際入札が行われた。2箇所の設備容量は El Jobo 発電所で 72 MW（のちに 60 MW に見直された）、Piedra del Toro 発電所で 67 MW（のちに 50 MW に見直された）となっている。
- e. “5 de Noviembre” (80 MW)水力発電所拡張計画 F/S, 2009年9月, CEL.
既設“5 de Noviembre”ダム水力発電所に計 80MW の 2つのフランシス水車と発電機を増設するものである。建設費は 1.15 億ドルと試算され、建設期間は 3.5 年とみられている。
- f. Tercera Unidad de Cerrón Grande (86.4 MW), CEL, 2009.
このプロジェクトは既設 Cerrón Grande 水力発電所に 86.4 MW、計 3 ユニットの増設を行うものである。2009年9月25日に FICHTNER 社との建設合意が調印された。
- g. “Proyecto identificación de sitios con potencial para la instalación de pequeñas centrales hidroeléctricas”, CEL, 2011.
CEL-UCA1989年の小水力発電の包蔵水力調査の更新を目的として、現在、CELはスペインのコンサルタント会社 ACCIONA (IBERINSA)に調査を委託している。この調査は、地理情報システム (GIS) を用いた小水力発電の有望地点の選定を含んでいる。本調査は 2011年1月に開始され、2011年11月に終了する予定となっている。CELのTORによれば、ACCIONA社は1~10 MW規模の小水力発電所の候補地点を計 20 MWまで評価し提案することとなっている。ポテンシャル地点のレビューの後、計 12箇所の有望地点を選定し、Pre-F/Sと基本設計を行う。また、当該調査では13河川の計 20箇所の有望地点において流速計を用いた流量観測を5ヶ月間で計 10回ずつ実施している。CELによれば、流量観測の結果、河川流量は30年前の調査時点よりも減少しており、流域の森林伐採が原因と考えられている。CEL- ACCIONA調査で選定された13箇所の位置図を図4.2.3に示す。



(出典: CEL)

図4.2.3 CEL-ACCIONAによる小水力発電 (10MW未満) 調査地点 (2011)

また、CELによって実施された上述 a.~f.の調査地点、並びに諸元を図 4.2.4 に示す。



(出典: CEL)

図4.2.4 CELによる20 MWを超える個別水力発電計画位置図

C. CECSA による個別計画

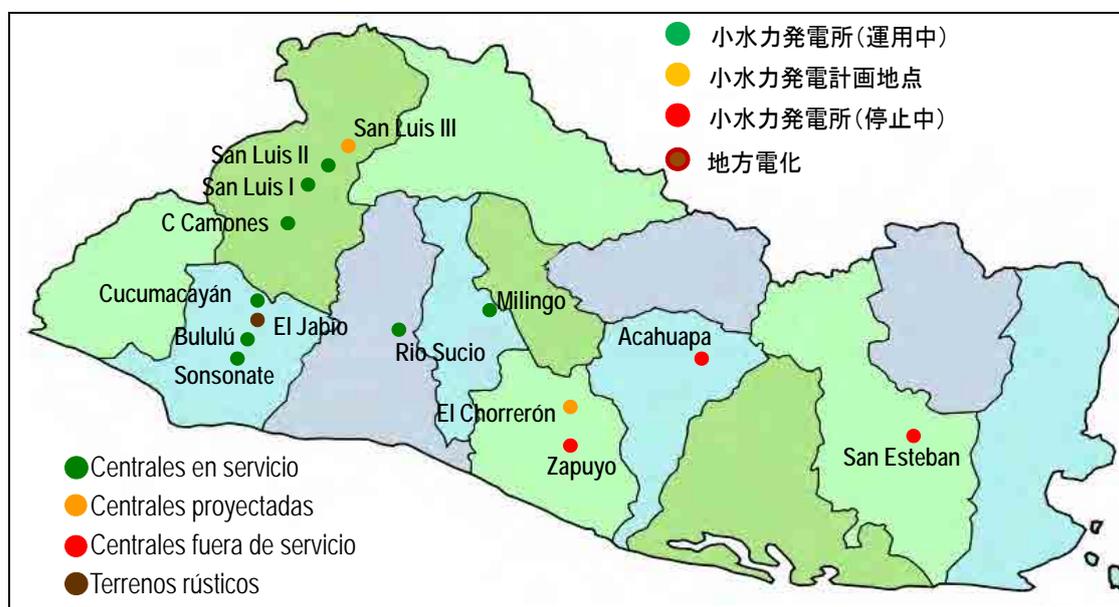
ククマカヤン電力会社 (CECSA) は 1954 年に民間セクターにおける公社として設立された。会社の管理は、1986 年に CEL に譲渡され、「CEL ククマカヤン電力管理局」のもとで運営されるようになった。その後 1994 年に CEL は Cucumacayán 水力発電所を立法令により正式に購入し、ククマカヤン電力株式会社 (CECSA) としての地位を確立した。1995 年に 11 箇所の小水力発電所が CECSA に移管され、CECSA の所有する発電所は図 4.2.5 に示すように 12 箇所となった。

表4.2.5 CECSAの既設水力発電所

No.	Name of SMP Nombre de PCH	Location Ubicación	Unit of Generator Unidades de Generación	Potencia Total Instalada (Kw)	Gross Head Caída Bruta (m)	Design Discharge Caudal de Diseño (m ³ /s)
1	Rio Sucio (*)	San Matías, La Libertad	3	2,500	31.54	10.15
2	Cucumacayán (*)	Nahuizalco, Sonsonate.	2	2,256	83	3.4
3	Milingo (*)	Ciudad Delgado, San Salvador	2	800	32.7	3.4
4	Bululú	Sonzacate, Sonsonate	2	680	11.8	7
5	San Luis I (*)	Santa Ana.	1	630	21	3.8
6	San Luis II	Santa Ana	2	768	22.37	4
7	Cutumay Camones (*)	Santa Ana	1	400	12	2.8
8	Sonsonate	Sonsonate	1	150	4.2	4.6
Total			14	8,184		

注: (*) マークは改良中または近代化を行っている水力発電所

(出典: CECSA, 2011)



(出典: CECSA)

図4.2.5 CECSAの水力発電所の現在の状況 (2011年現在)

2011年現在、CECSAは以下の調査または計画を有している。

[実施中プロジェクト]：

- a. Cucumacayán 小水力発電所の改良
- b. Milingo 小水力発電所の改良
- c. Cutumay Camones 小水力発電所の改良
- d. San Luis I 小水力発電所の改良

[調査中のプロジェクト]：

- e. Rio Sucio 小水力発電所の改良
- f. San Luis III 新規小水力発電所の F/S および設計
- g. El Chorrerón 新規小水力発電所の F/S および設計
- h. San Luis IV 新規小水力発電所の F/S および設計

表4.2.6 CECSAの既設小水力発電所の改良プロジェクト

プロジェクト	Cucumacayán 発電所改良	Milingo 発電所改良	Cutumay Camones 発電所改良	San Luis I 発電所改良
ポテンシャル	2,800 kW	1,800 kW	250 kW	680 kW
水車種類	Francis	Francis	Flujo Cruzado	Francis
水車基数	2	2	1	1
有効落差	82.56 mts.	39 mts.	13 mts.	13.25 mts.
設計流量	4 m ³ /s	3.4 m ³ /s	1.5 m ³ /s	3.58 m ³ /s
建設費	US\$2,435,507	US\$3,219,784	US\$622,541	US\$1,213,845
内部収益率(IRR)	18.82%	44.95%	En estudio	15.43%
開始年月	11-Mar	11-Jun	11-Sep	11-Mar
推定運用開始年月	13-Mar	Abr/13	13-Feb	12-Jul

(出典: CECSA)

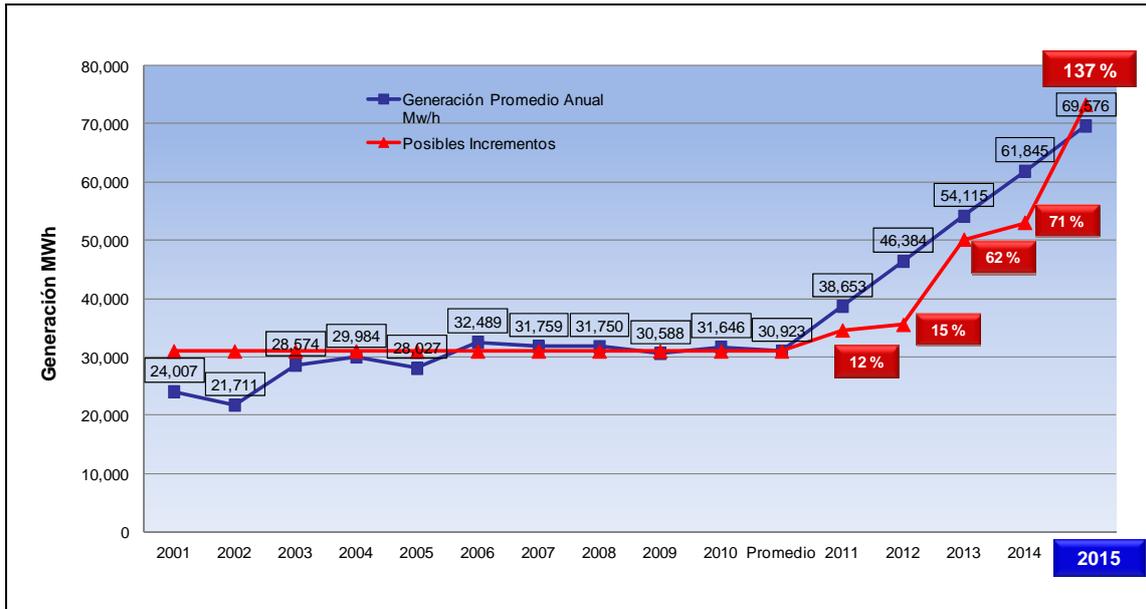
表4.2.7 CECSAによる小水力発電計画調査

プロジェクト	既設Rio Sucio 水力発電所 増強計画	新規 San Luis III 小水力発電計画	新規El Chorrerón- Jiboa 小水力発電計画	新規 San Luis IV 小水力発電計画
ポテンシャル	調査中	425 kW (*)	2,800 kW (*)	600 kW (*)
状況	BCIE (CABEI) 文書手続中	BCIE (CABEI) 文書手続中	TOR発表中	2011年7月 報告書提出
開始年月	11-Feb	11-Feb	11-Feb	Ago/11
想定運用開始年月	Dic/12	Abr/13	14-Feb	14-Sep

注) :(*) ポテンシャル設備容量はPre-F/SIに基づく。

(出典: CECSA)

これらのプロジェクトを実施することにより、CECSAは図4.2.6に示すように2015年までに年間発生電力量を137%増加する計画である。



(出典: CECSA)

図4.2.6 CECSAの発生電力量の増加計画

4.2.4 将来の開発計画

4.2.3 節で示した既往調査結果を総合すると、水力ポテンシャル地点およびプロジェクトは、表 4.2.8 および表 4.2.9 に示される地点となっている。その位置図を既存水力発電所とともに図 4.2.7 に示す。

既往調査をレビューした結果による水力発電のポテンシャル地点は、設備容量 20 MW を超える中・大規模水力で計 18 箇所、20 MW 以下の小水力で 86 箇所である。

表4.2.8 20 MWを超える中・大水力ポテンシャル地点

No.	プロジェクト名	河川	県	推定 設備容量 (MW)	年間発生 電力量 (MWh/年)	状況	出典
1	Torola, El Chaparral	Torola	San Miguel	65.700	287,770	Under Const.	www.cel.gob.sv
2	Lempa, El Cimarrón	Lempa	Chalatenango	261.000	1,143,180	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
3	Lempa, Expansión 5 de Noviembre	Lempa	Chalatenango	80.000	350,400	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
4	Expansión Cerrón Grande	Lempa	Chalatenango	86.400	378,430	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
5	Paz, El Jobo	Rio Paz	Ahuachapán	60.000	262,800	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
6	Paz, Piedra de Toro	Rio Paz	Ahuachapán	50.000	219,000	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
7	Las Marías, Torola	Torola	San Miguel	77.000	337,260	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
8	Torola	Torola	San Miguel	50.000	219,000	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
9	Torola, Cerro Pando	Torola	San Miguel	38.000	166,440	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
10	Torola, Las Mesas	Torola	San Miguel	25.000	109,500	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
11	Torola, Maroma	Torola	San Miguel	40.000	175,200	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
12	El Tigre	Lempa	Cabañas/Iempira	704.000	1,815,000	Pre-F/S	www.cel.gob.sv
13	Zapotillo	Lempa	Chalatenango	215.700	473,000	Pre-F/S	CEL, 1995. "Estudio de Prefactibilidad Proyectos Hidroelectricos Zapotillo, Paso de del Oso, El Tigre, San Marcos en
14	Paso del Oso Alto	Lempa	Chalatenango	131.600	340,000	Pre-F/S	CEL, 1995. "Estudio de Prefactibilidad Proyectos Hidroelectricos Zapotillo, Paso de del Oso, El Tigre, San Marcos en
15	Paso del Oso Bajo	Lempa	Chalatenango	63.000	132,000	Pre-F/S	CEL, 1995. "Estudio de Prefactibilidad Proyectos Hidroelectricos Zapotillo, Paso de del Oso, El Tigre, San Marcos en
16	San Marcos	Lempa	Usulután	55.000	212,000	Pre-F/S	CEL, 1995. "Estudio de Prefactibilidad Proyectos Hidroelectricos Zapotillo, Paso de del Oso, El Tigre, San Marcos en
17	San Esteban-Agua Zerca	Grande de San Miguel	San Miguel	N.D.	N.D.	Pre-F/S	CEL, 1995. "Estudio de Prefactibilidad Proyectos Hidroelectricos Zapotillo, Paso de del Oso, El Tigre, San Marcos en
18	La Honda	Grande de San Miguel	San Miguel	75.000	328,500	Pre-F/S	CEL, 2007. "Proyecto Hidroelé
			合計	2,077.400	6,949,000		

注: 斜体文字の年間発生電力量は設備利用率を50%と仮定して推定した値である。
(出典: CEL)

表4.2.9 小水力発電ポテンシャル地点 (20 MW以下) (1/2)

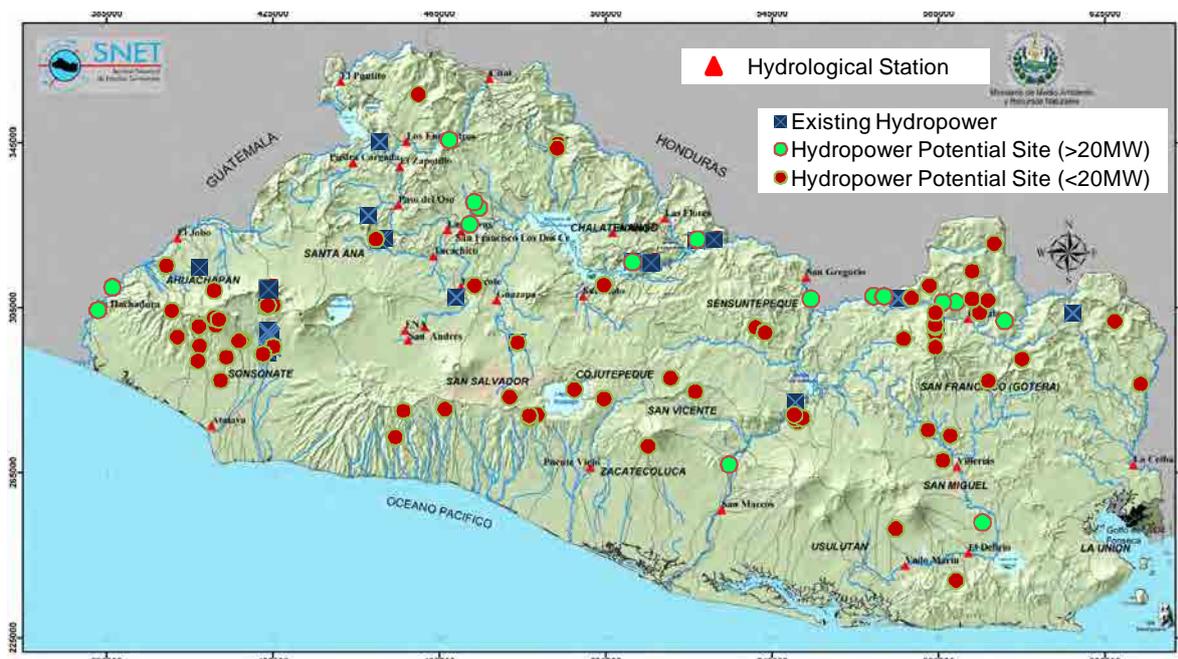
No.	Project of Energy <i>Proyecto de Energia</i>	River <i>Río</i>	Department <i>Departamento</i>	Potential (MW) <i>Potencial (MW)</i>	Energy (kWh/year) <i>Energía (kWh/año)</i>	Status <i>Etapas</i>	Source <i>Fuente</i>
AEA PROJECTS							
1	El Calambre	El Calambre	Morazán	0.058	311	Under Const.	http://appext.sica.int/
2	Guanijiquil - Poza Honda	Sapo	Morazán	0.131	510	F/S	http://appext.sica.int/
3	La Loma	Oscala	Morazán	0.055	398	F/S	http://appext.sica.int/
4	Gualpuca	Gualpuca	Morazán	1.000	6,155	F/S	http://appext.sica.int/
5	Santa Rosa	Riachuelo	San Miguel	0.038	260	F/S	http://appext.sica.int/
6	La Cabaña	Grande de San Miguel	Usulután	0.980	4,300	F/S	http://appext.sica.int/
7	El Progreso	Aruate	Morazán	0.033	280	F/S	http://appext.sica.int/
8	Potrerrillos	Las Lajas y El Arco	Morazán	0.320	2,600	F/S	http://appext.sica.int/
9	La Colmena	El Volcán	San Miguel	0.097	450	F/S	http://appext.sica.int/
10	El Naranjito	El Naranjito	Ahuachapan	0.031	146	F/S	http://appext.sica.int/
11	La Joya	San Jose Curuña		N.D.	N.D.		http://appext.sica.int/
12	Venecia Prusia			N.D.	N.D.	Pre-F/S	http://appext.sica.int/
13	Milingo (Reconversion)	Acelhuate	San Salvador	0.800	3,500	Operating	http://appext.sica.int/
14	Santa Emilia I			N.D.	N.D.	Pre-F/S	http://appext.sica.int/
15	Santa Emilia II			N.D.	N.D.	Pre-F/S	http://appext.sica.int/
With Pre-F/S Studies							
16	El Sapo	Sapo	Morazán	2.400	8,961	F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
17	Santo Domingo (Presa 1)	Tepechapa	Sonsonate	1.500	7,884	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
18	Santo Domingo (Presa 2)	Cacahuata	Sonsonate	1.500	7,884	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
19	Santo Domingo (Presa 3)	Quebrada El Camote	Sonsonate	1.500	7,884	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
20	Río Rosario - Metapan	Rosario	Santa Ana	1.000	3,110	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
21	Río Rosario	Rosario	Ahuachapan	0.200	0	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
22	Copinula	Copinula	Ahuachapan	0.464	2,030	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
23	Malancola	Jiboa	La Paz	5.400	23,650	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
24	San José Loma	Jiboa	La Paz	2.500	10,950	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
25	Santa Rita	Jiboa	La Paz	9.600	42,050	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
26	Ocuila	Ocuila	Sonsonate	2.000	8,760	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
27	Cauta	Cauta	Ahuachapan	0.511	2,697	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
28	Ahuachapio	Ahuachapio	Ahuachapan	0.500	2,190	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
29	Sumpul	Sumpul	Chalatenango	16.700	64,043	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
30	El Naranjo	El Naranjo	Ahuachapan	0.790	4,187	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
31	Las Pilonas	Huiza	San Salvador	1.000	5,256	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
32	Sonzacate (Nahuizalco II)	Grande de Sonsonate	Sonsonate	2.300	10,070	F/S	2011 GIZ
33	Hacienda Vieja	Jiboa	San Salvador	14.500	63,510	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
34	Mirazalco	Grande de Sonsonate	Sonsonate	4.000	17,520	Financing	INGENDEHSA S.A DE C.V.
35	La Calzadora I	Quebrada La Calzadora	Usulután	0.940	4,117	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
36	La Calzadora II	Quebrada La Calzadora	Usulután	0.910	3,986	Inventory	INGENDEHSA S.A DE C.V.
37	Huiza	Huiza	San Salvador	1.500	4,468	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
38	El Jabio	Grande de Sonsonate	Sonsonate	1.500	6,570	Inventory	CECSA
39	San Esteban	San Esteban	San Miguel	0.310	1,360	Rehabilitation	CECSA
40	Acahuapa	Acaahuapa	San Vicente	0.120	530	Rehabilitation	CECSA
41	Sapuyo	Sapuyo	La Paz	0.060	260	Rehabilitation	CECSA
42	San Luis III	Suquiapa	La Libertad	0.425	1,860	F/S	CECSA
43	Chacala Los Apantes (Presa 1)	Chacala	Ahuachapan	1.500	8,126	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
44	Chacala Los Apantes (Presa 2)	Los Apantes	Ahuachapan	1.500	8,126	Pre-F/S	INGENDEHSA S.A DE C.V.
45	Ilopango Aguacayo	Aguacayo	San Salvador	16.600	60,000	Financing	INGENDEHSA S.A DE C.V.

注): 斜体の年発生電力量は設備利用率を50%と仮定して推定した値である。
(出典: JICA調査団 (既往調査結果に基づき作成))

表4.2.9 小水力発電ポテンシャル地点 (20 MW以下) (2/2)

No.	Project of Energy <i>Proyecto de Energia</i>	River <i>Río</i>	Departament <i>Departamento</i>	Potential (MW) <i>Potencial (MW)</i>	Energy (kWh/year) <i>Energía (kWh/año)</i>	Status <i>Etapas</i>	Source <i>Fuente</i>
	Without study						
46	Chilama	Rio Chilama	La Libertad	0.932	4,080	Inventory	CEL-UCA 1989
47	Comalapa	Rio Comalapa	La Paz	0.401	1,760	Potencial	CEL-UCA 1989
48	Grande de Chalatenango	Grande de Chalatenango	Chalatenango	1.795	7,754	Inventory	2011 GIZ
49	Nejapa	Rio Nejapa	Ahuachapán	0.553	2,488	Inventory	2011 GIZ
50	Polorós	Rio Polorós	La Unión	3.162	13,660	Inventory	2011 GIZ
51	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cabañas	2.037	8,800	Inventory	2011 GIZ
52	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cabañas	0.809	3,540	Inventory	CEL-UCA 1989
53	Quezalapa	Rio Quezalapa	Cabañas	0.782	3,430	Inventory	CEL-UCA 1989
54	San Antonio	Rio San Antonio	Sonsonate	0.805	3,530	Inventory	CEL-UCA 1989
55	San Antonio	Rio San Antonio	Sonsonate	0.696	3,050	Inventory	CEL-UCA 1989
56	San Francisco	Rio San Francisco	Morazán	0.227	990	Inventory	CEL-UCA 1989
57	San Simón	Rio San Simón	Usulután	2.976	12,856	Inventory	2011 GIZ
58	San Simón	Rio San Simón	Usulután	2.173	9,387	Inventory	2011 GIZ
59	Sunzacuapa	Rio Sunzacuapa	Ahuachapán	0.313	1,370	Inventory	CEL-UCA 1989
60	Sunzacupa y Sucio	Rio Sunzacupa y Sucio	Sonsonate	0.527	2,277	Inventory	2011 GIZ
61	Sunzal- Tamanique	Rio Sunzal- Tamanique	La Libertad	0.436	2,277	Inventory	2011 GIZ
62	Sunzal-Tamanique	Rio Sunzal- Tamanique	La Libertad	0.527	2,310	Inventory	CEL-UCA 1989
63	Tacuba	Rio Tacuba	Ahuachapán	0.388	1,700	Inventory	CEL-UCA 1989
64	Tihuapa	Rio Tihuapa	La Paz	1.315	5,760	Inventory	CEL-UCA 1989
65	Tihuapa	Rio Tihuapa	La Paz	1.041	4,560	Inventory	CEL-UCA 1989
66	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas	1.434	6,280	Inventory	CEL-UCA 1989
67	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas	1.175	5,150	Inventory	CEL-UCA 1989
68	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas	0.882	3,860	Inventory	CEL-UCA 1989
69	Titihuapa	Rio Titihuapa	Cabañas/Sn Vicente	0.156	680	Inventory	CEL-UCA 1989
70	Toronjo	Rio Toronjo	Morazán	1.160	5,080	Inventory	CEL-UCA 1989
71	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.468	2,190	Inventory	CEL-UCA 1989
72	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.466	2,040	Inventory	CEL-UCA 1989
73	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.478	2,090	Inventory	CEL-UCA 1989
74	Zonte	Rio Zonte	La Libertad	0.507	2,220	Inventory	CEL-UCA 1989
75	Araute	Rio Araute	Morazán	0.050	284	Inventory	2011 GIZ
76	Gnde de San Miguel, San José	Gnde de San Miguel, San José	Usulután	3.200	14,020	Inventory	CEL-UCA 1989
77	Grande de San Miguel, Sn Juan	Grande de San Miguel, Sn Juan	Usulután	4.500	19,710	Inventory	CEL-UCA 1989
78	Qbda El Singual, al Cuyapo	Qbda El Singual, al Cuyapo	Morazan	0.058	250	Inventory	CEL-UCA 1989
79	Qbda El Volcán/Rio Sn Juan	Qbda El Volcán/Rio Sn Juan	San Miguel	0.097	420	Inventory	CEL-UCA 1989
80	La Montañita	Rio La Montañita	Morazan	0.900	3,942	Inventory	CEL-UCA 1989
81	El Riachuelo	El Riachuelo	San Miguel	0.038	256	Inventory	2011 GIZ
82	Cumaro	Rio Cumaro	Morazán	0.039	168	Inventory	2011 GIZ
83	La Joya, Río Acahuapa	La Joya, Acahuapa	San Vicente	3.000	13,140	Inventory	CEL-UCA 1989
84	Grande de Chalatenango	Grande de Chalatenango	Chalatenango	0.690	3,020	Inventory	CEL-UCA 1989
85	Goascorán	Goascorán	La Unión	12.500	54,750	Inventory	2011 GIZ
86	Sucio, Los Tetuntes	Sucio, Los Tetuntes	La Libertad	6.600	28,910	Inventory	CEL-UCA 1989
			TOTAL	157.566	675,000		

注): 斜体の年発生電力量は設備利用率を50%と仮定して推定した値である。
(出典: JICA調査団 (既往調査結果に基づき作成))



(出典: JICA調査団 (既往調査結果に基づき作成))

図4.2.7 既設水力発電所と水力ポテンシャル地点位置図

水力ポテンシャル地点の合計設備容量を表 4.2.10 に示す。

表4.2.10 エルサルバドル国の水力開発ポテンシャルの概要

設備容量による分類	ポテンシャル地点数	推定合計設備容量 (MW)	推定年間発生電力量 (GWh/年)	実施機関
≥ 20 MW	18	2,077	6,949	CEL/ 政府/ 民間企業
< 20 MW	86	158	675	民間
合計	104	2,235	7,624	

注):年発生電力量は一部、設備利用率を50%と仮定して推定した値を含む。
 (出典: JICA調査団 (既往調査結果に基づき作成))

ポテンシャル地点の合計設備容量は、エルサルバドル国全体で 2,235 MW と試算され、そのうち 20 MW 以下の小水力発電の設備容量は 158 MW となっている。既存資料によれば、推定年平均発生電力量は、合計 7,624 GWh/年と試算され、そのうち 20 MW 以下の小水力発電の推定年平均発電量は、675 GWh/年である。推定された発生電力量は、設備利用率を 50%と仮定した概算値を含んでおり、今後精査が必要である。

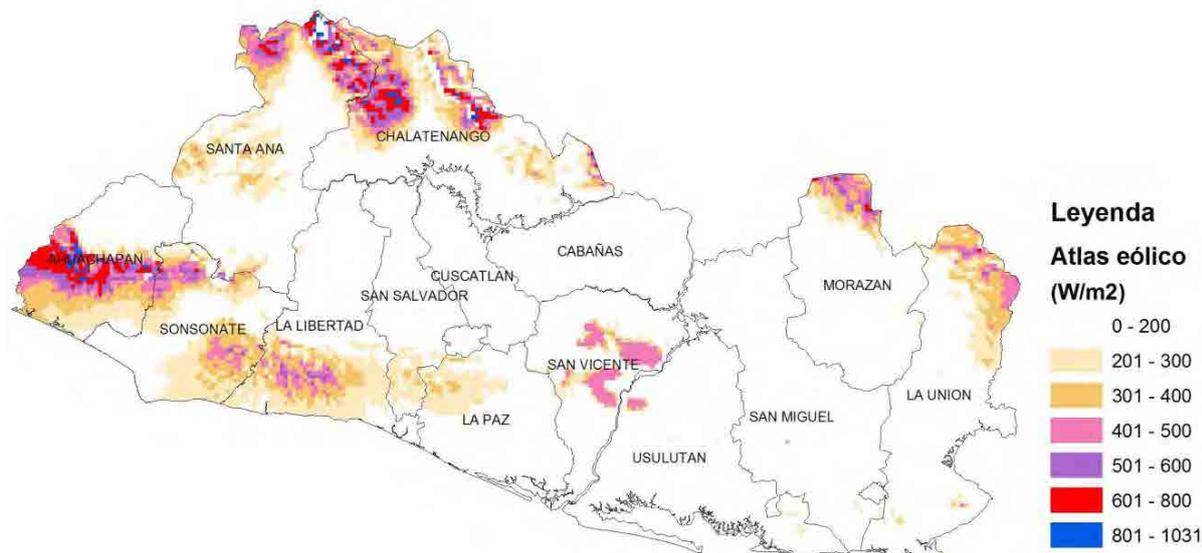
本調査では上記 86 ヶ所のポテンシャル地点を対象に小水力発電導入の可能性について検討を行う。検討の詳細は 8 章 再生可能エネルギー導入可能性の検討、並びに第 10 章 再生可能エネルギーマスタープラン (案) にて記述する。

4.3 風力発電

エルサルバドル国では、北部および西部地域において風力ポテンシャルが高いことが 2005 年に SWERA(Solar and Wind Energy Resource Assessment：太陽光・風力エネルギー量調査)プロジェクトで作成された風況マップにより判明している。エルサルバドル国に風力発電を導入する前に、技術面の基準またはガイドライン等の導入が必要である。風力発電を普及させるためには、人材育成も重要な課題の一つである。風力と水力の間には季節的な相互補完関係があり、風力は渇水期の電力供給に寄与することが出来る。ウィンドファームについて 2 地点で開発計画があり、総設備容量は 72MW である。

4.3.1 現況

エルサルバドル国では、発電を目的とした風力開発は現在まで実施されていない。エルサルバドル国の風力ポテンシャルマップは、米国再生可能エネルギー研究所（National Renewable Energy Laboratory in US: NREL）、国連環境プログラム（United Nations Environmental Programme: UNEP）、地球環境ファシリティ（Global Environment Facility: GEF）によりエルサルバドル国の環境天然資源省（Ministerio de Medio Ambiente y Recursos naturales: MARN）、中央アメリカ大学（Universidad Centroamericana: UCA）および国立国土調査所（Servicio Nacional de Estudios Territoriales: SNET）の協力のもと SWERA プロジェクトにおいて 2005 年に作成されている。SWERA で作成された風力ポテンシャルマップによると、風力開発に適した地域は、限定的であることが分かる。SWERA で作成されたエルサルバドル国の風力ポテンシャルマップを下に示す。これより、エルサルバドル国では、北部地域と西部地域に風力ポテンシャルの高い地域があることが分かる。



(出典: SWERA)

図4.3.1 風力ポテンシャルマップ (SWERA)

フィンランド気象庁は、エルサルバドル国において風力観測を実施している。プロジェクト報告書「Wind speed measurement in El Salvador 2006-2007 for wind energy assessment」によると、風況観測装

置は4地点（ラ・ハチャドゥラ（La Hachadura）、メタパン（Metapan）、モンテカ（Monteca）、サン・イシドロ（San Isidro））に設置されている。各観測地点を下表に示す。

表4.3.1 フィンランド・プロジェクトの風況観測地点

観測地点名	標高 (m)	緯度	経度
ラ・ハチャドゥラ	53	N 13°51'04.6"	W 90°05'05.9"
メタパン	601	N 14°20'37.7"	W 89°28'48.1"
モンテカ	910	N 13°52'37.4"	W 87°51'07.6"
サン・イシドロ	740	N 13°47'10.7"	W 89°33'23.1"

(出典：「Wind speed measurement in El Salvador 2006-2007 for wind energy assessment」に基づき調査団作成)

フィンランド気象庁によるプロジェクトでは、風況観測が2006年6月から2007年7月の間に実施されている。下表に観測結果の概要を示す。観測が行われた4地点の中では、メタパンの風力エネルギー密度が最大となっている。

表4.3.2 風況観測結果の概要

観測地点名	平均風速 (m/s)	風力エネルギー密度 (W/m ²)	風向	ワイブル分布パラメータ (k, A)
ラ・ハチャドゥラ (50m a.g.l)	4.0	161	NE	k:1.15 A: 4.0
メタパン (50m a.g.l)	4.8	243	N	k:1.24 A:5.3
モンテカ (60m a.g.l)	4.2	103	NE	k:1.62 A: 4.9
サン・イシドロ (50m a.g.l)	5.0	170	NE	k:1.63 A: 5.7

(出典：「Wind speed measurement in El Salvador 2006-2007 for wind energy assessment」に基づき調査団作成)

風況観測の結果に基づき、風力発電による発電量が推定されている。発電量推定は、Nordex社の風力発電機 N50- 800kW の発電性能を参照して行われている。年間発電量の推定結果を次表に示す。

表4.3.3 推定年間発電量

	年間推定発電量 (GWh)
ラ・ハチャドゥラ	0.670
メタパン	1.340
モンテカ	0.625
サン・イシドロ	0.844

(出典：「Wind speed measurement in El Salvador 2006-2007 for wind energy assessment」)

上述したように、エルサルバドル国では風力ポテンシャルおよび発電量の推定が既に実施されている。しかし、現在まで、エルサルバドル国には電力系統に連系された風力発電設備は導入されていない。

4.3.2 導入に関する課題

エルサルバドル国では、これまでに数回の風力のポテンシャル調査が実施されている。しかしながら、系統連系の風力発電設備はこれまで導入されていない。そのため、風力発電の導入に関して、以下の課題について考察を行う必要がある。

4.3.2.1 技術規制/ガイドライン

風力発電プロジェクトの実施前に、技術規制またはガイドライン等を整備する必要がある。エルサルバドル国における技術規制またはガイドラインに含める項目として、以下の課題について検討する必要がある。

A. 力率

電力会社は、力率を調整する為に進相コンデンサを利用している。進相コンデンサが接触器の風力発電側で利用された場合に、発電機の自励が問題になる。風力発電で、力率の調整に利用される全ての進相コンデンサは、連系点の電力系統側に設置される必要がある。また、進相コンデンサの容量を励磁電流以下とすることが重要である。これにより発電機の自励を防ぎ、商用電源から切り離された電路に異常電圧が発生した場合も作業員が感電する危険性を防ぐ。

B. 電圧フリッカ

誘導発電機を用いている風力発電機で起こる問題である。誘導発電機が電力系統に併入されるときに瞬間的に無効電力が増加する。風力発電の定格出力は家庭の電気機器より大きいので、突入電流は電力系統にわずかな電圧降下を引き起こすのに十分な大きさがある。結果として、電圧フリッカを引き起こす場合がある。このときに、受電端で瞬時に電圧降下が発生する。中型および大型（MWクラス）の風力発電の多くは、電力系統にソフトに連系されるように電子式調節器を用いて電圧フリッカを最小限に抑制している。

C. 高調波及び中間高調波

固定速度運転を行う風力発電機では、高調波及び中間高調波の発生は小さな問題とされていた。一方で、可変速運転を行う風力発電機は、パワーコンディショナを通じて電力系統に連系されているため、高調波及び中間高調波を発生して電圧に歪みを生じさせる。高調波は、電力系統に電力供給される前に除去される必要がある。一般に、系統連系に利用される機器に関しては、3%未満のTHD（全高調波歪率）は許容範囲内にある。IEEE（米国電気電子技術者協会）は電力供給会社のために、THDを5%未満と制限している。

D. 安全性

全国電力網に系統連系する全ての風力発電は、安全のために電力会社側で接続を切断することを可能とする。連系されている電力系統が事故を起こしている間は、単独運転の防止が必要である。また、風力発電は自励が可能ではない。

4.3.2.2 技術者

将来における風力発電の開発のためには、技術者育成が最も重要な課題の一つである。実際の据付工事を通じて、エルサルバドルの技術者に技術移転が行われる必要がある。特に、維持管理に関する技術は重要である。大学または職業訓練校において、再生可能エネルギーに関する課程または訓練コースを強化することも、人材育成を行うために最適な選択肢の一つになる。

A. 風況観測および発電量推定

風力ポテンシャル評価を行う為に、NRGシステム等の風況観測装置が数種類ある。観測により得たデータは、風況観測装置によりサポートされているソフトウェアを用いて確認することが出来る。風力発電の出力は、そのようなソフトウェアまたはエクセル等を用いて計算することが出来る。観測装置の周辺において発電出力のシミュレーションを行う必要があるときには、WAsP等の専用ソフトウェアを利用する。風力ポテンシャル評価と発電量推定を行うために、風力開発の初期段階において、風況観測とシミュレーションを実施することが重要である。

B. コンサルタント

風力発電の導入位置は、風力ポテンシャルだけでなく周囲条件、例えば最も近い家屋からの距離等にも基づいて決定されなければならない。風力発電のブレード回転音に起因する低周波騒音がある。これは、据付工事前に調査を行う必要がある。また、ウィンドファームの建設場所への搬入路は、整備または既存道路を補修する等の対策を検討することが必要である。タワーやブレード等は、建設予定場所へ搬送する必要がある。風力発電機の出力により異なるが、例えば出力2.5MWの風力発電機は、タワー部品の重量は各々40～50トンであり、ナセルの重量は82トンである。そして、ブレードの長さは約45メートルとなる。さらに、約300トン～600トンの最大吊り上げ能力を有するクレーン車も、整備された道路を通行しなければならない。このような運搬ルートは、計画者またはコンサルタントが事前に調査および計画する必要がある。

4.3.2.3 維持管理費用

一般に、援助事業によって風力発電機が建設された場合、風力発電と据付工事のために資金援助が行われるが、維持管理費用に関する資金援助はほとんど行われぬ。そのため、維持管理用の資金は建設前に検討し、準備を行う必要がある。維持管理経費は、風力発電の運営にかかる年間経費にかなり大きな割合を占めている。欧州風力エネルギー協会によると、新しい発電機に関する維持管理コストは、風力発電機の総運転年数における均等化発電原価の20 - 25%にもなる。ドイツ、スペイン、英国およびデンマークでの実績を参考にすると、維持管理コストは一般的に風力発電機の寿命期間における総発電量に対して、kWhあたりで約1.6 - 2.0 US¢ / kWh (1.2 to 1.5 c€/ kWh)になる。その結果、メーカーは定期点検の回数の削減と発電機の故障時間を短縮することが可能な発電機を開発設計することで、維持管理経費を引き下げようとしており、大きな期待を集めている。維持管理経費の主要項目を以下に示す。

- ・保険
- ・定期点検
- ・修理

- ・予備部品
- ・運営管理

4.3.3 関連する既存、実施中の計画

4.3.3.1 全国風況マップ

SWERA は GEF から支援を受けたプロジェクトである。SWERA は、再生可能エネルギーの開発をシミュレーションするために必要な情報ツールとしてポテンシャルマップ等を作成する為に 5 年をかけて実施された。SWERA は太陽光と風力の広範囲にわたるデータベースおよび地図を、2005 年以前に入手可能なものと比較してより高い精度で作成した。

4.3.3.2 F/S調査

フィンランド国気象協会により「エルサルバドル国における風力エネルギー評価の為の風況観測 2006-2007 年」が実施された。風況観測が実施され、発電量の推定が解析ソフト WAsP を用いて実施された。

4.3.4 将来の開発計画

CEL により、将来におけるウィンドファームの開発計画がある。次表は、地上高 60 メートルにおける年間平均風速を示したものである。また、各サイトで CEL が計画しているウィンドファームの設備容量を示す。

表4.3.4 ウィンドファーム候補地

	年間平均風速 地上高60m (m/s)	計画設備容量 (MW)
メタパン	6.43	42 MW
サン・フリアン	5.38	30 MW

(出典: CEL)

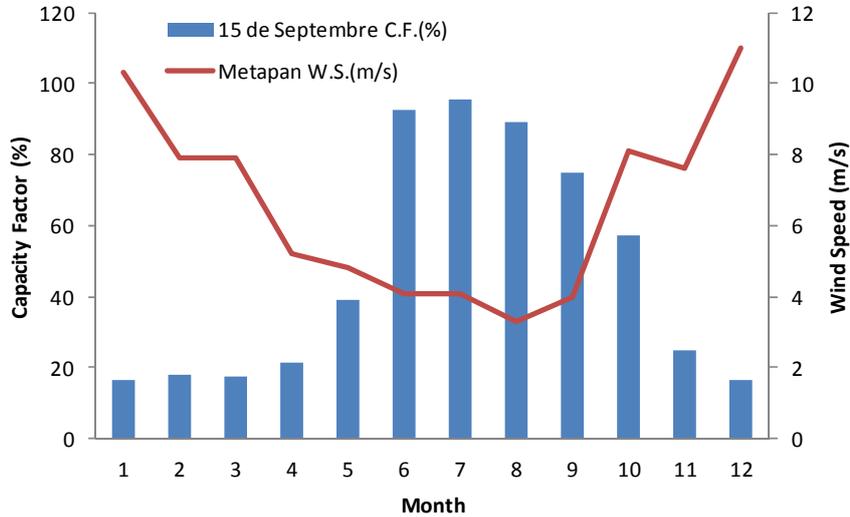
下表は、風力開発候補地における月別平均風速を示したものである。月別平均風速は、2 地点ともに 10 月から 3 月にかけて大きな値となっている。その一方で、4 月から 9 月にかけては、月別平均風速はそれほど大きくない。しかし、両サイトともに水力発電からの出力が低下する乾季の間に、風力が卓越していることがわかる。このことから、エルサルバドル国において、水力と風力の間に季節的な相互補完作用があることが考えられる。

表4.3.5 地上高60mにおける月別平均風速(m/s)

場所	2009 12月	2010 1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
メタパン	8.1	10.3	7.9	7.9	5.2	4.8	4.1	4.1	3.3	4.0	8.1	7.6	11
サン・フリアン	5.9	8.2	6.9	5.5	4.0	4.0	4.1	4	3.5	4.0	6.8	6.4	10.9

(出典: CEL)

下図は、水力発電所（15 de Septiembre）の設備利用率とメタパンの月別平均風速を比較し、水力と風力の季節的な相互補完関係を示したものである。メタパンでは、風力ポテンシャルは、水力発電所の設備利用率が低下する10月から4月にかけて卓越していることがわかる。



(出典：JICA調査団（CEL, CNE提供データに基づき作成）)

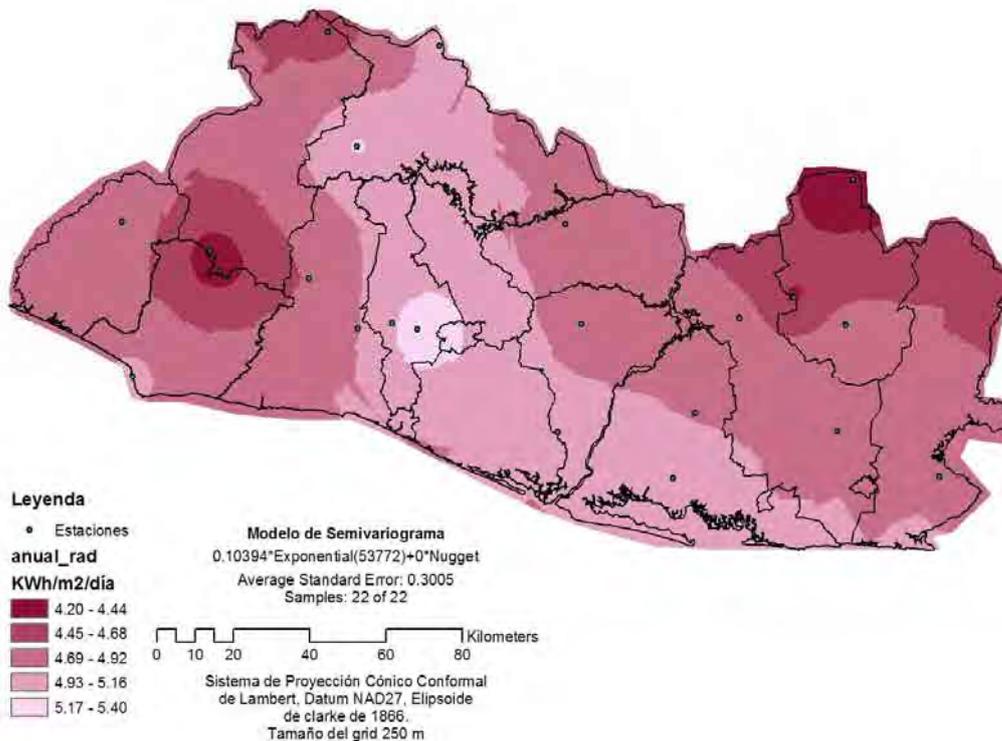
図4.3.2 風速 (Metapan)と設備利用率 (15 de Septiembre水力発電所)の関係

4.4 太陽光発電

エルサルバドル国の日射量ポテンシャルは高い、特にサンサルバドル首都圏地域では、 5.3 kWh/m^2 /日と卓越した値を示している。エルサルバドル国では、すでに多くの太陽光発電システムが村落および山岳地域を中心に導入されている。しかし、太陽光発電システムの価格は依然として高く、普及の妨げとなっている。将来計画として、 17.8 MW の太陽光発電設備を導入する計画がある。

4.4.1 現況

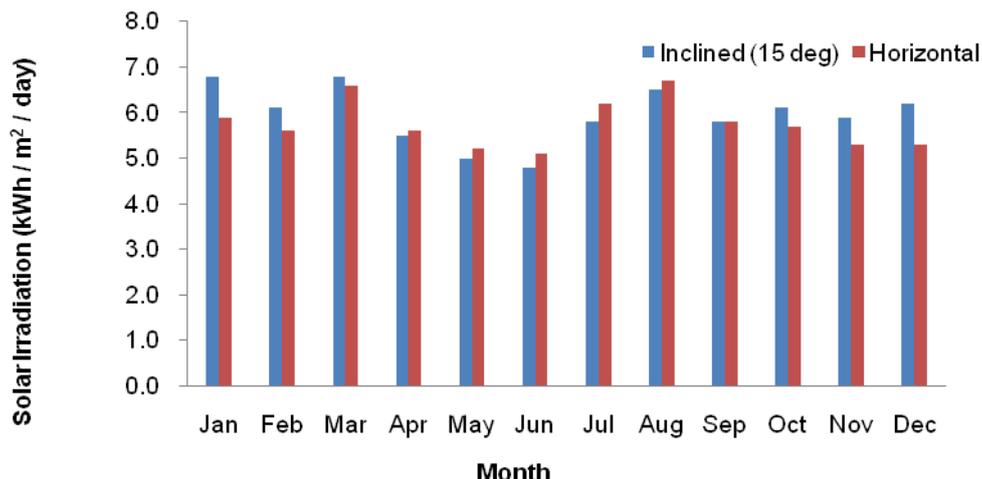
エルサルバドルの日射量は年平均で 5.3 kWh/m^2 /日と、東京の年平均値である 3.3 kWh/m^2 /日と比較しても大きな値であることがわかる。エルサルバドル国の日射量マップが、SWERA プロジェクトで作成されている。図 4.4.1 は、年平均の日射量平均値を示したものである。日射量は、エルサルバドルの中央地域で高く、サンサルバドル首都圏地域で大きな値を示している。



(出典：SWERA)

図4.4.1 エルサルバドル国の日射量マップ

図 4.4.2 は、サンサルバドル市にある CEL の屋上で 2009 年 6 月から 2010 年 5 月の間に観測された水平面と傾斜面（15 度）の日射量を示したものである。月別水平面日射量をみると、12 月から 3 月にかけて高い値を示していることが分かる。



(出典:CEL)

図4.4.2 月別平均日射量 (サンサルバドル市)

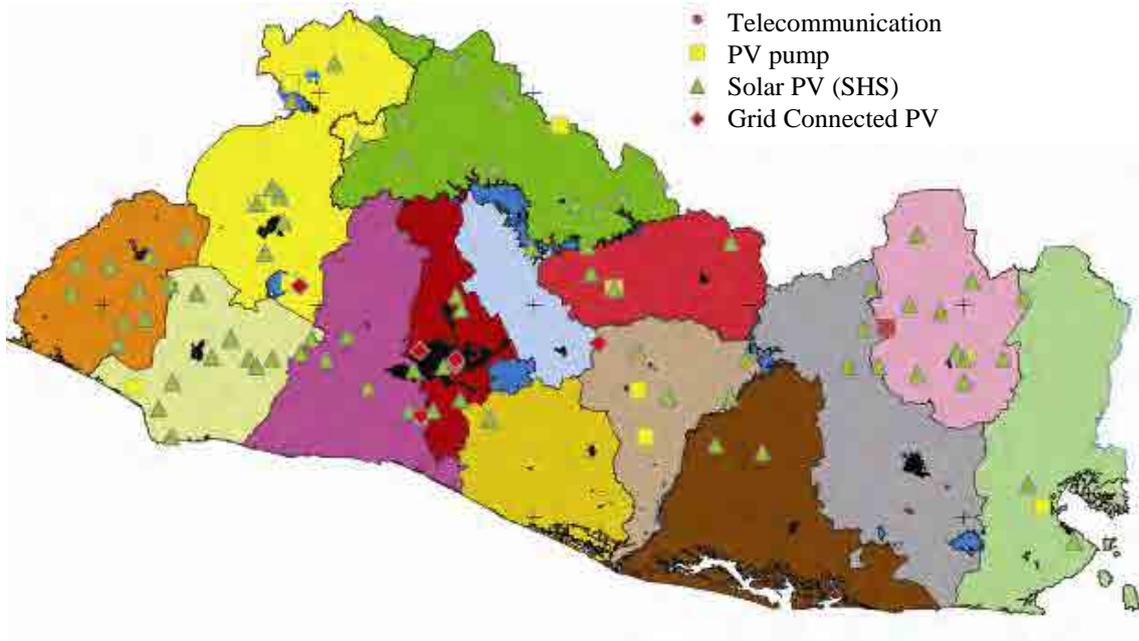
エルサルバドル国には、既に多くの太陽光発電が導入されている。下表に、国内に導入された太陽光発電システムを示す。ほとんどの設備が、バッテリーを備えた独立型で、SHS (Solar Home System : 戸別型太陽光発電システム) として活用されている。これまでに導入された系統連系の太陽光発電は設備容量が小さく導入台数も限定的である。

表4.4.1 エルサルバドル国の太陽光発電システム

用途	設置台数	設備容量 (Wp)
PVポンプ	21	9,695
Solar PV (SHS)	2950	287,956
系統連系	12	163,940
街灯	246	15,090
水道	2	280
無線通信	15	n.a.
電話通信	6	n.a.
合計	3,252	476,961

(出典:CNE)

図 4.4.3 は、エルサルバドル国内にある太陽光発電の分布を示したものである。SHS は、主に村落及び山間地域に点在している。一方で、系統連系型の太陽光発電は、サンサルバドル首都圏に多く存在している。また、エルサルバドル国内で最大となる、米国空軍基地内にある太陽光発電設備 (91 kW) を図 4.4.4 に示す。



(出典：JICA調査団（既往調査結果に基づき作成）)

図4.4.3 エルサルバドル国内の太陽光発電システム



(出典:JICA調査団)

図4.4.4 米国空軍基地内にある太陽光発電 (91 kW)

4.4.2 導入に関する課題

4.4.2.1 太陽光発電の価格

系統連系の太陽光発電システムは、エルサルバドル国では広く普及していない。既設の太陽光発電システムの多くは、政府の建築物や学校等の公共施設に導入されている。屋上設置型の太陽光発電システムが普及する為には、高い初期投資額が障害になっている。

表 4.4.2 は、2010 年に国際エネルギー機関（IEA）によって調査された、数カ国で導入されたシステムの基準価格を示したものである。表示されているのは、消費税等を除外した価格である。系統連系システムの価格が高価となるのは、設置する屋根の修正または統合化と関係している。また、プロジェクトに関連して導入されたものがある。表示されている価格は、各国の助成金を含んでいる。近年、太陽光発電システムの価格は減少傾向にある。しかし、国家補助金がない場合は、個人にとっては依然として高価な設備である。

表4.4.2 系統連系システムの価格（1ワット当りの単価（USドル））

国名	<10 kW	>10 kW
オーストラリア	4.6 – 6.4	5.5 – 8.3
カナダ	6.3 – 7.8	3.9
ドイツ	3.4 – 4.2	3.0 – 3.3
デンマーク	3.6 – 5.3	3.6 – 7.1
スペイン	3.3 – 4.1	3.2 – 3.6
フランス	6.3 – 7.8	4.6 – 7.2
日本	6.6	7.0
メキシコ	6.4	9.8
アメリカ	6.7	4.2 – 5.9

（出典：「Report IEA-PVPS T1-20:2011 / IEA」に基づき調査団作成）

4.4.2.2 技術ガイドライン

エルサルバドル国には、米国の電気工事規程（NEC）が、国家の規定として適用されている。NEC の条項 690 に、太陽光発電に関する規定がある。しかし、実際に据付工事を行う電気系技能者のために必要とされる、屋上設置の系統連系型太陽光発電に関する実際的なガイドライン等は、エルサルバドル国内では準備されていない。

4.4.2.3 技術者

人材育成は、将来において太陽光発電が普及する為に最も重要な課題の一つである。大学のカリキュラムまたは再生可能エネルギーに関する研修コースの強化は、太陽光発電に関する人材を育成するための選択肢になる。

4.4.3 関連する既存、実施中の計画

4.4.3.1 CEL（レンパ川水力発電執行員会）

CEL は、総容量が 24.57 kW となる太陽光発電システムを建築物の屋上に導入している。CEL は、単結晶、多結晶およびアモルファスの 3 種類の太陽光発電設備を導入し、実証試験を実施している。各々の設備容量は 8 kW である。CEL は、各タイプの太陽光発電システムの出力と、日射量および気象データのモニタリングを実施している。

4.4.3.2 SWERA

SWERA は太陽光と風力の広範囲にわたるデータベースおよび地図を、2005 年以前に入手可能なものと比較してより高い精度で作成した。

4.4.3.3 地方電化

SHS は、NGO や他機関を通じて地方電化に導入されている。SEESA 社(Suministros Eléctricos y Electrónicos, SA de CV)は、サンサルバドル市内にある電気工事に関する業務を行っている会社である。SEESA 社は、2004 年以降 400 システムを超える太陽光発電を導入してきた。その多くが、米国の E+Co から資金提供を受けて、地方にある一般世帯を対象に導入したものである。E+Co は米国の NPO であり、開発途上国にあるクリーンエネルギー分野の中小の関連会社を支援することを目的としている。

4.4.3.4 USTDA

米国貿易開発局 (U.S. Trade and Development Agency : USTDA) による資金提供を受けて準備段階にある太陽光発電に関連するプロジェクトがある。“CEL 太陽光発電実証試験・F/S 調査”の実施目的は、エルサルバドル国において 3MW の系統連系型の太陽光発電を実証試験設備として導入し、技術、経済性および財務の面から実施可能性を検討することにある。F/S 調査では、受注者が太陽光データの編集、太陽光発電技術の評価、プロジェクトの予備概念設計および、プロジェクト実施のために法律書類と合意書案を作成する。

4.4.4 将来の開発計画

CEL は、系統連系の太陽光発電設備を導入する計画を持っている。CEL は、水力発電所の近郊に太陽光発電所の設置に適している広大な土地を所有している。表 4.4.3 は、候補地点と容量を示したものである。

表4.4.3 太陽光発電の開発計画 (CEL)

場所	容量 (MW)
Photovoltaic power to install at Guajoyo	3.6
Photovoltaic power to install at 15 de Septiembre	14.2
合計	17.8

(出典:JICA調査団)

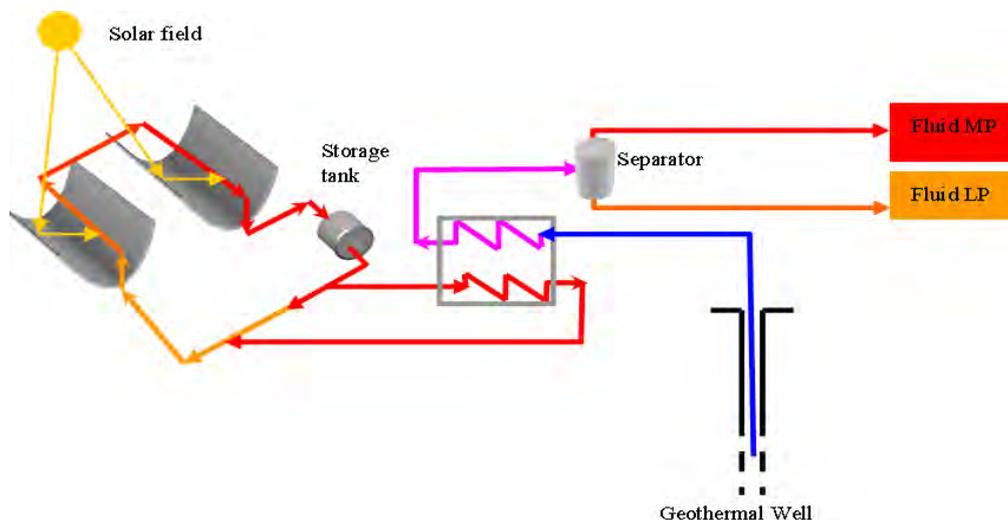
4.5 太陽熱発電

太陽熱発電は、太陽光の日射から熱エネルギーを取り出して、高温にして利用するものである。集められた熱エネルギーは、発電機に接続されたヒートエンジンを駆動させる。太陽熱発電に関して、将来における導入を目指して、いくつかの調査および実証試験が実施されている。エルサルバドル国において、太陽熱発電のポテンシャルは高い。しかしながら、現在は太陽熱発電設備の初期投資額も高い状況にある。ラヘオ(LaGeo)社は、太陽熱発電に関して 2020 年までに 35 MW を導入する計画を持っている。

4.5.1 現況

太陽熱発電は、鏡やレンズ等を用いて広範囲に分散している太陽光または太陽熱エネルギーを小さな範囲に集めるシステムである。太陽熱発電は、CSP（集光型太陽熱発電）と呼ばれている。集光された太陽の放射エネルギーが熱エネルギーに変換され、発電機に接続されたヒートエンジンを駆動することで発電するものである。

エルサルバドル国では、アウアチャパン(Ahuachapán)地熱発電所において地熱・太陽熱（パラボリック・トラフ式）のハイブリッド発電が実証試験施設として導入されている。実証試験は 2007 年以降、続けられている。試験的研究の目的は、太陽熱により熱される合成油と地熱水の間で熱交換することによって、蒸気を生み出すことである。パラボリック・トラフ太陽熱システムは、既存の地熱施設と組み合わせられる外部熱源である。太陽熱実証施設は、4 台のパラボリック・トラフ型の太陽集熱器（幅 4m、長さ 10m）から構成されている。次に太陽熱と地熱発電のハイブリッド方式の概念図を図 4.5.1 に示す。

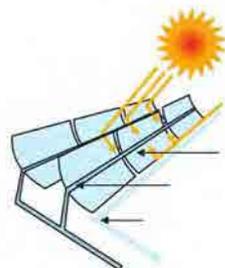


(出典: SOLAR STEAM BOOSTER IN THE AHUACHAPÁN GEOTHERMAL FIELD)

図4.5.1 太陽熱・地熱ハイブリッドの概念図

パラボリック・トラフ型の太陽熱発電設備は、半円筒形状コレクター内の焦線に位置するパイプに放射熱を集めさせるものである。その放射熱によりパイプ内部の流体熱媒（合成油）に熱を加え、熱交換器を通して蒸気を生み出す。従来から用いられている発電所のように、蒸気はタービンを駆

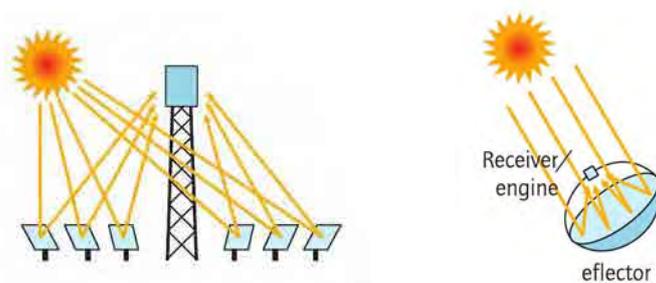
動させて発電を行う。太陽熱発電では、融解塩等を用いて蓄熱することによって、日没後にも必要に応じて電力供給を行うことが出来る。パラボリック・トラフ型は世界の市場で認められた技術であり、CSP 市場で 90 パーセントを占めている。下図に、パラボリック・トラフ型太陽熱発電の概念図を図 4.5.2 に示す。



(出典: Technology Roadmap Concentrating Solar Power/IEA)

図4.5.2 パラボリック・トラフ型

太陽熱発電には、他のタイプもある。一つはソーラータワーと呼ばれるものである。CRS (Central Receiver Systems:中央集熱システム) として知られている。数百又は数千の小さなヘリオスタットと呼ばれる反射板が太陽光線を中央のタワー上部に固定されている受信装置に集める方式である。現在、いくつかの商業運転が行われている。もう一つは、パラボリック・ディッシュ型と呼ばれるものである。パラボリック・ディッシュ型は、中心から垂線上の中空にある焦点で、太陽光線が集中するものである。可動方式であり、集光器及び焦点等も太陽光線を追尾する。パラボリック・ディッシュ型の多くは、焦点にスターリング・エンジンのような独立したエンジンまたは発電機を備えている。図 4.5.3 にソーラータワー型とパラボリック・ディッシュ型の太陽熱発電の概念図を示す。



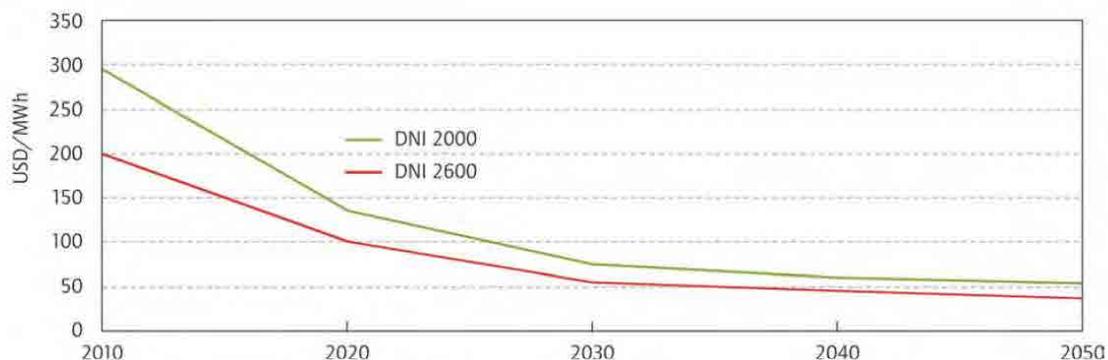
(出典: Technology Roadmap Concentrating Solar Power/IEA)

図4.5.3 太陽熱発電機 (左: ソーラータワー, 右: パラボリック・ディッシュ型)

世界の太陽熱発電装置の総設備容量は 2010 年末時点で 1095MW である。スペインは 2010 年に新たに 400MW を導入し、総設備容量を 632MW とし世界をリードしている。一方で米国では、同年に 78MW を追加し、化石燃料とのハイブリッド運転を含めた総容量を 509MW としている。CSP 市場は、今後も急成長が続くと予想されている。2011 年 4 月時点で、946MW の新しい発電所が建設中である。2013 年末までに、発電設備の総設備容量は 1789MW に達し、稼働開始が期待されている。米国でも、2011 年初期に 1.5GW のパラボリック・トラフ型の発電設備が建設中である。さらに、少なくとも 6.2GW の設備建設に関して署名がされている。

4.5.2 導入に関する課題

高額な初期投資は、エネサルバドル国において太陽熱発電の導入を検討する際に大きな課題である。米国エネルギー省(US DOE)は、CSP プログラムに関して次の目標設定を行っている。化石燃料と競争をする為に、2015 年までに発電価格を 100 ドル/MWh にすることを初期目標としている。そして、2020 年までに 50 ドル/MWh にする目標がある。US DOE が作成したロードマップでは、太陽熱発電が 2020 年までに中間負荷、2025 年から 2030 年の間にベース負荷としての役割を達成することが目標とされている。図 4.5.4 は、US DOE により作成された CSP による発電単価の予測である。



Note: DNI = direct normal irradiance

(出典: Technology Roadmap Concentrating Solar Power/IEA)

図4.5.4 CSPによる発電価格の予測

4.5.3 関連する既存、実施中の計画

スペイン国によりエルサルバドル国で実施される開発事業で、受注社である Solar Millennium AG 社は、パラボリック・トラフ方式の太陽熱発電設備に関する F/S 調査に関して、INE (Inversiones Energéticas S.A. de C.V.)と署名を交わしている。

パラボリック・トラフ型発電を導入する為の、一般の民間投資構造に必要とされる技術、法律および財政的なフレームワークに関して、F/S 調査において分析が行われる。

ラヘオ社は、太陽熱発電に関する研究開発を継続して実施している。現在は、国内の数地点において、太陽熱と日射量の測定を実施している。

パラボリック・ディッシュ型の CSP は、野外実証試験と教育利用を目的としてドン・ボスコ大学 (UNIVERSIDAD DON BOSCO) に据付けられている。図 4.5.5 にシステムを示す。設備容量は 30 kW である。



(出典: UNIVERSIDAD DON BOSCO)

図4.5.5 パラボリック・ディッシュ型

4.5.4 将来の開発計画

ラヘオ社は、エルサルバドル国における太陽熱発電の将来計画について検討を行っている。同社によると、2020年までに設備容量35 MWを導入することを目標としている。候補地として、サンミゲル(San Miguel)、ウスルタン(Usulután)、ヒクイリスコ(Jiquilisco)、コマラパ(Comalapa)およびアウアチャパン(Ahuachapán)があげられている。

現在、文化面、商業面でエルサルバドル国とのつながりのある米国やスペイン国において太陽熱発電の導入が急速に進んでいる。文化的な影響もさることながら、エルサルバドル国においても2つの理由により導入が検討される可能性がある。1つは再生可能エネルギー源の導入による電源構成の多様化であり、もう1つはエルサルバドル国における豊富な日射量の水準である。これらの理由によりエルサルバドル国における太陽熱発電導入の可能性が考慮されている。

4.6 地熱発電

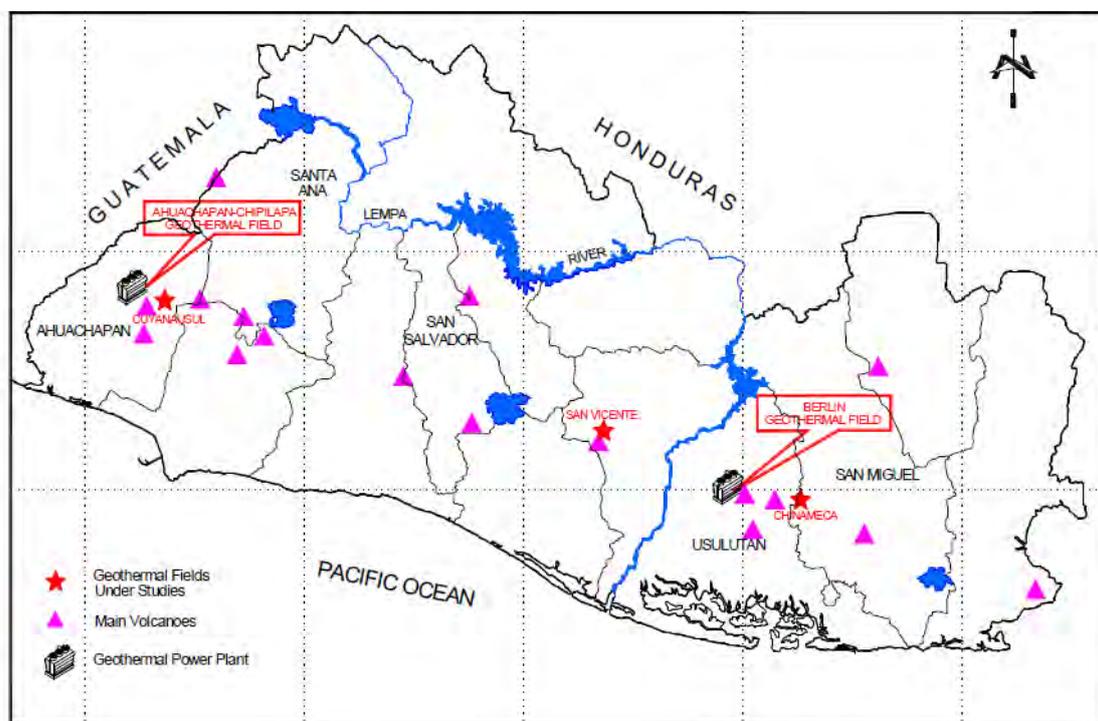
エルサルバドル国における地熱発電は 1975 年に始まった。現在の発電出力は 204MW であり、順調に開発が行われている。当国の地熱発電はコスト競争力があり、技術的問題もない。当国で唯一の地熱発電企業であるラヘオ（LaGeo）社は 2017 年頃までに 60MW から 89MW の発電出力増を計画しており、更に 10MW 級の出力増が見込まれているが、それ以降の計画は具体化されていない。当国における地熱発電の最大実施可能量は、現時点の情報では、既存との合計で 300~400MW 程度と推定される。地熱発電に関する全ての計画や推定値は、調査・開発の進展により順次改訂されていくので、マスタープランに関しても適宜改訂していく必要がある。

4.6.1 現況

4.6.1.1 エルサルバドル国における地熱発電の経緯と現状

当国における地熱調査は 1958 年に始まり、最初の深部調査井は 1968 年に掘削された。その結果、当国における最初の地熱発電はアウアチャパン（Ahuehchapán）において 1975 年に開始された。これは、中南米では最初であり、世界でもイタリア（1913 年）、ニュージーランド（1959 年）、米国（1960 年）、日本（1966 年）、旧ソ連（1967 年）に次ぐ早さである。

続いて 1992 年に、当国における二番目の地熱発電がベルリン（Berlín）で開始された。両地域の位置を図 4.6.1 に示す。



(出典: World Geothermal Congress 2005, El Salvador Country Update (2005))

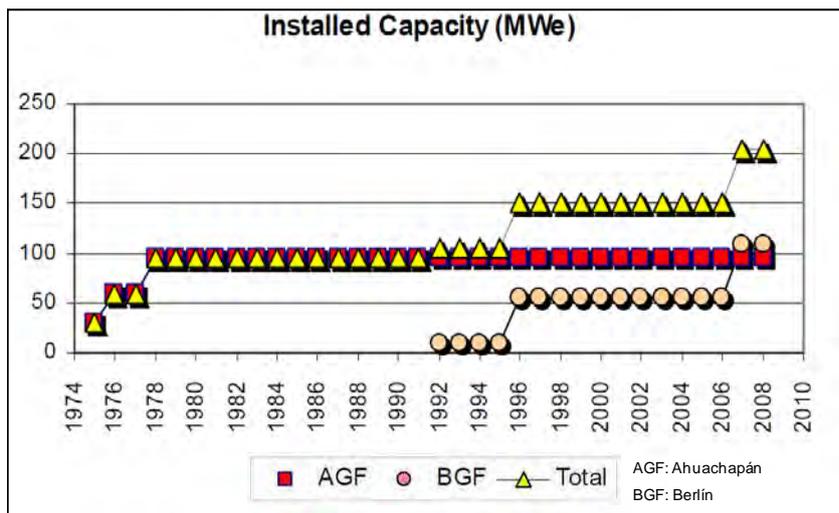
図4.6.1 エルサルバドル国内地熱発電所位置図

当国における地熱発電は CEL により行われていたが、1999 年 11 月に分割民営化によりラヘオ（LaGeo）社となった。ラヘオ社は当初は CEL が 100%株式を持っていたが、2002 年 6 月よりイタ

リアの ENEL (Ente Nazionale per l'Energia eLettrica) が戦略的パートナーとして経営に参加するようになり、現在の持ち株比率は CEL64%、ENEL Green Power (ENEL の子会社) 36%である。

当国の地熱開発は順調に継続されている。現在アウアチャパンとベルリンの 2 地点にラヘオ社が所有する地熱発電所がある。アウアチャパンの設備容量は 3 基の合計 95MW で、2009 年末時点の発電出力は 84MW (定格の 88%) である。ベルリンの設備容量は 4 基の合計 109.4MW で、2009 年末時点の発電出力は 108MW (定格の 98%) である。

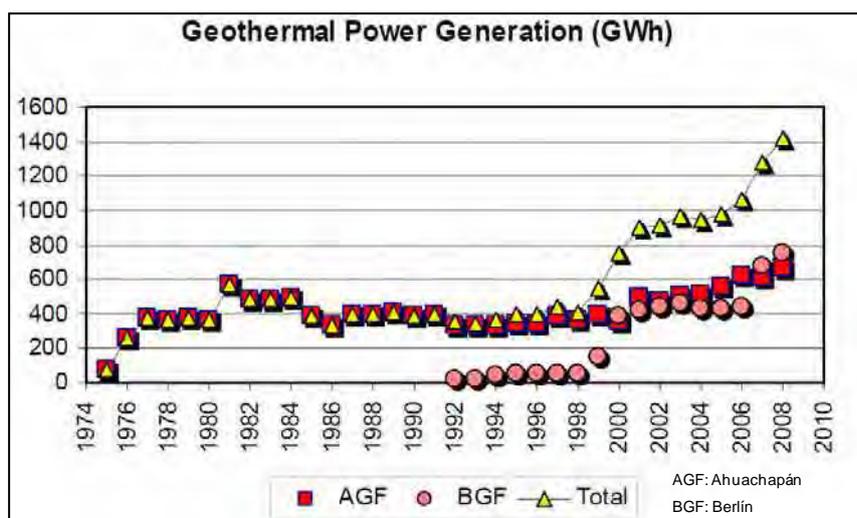
2011 年現在の両地域における設備容量の合計は 204.4MW である。その経年変化を図 4.6.2 に示す。



(出典: World Geothermal Congress 2010, El Salvador Country Update (2010))

図4.6.2 エルサルバドル国内の地熱発電設備容量の経年変化

地熱分野では最大の国際会議である World Geothermal Congress 2010 (WGC2010) にて行われたラヘオ社の報告 (Herrera et al., 2010) にある 2009 年の年間発電電力量から求められた設備利用率は、アウアチャパンで 80%、ベルリンで 79%、平均 79%である。これらの値は WGC2010 で報告された全世界の地熱発電所の中でも優秀な運転成績である。



(出典: World Geothermal Congress 2010, El Salvador Country Update (2010))

図4.6.3 エルサルバドル国内各地熱発電所の発電電力量経年変化

両地域における発電電力量の経時変化を図 4.6.3 に示す。アウアチャパンにおける地熱発電は、1982 年から発電出力が一時的に減衰した。WGC2010 での報告によれば、この原因は、最初は貯留層圧力の低下であり、次は還元問題であった。その後、隣接するチピラパ (Chipilapa) に還元エリアを設ける等の対策を講じた。その結果この問題は克服され、1999 年から出力は回復に転じ、2009 年には上記の優秀な成績に戻った。一方、ベルリンでの地熱発電は運転開始以降順調な運転を続けている。

WGC2010 でのラヘオ社の報告によれば、2008 年における当国での地熱蒸気の生産・還元に関する統計は以下の通りであり、十分よく管理運営されていることが分かる。

- ・稼働生産井：32本
- ・稼働還元井：27本
- ・年間蒸気生産量：13.1百万トン
- ・年平均総蒸気生産量：1,350t/h
- ・1生産井あたりの平均蒸気生産量：33.1t/h
- ・年間総熱水量：38.2百万トン
- ・年間総発電電力量：1,421GWh (年平均設備利用率79.4%)
- ・平均蒸気消費率：8.2t/MWh

調査団は 2011 年 10 月 6 日にベルリン地熱発電所を訪問した。蒸気生産基地や発電所構内は整理整頓が行き届いており、ラヘオ社の管理運営能力の高さと環境配慮意識の高さが確認された。

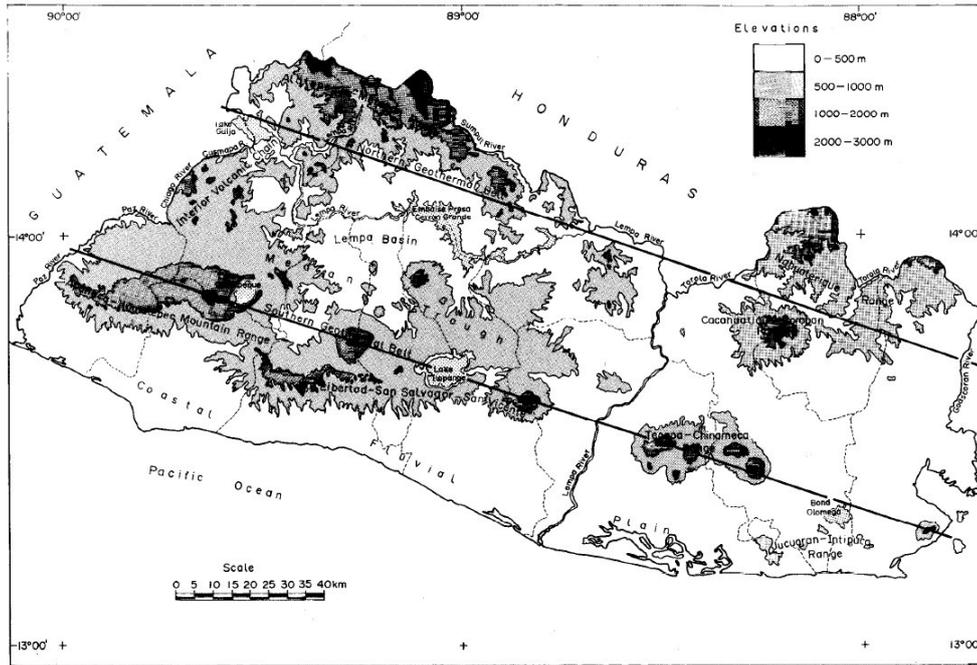
これらの結果から、当国における地熱発電は、資源開発、貯留層管理、発電所運営等の全ての面で技術的問題はなく、今後も当国関係者による独自の運営、新規開発が可能であることは明らかである。

4.6.1.2 エルサルバドル国の地熱資源

当国は環太平洋火山帯に位置することから火山が豊富である。当国には火山配列に関連して、東西方向に延びる地熱ベルト地帯が南北に 2 本ある (図 4.6.4)。1950 年代からの地熱調査により、この中で 28 箇所の温泉と 7 箇所の自然噴気が確認されている (図 4.6.5、表 4.6.1)。これらを含むエリアが地熱地帯である。温泉水の分析値からの推定地下温度 (地化学温度：例えば、Fournier, 1977) が 150°C 以上の地熱地帯は 12 箇所 (表 4.6.2)、90°C 以上 150°C 未満も 12 箇所 (表 4.6.3) である。

これらのうち、蒸気または熱水を用いる地熱発電の可能性のある高温の地熱地帯は表 4.6.2 に示した 150°C 以上の 12 箇所である。その位置を図 4.6.6 に示すが、これらは全て南側の地熱ベルト地帯に位置する。

一方、150°C 未満の地域 (表 4.6.3) においては、熱水を利用した小規模バイナリー発電の可能性はある。なお、ラヘオ社からの聞き取りによれば、ラヘオ社独自の調査により、表 4.6.2、表 4.6.3 に示された以外の、表 4.6.1 中の他の温泉地においても、バイナリー発電の可能性のある資源が発見または推定されているとのことである。



(出典: Geothermal resources of El Salvador by Campos (1988))

図4.6.4 エルサルバドル国内の南北地熱ベルト地帯位置図



(出典: Geothermal resources of El Salvador by Campos (1988))

図4.6.5 エルサルバドル国内28温泉および7自然噴気位置図

表4.6.1 エルサルバドル国内28温泉および7自然噴気の一覧 (Campos, 1988)

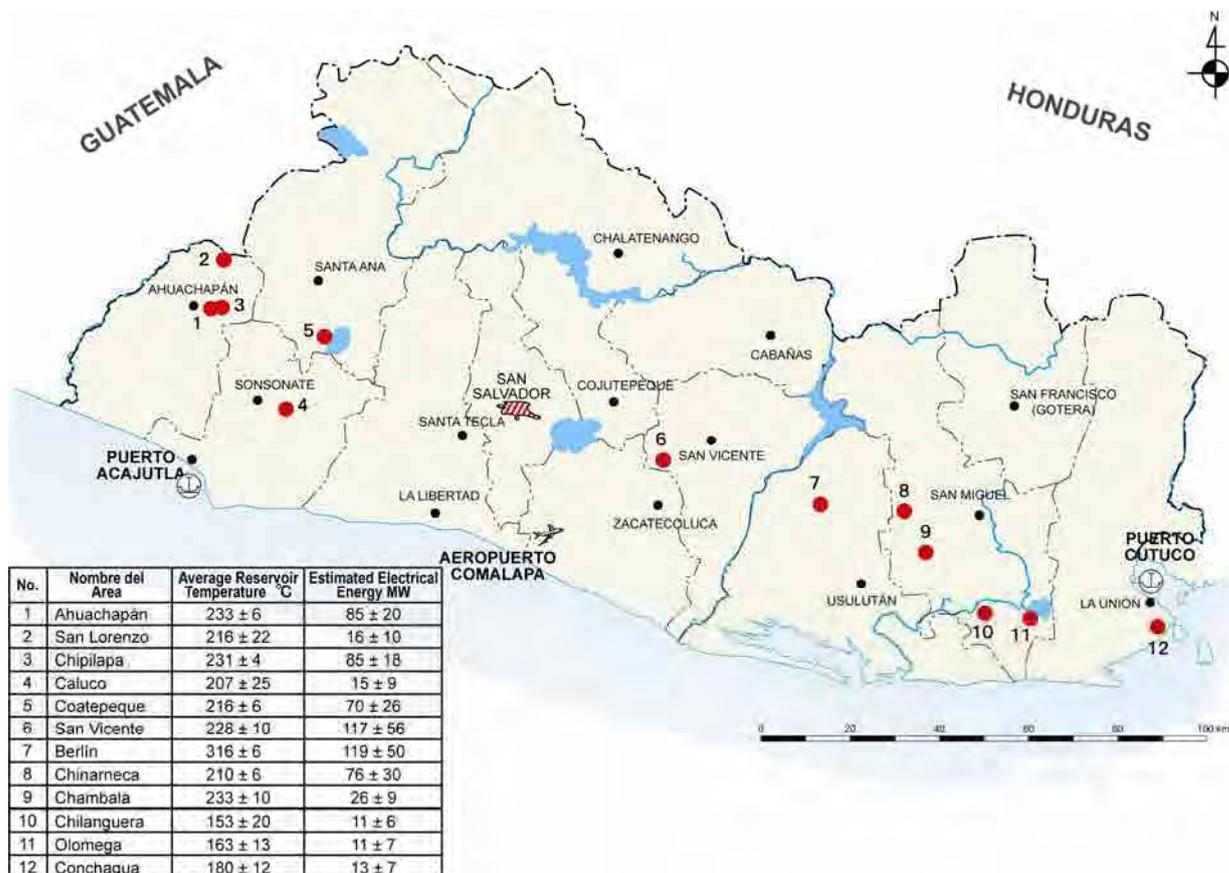
(a) Hot Springs				(b) Fumarolic Area
No.	Hot Spring Area well-depth (m)	Measured Surface Temperature (° C)	Measured Downhole Temperature (° C)	Fumarolic Area
1	Durazneño	98		Playón de Ahuachapán Cuyanausul La Labor (Chipilapa) Infiernillos (San Vicente) El Tronador (Berlín) La Viejona (Chinameca) Carolina
2	Los Toles	99		
	Well TE-1 (400)		110	
3	Los Salitres	85		
4	San Lorenzo	43		
5	Playón-El Salitre	70		
	Well-CH-1 (900)		220	
6	La Ceiba	48		
7	Caluco	38		
8	Coatepeque	70		
9	Agua Caliente	38		
10	San Vicente (F-572)	92		
	Well SV1 (1346)		230	
11	Obrajuelo-Lempa	98		
12	Parras Lempa	78		
13	San Simón	47		
14	Las Burras	68		
	Well TR2 (1905)		297	
15	Jucuapa (P-244)	30		
16	Chinameca			
	Well CHI-1 (750)		159	
17	Chilanguera	99		
18	Conchagua	62		
19	Metapán	79		
20	Texistegue	56		
21	Agua Caliente	64		
22	Obrajuelo	85		
23	El Salitre	42		
24	Nombre de Jesús	88		
25	Carolina	100		
26	San Isidro	73		
27	Santa Rosa	85		
28	El Sauce	69		

(出典 : Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332.)

表4.6.2 エルサルバドル国内の高温地熱地帯の一覧 (Campos, 1988)

No.	Area	Location	Average Reservoir Temperature (°C)	Average Reservoir Volume (km³)	Estimated Electrical Energy (Geothermal Potential) (MWe 25 years)
1	Ahuachapán	Ahuachapán	233±6	10±2	85±20
2	San Lorenzo	Ahuachapán	216±22	2±1	16±10
3	Chipilapa	Ahuachapán	231±4	10±2	85±18
4	Caluco	Sonsonate	207±25	2±1	15±9
5	Coatepeque	Santa Ana	216±6	9±3	70±26
6	San Vicente	San Vicente	228±10	14±6	117±56
7	Berlín	Usulután	316±6	10±4	119±50
8	Chinameca	San Miguel	210±6	10±4	76±30
9	Chambala	San Miguel	233±10	3±1	26±9
10	Chilanguera	San Miguel	153±20	2±1	11±6
11	Olomega	San Miguel	163±13	2±1	11±7
12	Conchagua	La Unión	180±12	2±1	13±7
TOTAL					644±248
RANGE					396 - 892

(出典 : Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332.)



(出典：Estado Actual y Desarrollo de los Recursos Geotérmicos en Centroamérica (2009))

図4.6.6 エルサルバドル国内の高温地熱地帯位置図

表4.6.3 エルサルバドル国内の中～低温地熱地帯の一覧 (Campos, 1988)

No.	Area	Location	Average Reservoir Temperature (°C)	Average Reservoir Volume (km³)	Estimated Electrical Energy (Geothermal Potential) (MWe/25 years)
1	Toles	Ahuachapán	126±6	3±1	13
2	Güija	Santa Ana	119±9	2±1	8
3	Los apoyos	Santa Ana	133±7	2±1	9
4	Agua Caliente	Chalatenango	123±7	2±1	9
5	El Paraiso	Chalatenango	133±7	2±1	9
6	Nombre de Jesús	Chalatenango	151±8	3±1	16
7	Tihuapa	La Libertad	128±11	2±1	9
8	El Salitral	La Paz	123±10	2±1	8
9	Obrajuelo	San Vicente	133±14	2±1	9
10	Carolina	San Miguel	141±11	3±1	15
11	Santa Rosa	La Unión	126±12	8±1	34
12	El Sauce	La Unión	118±12	2±1	8
TOTAL					147

(出典：Campos, T. (1988) Geothermal resources of El Salvador, Preliminary assessment. Geothermics, Vol.17, p.319-332.)

表 4.6.2 と表 4.6.3 には米国地質調査所 (United States Geological Survey; USGS) の容積法による推定地熱発電ポテンシャルが記載されている。これは、推定地下温度と推定貯留層体積から推定される地下の熱エネルギー量に対して、回収率という概念を用いて、地熱発電ポテンシャルを推定する (例えば、Muffler and Cataldi, 1978)。表 4.6.2 と表 4.6.3 では、25 年間発電可能な発電出力として推定されている。ここに示された値は 1988 年に評価された値であるが、2009 年時点においてもこの値が踏襲されている (Montalvo and Guidos, 2009)。

なお、本手法は地熱調査の初期段階において地熱発電ポテンシャルを推定する際よく用いられるが、あくまでも初期段階の推定値であり、実際の開発可能性を保証するわけではない点に注意が必要である。これは、調査井が掘削されていない段階では貯留層の存在が確認できない上、地下温度分布や貯留層の広がりも不明だからである。一般に、十分な数の調査井によって貯留層の全体構造が明らかになっていない段階での容積法による地熱発電ポテンシャル評価はやや過大になる場合が多い点は十分留意すべきである（例えば、Grant and Bixley, 2011, p.49-51）。この値については、調査や開発の進展とともに、数年おきに、その時点の最新情報に基づき改訂することが望ましい。

表 4.6.2 と表 4.6.3 に示された地熱発電ポテンシャルはそれぞれ 644MW と 147MW であり合計 791MW である。現在当国での地熱発電出力の合計は 204.4MW であるので、開発率は 25.8% である。これは、表 4.6.4 でわかるように、世界的に見ても非常に高い水準であり、地熱資源の開発が順調に行われていることが分かる。

表4.6.4 地熱発電ポテンシャルに対する開発率

	A: 地熱発電設備容量 (MWe)	B: 地熱発電ポテンシャル (MWe)	A/B (%)
アメリカ	3,086	23,000 (No.2)	13.4
フィリピン	1,904	6,000	31.7
インドネシア	1,197	27,791 (No.1)	4.3
メキシコ	958	6,000	16.0
イタリア	843	3,267	25.8
ニュージーランド	628	3,650	17.2
アイスランド	575	5,800	9.9
エルサルバドル	204	791	25.8

(出典: World Geothermal Congress 2010; Country up-date report)

4.6.2 導入に関する課題

ラヘオ社からの聞き取りによれば、当国における地熱発電の発電コストは十分競争力があるため、以下の点が導入障壁や課題として強く感じられているようである。

- A. 許認可手続の多さ と取得期間の長さ
- B. 土地収用が容易でない場合がある点
- C. 国土の人口密度が高く、地熱調査地点にも沢山人が住んでいる場合があり、了解取り付けが容易でない場合がある点
- D. 坑井掘削時の水の確保が容易ではない点
- E. 新規開発地点での調査井の成功率が25%程度である点

これらのうち、A.に関しては、現状ではコンセッション取得の手続に、環境影響評価（Environmental Impact Assessment; EIA）の約6ヶ月間を含めて約2年間を要している。急増する電力需要に、純国産再生可能エネルギー資源である地熱発電で対応するため、ラヘオ社は地熱開発を最大限効率的に行いたいと考えており、一連の手続の単純化と短縮を希望している。

現状では、コンセッション取得後の開発期間が6～7年であり、このうち最後の約2年間は発電所建設の期間である。このため、開発期間全体に占めるコンセッション取得手続の長さが問題と感じられているようである。新規地熱発電導入に関する現状での必要手続の概要と流れについては、第3章3.4節に記述したとおりである。

B.とC.は密接な関係がある。B.は、例えば、調査開発候補地点が優良な農地の場合に起きる問題とのことであり、C.の調査開発候補地点に住民が住んでいる場合に起きやすい。これは国土利用の特徴と言ってもよく、十分な説明、話し合いによるほかないであろう。もし当国政府が国産エネルギー利用振興の一環として地熱開発を促進しようとするのであれば、政府または地方自治体が地元住民への理解促進の場を設けることも必要であろう。

地熱井の掘削時には通常掘削時の泥水用以外にも逸泥発生時の補給水や坑内冷却用、注水試験による坑井試験用など多量の水を必要とする。一般に、D.の坑井掘削時の水の確保の問題は、山岳地での坑井掘削において発生しやすい問題である。特に当国の場合は雨季と乾季に分かれるため、乾季に沢水が枯渇するケースが多く、掘削用水の確保が困難になるとのことである。この問題に対しては、工事用の水井戸を臨時に掘削する等の対応策をとるしかないであろう。

E.の調査井の成功率が約25%である点は、世界の新規地熱開発と比較して悪い値ではなく、決してラヘオ社の技術が劣るわけではない。ラヘオ社の既存地熱発電所管内での掘削成功率は約80%とのことなので、きわめて優秀であり、ラヘオ社に技術的問題はないと言える。

4.6.3 関連する既存、実施中の計画

現在当国において地熱資源開発を行っているのはラヘオ社のみである。同社からの聞き取りによる今後の具体的な新規開発・出力増加計画は下表の通りである（表 4.6.5）。

表4.6.5 ラヘオ社による新規開発、増設、改造による増出力計画

地点	計画内容	増出力 (MW)	確実性	実施時期 (年)
アウアチャパン	2号機改造	5～9	A	2015
ベルリン	5号機増設	25～30	A	2017
チナメカ	新規開発	30～50	B	2017
サン・ビセンテ	新規開発	10	C	未定
-	合計(全計画)	70～99	-	-
-	合計 (2017年までの分)	60～89	-	-

(確実性) A: 確実, B: ほぼ確実, C: 可能性あり
(出典: ラヘオ社)

表 4.6.5 にあるように、ラヘオ社では 2017 年頃までに 60 から 89MW の発電出力増を計画しており、更に、10MW 級の出力増も見込まれている。

アウアチャパンでの増出力は、2 号機のシングルフラッシュからダブルフラッシュへの改造である。ベルリンでの増出力は 5 号機の増設である。これらの実現性はほぼ確実である。

現在行われている新規地域での地熱調査はチナメカ (Chinameca) とサン・ビセンテ (San Vicente) の 2 地域である。

チナメカでは調査井が 1 本 (CHI-3 井: 深度 1869m) 掘削されているが (4 本との情報もあり)、その結果が良好であり、30～50MW 級の地熱発電の計画が進行中である。ラヘオ社の新規開発の当面の焦点は当地域に当てられるとのことである。なお、本地域での計画の実現性は非常に高いが、資源リスクに伴う若干の、例えば 2 年程度の遅れも想定範囲内とすべきである。

サン・ビセンテでは 3 本の調査井が掘削され、150℃から 240℃の地下温度が確認された (4 本との情報もあり)。しかし、最初に調査した地点は透水性が低いことが判明したため、調査地点を若干南側に変更し、今後の開発をどのように行うか検討中とのことである。現時点では、10MW 級のバイナリー発電の可能性が考えられているが、実施時期は未定とのことである。

これら以外の地点においても新規の地熱発電を行いうる可能性は十分あるが、計画が具体化しているわけではない。ラヘオ社の方針により、資源確認がなされて初めて具体的な開発計画を立案するとのことである。これは、地下資源である地熱資源の特徴やリスクをよく理解した適切な方針である。

表 4.6.5 の基となるラヘオ社からの聞き取りによる情報を、表 4.6.2 の高温地熱地帯の推定地化学温度とをあわせて整理した結果を表 4.6.6、表 4.6.7 に示す。

表 4.6.6 中の Development Status (開発状況) が RE (Regional reconnaissance only: 地表調査のみ) の地点はまだ調査井による貯留層確認が行われていないため、貯留層存在確度 (Reservoir Existence Possibility) は NE (Not Enough data for evaluation: データ量が評価には不十分) である。従って、推定地熱ポテンシャル (Estimated Resource Potential) は Unidentified (未確認) の欄に記入されるべ

4.6.4 将来の開発計画

ラヘオ社による具体的な地熱発電の出力増加計画は 2017 年までであり、それ以降の具体的な計画はない。ここでは、2017 年以降の将来の地熱発電の出力増加の可能性について、表 4.6.2 と表 4.6.3 に示された地熱ポテンシャルと表 4.6.4 に示された各国における開発率から推定する。

高温地熱資源に関する表 4.6.2 から既設のアウアチャパンとベルリンを除いた地熱発電ポテンシャルの合計は 440MW である。これに中低温地熱資源に関する表 4.6.3 の 147MW を加えた合計（残存ポテンシャル）は 587MW である。この残存ポテンシャルに対する最大開発可能率を、表 4.6.4 から 20%から 30%と仮定すると、将来における開発可能量は 117MW から 176MW と推定される。これに既設の発電出力を加えた合計は、321MW から 380MW となる。従って、当国において将来的に到達可能な総地熱発電出力の最大値は、現時点において、300MW から 400MW 程度と推定される。

これは高温地熱資源によるフラッシュ発電と、中低温地熱資源によるバイナリー発電を含む合計の推定値である。なお、この推定値については、数年おきに、その時点での最新情報に基づき改訂する必要がある。

4.7 バイオマス

バイオマス資源として、サトウキビ、コーヒー豆殻および籾殻の利用について検討が行われた。コーヒー豆殻および籾殻のポテンシャルは、各々の精製設備等で発電利用するには小さすぎる事が判明した。一方で、サトウキビのポテンシャルは大きく、バガスを燃料とした発電設備に関しては、市場主導の方式で容量がさらに増加される可能性がある。

4.7.1 現況

バイオマス資源には、農業廃棄物、畜産廃棄物、森林や産業から排出される木質廃棄物およびバイオマス資源、食品加工廃棄物またはサトウキビ工場から排出されるバガス等が含まれている。これまでに、有機廃棄物と残余資源が主要なバイオマス資源となっている。バイオマス資源による燃焼は、再植することでカーボン・ニュートラルな状態となる。バイオマスから排出される CO₂ は、以前にその植物が大気中から吸収したものである為である。廃棄物、残余物およびバガス等は、熱や発電利用の燃料として用いられている。

エルサルバドル国の農業部門では、主要な農産物としてコーヒー、砂糖、トウモロコシ、米およびソルガム等があげられる。バイオマス発電に利用する為には、無償または最小コストで資源を活用することができる必要がある。もし資源価格が上昇すれば、運転を継続して行くことは困難となる。そのため、バイオマス発電設備の導入にはサトウキビ工場のような農産廃棄物の入手が容易な精製工場等が適している。

主要農産物の年間生産量を次表に示す。エルサルバドル国では、製糖産業は最も大きな農産業の一つである。また製糖産業には大きな電力需要がある。その一方で、トウモロコシ産業は大きな産業ではあるが、主に個人農家により小規模で栽培されている。そのため、収集が困難であり、トウモロコシの穂軸を発電燃料として活用するのは難しい。ソルガムも同様に個人農家による小規模栽培のため、発電燃料としての活用は困難である。コーヒーもエルサルバドル国に主要農産物の一つである。国内に、いくつかのコーヒー工場があるため、発電施設を導入できる可能性がある。

表4.7.1 エルサルバドル国の農産生産量

	砂糖 (1000 MT)	トウモロコシ (1000 MT)	ソルガム (1000 MT)	コーヒー (1000MT)	コメ (1000 MT)
2005	550	725	141	79.7	17
2006	533	739	163	83.2	20
2007	516	834	181	84.0	20
2008	520	900	125	99.0	23
2009	515	820	150	93.0	21
2010	587	850	150	78.0	20
2011	566	850	150	102.0	20

(出典: United State Department of Agriculture)

CNE との協議の結果、バイオマス資源としてバガス、コーヒー豆殻、籾殻をマスタープランの調査対象とすることが決定された。

表 4.7.2 は、典型的なバイオマス燃料および石炭や木炭など従来の燃料について、工業分析と元素分析結果を示したものである。木炭や石炭と比較すると、バイオマス資源の高位発熱量（Higher Heating Value; HHV）は小さい。しかしながら、バガスやコーヒー豆殻などは、発電を行うのに十分な高位発熱量を有している。籾殻の高位発熱量はバガスやコーヒー豆殻と比較して小さな値になる。しかし、アジア地域には籾殻を活用した発電設備が多く存在している。

表4.7.2 固体燃料の工業分析および元祖分析結果

固体燃料名	固定炭素 (%)	揮発分 (%)	灰分 (%)	C (%)	H (%)	O (%)	N (%)	S (%)	HHV (kJ/g)
バガス	14.95	73.78	11.27	44.80	5.35	39.55	0.38	0.01	17.61
コーヒー豆殻	14.30	83.20	2.50	49.40	6.10	41.20	0.81	0.07	18.34
籾殻	15.80	63.60	20.60	38.30	4.36	35.45	0.83	0.06	14.40
トウモロコシ穂軸	18.54	80.10	1.36	46.58	5.87	45.46	0.47	0.01	18.44
石炭	55.80	33.90	10.30	75.50	5.00	4.90	1.20	3.10	31.82
木炭	89.31	93.88	1.02	92.04	2.45	2.96	0.53	1.00	34.78

(出典：「A correlation for calculating HHV for proximate analysis of solid fuels」に基づき調査団作成)

4.7.1.1 サトウキビ

製糖課程ではエネルギーが多く消費され、蒸気と電力が必要とされている。歴史的に、製糖工場は、バガスの燃焼と工場が必要とされるエネルギー量が適合するように設計されている。バガスは、製糖工場内で副次的に生産されるものである。そのため、バガス発電は、電力供給とバガスの処理を効率的に行える経済的な方法である。

エルサルバドルのいくつかの製糖工場には、すでに発電設備が導入されている。国内に 6 社の製糖工場があり、そのうちの 3 社は国内の電力網に系統連系をしている。発電された電力は、工場内で消費されており、余剰電力は連系している電力系統に供給されている。表 4.7.3 に、各県別のサトウキビ生産高を示す。ラパス 県のサトウキビ生産量が、エルサルバドル国全県の中で最大となっている。

表4.7.3 県別サトウキビ生産量 (2009-2010)

県名	面積 (ha)	収穫量 (ton/year)	単位収量 (ton/ha)
AHUACHAPÁN	4,317	318,947	73.88
SANTA ANA	2,571	197,756	76.90
SONSONATE	9,876	785,611	79.55
CHALATENANGO	1,050	82,713	78.80
LA LIBERTAD	7,764	622,046	80.12
SAN SALVADOR	5,342	419,245	78.49
CUSCATLAN	3,184	227,622	71.50
LA PAZ	13,137	1,026,901	78.17
CABAÑAS	591	46,718	79.11
SAN VICENTE	5,381	427,989	79.54
USULUTÁN	7,267	574,041	78.99
SAN MIGUEL	2,683	216,579	80.71
MORAZÁN	n/a	n/a	n/a
LA UNIÓN	n/a	n/a	n/a
TOTAL	63,162	4,946,168	78

* Information was not available from factories

(出典：JICA調査団)



(出典 : Ministry of Agriculture and Livestock)

図4.7.1 サトウキビ生産地域

エルサルバドルには、製糖工場が 6 社ある。そのうち、CASSA 社(COMPAÑÍA AZUCARERA SALVADOREÑA, S.A de C.V)、 El Ángel 社 (INGENIO EL ANGEL)および La Cabaña 社(INGENIO LA CABAÑA) は発電を行っており、連系している系統に電力を供給している。表 4.7.4 に、製糖工場のリストを示す。

表4.7.4 製糖工場のリスト

製糖工場名	栽培面積 (ha)	サトウキビ収穫量 (ton)	砂糖生産量 (ton)
Central Izalco (CASSA)	17,698	1,650,506	191,223
El Ángel	12,276	1,027,792	123,814
Chaparrastique	8,793	748,622	89,556
La Cabaña	9,339	757,055	89,642
Injiboa	8,145	538,333	60,042
La Magdalena	3,667	271,711	32,225
TOTAL	59,918	4,994,018	586,502

(出典 : SIGET)



(出典：JICA調査団)

図4.7.2 製糖工場 (La Cabaña社)

表 4.7.5 は、エルサルバドル国内にあるバガスを利用した発電設備を示したものである。CASSA 社は、設備容量が 50 MW であり、2010 年において 3 社の中で最大の設備容量を持っている。“El Angel Cogeneration Project” は、2007 年に CDM プロジェクトとして登録されている。

表4.7.5 バガス利用のバイオマス発電設備容量

Year	CASSA (MW)	EL ANGEL (MW)	LA CABAÑA (MW)	TOTAL (MW)
2003	20.0			20.0
2004	20.0			20.0
2005	25.0			25.0
2006	29.0			29.0
2007	60.0			60.0
2008	60.0	22.5	21.0	103.5
2009	60.0	22.5	21.0	103.5
2010	50.0 16.0 (Chaparrastique)	22.5	21.0	93.5

(出典：SIGET)

一般的に、表 4.7.6 は、3 社の月別発電量を示したものである。風力発電と同様に、バガス利用の発電方式は水力発電との間に季節的な相互補完作用がある。図 4.7.3 に製糖工場で利用されているバガス発電設備を示す。

表4.7.6 各製糖工場における発電量、自己消費量および売電量 (2010年)

Sugarcane Company	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Annual
CASSA													
Generated Power (MWh)	30,124	29,740	33,200	29,897	2,998	-	-	-	-	-	15,408	32,995	174,362
Self-Consumption (MWh)	11,914	11,028	12,172	10,481	891						5,918	12,578	64,981
Sold Electricity (MWh)	18,210	18,713	21,028	19,416	2,108	-	-	-	-	-	9,490	20,417	109,381
EL ANGEL													
Generated Power (MWh)	13,676	13,322	15,168	11,706	0	-	-	-	-	1.6	4,535	13,045	71,455
Self-Consumption (MWh)	5,812.1	5,289.3	5,820.2	4,316.9						1.6	2,101.2	5,300.0	28,641.3
Sold Electricity (MWh)	7,864.2	8,033.2	9,347.8	7,389.6	-	-	-	-	-	0.0	2,434.2	7,744.9	42,813.9
LA CABAÑA													
Generated Power (MWh)	5,865	6,390	7,127	6,761	826	-	-	-	-	-	3,116	6,832	36,917
Self-Consumption (MWh)	1,833.0	1,752.9	1,938.1	1,827.2	136.5	-	-	-	-	-	661.2	1,307.2	9,456.1
Sold Electricity (MWh)	4,032.0	4,637.1	5,188.9	4,933.8	689.5	-	-	-	-	-	2,454.8	5,524.8	27,460.9

(出典：SIGET)



(出典：JICA調査団)

図4.7.3 蒸気タービン発電機

4.7.1.2 コーヒー

エルサルバドル国内のコーヒー生産量を表 4.7.7 に示す。年間生産量は、La Libertad 県および Occidental 地域 (Ahuachapán, Santa Ana, Sonsonate) で大きい。エルサルバドル国内には、多くのコーヒー精製所がある。そのため、各社の所有するコーヒー豆殻のポテンシャルは、製糖工場より小さくなる。さらに、サトウキビでは全体重量の約 30% がバガスになり、全体の半分以上のエネルギーがバガス内部に残留される。一方で、収穫されたコーヒー赤豆重量の約 4.3% がコーヒー豆殻になる。本調査では、67 か所のコーヒー精製所が確認され、そのうち 46 社から生産量に関する情報を得ることが出来た。生産量が最大となる精製所では、年間 106,000 トンを生産する。換算すると、年間のコーヒー豆殻の生産量は約 456 トンとなる。

$$10,600 \text{ t/year} \times 4.3\% = 455.8 \text{ t/year}$$

概算では、この量のコーヒー豆殻を利用すると、精製所で年間 136 MWh の発電量を得ることが出来る。

$$455.8 \text{ t/year} \times 0.3 \text{ MWh/ton} = 136 \text{ MWh/year}$$

この計算には、発電の燃料消費率として、コーヒー豆殻と同等の高位発熱量を有しているバガスの 0.3 MWh/ton を適用している。この発電量は、70 kW の発電機が 24 時間の運転を 80 日間することが出来る量と同じである。

$$136 \text{ MWh/year} / 24\text{hours} / 80 \text{ days} = 0.07 \text{ MW (70 kW)}$$

表 4.7.7 に、各県別のコーヒー生産量(2010/2011)と発電可能量を示す。地域別では西部地域で発電可能量が最も大きい。同地域の平均出力は、12 時間運転を 300 日間実施した場合で約 290 kW になる。同様に中部地域で約 250 kW、東部地域で 60 kW と小さくなる。

西部地域： $1,053 \text{ (MWh/year)} / 12\text{hours} / 300 \text{ days} = 0.29 \text{ (290 kW)}$

西部地域： $911 \text{ (MWh/year)} / 12\text{hours} / 300 \text{ days} = 0.25 \text{ (250 kW)}$

東部地域： $206 \text{ (MWh/year)} / 12\text{hours} / 300 \text{ days} = 0.06 \text{ (60 kW)}$

これらのことから、蒸気タービン(0.5 MW クラス以上)を活用した発電設備を運転することが出来るコーヒー精製所は存在しないと考えられる。一方で、設備容量が 100 kW 以下となるようなガス化発電設備について導入可能性を検討することは可能である。

表4.7.7 各県別のコーヒー生産量と発電可能量

Department	Farms	Area Coffee (ha)	Coffee Red (ton)	Husk (ton)	Estimated Power Output (MWh/Year)	Potential* (MW)
Ahuachapán	128	8,344	26,350	1,133	340	0.09
Santa Ana	141	8,455	32,813	1,411	423	0.12
Sonsonate	86	8,247	22,494	967	290	0.08
Western Region Total	355	25,047	81,657	3,511	1,053	0.29
Chalatenango	20	250	977	42	13	0.00
La Libertad	154	16,175	48,449	2,083	625	0.17
San Salvador	34	3,834	16,525	711	213	0.06
Cuscatlán	10	174	258	11	3	0.00
La Paz	17	509	871	37	11	0.00
San Vicente	23	804	3,545	152	46	0.01
Central Region Total	258	21,746	70,625	3,037	911	0.25
Usulután	80	3,392	8,527	367	110	0.03
San Miguel	43	2,052	6,415	276	83	0.02
Morazán	16	311	1,026	44	13	0.00
Eastern Region Total	139	5,755	15,968	687	206	0.06
TOTAL	752	52,547	168,250	7,235	2,170	0.60

*12 hours x300 days

(出典：「PROCAFE: PRONÓSTICO FINAL DE PRODUCCIÓN DE CAFÉ, AÑO COSECHA 2011/2012」に基づき調査団作成)

4.7.1.3 米

タイ国のようなアジア諸国では、籾殻を活用した発電設備は一般的な技術になっている。エルサルバドル国内の米生産量は次表に示すように小量である。県別では La Libertad 県の生産量が最大となっている。米重量の約 25%が籾殻と考えられている。タイ国のケースでは、1 MW の発電設備での燃料消費量は 12.3 ton / h である。これより燃料消費率は 81.3 kWh/ton となる。国内で生産される籾殻量は、7,871 トンになり、年間に 639,909 kWh/year の発電量を得ることが出来る。

$$7,871 \text{ t/year} \times 0.0081 = 639,909 \text{ kWh/year}$$

この発電量は、100kW 容量を持つ発電設備が設備利用率 73.0%で 1 年間運転したときの発電量と同等である。エルサルバドル国における籾殻のポテンシャルは製糖産業と比較して小さいことが分かる。

$$639,909 \text{ kWh/year} / (100\text{kW} \times 24 \times 365) = 73.0\%$$

表 4.7.8 に、各県別の米生産量(2010/2011)と発電可能量を示す。地域別では中部地域で発電可能量が最も大きい。同地域の平均出力は、12 時間運転を 300 日間実施した場合で 141.0 kW になる。同様に西部地域で約 24.2 kW、東部地域で 12.6 kW と小さくなる。

$$\text{西部地域} : 87,006 \text{ (kWh/year)} / 12\text{hours} / 300 \text{ days} = 24.2 \text{ kW}$$

$$\text{西部地域} : 507,641 \text{ (kWh/year)} / 12\text{hours} / 300 \text{ days} = 141.0 \text{ kW}$$

$$\text{東部地域} : 45,261 \text{ (kWh/year)} / 12\text{hours} / 300 \text{ days} = 12.6 \text{ kW}$$

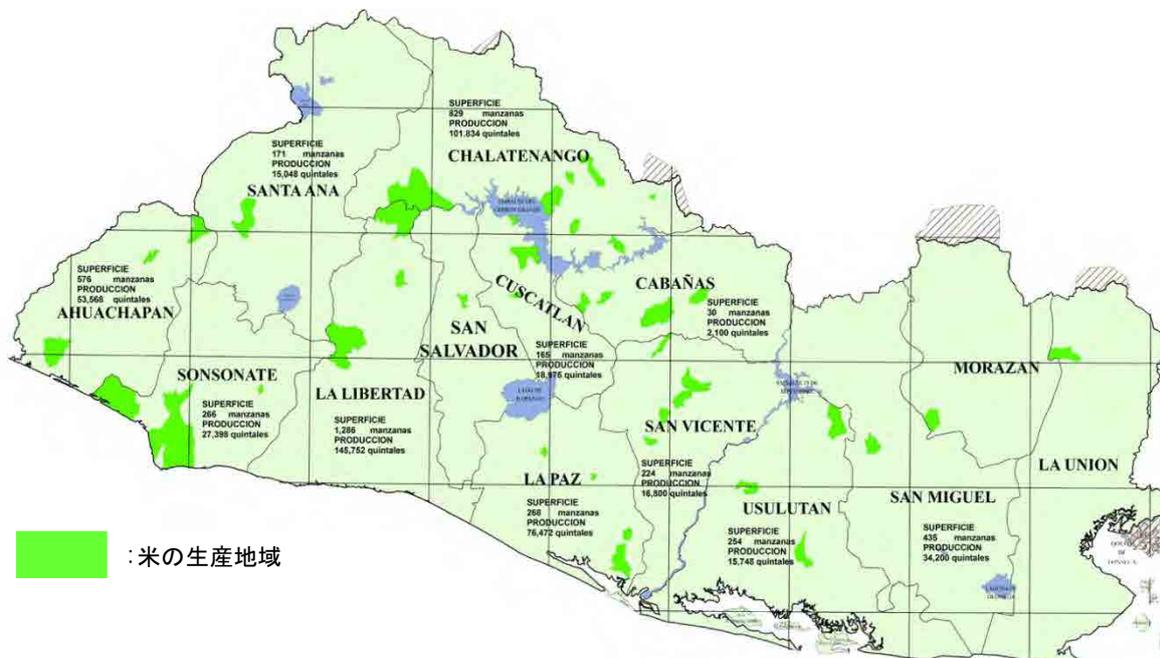
冬期の方が、収穫量が多く発電利用に適している。米の生産地域は、国内に分散している。また、蒸気タービン型の発電設備を導入するには各地域におけるポテンシャルも小さすぎるように考えられる。一方で、設備容量が 100 kW 以下となるようなガス化発電設備について導入可能性を検討することが可能である。

表4.7.8 各県別の米生産量と発電可能量(2009/2010)

Department	Area (ha)	Production (ton)	Yield (ton/ha)	Rice Husk (ton)	Estimated Power Output (kWh/year)	Potential* (kW)
Ahuachapán	403.2	2,388.3	5.9	597.1	48,542.3	13.5
Santa Ana	119.7	670.9	5.6	167.7	13,636.2	3.8
Sonsonate	186.2	1,221.5	6.6	305.4	24,827.5	6.9
Western Region Total	709.1	4,280.7	18.1	1,070.2	87,006.1	24.2
Chalatenango	900.2	6,498.3	7.2	1,624.6	132,077.7	36.7
La Libertad	1,623.3	13,379.8	8.2	3,345.0	271,944.9	75.5
San Salvador	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cuscatlán	115.5	846.0	7.3	211.5	17,194.8	4.8
La Paz	677.6	3,409.5	5.0	852.4	69,297.5	19.2
Cabañas	21.0	93.6	4.5	23.4	1,903.0	0.5
San Vicente	156.8	749.0	4.8	187.3	15,223.8	4.2
Central Region Total	3,494.4	24,976.2	37.1	6,244.1	507,641.7	141.0
Usulután	177.8	702.1	3.9	175.5	14,270.5	4.0
San Miguel	304.5	1,524.8	5.0	381.2	30,991.4	8.6
Morazán	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
La Unión	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Eastern Region Total	482.3	2,226.9	9.0	556.7	45,261.9	12.6
TOTAL	4,685.8	31,483.9	64.1	7,871.0	639,909.7	177.8
1st plant (winter) (dry)	3,364.2	21,588.3	6.4	5,397.1	438,782.9	121.9
2nd plant (summer) (irrigation)	1,321.6	9,895.5	7.5	2,473.9	201,126.9	55.9

*12 hours x300 days

(出典：「Anuario de Estadísticas Agropecuarias 2009- 2010; MAG」に基づき調査団作成)



(出典： Ministry of Agriculture and Livestock)

図4.7.4 米生産地域

4.7.2 導入に関する課題

4.7.2.1 木質バイオマス

一般的に、木質バイオマスは再生可能なエネルギーである。しかし、エルサルバドルは中南米諸国の中で2番目に森林破壊が進んでいる国である。約85%の森林が1960年代以降に消失しており、土地面積の約5%が森林として残されている。国全体のエネルギー消費量の約50%を薪である。都市居住者の60%および85%の地方居住者が薪を調理に利用しており、残されたわずかな森林の消失に拍車をかけている。森林破壊を防止する為、以下の法律がある。

“Legislative Decree No. 1030 of 26 April 1997, Protection of the Criminal Code Natural Resources”

“258条：全て又は一部の、森林、自然または法的に保護されている耕作地に対して、破壊、燃焼、切断または損害を与えた者は誰であれ、3年から6年間の懲役の刑罰を受ける。伝統的農業に厳格に従事している農民に対しては処分を例外とする。”

上記のような状況およびCNEとの協議結果から、今回の調査では木質バイオマスを発電用資源として検討を行わないこととした。

4.7.2.2 農産廃棄物

無償で入手できる農産廃棄物は、バイオマス発電に最適な資源といえる。導入には、バイオマス資源の運搬、前処理として乾燥および破砕や切断作業についても事前に検討を行う必要がある。有価物となるバイオマス資源を燃料とするのは、運営の持続性を考慮すると困難である。

4.7.2.3 技術

エルサルバドル国に対しては、ボイラーと蒸気発電機を用いた大型の発電設備は既に導入されている。しかし、バイオマスガス化発電等の小型発電設備に関しては導入されていない。

4.7.3 関連する既存、実施中の計画

バイオマス発電設備は、製糖工場を中心とした民間セクターの主導で導入されてきた。そのため、民間会社は、自ら調査を実施し、開発計画を検討している。

その他に木質バイオマスに関連するプロジェクトとして“Turbococinas, rural cooking stove substitution program in El Salvador”が小規模CDM事業として実施されている。このプロジェクトは、国内の森林破壊率を減少させることが期待されている。2010年3月に開始し10年間継続される。

4.7.4 将来の開発計画

バイオマス発電設備は、民間企業により導入されている。La Cabaña 社と El Angel 社で実施した調査結果によると、両社ともバガスを利用した発電施設のさらなる導入を検討している。El Angel 社で現地調査を実施した時には、25 MW の設備容量をもつバガス利用の発電設備の据付工事が実施されていた。現在、El Angel 社は、それぞれ 10 MW と 12.5 MW の設備容量を持つ発電機を所有している。据付工事が行われている 25 MW が導入されると、既設の 10 MW と交換される。そのため、El Angel 社の設備容量は 2011 年 11 月には、37.5 MW となる。また、La Cabaña 社においても、15 MW の発電設備を、2015 年頃を目途に導入する計画がある。CASSA 社も同様に 2013 年から 2014 年の収穫シーズン前に新たに 20 から 30 MW の設備容量を導入する計画がある。

表4.7.9 将来の開発計画

	La Cabaña	El Angel	CASSA
Capacity of Additional Installation (MW)	15	25	20 to 30
Planned Year	2015	Dec. 2011	2013

(出典： JICA調査団)

4.8 バイオガス

サンサルバドル首都圏にあるネハパ (Nejapa) に埋立バイオガス (LFG: Landfill Biogas) 発電施設がある。設備容量は 6.3 MW である。他の県にも埋立地はあるが、固形廃棄物の許容容量はサンサルバドルと比較して、とても小さい。サンサルバドルのバイオガス発電施設は、最大で 25 MW まで設備容量を増設する計画がある。この章では、畜産廃棄物や廃水等のバイオガス発電のポテンシャルについても述べる。

4.8.1 現状

嫌気性発酵は、酸素のない状態における、公共の固形廃棄物およびその他の有機廃棄物を有機分解する最も有望な方法である。世界では、都市、産業および農業経営から生じる空気や水の汚染物質は増加し続けている。『4R』の概念として、Reduce, Reuse, Recycle, および Renewable Energy があり、廃棄物処理に有効な手段として認められている。

嫌気性発酵は、自然状態で、湖、沼、泥炭湿原、反すう動物の腸、池、および温泉等で起きている。嫌気性発酵のひとつであるメタン発酵は、埋立地を安定させるプロセスでもある。嫌気性発酵は、廃棄物の有機部分をうまく処理することができる技術の一つである。完全に設計されたシステムでは、嫌気性発酵は汚染を防止するだけでなく、エネルギーや堆肥の生産を行うこともできる。このように、嫌気性発酵は廃棄物問題を収益の向上に活用できる。

嫌気性発酵は、バイオマス資源から発電に利用できるバイオガスまたは埋立地ガスに変えることができる。バイオガスは埋立地で嫌気性発酵により発生し、埋立地ガスとも呼ばれる。バイオガスは、沼気、埋立地ガスまたは消化ガスとも呼ばれている。構成成分の純度が高い場合、「更新できる天然ガス」と呼ぶことができる。

4.8.1.1 埋立地バイオガス

エルサルバドル国には、埋立地から発生するバイオガスを利用した発電設備がある。埋立地バイオガスは、嫌気性細菌が有機物を消化した時に、埋立地に放置されている廃棄物から発生する。これらの細菌は、食糧、紙、木等を有機酸のような単純な形に分解する。一般的に、発生したガスには約 50% のメタン(CH₄)が含まれている。

表4.8.1 エルサルバドル国の埋立地

	Year			
	1998 ^(a)	2001 ^(b)	2006 ^(c)	2009 ^(d)
Total landfills	0	1	9	14
Total municipalities served with landfills	0	11	39	252
Percentage of municipality served by landfills (%)	0	4%	12%	96%
Sanitary disposal coverage (%)	0	46%	48%	75%
Total urban population served by landfills (million)	0	1.3	1.9	3.6
Percentage of population served by sanitary landfills (%)	0	35%	54%	99%

a) Analysis of the solid waste sector in El Salvador. PAHO, MOH, 1998

b) First national survey of solid waste in El Salvador 2001

c) Second National survey of solid waste in El Salvador 2006

d) Statistical data of solid waste Unit 2009

(出典: MARN (www.marn.gob.sv))

エルサルバドルでは、サンサルバドル首都圏に人口が集中している。全国人口 6.2 百万人のうち 2.1 百万人が首都圏に集まっている。ネハパ埋立地は、サンサルバドル首都圏で排出される首都ゴミの埋立地である。

表 4.8.2 に 2007 年にエルサルバドルの各県で、一日あたりに発生する固形廃棄物の重量を示す。大部分の固形廃棄物は、サンサルバドルで埋立地に廃棄されている。全土の固形廃棄物の約 55%と埋立処理される固形廃棄物の約 80%はサンサルバドルで処理されている。

表4.8.2 固形廃棄物量

	Total of Solid Waste (ton/day)	Landfill Disposal (ton/day)	Landfill / Total (%)
SAN SALVADOR	1,768.78	1,609.62	91.0
LA LIBERTAD	368.19	226.29	61.5
SANTA ANA	270.56	0.00	0.0
SAN MIGUEL	231.01	0.00	0.0
SONSONATE	109.82	34.99	31.9
USULUTAN	82.11	49.88	60.7
CUSCATLAN	72.46	58.98	81.4
LA PAZ	55.46	0.00	0.0
LA UNION	51.79	0.00	0.0
AHUACHAPAN	50.29	15.81	31.4
CABAÑAS	42.58	0.00	0.0
SAN VICENTE	32.60	0.00	0.0
CHALATE	30.09	0.00	0.0
NANGO			
MORAZAN	21.23	2.97	14.0
TOTAL	3,186.97	1,998.54	62.7

(出典: PRACTICAS DE DESECHOS SÓLIDOS EN CENTRO AMERICA El Salvador, MARN, 2007)

ネハパ埋立地のバイオガス発電施設の視察を実施した。ネハパ埋立地は、土地所有者である Mides S.E.M. de CV 社と 20 年間の契約をしており、サンサルバドル首都圏から都市固形ゴミを受け入れている。カナダの Biothermica Energie 社が、CIDA(Canadian International Development Agency)による工業分野協力プログラムへの援助を受けて F/S 調査を 2003 年に実施している。“Landfill Gas to Energy Facility at the Nejapa Landfill Site” は、CDM プロジェクトとして 2006 年に登録されている。F/S 調査の結果を基に、AES Nejapa 社は 2008 年にバイオガス発電施設を建設した。

埋立地は、ネハパから 6 km 離れた郊外にある。この埋立地は、年間 408,000 トンの廃棄物をサンサルバドル首都圏から受け入れており、15 区画に分かれており合計で 12.5 百万トンの容量がある。第 1 区画から第 3 区画まで、徐々に埋まっており、現在は第 4 区画が利用されている。全ての区画が埋まったとき、地域面積は 47 ヘクタールとなる。LFG の回収および燃焼システムの寿命は、2026 年までの 21 年間またはプロジェクトに経済性がある期間とされている。図 4.8.1 に埋立地バイオガス発電所の概念図を示す。

埋立地で発生したメタンガスは、大型の送風機により発電施設まで吸引される。送られてきたガスは燃焼塔で燃焼されたり、発電施設の燃料として用いられたりする。発電電力量の大部分は電力系統に供給され、他は施設内で消費される。



(出典: Biothermica)

図4.8.1 埋立地バイオガス発電所の概念図

埋立地には、図 4.8.2 に示されたようにポンプの取り付けられた約 60 の縦井戸がある。また、地下にはガスを回収する為の水平パイプが埋められている。



(出典: JICA 調査団)

図4.8.2 LFGの吸込ポンプ

表 4.8.3 は、ネハパ・バイオガス発電所について情報をまとめたものである。現在、総発電容量は 6.3 MW である。現在の固形廃棄物回収量から 10 MW くらいまで容量を増設することが可能である。発電設備は、年間でおおよそ 40,000 MWh を発電している。自己消費量は年間約 3,000 MWh である。発電所の所員は 30 人である。

表4.8.3 ネハパ・バイオガス発電所の概要

総発電容量	6.3	MW
発電機出力電圧	13.8	kV
連系電力系統電圧	23	kV
廃棄物量	200	ton/day
メタン(CH ₄)発生量	32,000 40,000	to m ³ /day
CH ₄ 濃度(%)	48 to 52	%
燃料消費量	600 to 650	m ³ /h
年間発電量	40,000	MWh/year
自己消費量	3,000	MWh/year
初期投資額 (US\$)	58,000,000	US\$
発電機価格 (US\$)	500,000	US\$
年間維持管理費	700,000	US\$/year
スタッフ人数	30	
設備利用率	87	%
CO ₂ 削減量	200,000	ton / year

(出典：ネハパ・バイオガス発電所の提供データを基に調査団作成)



(出典: JICA 調査団)

図4.8.3 バイオガス発電所の外観

他の場所にある、埋立地バイオガス発電設備を開発するためには、詳細な研究を実施する必要がある。図 4.8.4 に、埋立地の開発と拡張計画を示す。



(出典：「PROGRAMA NACIONAL PARA EL MANEJO INTEGRAL DE LOS DESECHOS SÓLIDOS; MARN」)

図4.8.4 埋立地の拡張及び開発計画

表 4.8.4 に、「National Program for the Integrated Management of Solid Waste in El Salvador」を基に作成した埋立地バイオガスから推定された発電設備容量を示す。ネハパ埋立地のバイオガス発電所の情報によると、現在の状態で固形廃棄物から得られる発電可能電力は 10 MW である。そのため、単位発電量は、以下の通りに推定することができる。

$$10 \text{ (MW)} \div 2,000 \text{ (ton/day)} = 5.0 \text{ (kW/ton)}$$

この単位発電量から、以下のように発電容量が推定される。

表4.8.4 埋立地バイオガス発電所のポテンシャル (ネハパを除く)

	Landfill location	ton/day	MW
Proposed landfill	Ahuachapan	100	0.5
	Santa Ana	300	1.5
	Chalatenango	50	0.3
	San Vicente	200	1.0
	Morazan	50	0.3
	La Union	150	0.8
Existing landfill	Sonsonate	250	1.3
	Usulután	200	1.0
Expansion of existing landfill	Puerto de La Libertad	50	0.3
	San Miguel	150	0.8
	Santa Rosa de Lima	80	0.4
TOTAL		1,580	7.9

(出典：「PROGRAMA NACIONAL PARA EL MANEJO INTEGRAL DE LOS DESECHOS SÓLIDOS; MARN」に基づき調査団作成)

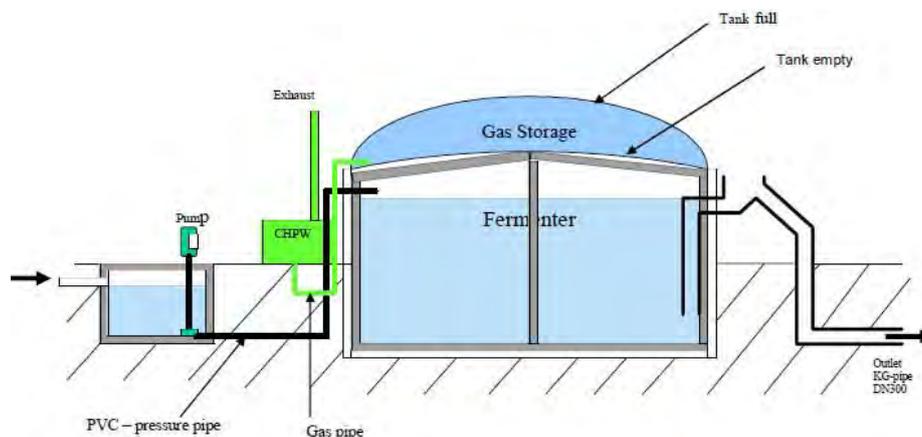
4.8.1.2 畜産廃棄物

A. 導入可能容量

バイオガスは、有機物、例えば肥料、下水汚泥および一般世帯や産業から排出された有機廃棄物が嫌気性発酵する間に発生する。農場では、バイオガスを使用する電力の発電燃料または電力系統への売電、その他に暖房や冷房を目的として利用することができる。嫌気性発酵から発生する生物学的にも安定した副産物が、現地のニーズと資源に応じて様々な用途に利用される。成功した副産物適用として、有機肥料や苗床および水産養殖の補助剤としての利用も含まれる。小規模の発酵施設が世界中で活用されているのと同様に、大規模の発酵施設が多くの工業国に試験段階から導入されている。バイオガスは主にメタンと二酸化炭素から構成されている。また、再生可能なエネルギー源として電熱併給プラントに利用されている。バイオガスの生産および利用には、環境面からも下に示す利点がある：

- ・ 再生可能なエネルギー源
- ・ 伝統的な肥料管理または埋立地と比較してメタンの大気中への発散を引き下げる
- ・ 化石燃料の代用品として利用できる
- ・ バイオガスと同時に得られるスラリーを有機肥料として利用できる

バイオガスは、有機物の嫌気性発酵により発生するガスである。一般的に、バイオガスはメタン (CH_4)、二酸化炭素 (CO_2)、水素 (H_2)、窒素 (N_2) および硫化水素 (H_2S) を含む不純物で構成されている。約 800 万のシステムが中国で活用されており、インドでは 44 万、バングラディッシュでも約 2 万のシステムが活用されている。図 4.8.5 に、小規模バイオガスの典型的な構造を示す。



(出典: Biogas Production and Utilisation IEA BioEnergy)

図4.8.5 小規模バイオガス施設の典型例

大規模な嫌気性発酵層は、発生したバイオガスを発電燃料、熱と蒸気の供給、化学製品製造および車両の燃料等に利用している。バイオガスから排出されるスラリーを有機肥料として土壌に還元することは重要であり、利益を得ることが出来る。嫌気性発酵の過程で、発生したスラッジを浄化し臭いを減少させる。国家の法律と優先順位によるが、一般的に 30%から 70%の汚水は嫌気性発酵により処理されている。

家畜はその種類により、大きさが多様である。このため、発生するバイオガスのポテンシャルを推定するためにGV（家畜単位）が適用される。GVは、500kgの重量あたりの家畜頭数を示す。

表4.8.5 GV (家畜単位)

家畜の種類		GV
牛		
0 to 1	years	0.3
1 to 2	years	0.7
2 and over	years	1
OX, Handling		1.2
豚		
under 12	kg	0.01
12 to 20	kg	0.02
20 to 45	kg	0.06
45 to 60	kg	0.16
鶏		
ブロイラ		
0.8 to 1.2	kg	420
under 0.8	kg	625
雌鶏		
under 1.6	kg	300

(出典: Biogas-Praxis)

a. バイオガス（飼育牛）

表 4.8.6 に、エルサルバドル国における牛の飼育頭数を示す。東部地域において、飼育牛の頭数が最も多い。一般的に、エルサルバドルにおける牛の飼育は放牧で行われている。そのため、嫌気性発酵の燃料として活用する牛糞の収集に困難がある。バイオガス発酵層は、牛飼育場の側に据付された方が良い。バイオガス施設を持続可能な状態で運営するために、飼育場の中で牛を飼育し、糞尿を簡易に集積する必要がある。

表4.8.6 エルサルバドルの飼育牛頭数

	CALF (nos)	VEAL (nos)	STEER MALE (nos)	STEER FEMALE (nos)	YOUNG BULL (nos)	BULLS (nos)	OX (nos)	DRY COWS (nos)	DAIRY COWS (nos)
AHUACHAPAN	5,439	5,146	1,991	5,330	639	1,027	457	6,103	9,990
SANTA ANA	9,328	10,918	2,202	11,195	955	1,891	514	12,429	19,763
SONSONATE	7,042	9,936	2,169	9,452	1,526	1,252	622	11,211	19,691
Western Region Total	21,809	25,999	6,362	25,976	3,120	4,170	1,593	29,742	49,444
CHALATENANGO	10,188	13,634	2,400	13,866	1,295	2,549	180	12,438	24,299
LA LIBERTAD	7,074	8,090	2,462	7,656	762	1,510	1,069	10,424	17,101
SAN SALVADOR	5,134	6,375	1,301	5,842	640	1,165	661	5,838	12,300
CUSCATLAN	2,373	2,081	730	2,456	398	464	448	2,916	4,355
LA PAZ	7,477	9,176	3,481	10,498	1,241	1,614	1,690	13,250	17,745
CABAÑAS	10,027	10,765	2,707	11,947	1,340	2,155	423	12,851	18,544
SAN VICENTE	8,453	8,689	4,307	12,306	1,264	1,429	946	12,879	15,797
Central Region Total	50,727	58,809	17,390	64,571	6,940	10,886	5,417	70,595	110,140
USulután	11,953	12,892	7,249	17,721	3,877	3,289	4,936	18,978	25,445
SAN MIGUEL	17,326	18,248	5,182	19,006	2,842	3,859	4,025	21,725	31,863
MORAZAN	10,684	11,110	1,114	9,943	1,395	2,076	474	11,042	17,428
LA UNION	22,109	23,367	2,162	19,824	2,411	4,362	939	27,670	37,643
Eastern Region Total	62,073	65,617	15,707	66,493	10,525	13,586	10,375	79,416	112,379
TOTAL	134,610	150,426	39,459	157,041	20,584	28,643	17,384	179,753	271,963

(出典: MAG/ Census of Agriculture, October 2007)

表 4.8.7 に、各県の飼育牛頭数から推定された発電出力を示す。国レベルで、可能性な発電容量は、約 84 MW である。飼育牛から得られるバイオガスについて最大の可能性を有する県は、約 11.6 MW の La Union 県である。

表4.8.7 バイオガス（飼育牛）からの推定発電量および出力

	GV*	Estimated Power Output (MWh/year)	Estimated Potential (kW)
AHUACHAPAN	29,826	26,352	3,008
SANTA ANA	57,544	50,842	5,804
SONSONATE	53,833	47,562	5,430
Western Region Total	141,203	124,756	14,242
CHALATENANGO	66,676	58,910	6,725
LA LIBERTAD	48,218	42,601	4,863
SAN SALVADOR	32,817	28,994	3,310
CUSCATLAN	13,691	12,096	1,381
LA PAZ	56,858	50,235	5,735
CABAÑAS	58,172	51,396	5,867
SAN VICENTE	55,012	48,604	5,548
Central Region Total	331,444	292,837	33,429
USULUTAN	91,328	80,690	9,211
SAN MIGUEL	103,440	91,392	10,433
MORAZAN	52,482	46,369	5,293
LA UNION	115,310	101,878	11,630
Eastern Region Total	362,560	320,329	36,567
TOTAL	835,207	737,922	84,238

(出典: JICA 調査団)

b. バイオガス（飼育豚）

表 4.8.8 に、エルサルバドル国における豚の飼育頭数を示す。中部地域において、飼育豚の頭数が最も多い。現在、AEA によりバイオガスに関して、8 プロジェクトが実施されている。

表4.8.8 エルサルバドル国内の飼育豚頭数

	PIGLET MALE (nos)	PIGLET FEMALE (nos)	FATTENING PIGS MALE (nos)	FATTENING PIGS FEMALE (nos)	GROWING PIGS FEMALE (nos)	BOARS (nos)	FEMALE PIGS FOR REPRODUCTION (nos)	PIGS FOR SELLING (nos)	PIGS PRODUCTION FOR FATTENING (nos)
AHUACHAPAN	954	847	2,121	730	112	42	263	714	11,028
SANTA ANA	1,889	1,769	2,233	1,484	473	115	1,117	4,491	8,517
SONSONATE	2,421	1,470	4,045	2,974	3,431	204	2,091	5,998	8,097
Western Region Total	5,264	4,086	8,399	5,188	4,015	360	3,471	11,203	27,642
CHALATENANGO	621	686	646	607	61	22	135	793	334
LA LIBERTAD	4,812	2,484	8,632	3,734	1,518	146	2,598	8,223	22,656
SAN SALVADOR	457	517	589	443	561	39	347	387	2,737
CUSCATLAN	220	398	311	105	24	5	90	907	211
LA PAZ	1,002	1,090	923	1,037	209	52	359	1,778	746
CABAÑAS	3,809	3,322	7,823	5,534	2,871	200	2,883	2,607	32,673
SAN VICENTE	1,522	812	1,143	693	147	14	137	1,345	1,756
Central Region Total	12,442	9,309	20,066	12,153	5,390	478	6,550	16,039	61,114
USULUTAN	2,353	2,640	1,121	1,199	95	58	291	1,167	730
SAN MIGUEL	2,473	2,374	3,276	2,374	484	180	653	3,312	4,046
MORAZAN	1,386	1,192	1,842	1,376	360	137	367	1,930	10,432
LA UNION	2,343	2,660	1,988	1,288	444	204	1,082	6,291	2,482
Eastern Region Total	8,555	8,867	8,227	6,236	1,382	580	2,393	12,700	17,690
TOTAL	26,261	22,261	36,692	23,577	10,787	1,418	12,414	39,942	106,445

(出典: MAG/ Census of agriculture at October 2007)

表 4.8.9 に、各県の飼育豚頭数から推定された発電出力を示す。国レベルで、可能性な発電容量は、約 2.4 MW である。飼育豚から得られるバイオガスについて最大の可能性を有する県は、約 570 kW の Cabañas 県である。

表4.8.9 バイオガス（飼育豚）からの推定発電量および出力

	GV*	Estimated Power Output (MWh/year)	Estimated Potential (kW)
AHUACHAPAN	2,152	1,425	163
SANTA ANA	2,650	1,755	200
SONSONATE	3,670	2,431	277
Western Region Total	8,473	5,611	641
CHALATENANGO	317	210	24
LA LIBERTAD	6,510	4,312	492
SAN SALVADOR	733	485	55
CUSCATLAN	235	156	18
LA PAZ	662	439	50
CABAÑAS	7,541	4,994	570
SAN VICENTE	701	464	53
Central Region Total	16,699	11,059	1,262
USulután	614	406	46
SAN MIGUEL	1,824	1,208	138
MORAZAN	2,361	1,563	178
LA UNION	1,977	1,309	149
Eastern Region Total	6,775	4,487	512
TOTAL	31,948	21,158	2,415

(出典: JICA 調査団)

2008 年に、AEA から支援を受けてバイオガス・プロジェクト “Granja de los Hermanos Jovel” が実施された。プロジェクト総額は、約 39,000 米ドルであった。当該養豚場では、25,000 匹の豚を飼育している。バイオガス発酵層の容積は、25m³ である。しかし、畜糞の利用可能量はバイオガス発生に利用している量より多い。発生したガスは、子豚用豚舎の暖房および調理用のガスとして用いられる。年間の、CO₂ の排出削減量の量は 3,607 トン、堆肥生産は約 5,300 トンと推定される。農場は現在、さらに 3 施設のバイオガス利用の発電施設を建設するために財源を探している。



(出典: JICA 調査団)

図4.8.6 バイオガス施設（Granja de los Hermanos Jove）

c. バイオガス（養鶏）

表4.8.10に、エルサルバドル国内の養鶏羽数に関する情報を示す。最も養鶏羽数が多いのは、中部地域であることがわかる。多くの場合、鶏糞は家庭からの生ごみや牛または豚の排泄物と混合して利用されている。

表4.8.10 エルサルバドル国の養鶏羽数

	NEWLY HATCHED CHICKS (nos)	FOR FATTENING CHICKENS (nos)	GROWING CHICKENS (nos)	CHICKENS LAY EGG (nos)	FATTENING CHICKENS PRODUCTION (nos)
AHUACHAPAN	20,426	171,748	32,441	122,504	750,097
SANTA ANA	110,560	70,532	255,300	305,007	438,430
SONSONATE	33,464	121,975	74,113	336,226	467,222
Western Region Total	164,450	364,255	361,854	763,737	1,655,749
CHALATENANGO	27,196	63,380	11,727	203,228	136,423
LA LIBERTAD	5,078,933	7,794,172	598,405	1,181,461	46,242,417
SAN SALVADOR	771,255	427,351	1,030,719	2,475,338	1,420,767
CUSCATLAN	43,473	219,648	219,867	578,505	474,443
LA PAZ	88,516	237,036	257,392	687,275	1,874,532
CABAÑAS	73,134	146,736	106,766	320,228	231,646
SAN VICENTE	3,285	41,601	7,251	34,131	500,365
Central Region Total	6,085,794	8,929,924	2,232,128	5,480,165	50,880,593
USULUTAN	54,710	51,157	28,984	105,658	94,232
SAN MIGUEL	83,398	299,903	80,986	253,948	547,977
MORAZAN	15,732	80,163	6,559	38,450	156,257
LA UNION	19,913	36,750	10,776	58,388	134,674
Eastern Region Total	173,753	467,973	127,305	456,443	933,140
TOTAL	6,423,997	9,762,152	2,721,287	6,700,346	53,469,483

(出典: MAG/ Census of agriculture at October 2007)

表4.8.11は、各県における鶏からの発電電力の推定値を示したものである。発電可能量は、約96 MWである。最も、養鶏からのバイオガス・ポテンシャルが高いのは、La Libertad県で約72 MWである。

表4.8.11 バイオガス（鶏）からの推定発電量および出力

	GV*	Estimated Power Output (MWh/year)	Estimated Potential (kW)
AHUACHAPAN	2,687.6	12,033	1,374
SANTA ANA	2,949.7	13,206	1,508
SONSONATE	2,683.6	12,015	1,372
Western Region Total	8,320.9	37,254	4,253
CHALATENANGO	1,182.2	5,293	604
LA LIBERTAD	141,901.7	635,312	72,524
SAN SALVADOR	15,823.8	70,845	8,087
CUSCATLAN	4,053.5	18,148	2,072
LA PAZ	7,929.7	35,502	4,053
CABAÑAS	2,272.8	10,176	1,162
SAN VICENTE	1,419.6	6,356	726
Central Region Total	174,583.4	781,632	89,227
USULUTAN	832.9	3,729	426
SAN MIGUEL	3,138.6	14,052	1,604
MORAZAN	723.8	3,241	370
LA UNION	648.1	2,902	331
Eastern Region Total	5,343.5	23,923	2,731
TOTAL	188,247.7	842,810	96,211

(出典: MAG/ Census of agriculture at October 2007)

4.8.1.3 産業ゴミ

コーヒー産業から廃棄物を利用してバイオガスを活用している工場がある。サンサルバドル市から15 kmの距離にある、La Libertad 県の Quezaltepeque 市にある工場では、年間約 3,450 トンのコーヒー豆を加工している。表 4.8.12 は、工場で排出される廃棄物を算出したものである。この工場は、環境省からの環境許可を得ている。

表4.8.12 コーヒー工場からの廃棄物

廃棄物	廃棄物量 (トン/年)
Pulp	5,339.16
Mucilage	1,067.83
Wet Parchment	1,601.75

(出典：Atapasco コーヒー工場の提供データを基に調査団作成)

毎月の廃水再処理量の平均値は、61.85m³である。収穫期間の工場稼働は9月から2月にかけてで、1年につき176日間である。収穫期間の総排水量は約247.4m³になる。また、排水は処理施設でリサイクルされている。再生処理水は、工場で使用する水量を減少させるのに用いられている。処理後に発生する汚泥は廃棄処理されている。汚泥の量は、年間で約2.5m³であり、乾燥後に農地に還元されている。廃水処理施設として、生物処理を行う Up-flow Anaerobic Sludge Blanket (UASB) が用いられている。この発酵層は、コーヒー精製過程から発生する排水とバイオガスの処理をしている。高濃度の有機物を処理に活用されている。



図4.8.7 上向流式嫌気性汚泥ブランケット

廃水は、発酵層に供給される。これまでの運営経験から、発酵層は BOD を 12,000 から 200 まで減らすことができる。UASB 発酵層は、約 600-700m³/日のバイオガスを発生させる。発生したバイオガス（メタン）は、燃焼塔で燃焼されている。しかし、工場の作業工程のなかではエネルギー源として今のところ利用されていない。工場の年間電力消費量は 475 MWh である。そのため、発生されたバイオガスを用いた電力発電の導入またはガス化技術は考慮されたが、約 2,000,000 ドルと高額な初期投資費用が障壁になり、導入に至らなかった経緯がある。

4.8.1.4 廃水

環境省によると、エルサルバドル国内では、産業からの排水によって自然の貯水池は汚染され水質が悪化している。基本的に、全ての汚染物質は、人間の活動から排出されるものに起因している。高濃度の有機または無機材料は、自然の貯水池を汚染させる。エルサルバドルに、ICA (Indice de Calidad de Aguas)と呼ばれる水質指標が、河川およびその他の天然水資源のモニタリングのために利用されている。2002年以降、ICAは河川の汚染を縮小させる研究および水生生物のために水質を管理する目的で活用されている。表4.8.13に、水質指標のパラメータを示す。

表4.8.13 ICAパラメータと加重値

Parameter	Units	weight
Dissolved oxygen	% saturation	0.17
Coliforms	NMP/100 mL (maximum number)	0.15
pH	U pH	0.12
BOD	mg/L	0.10
Nitrate	mg/L	0.10
Phosphate	mg/L	0.10
Temp (rate of change)	C	0.10
Turbid	UNT	0.08
Total solid dissolved	mg/L	0.08

(出典: MARN (2009))

水質指標を示す数式を以下に示す。

$$ICA = \left[\sum_{i=1}^9 (Sub\ i) W_i \right]$$

ここに、

Wi: 各々のパラメータ (Subi) に割り当てられる相対荷重であり、範囲は、0~1である。合計地は1になる。

Sub_i: パラメータiの下位指標

表4.8.14 ICAの範囲

Water quality	Range of ICA	Uses
Excellent	91 to 100	Provides the develop of aquatic life
Good	71 to 90	Provides the develop of aquatic life
Regular	51 to 70	Restrict the develop of aquatic life
Bad	26 to 50	Restrict the develop of aquatic life
Worst	0 to 25	No aquatic life

(出典: MARN (2009))

環境省によると、124地点で、水質の観測が行われた。この観測結果で、ICAにより” Excellent” または “Good” と判別された地点はない。しかし、観測された地点の60%は、水質が” Regular” に

分類されている。そのうえ、観測された地点の31%は、” Bad” に、9%は” Worst” に分類される。” Worst” に分類された水質は酸素が欠乏している状態であり、メタンまたは他のガスを発生させる可能性がある。

廃水処理施設の情報には ANDA から入手した。廃水処理施設からのバイオガス発生量を推定するためには、現在の施設状況を把握しておく必要がある。廃水処理プラントにおいてバイオガスの開発を検討するためには、国の水質管理設備の情報を確認する必要がある。国内には、66 の水処理プラントがある。これには、バイオガスを発生させるためには容量が小さすぎるプラントも含まれている。表 4.8.15 に、受益者が 10,000 人以上の水質管理施設 18 施設を示した。これらの施設は、ANDA によって所有または管理されている。同表には、各プラントにおける受益者数、設備容量、廃棄物処理場の容量と処理システムの種類なども併記した。

表4.8.15 水処理施設 (受益者1,000 人以上)

City	Name and type of the plant	Beneficiaries	Capacity (l/s)	Volume (m³)	Discharge place
Ayutuxtepeque	Urb. La Santisima Trinidad, Sediment and Percolating filter	24,000	41.67	26.04	-
Cuscatancingo	Urbanizacion Ciudad Futura, Sediment tank and percolating filter	15,000	26.04	26.04	El Chaguiton River
Santa Tecla	Urbanizacion Alpes Suizos I, Sediment tank and percolating filter	10,086	17.51	-	La Reandnaga stream
Ilopongo	Urb. AltaVista I, Sediment tank and percolating filter	21,000	36.46	31.25	Amaando stream
	Urb. AltaVista II, Sediment tank and percolating filter	15,000	26.04	20.83	Amaando stream
	Urb. Cumbres de San Bartolo, Sediment tank and percolating filter	16,800	29.17	5.73	Amaando stream
	Urb. Cumbres de San Bartolo II, Sediment tank and percolating filter	16,775	29.12	-	Amaando stream
	Urb. Vista al Lago, Sediment tank and percolating filter	21,000	36.46	2.08	-
La libertad	Urb. Camposverdes de Lourdes, Sediment tank and percolating filter	18,000	31.25	20.83	Sucio River
	U. Camposverdes de Lourdes II, Aaerobic reactor and anaerobic filter	18,000	31.25	-	River Colon
	Urb. Complejo Lourdes, septic tank and anaerobic filter	18,000	31.25	15.20	River Colon
	Urbanizacion Nuevo Lourdes, RAFA and anaerobic filter	24,000	41.67	10.20	River Colon
	Urb. Brisas de Zaragoza, activated sludge	12,000	20.83	1.56	River San Antonio
La Paz	Mpio. de Santiago Nonualco, Stabilization Ponds	12,000	20.83	12.80	River Jalponga
	Urbanizacion Montelimar, Sediment tank and percolating filter	12,720	22.08	20.83	-
	Urb. Santa Isabel El Pedregal, Sediment tank and percolating filter	24,000	41.67	2.08	River Jiboa
Sn. Miguel	Mpio. El Transito, Imhoff tank and Lagoon	10,566	18.34	-	-
	Urbanizacion Ciudad Paraiso, upflow anaerobic reactor and anaerobic filter	12,000	20.83	5.70	-

(出典: ANDA)

4.8.2 導入に関する課題

ネハパ・バイオガス発電所では、建設前にカナダの会社により CIDA の工業分野協力事業の支援を受けて F/S 調査が実施されている。さらに他の場所で埋立地バイオガスの活用を検討する場合には、同様な F/S 調査を実施する必要がある。現在は、新しい埋立地の開発を禁止する法律はエルサルバドルにない。しかしながら、エルサルバドルの環境法 52 条項および "National Program for the Integrated Management of Solid Waste" によると、全ての埋立地はカバーされなくてはならない。

4.8.3 関連する既存、実施中の計画

ネハパ埋立地の拡張の他に、埋立地バイオガス発電施設に関連する計画および実施中の計画はエルサルバドル国に存在しない。

4.8.4 将来の開発計画

ネハパの埋立地バイオガス発電施設では、設備容量を 6MW から 10MW に増設したい意向はあるが、民間会社であり予算の確保が課題である。ネハパ埋立地における発電設備容量は、将来において最大で 25 MW と検討されている。

表4.8.16 ネハパ バイオガス発電所の将来計画

Short term plan	10 MW
Long term plan	25 MW

(出典：JICA調査団)

第5章 電力需給予測のレビュー

5.1 政府による電力需給予測のレビュー

政府による電力需給予測が国家エネルギー審議会（CNE）電力市場担当部局により 2011 年 8 月に実施された。需要予測の部分については 2012 年から 2026 年の 15 年間を対象とし、年間発生電力量ベースでの各年の需要予測を実施している。予測した需要を満たすための開発シナリオが 7 種類用意されており、各シナリオにおける 15 年間の運転限界費用が算定されている。

調査団は 2011 年 9 月中旬と 11 月初旬の 2 回に分けて CNE から需給予測に関する説明を受け、再生可能エネルギーマスタープラン策定との関連、整合性をどのように扱うか、協議を行った。

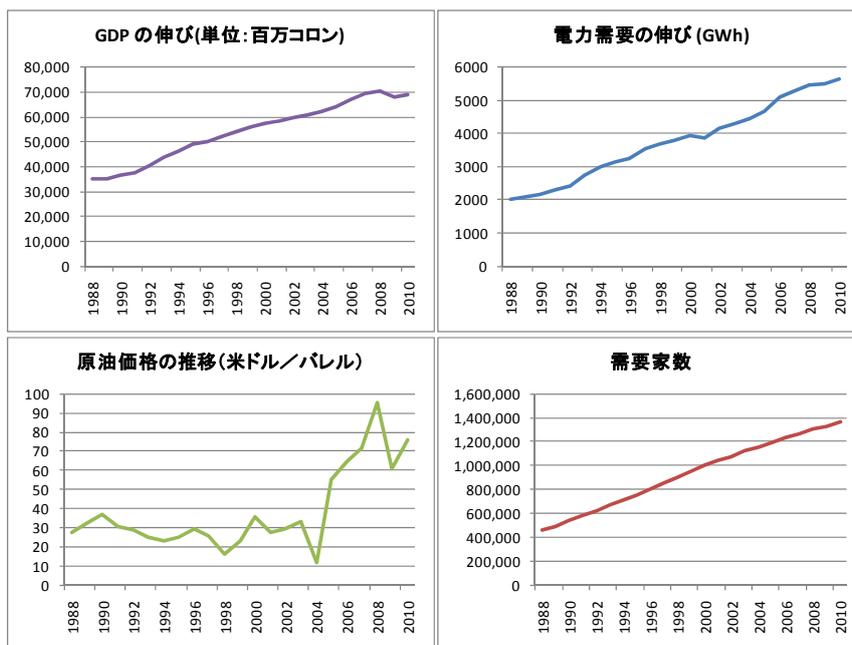
以下に CNE による需給予測に関する概要を記述する。

5.1.1 需要予測

需要予測に用いられた分析手法は、重回帰分析（Multiple Linear Regression System）であり、主なパラメータとして、国内総生産（GDP）、原油価格、電気料金、需要家数などを用いて予測を行なっている。ここでは、重回帰分析に関する詳しい記述は省略し、予測に用いたデータ、ならびに予測結果のみを紹介する。

エルサルバドル国は電力卸売市場を採用しているため、電力供給者は市場競争原理により毎年変わることが予想される。このため、需要予測値は参照予測として扱い、高需要（High）、参照需要（Reference）、低需要（Low）の 3 つのシナリオに分けて予測を行なっている。

需要予測に用いたデータ、ならびにその詳細は以下のとおりである。



(出典：CNE)

図5.1.1 需要予測に用いた各パラメータの推移

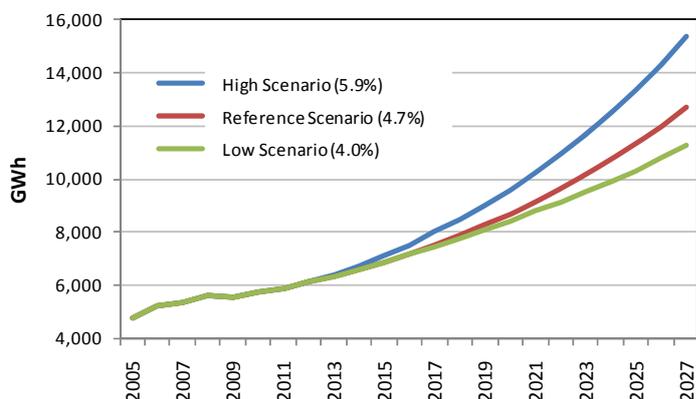
需要予測は、予測対象期間を 2012 年から 2026 年の 15 年間とし、電力自由市場特有の条件等を考慮し、以下の条件のもとに行われた。

<条件>

- 予測期間：2012 年～2026 年（15 年間）
- 基準価格年：2010 年
- 割引率：12%
- 投入する発電所出力の最大サイズ：250 MW
- 予測対象地域：エルサルバドル国内のみの独立系統
- 電力供給システムの信頼性：99.73%（年間停電時間：24 時間以内）
- シナリオの種類：高需要（High）、参照（Reference）、低需要（Low）
- GDP 成長予測：GDP 成長率については、2016 年までの 15 年間を以下のとおり 4 つに分けて予測している。

シナリオ \ 年	GDP 年平均成長率予測値			
	2011 - 2012	2013 - 2015	2016 - 2020	2021 - 2026
高需要 (High)	2.8%	4.0%	4.5%	5.0%
参照 (Reference)	2.8%	3.0%	3.5%	4.0%
低需要 (Low)	2.8%	3.0%	3.0%	3.0%

上記の条件を用いて予測した電力需要値とそのグラフを以下に示す。参照（Reference）シナリオでは、15 年間の間に電力需要が約 2 倍の 12,000 GWh に伸びると予測している。



Year	参照シナリオによる 需要予測値 [GWh]	参照シナリオによる 最大需要予測値 [MW]
2005	4,744.80	829
2006	5,197.00	881
2007	5,352.60	906
2008	5,614.10	943
2009	5,574.80	906
2010	5,734.10	948
2011	5,906.10	976.2
2012	6,108.10	1,009.50
2013	6,346.30	1,048.90
2014	6,604.60	1,091.60
2015	6,877.10	1,136.60
2016	7,193.60	1,188.90
2017	7,536.60	1,245.60
2018	7,900.20	1,305.70
2019	8,283.10	1,369.00
2020	8,685.20	1,435.50
2021	9,146.30	1,511.70
2022	9,646.60	1,594.40
2023	10,179.70	1,682.50
2024	10,744.20	1,775.80
2025	11,340.80	1,874.40
2026	12,016.10	1,986.00

(出典：CNE)

図5.1.2 高 (High)、参照 (Reference)、低 (Low) 需要予測と参照シナリオの需要予測値

5.1.2 電源拡張計画

5.1.2.1 拡張計画策定に用いた条件等

前節で予測した需要を満たすため、シナリオ別の投入計画が併せて策定された。投入計画に用いた短期・中期の再生可能エネルギー開発の個別プロジェクト、ならびに主な諸元は以下のとおりである。ただし、表 5.1.1 のコスト情報は 2007 年現在のものを用いているものもあり、適宜更新が必要である。

表5.1.1 短期・中期の再生可能エネルギー源投入計画

計画名	電源の種類	出力 (MW)	開発投資額 (\$/kW)	年間運転コスト (\$/kW)	予定投入時期 (年)
チャパラル水力発電計画 Chaparral	水力	66.1	4,997	16.9	2015
11月5日水力発電所拡張 Expansión 5 de Noviembre	水力	80	2,208	16.9	2016
シマロン水力発電計画 Cimarrón	水力	261	2,871	16.86	2022
アウアチャパン地熱発電最適化 Optimización Ahuachapán	地熱	5.00	6,066	55.0	2015
ベルリン地熱発電所6号機 Berlín U6	地熱	4.85	4,273	55.0	2016
ベルリン地熱発電所5号機 Berlín U5	地熱	26.46	2,890	55.0	2017
チナメカ地熱発電計画 Chinameca	地熱	47.25	2,359	55.0	2017
カバニャ製糖工場発電拡張 Expansión La Cabaña	バイオマス	15	2,000 (*)	—	2015 (*)
アンヘル製糖工場発電拡張 Expansión El Ángel	バイオマス	15 (10 MW 退役、 25 MW 投入)	960 (*)	—	2011年11月(*)

(出典：CNE、JICA調査団)

(*) の情報はJICA調査団の聞き取り調査による。

上記の他にも国営会社 (CEL など)、民間会社から提案された開発計画を考慮して投入計画が策定された。投入計画策定に際しては、発電原価をベースに、最小コストを用いている。また、再生可能エネルギー源以外のプロジェクト候補として、以下の火力発電候補プロジェクトを考慮し、シミュレーションにより拡張計画が策定された。

表5.1.2 電力需要増に対応するための火力発電候補プロジェクト

種類	出力 (MW)	投資額 (\$/kW)	固定維持管理費 (\$/kW-年間)	変動維持管理費 (\$/MWh)	投入予定年
ガスタービン Turbinas de Gas	100	885	9.7	2.7	2014
ディーゼル発電 Motores a diesel	100	1,700	47.1	7.5	2014
天然ガス コンバインドサイクル Ciclo Combinado GNL	250	1,349	30.4	1.7	2016
石炭汽力 Vapor Carbón	250	3,028	33.8	2.1	2016
天然ガス発電 Motores a GNL	100	1,700	47.1	7.5	2018

(出典：CNE)

5.1.2.2 参照シナリオ

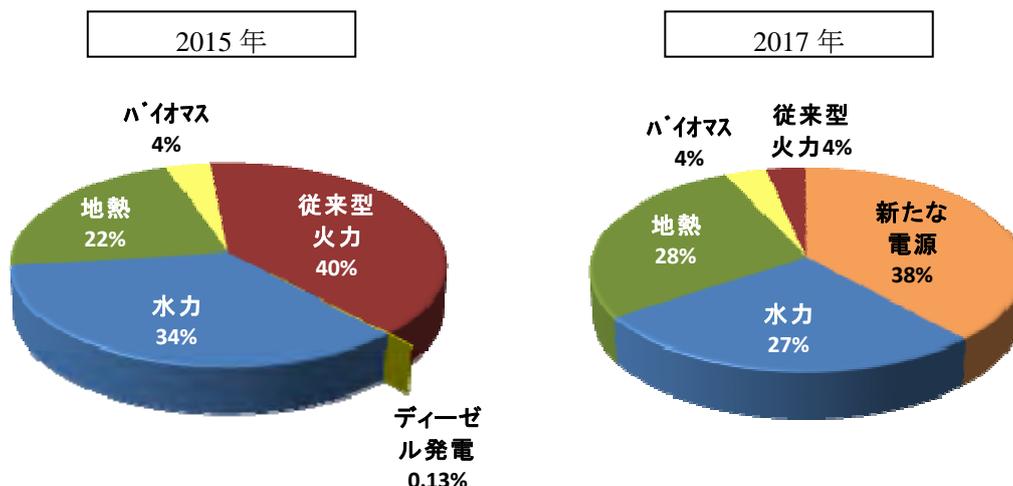
前項で述べた諸条件を用いてシミュレーションを行い、表 5.1.3 に示す指標的電源拡張計画（参照シナリオ）が策定された。中・大規模水力（出力が 20 MW を超えるもの）を含む再生可能エネルギー源の投入量は灰色で示したとおり、合計 289 MW で全投入量（1,589 MW）の 18%を占める。

表5.1.3 指標的電源拡張計画（参照シナリオ）

当入年	計画名	出力 (MW)
2011	アンヘル製糖工場発電拡張 Expansión Ingenio El Ángel (Biomass)	15
2012	ザクバル水力発電計画 Contrato Xacbal (Hydro)	30
2013	カバニャ製糖工場発電拡張 Expansión Ingenio La Cabaña(Biomass)	15
2015	チャパラル水力発電計画 Hidroeléctrica Chaparral(Hydro)	66
	アウアチャパン地熱発電最適化 Optimización Geotérmica Ahuachapán. (Geothermal)	5
2016	11月5日水力発電所拡張 Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre (Hydro)	80
	ベルリン地熱発電所6号機 Geotérmica Berlín, Unidad 6 (Geothermal)	5
	天然ガスコンバインドサイクル-A Ciclo Combinado Gas Natural -a	250
	天然ガスコンバインドサイクル-B Ciclo combinado Gas Natural -b	107
2017	チナメカ地熱発電計画 Central Geotérmica Chinameca(Geothermal)	47
	ベルリン地熱発電所5号機 Geotérmica Berlín, Unidad 5(Geothermal)	26
	天然ガスコンバインドサイクル-B Ciclo Combinado Gas Natural - b	143
2019	中速天然ガス発電 Motores de media velocidad, gas natural	100
2020	中速天然ガス発電 Motores de media velocidad, gas natural	100
2021	中速天然ガス発電 Motores de media velocidad, gas natural	100
2023	天然ガスコンバインドサイクル-C Ciclo combinado Gas Natural - c	250
2026	天然ガスコンバインドサイクル-D Ciclo combinado Gas Natural - d	250
火力発電小計		1,300
再生可能エネルギー源小計		289
合計		1,589

(出典：CNE)

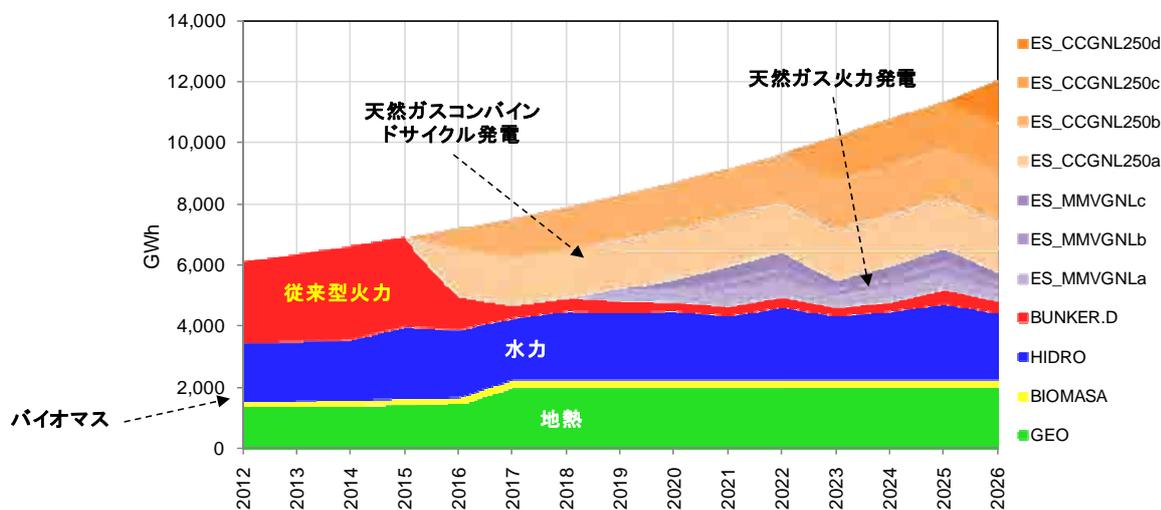
エルサルバドル国政府は上記の通り 2011 年から 2016 年にかけて集中的に再生可能エネルギー源を投入し、エネルギー源構成を図 5.1.3 に示すとおり、抜本的に改訂し、従来型火力発電への依存度を軽減することを目標としている。



(出典：CNE)

図5.1.3 電源拡張計画による短期的な電源構成 (Energy Matrix) の変化

また、参照シナリオの策定対象期間である 2012 年から 2026 年の 15 年間の電源構成の変化を発電電力量 (GWh) で見ると図 5.1.4 のとおりである。ここでも 2015 年から 2017 年にかけて従来型火力発電を再生可能エネルギー源や天然ガス火力などに置き換え、電源構成の改善を計画している。

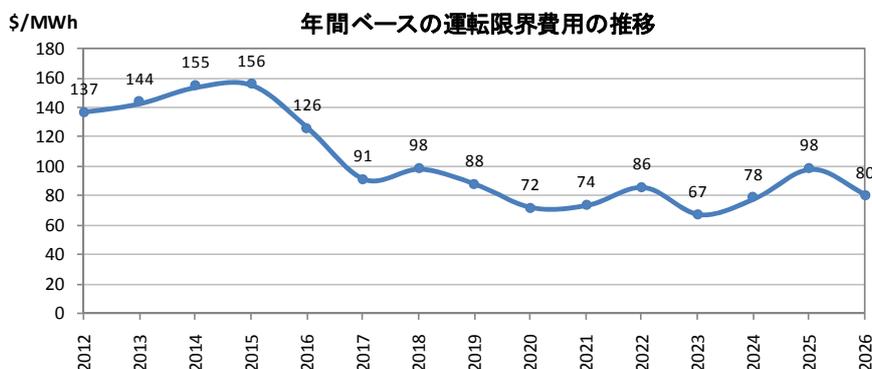


(出典：CNE)

図5.1.4 参照拡張計画による発電電力量の推移

さらに、上記の電源構成の変化により長期的な発電原価レベルの引き下げを企図している。図 5.1.5 に CNE が実施した年間ベースの限界運転費用シミュレーション結果を示す。同シミュレーション結果から、エルサルバドル国政府は、現在の発電原価である 140~160 USD/MWh (キロワット時あたり 14~16 米セント) の水準を向こう 5 年程度で電源構成を組み変えることにより、長期的に発電原価を 70~100 USD/MWh (キロワット時あたり 7~10 米セント) の水準に低減することを計画していることが伺える。

上述の電源構成実現に向けてエルサルバドル国政府は、2011年8月から「入札による長期契約制度（最大15年間）」の導入を決定した。これは、従来発電業者と配電業者などの二者間で締結されていた長期契約を入札によって行うことにより、①価格競争による発電コストの縮減、ならびに②長期契約による安定供給の双方を実現するための制度である。「入札による長期契約制度」の具体的な計画として350MW電源調達計画が進行中である。詳細については、5.1.2.4節にて述べる。



(出典：CNE)

図5.1.5 年間ベースの限界運転費用のシミュレーション結果

5.1.2.3 拡張計画のその他のシナリオ

CNEは電源拡張計画のシミュレーションの中で、参照シナリオをベースとし、他の6つのシナリオを用いてそれぞれの投入計画における限界運転費用を算定している。シミュレーション結果によれば、再生可能エネルギー優先シナリオは参照シナリオに比べて運転限界費用の点で遜色はなく、十分に実現可能なシナリオではないかと思われる。しかしながら、CNEによれば再生可能エネルギー優先シナリオでは、開発コストを考慮しているものの、維持管理コストについてはその詳細が不明なため、現時点では考慮していないとのことである。維持管理コストを具体的に考慮した上での比較検討が必要である。

表5.1.4 電源拡張計画の7つのシナリオと運転限界費用の一覧

シナリオ名	初期投資額 (百万米ドル)	運転コスト (百万米ドル)	合計費用 (百万米ドル)	平均運転限界費用 (米ドル/MWh)
参照シナリオ Reference	977.91	2280.2	3258.11	111
高需要シナリオ Demanda Alta	1062.02	2672.9	3734.92	120
プロジェクト期ずれシナリオ Desfase Proyectos	973.33	2302.8	3276.13	108
シマロン水力シナリオ Cimarrón	1028.65	2225.4	3254.05	116
天然ガス火力大量投入シナリオ Inversión Alta CCGNL	1005.29	2298.5	3303.79	115
原油価格高騰シナリオ Combustibles Altos	1002.17	2920.5	3922.67	148
再生可能エネルギー優先シナリオ Renovables	1290.04	2138.4	3428.44	110

(出典：CNE)

CNEが提示している再生可能エネルギー優先シナリオにおける投入計画を表5.1.5に示す。中・大規模水力（出力が20MWを超えるもの）を含む再生可能エネルギー源の投入量は灰色で示したと

おり、合計 680 MW で全投入量 (1,530 MW) の 44% を占める。参照シナリオでの投入量 289 MW の 2 倍以上の投入量となっている。本調査では、5.1.2.2 節で述べた参照シナリオ、ならびに再生可能エネルギー優先シナリオを中心に捉え、これら 2 つのシナリオの実現可能性を考慮しつつ、マスタープランの策定を行う。その際に CEL、LaGeo などの発電事業者が所有している最新の投入計画などを参照しつつ検討を行う。

表5.1.5 再生可能エネルギー優先シナリオによる電源拡張計画

当入年	計画名	出力 (MW)
2011	アンヘル製糖工場発電拡張 Expansión Ingenio El Ángel (Biomass)	15
2012	ザクバル水力発電計画 Contrato Xacbal (Hydro)	30
2013	カバニャ製糖工場発電拡張 Expansión Ingenio La Cabaña(Biomass)	15
2015	チャパラル水力発電計画 Hidroeléctrica Chaparral(Hydro)	66
	アウアチャパン地熱発電最適化 Optimización Geotérmica Ahuachapán. (Geothermal)	5
	太陽光発電-A Fotovoltaico - a	5
2016	11月5日水力発電所拡張 Expansión hidroeléctrica 5 de Noviembre (Hydro)	80
	ベルリン地熱発電所6号機 Geotérmica Berlín, Unidad 6 (Geothermal)	5
	天然ガスコンバインドサイクル-A Ciclo Combinado Gas Natural -a	250
	天然ガスコンバインドサイクル-B Ciclo combinado Gas Natural -b	250
	小水力発電計画-A Pequeña Central Hidroeléctrica - a	10
2017	チナメカ地熱発電計画 Central Geotérmica Chinameca(Geothermal)	47
	ベルリン地熱発電所5号機 Geotérmica Berlín, Unidad 5(Geothermal)	26
	小水力発電計画-B Pequeña Central Hidroeléctrica - b	10
	太陽光発電-B Fotovoltaico - b	3
	ウインドパーク Parque Eólico	42
	集中式太陽熱発電 Térmico Solar Concentrado	50
2018	太陽光発電-C Fotovoltaico - c	10
2021	中速天然ガス発電 Motores de media velocidad, gas natural	100
2022	天然ガスコンバインドサイクル-C Ciclo combinado Gas Natural - c	250
	シマロン水力 Cimarrón	261
火力発電小計		850
再生可能エネルギー源小計		680
合計		1,530

(出典：CNE)

5.1.2.4 350MW電源調達計画

5.1.2.2 ならびに 5.1.2.3 節で述べた拡張計画のシナリオを実現するため、エルサルバドル国政府は、総量 350MW の電源調達を計画している（以下「350MW 電源調達計画」と称す。）

350MW 電源調達計画は、2011 年 8 月に発表された「入札による長期契約制度」を実現するための計画である。総調達予定量は 350MW で、電源は天然ガスコンバインドサイクル、石炭、再生可能エネルギーなどである。従来は電気通信総監督庁（SIGET）の指導のもと、発電業者、配電業者など二者間の個別交渉を通じて締結されていた長期契約に入札制度を導入することにより調達価格の縮減を企図している。入札業務は配電会社である DELSUR が窓口となり、2011 年 12 月を期限として公募を行った。入札結果は 2012 年の第 1 四半期に判明する見込みである。この長期契約による給電は 2016 年より開始予定である。

5.2 再生可能エネルギー導入ポテンシャルの予備検討

5.1 節で述べたように、CNE は需要予測に基づき、複数の電源拡張シナリオを用意している。これらのシナリオのうち、本調査において目指すべき方向性としては、「参照シナリオ」ならびに「再生可能エネルギー優先シナリオ」の 2 つが挙げられる。本調査の前半の「情報収集・検討」段階で収集した基本情報（第 4 章に記述）をもとに 2 つのシナリオをレビューした。2 つのシナリオともに、発電事業者所有の再生可能エネルギーに関する将来投入計画に基づくものであり、妥当と言える。

民間発電事業者による開発計画も含まれるため、社会・経済情勢により投入時期に若干のズレが生じる場合も想定されるが、向こう 15 年間の長期的計画としては、ほぼ妥当と言える。

5.3 電源開発計画と再生可能エネルギー導入の整合性

前節で述べた 2 つのシナリオ（参照シナリオ、再生可能エネルギー優先シナリオ）における再生可能エネルギー導入の整合性について確認する。

「参照シナリオ」はその電源構成の 80%以上が天然ガス火力によるものである。天然ガス火力の設備利用率を 70%と仮定し発生電力量ベースで確認した結果、向こう 15 年間の需要を満たすのに十分であり、問題ないといえる。しかしながら、再生可能エネルギーの導入割合は中・大規模水力を含めても、新規導入量の 20%以下である。

「再生可能エネルギー優先シナリオ」はその電源構成に再生可能エネルギー源を 44%含み、残りの 56%が天然ガス火力である。設備利用率の低い太陽光、風力などの再生可能エネルギー源の割合が多いため、発生電力量ベースの供給力を確認する際には、各電源について導入時の技術水準を考慮の上、期待できる設備利用率を的確に把握しつつ導入量を決めることが重要である。現時点では、導入可能な再生可能エネルギー源を最大限投入し、不足分を天然ガス火力で補うというシナリオ構成となっており、電源開発計画との整合性の点で問題はないといえる。

10 章で記述するマスタープラン策定時には上述した電源開発計画との整合性も十分に踏まえて計画策定を行う。

第6章 送・配電網に関する規則のレビュー

本章では送電網、配電網に関する法律、規則、基準などのレビュー結果を述べる。はじめに送・配電網に関する法律、規則、基準の概要を説明する。続いて、再生可能エネルギー源を送電網、配電網に接続する際の現行の法律、規則、基準の問題点について述べる。接続時の問題点については、以下の3つに分けてそれぞれ述べる。

- ・小水力発電等の導入時
- ・太陽光発電、風力発電等の出力が不安定な電源の系統接続時
- ・その他の再生可能エネルギー（地熱、バイオマス等）導入時

さらに CNE と協議の結果、追記を依頼された発電、送電、配電の各事業者の役割分担、送配電損失、ならびにその低減策についても記述した。

6.1 送・配電網に関する規則概要

送・配電網に関する規則については、電力セクターの活動全般を規定するもの、相互接続のための技術基準、送・配電網の運営に関する技術基準、ならびに電気設備一般に関する技術基準の4つに大きく分類される。

表 6.1.1 に送・配電網に関する法律、規則、基準の概略を示す。

表6.1.1 送・配電網に関する法律、規則、基準の概略

No.	分類	法律、規則、基準名	目的
1	電力セクターの法律と規則	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 一般電力法 (General Electricity Law (GEL)、政令 843 番 (1996 年)) ◆ 一般電力法の規則 (Regulations of the General Electricity Law、法令 70 番 (1997 年)) 	エルサルバドルの電力卸売市場における発電、送電、配電、売電に関連する民間、ならびに公共の活動を規定する。
2	送・配電網間の電力相互接続のための技術基準	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 電力相互接続とエンドユーザの送電網接続に関する技術基準 (SIGET 協定 No.30-E-2011、2011 年 1 月) 一般電力法の規則 (Regulations of the General Electricity Law、法令 70 番 (1997 年)) 	送・配電網の運営者間の電力相互接続を行うに際して、送・配電設備への自由なアクセスと品質、システムの安全性を確保するための手続き、必要事項、責任などについて規定する。
3	送・配電網の運営に関する技術基準	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 送電システムの運営と発電価格に基づく電力卸売市場に関する規則 (SIGET 協定 No.335-E-2011、2011 年 7 月) <ul style="list-style-type: none"> - 分冊 10 (リアルタイムオペレーション) - 分冊 12 (品質と運営上の安全基準) ◆ 配電システムのサービス品質基準 (SIGET 協定 No.192-E-2004、2004 年 12 月) <ul style="list-style-type: none"> - 供給または、提供されるサービスの質 (サービスの中断をもとに評価) - 供給される技術的サービス品質で、電圧レベル、電圧波波形障害 (フリッカと電圧調整) - 商用サービスの質 (顧客サービス、顧客サービスネットワーク、計測機器の正確さ) 	<p>UTにより開発された、品質と安全を考慮した送電システムの運営に関する技術基準、手法もしくは、手順を提示する。</p> <p>配電会社が配電網の利用者に対して提供するサービスを評価するための格付けや評価基準を調整するもの。</p>
4	電気設備の技術基準	<ul style="list-style-type: none"> ◆ 米国電気工事規定 (NEC) スペイン語版 2008 ◆ 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kV ならびに 120/240 V の配電網を建設するための基準 (SIGET 協定 No.66-E-2001、2001 年 3 月) 	電気設備の据付に関する設計、建設、運営維持管理に携わる一般人、または有資格者のための安全と品質の必要事項を含む。

(出典：JICA調査団)

表 6.1.1 の法律、規則、基準の概要について以下に記述する。

6.1.1 一般電力法（General Electricity Law (GEL)、政令843番（1996年））

一般電力法は発電、送電、配電、売電に関する民間、ならびに公共の活動を律する目的で制定された。その中で送配電に関連する重要事項としては以下の項目があげられる。

- 1) 送電網は 115 kV 以上の電圧を有する電力を送るための施設の総称である。配電網は 115 kV 未満の電圧を有する電力を送るための設備のことを指す。相互接続 (Interconnection) は送電網と配電網の間で互いの運営者が電力を融通することを言う。
- 2) 発電業者は基本的に送電網、配電網を自由に使用することができ、法律で規定する以外はその制限はない。
- 3) 送電業者、配電業者は、システムの運用、施設の安全や人々に危険を与えない限りは、相互接続を許可し、電力の融通を可能にする義務を負う。
- 4) 電力取引ユニット (UT) は送電システムの運営と維持に対する責任を有し、また、送電に関するサービスについて最低限の品質を確保する義務を負う。

送電網はエルサルバドル国送電会社 (ETESAL) の所有物であり、同社がその物理的な維持管理を実施している。また配電会社は所有する配電網の管理を行い、技術的な報告を SIGET に行っている。

6.1.2 一般電力法の規則（Regulations of the General Electricity Law、法令70番（1997年））

一般電力法の規則は、一般電力法の規定する条項、ならびに同法の順守を徹底する役割を担う電気通信総監督庁 (SIGET) に従うための必要な手続きを明記している。送・配電網に関して最も重要な事項は以下の点である。

- 1) 送電システムと発電システムの運営は UT によって決定され、発電事業者、送電網の制御も UT によって実施される。これは、送配電システムの安全と全てのサービスに対する最低限の品質を確保するためである。
- 2) UT は発電単位の投入と送電システムの設備の調整を計画し、需要を満たすために、最も低い運転コストによる給電を実現する。その際に、後述の「発電価格に基づいた送電システムの運用と電力卸売市場に関する規則」に明記されているサービスの質と安全の基準を見たしていることが条件となる。
- 3) 配電業者の活動は、電力の調達、設備の設置、設備の維持・管理、検針、電気料金の徴収を含む。
- 4) 送・配電網の運営者による延伸や拡張は、SIGET の認めている基準に従っている限りは、自由に行うことができる。

6.1.3 電氣的相互接続とエンドユーザの送電網へのアクセスに関する技術基準（SIGET協定 No.30-E-2011、2011年1月）

この基準は電気事業者間の電氣的相互接続の手続き、必要事項、ならびに責任を決めることを目的としており、送・配電施設への自由なアクセスの原則を保証し、同時にシステムの品質と安全性を保証するものである。この基準は基本的に電力系統の相互接続に含まれるあらゆるプロジェクトのプレフィージビリティスタディ、もしくはフィージビリティスタディに適用される。基準の中で送・配電網に関連した最も重要な事項は以下に示すとおりである。

- 1) 相互接続を行うためには、該当する申請書類を送電事業者、もしくは配電事業者へ提出する必要がある。申請書類は相互接続する機器や設備の技術特性、相互接続点、相互接続の形式による最大の需要電力量、もしくは投入電力量、相互接続サービス開始予定時期を記述する。また同基準の III、IV、V、VII 項の必要事項を満たす必要がある。
- 2) 基準の III、IV、V、VII 項は送配電設備への相互接続についての必要事項、例えば、フィージビリティ、相互接続申請、必要な調査、建設、運営などについて記載されている。
- 3) 相互接続に参加する者は、契約に定めのない限り、相互接続目的に用いる所有設備の運転と維持管理に対する責任を負う。

6.1.4 送電システムの運用と発生価格に基づく電力卸売市場に関する規則（SIGET協定 No.335-E-2011、2011年7月）

本規則は送電システム運営の基準と、エルサルバドルにおける電力卸売市場の取引を管理する手続きを含む。本規則の分冊には技術基準や UT により規定された一般的な基準や手続きなどが含まれている。この分冊の中に送・配電網に関する事項が記載されており、その中で重要な事項は以下のとおりである。

- 1) 分冊 10（リアルタイムオペレーション）はリアルタイムオペレーションに関して市場参加者（例えば配電業者や送電業者）が守るべき基準や手続きが規定されている。また、同分冊はシステムの送電圧がゼロになった場合、もしくは、システムが全面的に崩壊した場合に、UT が可能な限り最も早く、最も効率的に、かつ全ての安全基準を満たしながら、送電システムを復旧するための一般的なガイドラインについても規定している。
- 2) 分冊 12（品質、ならびに運転のための安全基準）は、常時・非常時の双方に必要とされる送電システムの品質と安全に関する最低限の動作（パフォーマンス）について規定している。同分冊には技術的視点が記載されている、すなわち、周波数調整、電圧調整、高調波歪み、電圧変動、保護装置、輪番停電計画（低周波数、定電圧、もしくは過負荷の場合）、システム運用パラメータ、発電と送電の信頼性などである。

6.1.5 配電システムのサービス品質基準 (SIGET協定No.192-E-2004、2004年12月)

本基準は配電網の利用者に配電サービスを提供している会社の質を評価するために用いられる格付けや評価基準を調整することを目的としている。具体的には、許容範囲、制御方法、と格付けに用いられる次に示すような諸元の保証を含む。

- 1) 供給または、提供されるサービスの質、主としてサービスの中断をもとに評価される。
- 2) 供給される電力の品質で、電圧レベル、電圧波形障害（フリッカや電圧調整）
- 3) 商用サービスの質、主として顧客サービス、顧客サービスネットワーク、計測機器の精度に関連する。

本基準の最新の改訂は SIGET 協定 No. 320-E-2011 によってなされており、電力品質のモニタリングが追加されている。

6.1.6 米国電気工事規定 (NEC) スペイン語版2008

SIGET 協定 No.294-E-2011 (2011年6月22日) には、米国電気工事規定 2008年版 (NEC2008) のスペイン語版を参照することが明記されている。この規程は米国防火協会 (NFPA) により出版されており、エンドユーザが電気工事を行う際の技術基準として用いられている。NEC2008 は電気設備の設置と改良、ならびに暫定的な更新に関する、設計、建設、監督、維持管理に関わる一般の人々、または有資格者が、安全と品質について必要とされる事項を含んでいる。また、同規定は一般または有資格者が建物、家屋、下水、道路等を設計、建設する際に必要となる安全性や品質面の要求事項を含んでいる。

6.1.7 46 kV, 23 kV, 13.2 kV, 4.16 kVならびに120/240 Vの配電網を建設するための基準 (SIGET協定No.66-E-2001, 2001年3月)

この基準は配電網の建設を規定するものである。また、建設業者の工事の品質や、配電事業者、当該分野に関連する機関の働きを改良することを目的としている。また、同基準によれば、配電事業者が所有する配電網を拡張する際には、既存の拡張計画について配電事業者が SIGET に確認を行うことになっている。

6.2 再生可能エネルギーを系統に接続する際に留意すべき送配電網に関する課題

前節で述べた送電網、配電網に関する法律、規則、基準などのレビュー結果を踏まえ、下記の3種類の再生可能エネルギー電源を系統に接続する際に留意すべき点について、以下に述べる。

- 1) 小水力発電接続時の課題
- 2) 太陽光、風力発電のような不安定な電源接続時の課題
- 3) 他の電源（地熱、バイオマス等）接続時の課題

6.2.1 小水力発電接続時の課題

小水力発電はその河川の流況により発電量が異なるものの、水量の豊富な雨季には、安定した電力を系統へ供給することが可能である。ここでは、小水力発電（20 MW 以下）を系統に接続する際の課題について述べる。特に、系統接続に関する許可手続き、常時・非常時の運転に関する留意事項、ならびに課題などについて述べる。

6.2.1.1 系統接続に関する許可

エルサルバドル国においては、通常 20 MW 以下の小水力発電は、13.2 kV、23 kV、46 kV の中圧配電線に接続される。SIGET による相互接続の技術基準によれば、20 MW 以下の小水力はどの配電網にも接続が可能である。小水力を系統に接続する際には、配電会社が所有の設備（電線、変圧器、保護機器など）を小水力の接続に合わせて改良し、調整することになっている。このため、小水力の接続に対する許可については特段の問題はない。

6.2.1.2 常時の運転に関して

A. 電圧調整

小水力発電用の発電機は、電圧調整に関して分類すれば、同期発電機と非同期発電機（誘導発電機）に分けられる。同期発電機はその励磁装置により無効電力を注入、もしくは吸収することにより電圧変動に対応できる利点を有する。しかしながら、小水力を分散型電源として用いる場合には電圧調整は行わず、定力率制御のみが行われる。

一方で非同期発電機（誘導発電機）の場合には、起動時に無効電力を使うため、固定もしくはスイッチ式の蓄電装置（キャパシタ）が必要で、電圧調整は行わない。

SIGET による技術品質基準では、関連する機器の損傷を防ぐため、都市部での最大電圧変動を±6%以内、地方部では±7%以内、独立系統では±8.5%以内と定めている。この SIGET の技術基準を遵守すべく、小水力発電の事業者はその系統への接続地点（point of common coupling; PCC）にて積極的に電圧調整を行うことが必要である。

B. 電力損失

小水力発電は一般にその電力供給により、近接する送配電網の電力損失を補填することができる。しかしながら、分散型電源として用いられている小水力発電は電力損失を増加させることもある。

このような場合、既存の送配電網に設計値以上の電流増加が生じるため、線路容量の増加、保護機器の調整などが必要となる。このため、系統に接続する小水力の出力規模を規定し、電力損失の増大を回避することが必要である。

6.2.1.3 非常時の運転に関して

A. 単独運転

地方部のオフグリッド地域などでは、独立系統システムとして、単独運転がなされることがある。しかし、分散型電源の場合は、一般に系統の事故が起こった場合などでの、意図的、もしくは意図しない遮断による単独運転を禁じている。エルサルバドル国では配電網に接続している発電事業者の単独運転の可否に関する規定はなく、そのような規定を策定することが必要とされている。

B. 保護機構

小水力発電所は電圧変動、周波数変動、過電圧などに対する基本的な保護装置を装備している。

SIGET の相互接続技術基準によれば、発電事業者が送配電網に接続する際には系統の保護に関する調査を実施する必要があると規定されている。現行規定では保護機構に関する技術基準が規定されているものの、予期しない単独運転の際に配電網に接続されている小水力をどのように保護するか、規定する必要がある。

C. 電圧変動

非常時における電圧変動については、小水力については、特に問題はないと報告されている。

6.2.1.4 電力品質

A. 電圧フリッカ

小水力の場合、電圧フリッカについての問題は特に報告されていない。

B. 高調波歪

小水力発電に起因する高調波歪についての問題は特に報告されていない。

6.2.1.5 その他の課題

A. 維持管理

同期発電機は、送・配電網との同期を行う際、ならびに励磁装置の制御の点において、誘導発電機に比べてより複雑な制御を必要とする。SIGET の相互接続技術基準では技術と安全の基準を満たすよう維持管理活動を行うべきと規定されている。

6.2.2 太陽光、風力発電のような不安定な電源接続時の課題

太陽光および風力発電の発電出力は、風力や日射量等の気象条件に依存している。間欠性のあるエネルギー源に依存しているため、太陽光発電および風力発電は出力が不安定な電源に分類される。

太陽光および風力を系統に接続する際の留意点は以下のように整理される。

6.2.2.1 系統接続に関する許可

一般的に、小容量の太陽光発電設備は、エルサルバドル国では 600V と定義される低圧配電線に連系される¹。大規模集中型の太陽光発電設備は、13.2 kV、23 kV および 46kV の中圧配電線に接続される。一方で、風力発電に関しては、エルサルバドル国において系統連系されたものは存在しない。しかしながら、将来において連系される際には、13.2 kV、23 kV および 46kV の中圧配電線に接続されると考えられる。

SIGET による相互接続の技術基準によれば、20 MW 以下の太陽光および風力発電はどの配電網にも接続が可能である。太陽光発電または風力発電を系統に接続する際には、配電会社が所有の設備（電線、変圧器、保護機器など）を接続に合わせて改良し、調整することになっている。このため、太陽光発電および風力発電の接続に対する許可については特段の問題はない。

6.2.2.2 常時の運転に関して

A. 電圧調整

太陽光発電システムには静止インバータが活用される。インバータにより、系統に連系される間は有効電力だけを生じるようにプログラムされており力率が1になる。インバータ技術は、力率の調整と高調波を制限することが出来る IGBT 素子が適用されるようになっている。

風力発電機は、電圧調整に関して分類すれば、同期発電機と非同期発電機（誘導発電機）に分けられる。

SIGET による技術品質基準では、関連する機器の損傷を防ぐため、都市部での中圧配電網の最大電圧変動を±6%以内、地方部では±7%以内、独立系統では±8.5%以内と定めている。都市部での低圧配電網では、±7%以内、地方部では±8%以内、独立系統では±8.5%以内と定めている。

この SIGET の技術基準を遵守すべく、太陽光および風力発電の事業者はその系統への接続地点（point of common coupling; PCC）にて積極的に電圧調整を行うことが必要である。

B. 電力損失

太陽光および風力発電は一般にその電力供給により、近接する送配電網の電力損失を補填することができる。しかしながら、分散型電源として用いられている太陽光および風力発電は電力損失を増加させることもある。このような場合、既存の送配電網に設計値以上の電流増加が生じるため、線

¹ 米国電気工事規定（NEC）スペイン語版 2008。NEC2008 はエルサルバドル刻における電気設備に関する技術基準として用いられている。

路容量の増加、保護機器の調整などが必要となる。このため、系統に接続する太陽光および風力発電の出力規模を規定し、電力損失の増大を回避することが必要である。

6.2.2.3 非常時の運転に関して

A. 単独運転

分散型電源の場合は、一般に系統の事故が起こった場合などでの、意図的、もしくは意図しない遮断による単独運転を禁じている。エルサルバドル国では配電網に接続している発電事業者の単独運転の可否に関する規定はなく、そのような規定を策定することが必要とされている。

B. 保護機構

太陽光発電は最大電圧、最小電圧、最大周波数、逆潮流などに対する基本的な保護装置を装備している。風力発電も太陽光発電と同様の保護装置を有しているが、誘導発電機によるものに関しては追加の保護装置が必要である。

SIGET の相互接続技術基準によれば、発電事業者が送配電網に接続する際には系統の保護に関する調査を実施する必要があると規定されている。現行規定では保護機構に関する技術基準が規定されているものの、予期しない単独運転の際に配電網に接続されている太陽光発電および風力発電をどのように保護するか、規定する必要がある。

C. 電圧変動（上下変動）

配電網において、大きな負荷の接続と切断は電圧変動を引き起こす原因になる。この影響は、発電出力の変動による影響と類似している。太陽光発電と風力発電機の出力変動には、日的変動と年的変動による影響がある。一方で、蓄電設備で利用されているコンデンサ形直列補償瞬停対策装置は、配電網の電圧降下を補償する為に先進的な方法である。

現在は、配電網に連系している発電機の電圧変動に関して規定がない。このような規定を確立することが必要である。

6.2.2.4 電力品質

A. 電圧フリッカ

配電網において、電圧フリッカを引き起こす最多の原因は、太陽光発電と風力発電機の負荷電流が急激に変化することにある。配電網において電圧フリッカが生じる主要な原因は、以下の通りである：大容量発電機の運転開始、発電出力の大きく急激な変動および複数の発電機間の相互作用。

風力発電機は、風の変動に伴う出力変化のため電圧フリッカの原因とみなされている。しかし、最新の可変速運転タイプの風力発電機では、短時間内の出力変動は効果的に避けることが出来る。

SIGET の技術基準では、最大の短時間フリッカ指標（Pst）を中圧配電網と低圧配電網のバスまたはノードにおいて1と定義している。

現在の規定には、電圧フリッカの技術基準がある。しかし、低圧接続でのフリッカ発生に対する責任を定める必要がある。

B. 高調波歪

古いタイプの静止インバータで懸念されていた高調波は、低次の奇数次高調波（3、5、7次など）であった。最近では、IGBT 切換インバータからの高調波は、高次の奇数次高調波であり、例えば 25、35 次と高くなっている。

それぞれ、SIGET の技術基準は、バスまたはノードで電圧と電流の最大の全高調波歪を 8% と 20% と定義する。

現在の規定には、高調波歪に関する技術基準がある。しかし、末端需要者が器材の損害を受けることを避けるために、低圧配電網の連系について現在の限度を再確認することが必要である。

6.2.2.5 その他の課題

A. 維持管理

太陽光発電と非同期（誘導発電機）の風力発電について、維持管理は少ない。SIGET の系統連系技術基準では技術と安全の基準を満たすよう維持管理を行うべきと規定されている。

6.2.3 他の電源（地熱、バイオマス等）接続時の課題

エルサルバドル国では、地熱発電は従来から利用されている発電設備に分類される。地熱発電は、現在の電力卸売市場において大きな役割を果たしている。他の再生可能エネルギーとして、バイオマス発電およびバイオガス発電がエルサルバドル国に導入されているが、それらは資源の入手可能性に左右される。例えば、バイオマス発電のバガスは、サトウキビの収穫時期にのみ活用される。

地熱発電、バイオマス発電及びバイオガス発電を系統連系する際の留意点は以下のように整理される。

6.2.3.1 系統接続に関する許可

地熱発電の場合、小規模（5MW 以下）のバイナリ発電の場合を除いては、115 kV の送電網に直接接続するものと仮定する。

バイオマス発電設備は、数 MW から 20 MW 以上の容量で開発することが出来る。バイオガス発電所は 25MW まで開発することが出来る。バイオマスとバイオガス発電は、13.2 kV、23 kV、46 kV の中圧配電線に接続される。SIGET による相互接続の技術基準によれば、20 MW 以下の発電設備はどの配電網にも接続が可能である。発電設備を系統に接続する際には、配電会社が所有の設備（電線、変圧器、保護機器など）を接続に合わせて改良し、調整することになっている。このため、系統連系に対する許可については特段の問題はない。

6.2.3.2 常時の運転に関して

A. 電圧調整

地熱発電に関しては、適正な電圧に調整が可能な同期発電機を用いている。バイオマスとバイオガスに関しては、容量に応じて同期発電機または非同期発電機（誘導発電機）が使われる。

SIGET による技術品質基準では、関連する機器の損傷を防ぐため、都市部での最大電圧変動を±6%以内、地方部では±7%以内、独立系統では±8.5%以内と定めている。この SIGET の技術基準を遵守すべく、バイオマス発電またはバイオガス発電の事業者はその系統への接続地点（point of common coupling; PCC）にて積極的に電圧調整を行うことが必要である。

B. 電力損失

地熱発電は一般にその電力供給により、近接する送配電網の電力損失を補填することができる。しかし、分散型電源として用いられているバイオマス発電とバイオガス発電は電力損失を増加させることもある。このような場合、既存の送配電網に設計値以上の電流増加が生じるため、線路容量の増加、保護機器の調整などが必要となる。このため、系統に接続するバイオマス発電とバイオガス発電の出力規模を規定し、電力損失の増大を回避することが必要である。

6.2.3.3 非常時の運転に関して

A. 単独運転

地方部のオフグリッド地域などでは、独立系統システムとして、単独運転がなされることがある。しかし、分散型電源の場合は、一般に系統の事故が起こった場合などでの、意図的、もしくは意図しない遮断による単独運転を禁じている。エルサルバドル国では配電網に接続している発電事業者の単独運転の可否に関する規定はなく、そのような規定を策定することが必要とされている。

B. 保護機構

地熱発電は、高出力の発電所と同様の保護装置を持っている。バイオマス発電とバイオガス発電には、最大/最小電圧、最大/最小周波数などに対する基本的な保護機構がある。

SIGET の相互接続技術基準によれば、発電事業者が送配電網に接続する際には系統の保護に関する調査を実施する必要があると規定されている。現行規定では保護機構に関する技術基準が規定されているものの、予期しない単独運転の際に配電網に接続されているバイオマス発電及びバイオガス発電をどのように保護するか、規定する必要がある。

C. 電圧変動(上下変動)

非常時における電圧変動については、地熱発電、バイオマス発電及びバイオガス発電については、特に問題はないと報告されている。

6.2.3.4 電力品質

A. 電圧フリッカ

地熱発電、バイオマス発電及びバイオガス発電については、電圧フリッカについての問題は特に報告されていない。

B. 高調波歪

地熱発電、バイオマス発電及びバイオガス発電に起因する高調波歪についての問題は特に報告されていない。

6.2.3.5 その他の課題

A. 維持管理

バイオマス発電とバイオガス発電では、同期発電機に関しては、送・配電網との同期を行う際、ならびに励磁装置の制御の点において、誘導発電機に比べてより複雑な制御を必要とする。SIGETの相互接続技術基準では技術と安全の基準を満たすよう維持管理活動を行うべきと規定されている。

6.3 発電、送電、配電の役割、および管轄

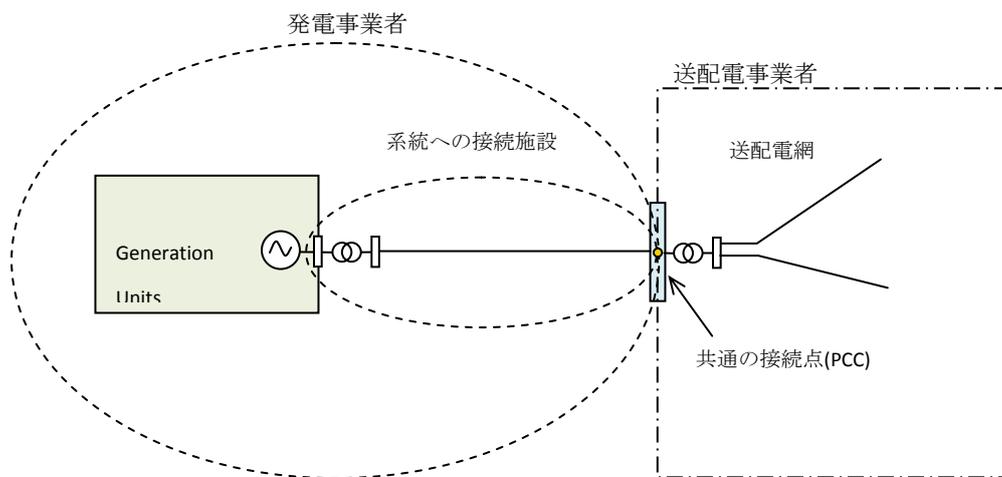
本節では、再生可能エネルギーを中心とする発電事業者の送電系統への具体的な接続形態や事例を示し、それぞれの事業者の役割と管轄、関連する法令について述べる。

一般電力法（Legislative Decree No.843, 1996）は電力発電、送電、配電、販売の夫々の活動について以下のように規定している。

- ・ 高圧（HV）：115kVかそれ以上の電圧階級
- ・ 低圧（LV）：115kV以下の電圧階級
- ・ 接続：送電線又は配電線から受電する使用者（final user）への連絡線
- ・ 使用者（final user）：自ら消費する電気の購入者
- ・ 送電系統：HVの統合された電力輸送設備
- ・ 配電系統：LVの統合された電力輸送設備

また、同法律は発電施設が送配電施設に制限されないアクセスを許容している。これに関し第3項（接続）では、送電業者や配電業者は電力輸送のため、運用、施設の安全、人々の安全に危険を及ぼさない限り、彼らの施設の利用を許容されるべきと規定している。

一般的に、再生可能エネルギーを利用した発電計画は共通の接続点（point of common coupling, PCC）を介して送配電系統に接続される。図 6.3.1 は再生可能エネルギー発電プロジェクトの電氣的接続の主要な構成要素を示す。



(出典：JICA調査団)

図6.3.1 送配電事業者と発電事業者の関係

発電、送電、配電事業者の管轄については上図で示した。送配電系統に接続するための施設は発電事業者の所有である。送電系統に接続する場合、発電事業者はそれら接続のための施設を送電業者に保守を委託する。配電系統に接続する場合、発電事業者が保守を行うとみなされる。

送配電系統に接続する発電事業者の役割を以下説明する。

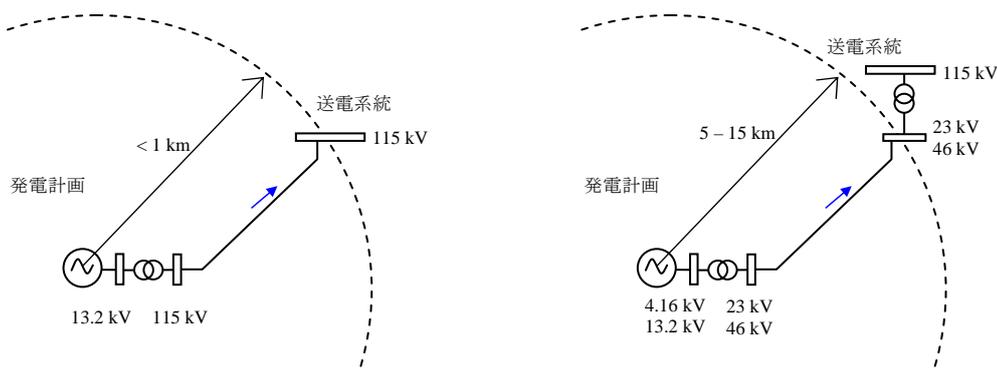
6.3.1 送電系統に接続される発電事業者

エルサルバドル国では送電事業者は、送電系統に責任を持つ ETESAL という送電会社 1 社のみである。発電事業者は以下の二通りの方法で送電系統に接続される。

Case I: 115 kV で系統に接続

Case II: 23 kV or 46 kV で変電所に接続

図 6.3.2 は送電系統への接続の方法を示す。



Case I

Case II

(出典：JICA調査団)

図6.3.2 発電事業者の送電系統への接続

Case Iは水力発電会社 CEL、LaGeo のような地熱発電会社や Duke Energy、Nejapa Power、INE のような火力発電会社による、20MW 以上の大規模な発電計画に対応している。これらの発電計画では発電所近くに 115kV 又は 115/23/46kV 変電所を建設するケースが多く、115kV 送電線は概ね 15 km 以下となる。

Case IIは CASSA、El Angel や La Cabaña のようなバイオマス発電会社による 5 MW かそれ以上の発電計画に対応している。これらの発電計画では変電所の 46 kV 又は 23 kV の母線に接続される。配電線の長さは場所にもよるが 5~15km 程度である。

「発生コストに基づいた送電系統の運用と卸市場のための規則 (SIGET Agreement No.335, August 2011)」によると、発電事業者は、送電系統に接続され、且つ、5 MW 以上の設備容量を有しているので、卸市場に参加できる。

「電氣的接続の技術基準及び送電系統へのユーザーのアクセス (Agreement SIGET No.30, January 2011)」によると、第 IV 項に電力輸送施設への発電事業者の接続に関する手順、必要条件、責任が規定されている。

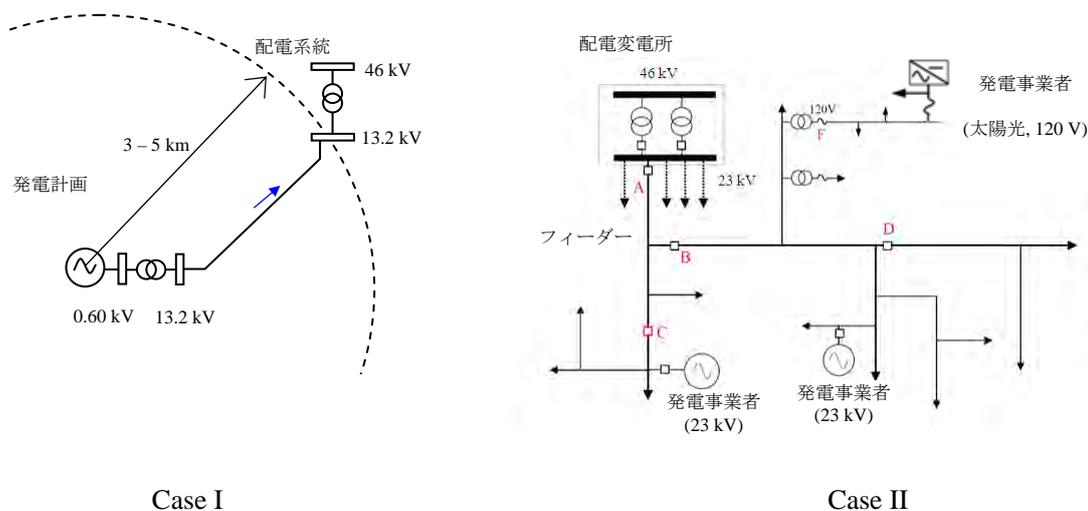
6.3.2 配電系統に接続される発電事業者

エルサルバドルには CAESS、CLESA、EEO、DEUSEM、DELSUR、EDESAL 等の配電会社がある。発電事業者は以下の二通りの方法で配電系統に接続される。

Case I: 配電変電所に 13.2 kV 又は 23 kV で接続

Case II: 一次又は二次配電系統に接続

図 6.3.3 は配電系統に接続する方法を示す。



(出典：JICA調査団)

図6.3.3 配電変電所に接続される発電事業者

Case Iは CECSA, Papaloate Hydro, Hydro Sensunapan のような幾つかの小水力発電会社によって開発される 20MW 以下の発電設備が対象である。この種の小水力発電計画は、経済的な理由（接続コスト）から発電事業者は送電系統への接続の代わりに配電系統への接続を選ぶことが多い。その多くは最寄りの 23 kV 又は 13.2 kV の配電変電所に接続される。これらの計画の線路の長さは、場所にもよるが、3~5km である。

Case II は、一次及び二次配電網のフィーダーに接続される、分散型の発電計画に対応する。一次配電網（13.2 kV 又は 23 kV）に接続される発電事業者は風力や太陽光のような発電事業者が考えられる。二次配電網（120V）に接続される発電事業者は太陽光発電事業者で、変換器を使用している。

「発生コストに基づいた送電系統の運用と電力卸売市場のための規則（SIGET Agreement No.335, August 2011）」によると、Case I の場合のみ電力卸売市場に参加できるが、5 MW 以上の電力が保証されなければならない。残りの発電事業者は小売市場に参加でき、「電力市場の活動への適用規則（Executive Decree No.90, November 2000）」に従って供給契約を締結する。

「電氣的相互接続の技術基準及び送電系統へのユーザーのアクセス（Agreement SIGET No.30, January 2011）」によると、第 III 項に配電施設への発電事業者の接続に関する手順、必要条件、責任が規定されている。

6.4 送配電損失

再生可能エネルギー源を送配電系統に接続する際の課題の一つに送配電損失がある。ここでは、CNE と協議を通じて依頼のあった送配電損失の現状を概括し、その対策としてマスタープラン段階で配慮すべき事項について記述する。

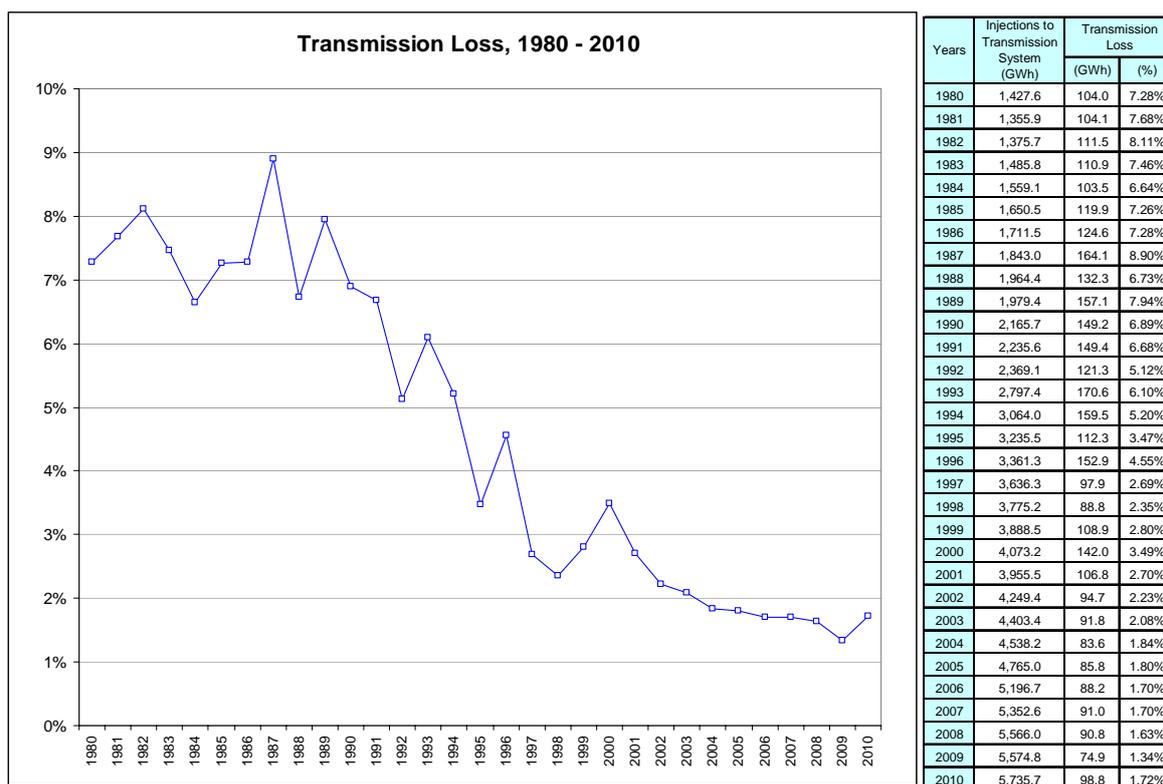
6.4.1 現状

6.4.1.1 送電損失

送電損失は送電系統の電線や変圧器の一部を熱することによる損失に関係している。

送電損失は電力会社の電力量計によって記録された情報を基に SIGET が算定している。これらの損失は送電系統への総供給量(発電及び SIEPAC²からの輸入量) から使用されたエネルギー(負荷及び SIEPAC への輸出量) を差し引いたものである。

図 6.4.1 はエルサルバドルの 1980 年～2010 年の送電系統の年損失量を示している。送電損失の割合(%) は送電系統への総供給量に対する比率である。



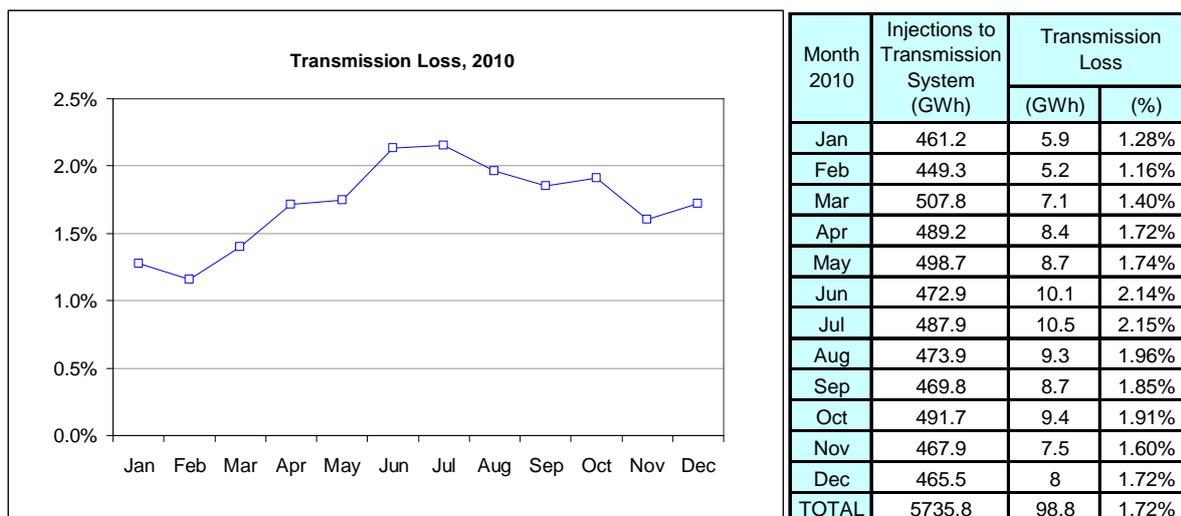
(出典：Electricity Statistics Bulletin No. 12, 2010 (SIGET, June 2011))

図6.4.1 年送電損失1980 - 2010

最大及び最小送電損失は夫々 8.9% (1987)、1.34% (2009) であった。市民戦争期間 (1980-1991) における平均送電損失は 7.4% で最大の値を示している。その後、送電損失は送電系統の必要とされる整備が進められたため低下し、近年は 2% 以下である。

² SIEPAC は中央アメリカ 6 カ国 (パナマ、コスタリカ、ホンジュラス、ニカラグア、エルサルバドル、グアテマラ) を連系するための計画された電力システムである。SIEPAC の電力設備は総延長 1,800 km の 230 kV 送電線を含んでいる。

図 6.4.2 に 2010 年の月別送電損失を示す。



(出典：Electricity Statistics Bulletin N° 12, 2010 (SIGET, June 2011))

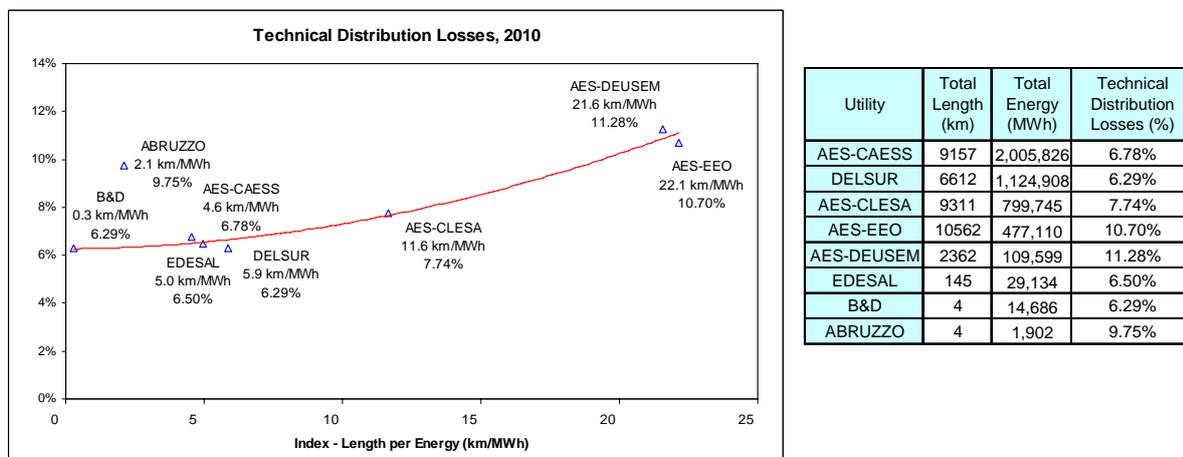
図6.4.2 月別送電損失, 2010

送電損失は総供給量を基に計算され、最大 2.15% (7 月)、最小 1.16% (2 月) であった。雨季 (5 月～11 月) には水力発電所が主に運転され、需要地まで水力発電所で発電された電気が長距離に亘って供給されるので、送電損失が増加する。乾季には需要地の近くに位置する火力発電所が主に運転されるので、輸送距離も短く、送電損失が減少する。

6.4.1.2 配電損失

配電損失は技術的損失と非技術的損失より構成される。技術的損失は電気エネルギーの輸送に伴う損失で、電線の損失、変圧器巻線の損失などである。非技術的損失は盗電、検針のエラー等、意識的か否かはともかく、人的エラーである。

図 6.4.3 に、総販売電力量、配電線の長さ (一次及び二次) 等の指標に対する、2010 年におけるエルサルバドルの各配電会社の技術的損失を示す。

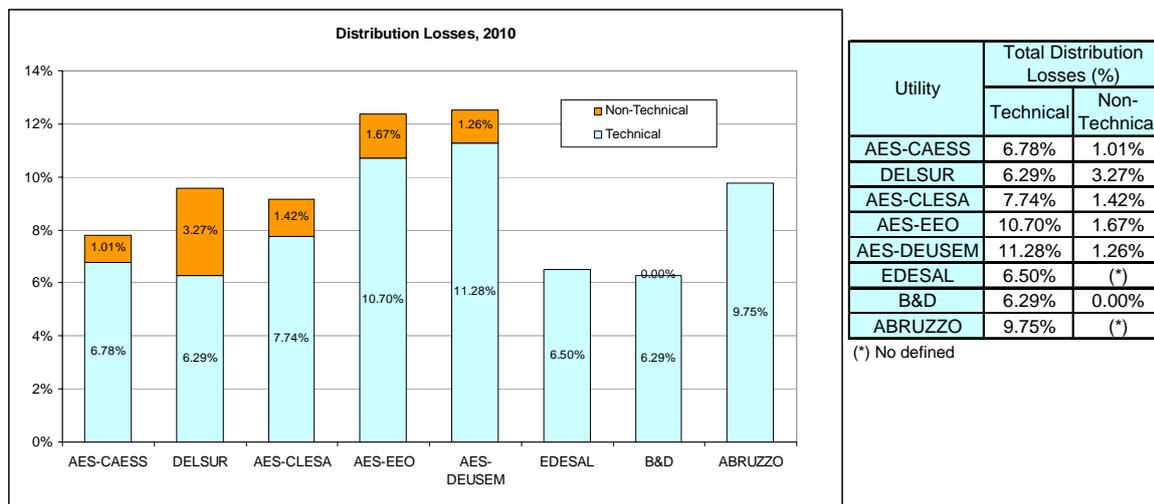


(出典：Electricity Statistics Bulletin N° 12, 2010 (SIGET, June 2011))

図6.4.3 配電網の技術的損失 (2010年)

AES-EEO (San Miguel, Morazan, La Union and Northern Usulután) と AES-DEUSEM (Central and Southern Usulután) は農村地区をカバーしており、高い値を示している。サンサルバドルの都市部をカバーしている DELSUR 及び AES-CAESS は低い値である。B&D 及び ABRUZZO 配電会社は配電線が 4km と短く、低い値を示している。上記の数値より、技術的損失は指標値が増加するほど増加し、農村部ほど増加するといえる。

図 6.4.4 にエルサルバドルの 2010 年における各配電会社の技術的、非技術的損失を示す。



(出典：Electricity Statistics Bulletin N° 12, 2010 (SIGET, June 2011))

図6.4.4 配電網の技術的、非技術的損失 (2010年)

非技術的損失が最も多いのは DELSUR で、最も少ないのは AES-CAESS である。DELSUR の非技術的損失が多いのは適切な損失低減ポリシーを持たないことによる。

6.4.2 送配電損失低減対策

送配電システムのあらゆる構成要素の電氣的損失は以下による。

定義: $P_{loss} = R I^2$

R : 抵抗 (オーム)

I : 線路及び変圧器の電流 (アンペア)

P_{loss} : 線路及び変圧器の電力損失 (ワット)

一般に、送配電損失の低減対策は以下のように纏められる。

- (1) 幾つかの母線や端子に無効電力調整装置 (キャパシター、同期コンデンサー、自動電圧調整機 (AVR) を装備した発電機等) の設置。

註：無効電力調整とは無効電力を注入又は吸収するために使用する運用モードと定義される。この目的は送電又は配電システムの母線又は端子電圧をコントロールすることである。系

統が定格電圧に近い母線電圧を維持する時、線路又は変圧器の電流が低く抑えられ、損失も低減する。

- (2) 需要センターの近くに通常型又は分散型の発電機を配置。

註：発電設備が負荷の近くに設置された時、系統（線路又は変圧器）の電流が低く抑えられ、電力損失が低減する。

- (3) 電線の張り替え、並行回線の追加等、系統の最適化を図る。

註：電気系統が最適化されると、系統（線路又は変圧器）の抵抗が低下し、電力損失が低減する。

6.4.2.1 送電損失

エルサルバドル国における送電損失は 2%以下と受容可能な水準にあり、現段階では特に損失低減のための計画を策定する必要はない。しかしながら、今後も低い損失率を維持していくためには、以下の対策が考えられる。

- 再生可能エネルギーを利用した発電プラントは、電圧調整モードで運転されるなら、送電損失を低減できる。例えば、送電系統に接続された従来型の発電設備（地熱、水力、バイオマス）は AVR 運転が可能である（6.4.2 (1)）。
- 再生可能エネルギーを利用した発電プラント（20 MW を超えるもの）でプロジェクトコストが同程度のものが複数ある場合、より送電損失を低減する方を選ぶ、すなわち負荷に近く方を選定する（6.4.2 (2)）。この点において、地熱、水力、バイオマス等の発電設備は動力源の位置に拘束され、負荷の近くに配置することが困難である。
- 送電設備の拡張計画策定の際に総投資費用を抑制するような計画案を選定する（6.4.2 (3)）。このような考えの利点の一つに送電損失の低減があげられる。指標的電源拡張計画策定の際に、再生可能エネルギー開発シナリオとともに送電線に接続する大規模プロジェクトを取り入れることにより、送電損失低減の恩恵をうけることができる。
 - a) 送電系統に接続される大型の開発計画に基づく再生可能エネルギーのシナリオを含む発電拡充計画の策定
 - b) 上記発電計画に含まれる送電拡張計画の策定。送電拡張計画は運用コストと送電損失を低減するための代替案を策定する。
 - c) 再生可能エネルギーを利用した新規の大規模発電プラントが送電系統に接続される時、上記代替案をアップグレードすることが重要である。

6.4.2.2 配電損失

マスタープランでは以下の対策が考えられる。

- 再生可能エネルギーを利用した発電プラントは、電圧調整モードで運転されるなら、配電損失を低減できる。例えば、配電系統に接続された中規模の水力やバイオマス発電プラントは AVR 運転が可能である（6.4.2 (1)）。小規模の水力、バイオマス、風力、太陽光発電プラントは一般的に電圧調整モードで運転できない。

- 風力や太陽光のような再生可能エネルギーを利用した発電プラントは負荷の近くに配置できる（6.4.2（2））。水力やバイオマス等の発電設備は動力源の位置に拘束され、負荷の近くに配置することが困難である。
- 配電設備の最適化は以下の手順で実施すべきである（6.4.2（3））。
 - a) 発電設備を接続するための電気設備を考慮した接続計画の策定。
 - b) 参考となるシナリオ（発電プラント無し）と比較した配電網の部分（フィーダー）の電力損失の増減の見極め。フィーダーの基本的緒言や再生可能エネルギーの計画を基に電力損失を計算することは実際的な手順として有用である。
 - c) 電力損失が増加する場合、フィーダーの増強は電力損失を低減し、運転状況（電圧制御、電力品質等）を維持するために必要である。
 - d) 再生可能エネルギーを利用した新規の発電プラントが配電系統に接続される時、上記代替案をアップグレードすることが重要である。

6.5 再生可能エネルギー導入に向けた送配電の観点からの提言

送配電網の観点から再生可能エネルギー導入促進について提案する。以下の3つの点について提案する。

- (1) 送電網
- (2) 配電網
- (3) 送電網と配電網の接続

6.5.1 送電網に関する提案

送電網に関する現在の規制の枠組みは、以下の点を含めて修正すべきである。

・送電線延伸計画

現在、送電線延伸計画は、需要の伸び率と CNE により取りまとめられる発電拡張計画（Indicative Plan of Generation Expansion）を織り込んで策定される。国内で広範にわたって小規模再生可能エネルギーの開発を促進するためには、

- (1) 送電網延伸計画
- (2) 配電計画、および
- (3) 電源拡張計画

との調整が必要である。

・送電線整備への投資に対する融資

送電線への投資は大規模で、常に送電業者に適切な便益をもたらすものではない。送配電網に接続する発電事業では、その接続についても資金を準備しなければならない。送電業者が新規発電の接続に対する必要な整備を実施するにあたり、発電事業者はその事業実施を保障すべきである。送電業者の一方的な設備投資が無駄にならないために、送電業者が発電事業者から事業費の80%の金額を保証することを書面にて確認することを提案する。もう一つの重要な点は、再生可能エネルギー発電に関する送電線延伸事業の敷設権に関する法律を改定することである。

6.5.2 配電網に関する提案

配電網に関する現在の規制の枠組みは、以下の点を含めて修正すべきである。

・分散型電源としての再生可能エネルギーの分類

分散型電源は、配電網（一次もしくは二次配電線）を通じて電力系統に接続される発電施設と定義される。分散型電源は、電力卸売市場の運転者（エルサルバドルの場合 UT）による計画及び給電は行われず。従来型の電源と異なり、分散型電源は需要地の近くに設置される。

現行の規則によると、分散型電源の概念に基づく再生可能エネルギー事業の分類は存在しない。配電網に接続される小規模再生可能エネルギー事業を促進するためには、この概念が必要である。そのためには、この形式の発電を配電網に接続する利点（低電気損失、電圧プロフィールの向上、

等)を生かし、接続を動機付ける仕組みを制定することが必要である。また分散型電源の配電網への接続による問題、例えば停電による単独運転の問題などの解析も重要である。

・機器の技術基準

太陽光や風力による再生可能エネルギー事業に関して、その配電網に接続する機器の技術基準は存在しない。エルサルバドル国の配電網の技術基準を採用することにより、中低圧相互接続に適用される機器の技術基準を制定することが提案される。

・スマートグリッドの促進

スマートグリッドは、電力ネットワークの様々なレベルにおいて複数の運転業者がお互いに通信と調整を行いつつ運営する複数のネットワーク、ならびに複数の発電会社の集合体と定義できる。この概念のもとでは、個々の家屋が風力や太陽光により発電するようになり、余剰電力を売電することが可能となる。スマートグリッドという概念は、エネルギー効率化、電力潮流のリアルタイム管理、個別の発電事業者からの電力買い取りに必要な双方向電力計の設置など、電力セクターにおける新しい政策の導入を継続的に後押しするものである。この新しい概念は現在研究中で、ドイツにおける E-Energy 事業のような様々な実証試験が実施されている。

エルサルバドル国への“スマートグリッド”の概念の導入は、今後整備される関連する技術と技術基準の成熟度に依存する。

6.5.3 送電網と配電網の接続に関する提案

エルサルバドル国の発電事業の送・配電網への接続は、“Technical Standards of Electrical Interconnection and End User access to Transmission Network” (SIGET, 2011)を順守しなければならない。この基準の中に、再生可能エネルギーによる新規発電事業の開発に対して弊害となる規定がある。表 6.5.1 にそれらの項目と改善提案事項を掲載する。

表6.5.1 SIGET接続技術基準に関わる再生可能エネルギー導入促進の課題と提案

No.	課題		提案
1	条項6に、設備容量20 MW以下で発電量の一部あるいは全部を売電する計画の事業で、再生可能エネルギーによる全ての発電事業を“小規模発電”と定義されている。 しかしながら、近年、分散型電源を区分する技術基準が導入され始めている。これらは配電網へ直接接続され、電気料金について合意に達しており、卸売市場の事務所の一部ではないことが特徴づけられる ¹ 。	⇒	最大容量 (MW) の決定と分散型電源の定義による分散型電源の分類を追加する。 分散型電源の最大容量に関する合意がない。技術基準IEEE ² 1537-2003では、分散型電源を容量10 MVA以下と定義している。
2	条項46に、小規模発電の場合、配電業者が配電網への接続を確保するための	⇒	小規模発電の配電網接続に伴う技術的便益を定義することが必要である。

No.	課題		提案
	<p>設備を建設、修正もしくは調整すると記載されている。これらの費用は、以後5年間の配電料金の設定の中で考慮される。</p> <p>分散型電源がその配電網に接続された時点で便益が発生することを考慮することが重要である。技術的な損失と電圧プロフィールを把握することが必要である。</p>		<p>電気損失計算の一般的技術手法を設定することが提案される。これは、電氣的損失の配分料金を定義して市場の基準³を補完するものでなければならない。</p>
3	<p>配電網に接続しようとする発電事業は第4章に概説されている必要検討事項を実施しなければならない。更に条項47に、配電業者はその配電施設の安全と適正な運転を確立するための追加情報を要求できると記述している。</p> <p>実際には、配電業者は独自の発電機の接続方法を適用している（例えばAESの接続方法）。これにより二重の検討による事業の開発期間の増加を招いている。</p>	⇒	<p>配電業者は、接続に関する技術事項を熟知しているが、配電業者により提案される接続手続きはSIGETにより検証され、規制されなければならない。</p> <p>検討の重複を回避するために条項46の1)を、“第4章に記載されている検討事項は参照用であり、最終的な必要検討事項は、配電線の情報とSIGETの検証結果により接続の手続きを定義する”と修正することを提案する。</p>
4	<p>配電線に接続しようとする発電事業の開発業者には、検証作業を省くために、コンサルタントではなく、配電業者の技術部門が必要検討を実施することを望む場合がある。</p>	⇒	<p>配電業者は接続の新しい問題を解決するために常に十分な要員を有していない。</p> <p>開発業者がコンサルタントに検討を依頼することを受け入れることが重要である。これはエルサルバドル国の既存の人的資源に新しい能力を持つ人材を成長させる事にも寄与する。</p> <p>この場合、SIGETは検討結果のレビュー仮定を簡素化する仕組みを考慮すべきである。</p>
5	<p>配電網の発電施設の接続に関する可能性の検討事項は、潮流状態、短絡状態、系統保護、過渡電磁、および過渡安定度である。</p> <p>一般に、配電業者の接続の手続きは、例外なく、これらの検討を含んでおり、場合によっては追加検討が必要となる。これに関して、小規模発電事業に、あるいは分散型電源として運転される場合に必要とされる検討事項に関する基準がない。</p>	⇒	<p>2011年のAEA調査⁴では、想定最大出力が変電所容量の10%程度の発電機の場合、簡易な検討方法を提案している。</p> <p>5 MW以下の小規模発電事業は、これらによる系統に対する影響が従来の発電事業（20 MW以上）と比較して小さいことから、過渡電磁と過渡安定度の検討は不要である。</p> <p>不安定なエネルギー源（風力と太陽光）に関連する事業の場合、これらの発電機は静止型変換装置であることから、検討には高調波を含める必要がある。</p> <p>発電事業が分散型電源として運転される場合、単独運転に関する検討を含めることが重要である。</p>

参考

- 1 Network integration of distributed power generation (P. Dondi, Journal of Power Sources, 2002).
- 2 IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System (IEEE STD 1547, 2003)
- 3 Regulation applicable to the activities of Power Marketing (Executive Decree No. 90, November 2000)
- 4 Study and Proposed Regulatory Mechanism for the Promotion of Renewable Energy in El Salvador (AEA-CNE, August 2011).

表 6.5.1 の項目 1 については、付属資料-A（分散型電源容量の評価）に示す通り、分散型電源の最大容量は、エルサルバドル国においては約 5 MVA である。この値は、10 MVA 以下の分散型電源

の接続を網羅している IEEE 技術基準 1547-2003 (IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power System) が適用されるものとして提案される。

表 6.5.1 の項目 2 については、付属資料-B に発電業者が配電網に接続する場合の便益を確保するための送電損失計算方法を示す。この方法は、配電網に発電機を接続する場合の電気損失のコストに基づいている。