

## 1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



サント・トマス変電所

### 1.1 背景

1990年代初頭、エルサルバドルでは10年以上にわたる内戦の結果、電力部門の整備が立ち遅れ、発電・送配電能力ともに低下していた。特に送電線・変電所の損傷は激しく、鉄塔破壊、電線切断等のテロ攻撃は1979年から1991年の12年間で4,251件に上り、1992年の送電ロス率は6.5%<sup>1</sup>と高い数字を記録した。また1991年には計画停電が実施されるなど、発電能力の低下も深刻化していた。電力需要は内戦終結後の経済回復に伴い、1992年から2010年までの間に年7.2%の増加が見込まれるなど、戦後復興および持続的な経済成長には電力部門の整備が緊急の課題となっていた。

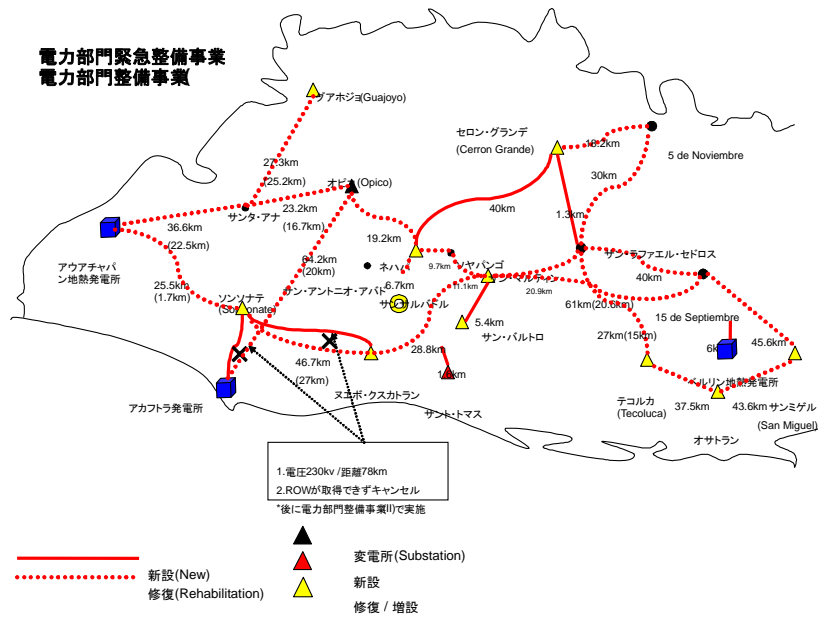
上記状況に対応すべく、エルサルバドル共和国政府は「国家復興開発計画」の一環として「電力部門開発計画」を策定、発電能力の拡充、送配電施設の整備にプライオリティを置いていた。

### 1.2 目的

甚大な内戦被害を受けたエルサルバドルにおいて、老朽化が著しいアカフトラ火力発電所の修復および送配電施設の新設と修復を行うことにより、予備電源の確保を含めた電力供給能力の拡充と安定性の向上を図り、もって同国の戦後復興・経済成長に寄与する。

<sup>1</sup>当時の欧米諸国をはじめとする国際的な送電ロス率の水準は、3～4%。

図 プロジェクトサイト



### 1.3 借入人／実施機関

エルサルバドル共和国政府／

レンパ川水力発電委員会(CEL) (事業実施前・中)

アカトラ火力発電所：Duke Energy El Salvador 社 (評価時)

送電線・変電所設備：ETESAL 社 (評価時)

配電線・変電所設備：DELSUR 社、CAESS 社 (評価時)

### 1.4 借款契約概要

	電力部門緊急整備事業	電力部門整備事業
円借款承諾額／実行額	8,817 百万円／8,150 百万円	7,585 百万円／5,499 百万円
交換公文締結／借款契約調印	1992 年 10 月／1993 年 3 月	1995 年 8 月／1996 年 7 月
借款契約条件	金利 3% 返済 30 年 (うち据置 10 年) 一般アンタイト	
貸付完了	2000 年 8 月	2003 年 4 月
本体契約	三菱商事他	
コンサルタント契約	Harza Engineering (米国)	
事業化調査 (フィージビリティ・スタディ: F/S) 等	Electroconsult (イタリア)	Harza Engineering (米国)

## 2. 評価結果

### 2.1 妥当性

#### 2.1.1 審査時の妥当性

エルサルバドルの「国家復興計画」(1992-96年)では、内戦で疲弊した経済の復興および国民和解を目標としており、戦後復興の基盤として電力セクターの整備に高い優先度を置いていた。また、同開発計画を踏まえ策定された「電力セクター中期計画」(1992-96年)では内戦中に損傷した送配電施設の修復および拡充を重要な政策として位置付けていた。このように、審査時における本事業の妥当性は高い。

#### 2.1.2 評価時の妥当性

現在の国家開発計画(2004-09年)でも、電力部門の安定化は持続的な経済発展のための基盤として重要である。国家開発計画では、中米諸国の連携による電力融通や、競争促進によるセクターの効率化等を具体的な行動目標として挙げている。審査時以降、電力需要は毎年3~8%と着実に増加しており、現在の電力需要は審査時の170%に達し、2015年には250%に増加すると予測されている。また、需要の増加により、需給バランスも逼迫している。2006年の供給予備率は3.8%と、安定的な供給確保の目安となる8~10%<sup>2</sup>を大きく割り込むことが予測されている。かかる状況下、電力供給能力の拡充、信頼性向上のニーズは高く、本事業はこれらの課題に対応するものとして高い重要性を有している。

表 1 電力需要の推移

	電力需要		ピーク需要	設備容量	供給予備率
	(GWh)	前年比	(MW)	(MW)	(%)
1993	2,797	18.1%	530	818	31.2%
1994	3,064	9.5%	566	818	22.8%
1995	3,236	5.6%	592	909	30.5%
1996	3,361	3.9%	626	943	28.0%
1997	3,636	8.2%	666	943	20.4%
1998	3,775	3.8%	694	943	15.5%
1999	3,889	3.0%	718	988	17.0%
2000	4,073	4.7%	758	1,102	23.6%
2001	3,956	-2.9%	734	1,118	29.5%
2002	4,249	7.4%	752	1,044	18.0%
2003	4,402	3.6%	785	1,106	19.8%
2004	4,538	3.1%	809	1,096	15.2%

<sup>2</sup> 日本の2004年の総電力需要は865,400GWh(出所：電気事業連合会)で、安定供給が確保できる供給予備率は通常8~10%に設定している。

2005	4,747	4.6%	846	1,080	8.5%
2006	4,960	4.5%	884	1,080	3.8%
2015	7,047	-	1,256	-	-

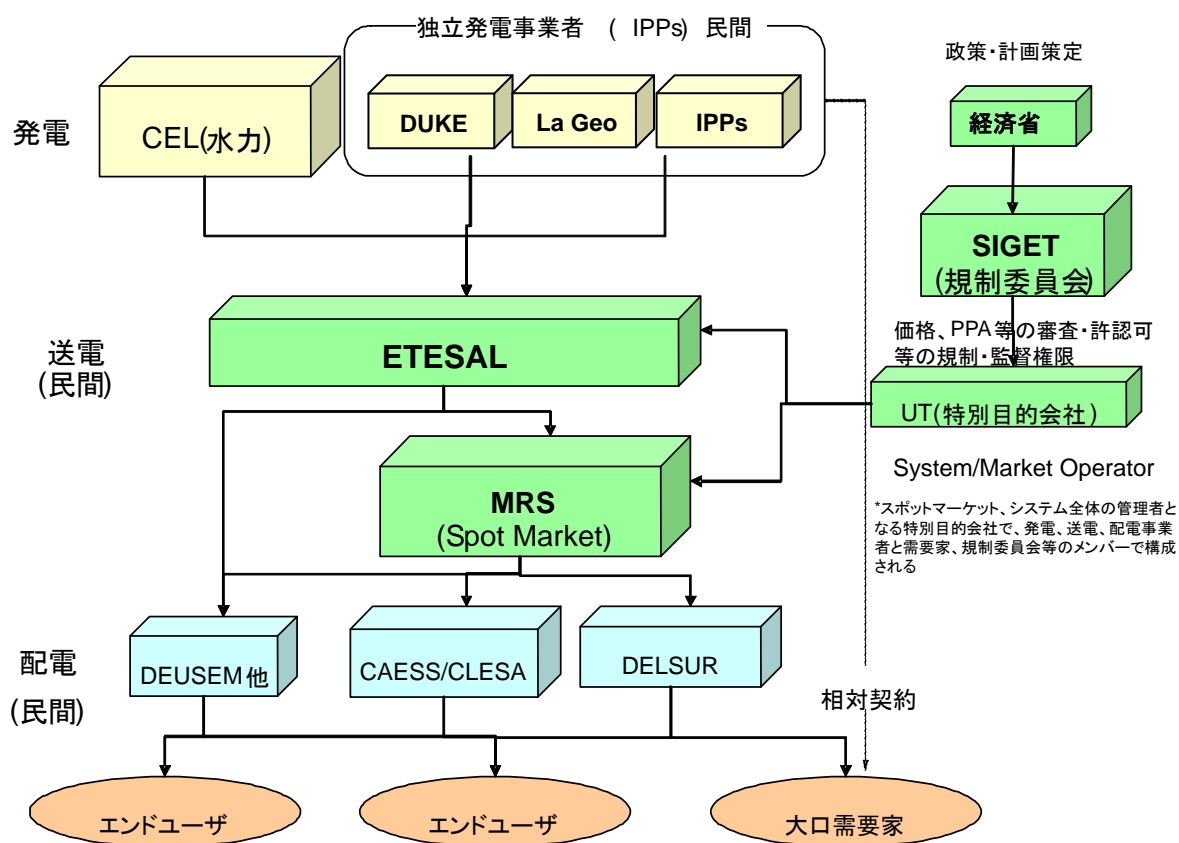
出所： Boletin de Estadisticas Electricas 2004, Unidad de Transacciones

\*2006 年以降の数値は UT による予測値。供給予備率は設備容量の unavailability を 15% と想定。

### 2.1.3 エルサルバドル電力セクターの民営化

エルサルバドルでは 1996 年に電力法を制定、電力セクターの分割民営化を実施した。これに伴い、本件事業の各施設の所有者も、当初実施機関の CEL から変更が生じた。アカフトラ火力発電所は 1999 年に民間の Duke Energy 社に売却され、送電部門は CEL の送電部門が ETESAL 社として分離され、配電線・設備は地域別の民間配電会社に分割された。下図に民営化後の電力セクターの概要図を記す。

図 1 民営化後のエルサルバドル電力セクター<sup>3</sup>



出所 各種資料をもとに評価者作成

<sup>3</sup> 表の線は契約形態を示している。各 IPP と大口需要家との相対契約であり、物理的な電力システムを示しているのではない。誤解を避けるため、IPP と大口需要家の線は点線で示し、「相互契約」と記した。

民営化後の電力供給は、主に電力取引市場(MRS)を通じた市場取引と、事業者と需要家間の相対(自由)取引で構成される。システム全体の運営・管理は各事業者や大口需要家等で構成される特別目的会社の Unidad de Transacciones (以降 UT)が担当しており、経済省傘下の電力規制委員会(SIGET)が電力価格の監視等、監督機関として機能している。

民営化を受け、現在のシステムの電源構成は電力価格を抑えるため、発電コストが低い水力、地熱等の電源を中心として構成し、不足分を火力発電所が供給している。このため、本事業で修復された汽力発電整備は 1999 年以降、UT との間でコールドリザーブ契約<sup>4</sup>を結び、リザーブ電源として運転している。なおアカフトラ発電所は売却後、Duke 社の自己資金によってディーゼル発電設備 9 基が増設された。現在の設備概要は下表の通り。

表 2 アカフトラ火力発電所 設備概要

	ディーゼル	汽力 2 基 (修復対象)	ガス	合計
設備容量	150MW	Unit 1:30MW Unit 2: 33MW	65MW	278MW
運転開始	2000 年	Unit 1:1966 年 Unit 2:1969 年	1993 年	-
取引形態	市場取引	コールドリザーブ契約		-

アカフトラ発電所の汽力発電整備は、当初のベース電源からリザーブ電源へと稼働形態が変化した。需給バランスが逼迫し、供給力不足が懸念されている現在、リザーブ電源として安定的な電力供給のために非常に重要な役割を果たしている。

＜コールドリザーブ契約締結の経緯＞

Duke 社ではアカフトラ発電所の購入後、新たに新規の重油式発電設備を増設した。自由化された電力取引市場では、発電コストが低い水力、地熱等の発電設備から優先的に電力が購入されるため、発電コストが相対的に高い、すなわち売電価格が高い火力発電所、特に旧式の発電設備は価格競争力に劣り、売電量が減少する可能性が高い。火力発電設備は稼働率に関わらず一定の運営・維持費用が生じることから、稼働率の低下によるコスト負担を避けるため、汽力発電整備等旧式の火力発電設備について、稼働状況に関わらず一定の収益が見込めるリザーブ契約を結んでいる。コールドリザーブ契約では、設備容量(MW)当たりの固定料金(Capacity Payment)に加えて、実際の発電量に応じた変動費(Variable cost)が支払われる。

<sup>4</sup> 電源構成は通常ベース電源、ミドル電源、ピーク電源、リザーブ電源を需要に応じて組み合わせて対応しているが、コールドリザーブ電源は渇水や事故によるベース電源(主に水力発電所)の供給能力不足や需要急増時のバックアップ電源として位置付けられる。契約はこれまで 2 年ごとに更新されており、現在は 2007 年 7 月までの契約を結んでいる。

## 2.2 効率性

### 2.2.1 アウトプット

本事業は、老朽化したアカフトラ発電所の修復および送配電線・変電所等の送配電施設の整備から構成される。なお事業はエルサルバドル国「電力部門中期計画」のもと、米州開発銀行(IDB)<sup>5</sup>との協調融資の一部として実施された。本事業のアウトプットの計画および実績は以下の通りで、概ね計画を達成している。

	計 画	実 績
電力部門緊急整備事業		
(1)アカフトラ 発電所修復	アカフトラ火力発電所1号機および2号機の修復(ボイラー・タービンの修復、電気系統・制御システムの交換等)	ほぼ計画通り *借款契約締結後の詳細な分解検査により、ファン用モーター交換等の追加工事が実施された。
(2) 送電 線・施設の新 設・修復	① 115kV 送電線 新設 3 線路 119.6km ② 115kV 修復 3 線路 97.0km ③ 115kV/46kV 変電所 新設 1 カ所 ④ 115kV/46kV 変電所 修復・拡張 7 カ所	① 2 線路 ② ほぼ計画通り ③ 計画通り ④ 計画通り
(3)配電線・施 設の新設・修 復	① 変電所 新設 3 カ所 ② 変電所 拡張 2 カ所	① 計画通り ② 計画通り
電力部門整備事業		
(1) 送電 線・施設の新 設・修復	① 115kV 送電線 新設 3 線路 7km ② 115kV 送電線 修復 19 線路 364km ③ 115kV/46kV 変電所 新設 1 カ所 ④ 115kV/46kV 変電所 拡張 7 カ所	① 1 線路 ② ほぼ計画通り ③ 計画通り ④ ほぼ計画通り
(2)配電線・施 設の新設・修 復	① 46kV 配電網整備 5 線路 165.35km ② 変電所 新設 6 カ所 ③ 変電所 拡張 4 カ所	① キャンセル ② キャンセル ③ キャンセル

電力部門緊急整備事業では、新設送電線 3 区間のうちアカフトラ～ヌエボ・クスカトラン間が、地役権(Right of way)の取得における補償額の交渉難航で遅れたうえ、工事着工後、2001 年に発生した大地震による被害の影響でキャンセルされた。当該区間は後に電力部門整備事業において、アテオス変電所を経由した区間に変更して整備された。

電力部門整備事業では、新設送電線 3 区間のうち、2 区間がCELの自己資金やIDBの融資<sup>6</sup>によって整備されたほか、配電部門は電力セクターの分割民営化により、円借款対象部分はすべてキャンセルされた。

### 2.2.2 期間

審査時の全体工期は、電力部門緊急整備事業が 1993 年 3 月から 1996 年 10 月までの 44 カ月、電力部門整備事業が 1996 年 7 月から 1999 年 12 月までの 42 カ月、両案件合

<sup>5</sup> IDB 融資部分はベルリン地熱発電所の建設、中央管理システムの強化等で、全体総事業費は約 233 百万ドル(28,167 百万円)。

<sup>6</sup> セロン・グランデ～サンラファエル・セドロス間は CEL の自己資金により整備され、キンセ・デ・セブティエンブレ～サンミゲル間は、ベルリン地熱発電所の付帯設備として、IDB 融資により整備された。

計で 81 カ月間だった。実際の工期は、電力部門緊急整備事業が 1993 年 3 月から 2000 年 8 月までの 90 カ月、電力部門整備事業が 1996 年 7 月から 2003 年 4 月までの 82 カ月、両案件合計で 122 カ月間となった（計画比 151%）。工期遅延は、(1) アカフトラ発電所修復工事の追加工事発生による工期の増加、(2) 送電線敷設に伴う地役権(Right of way)取得交渉の難航、(3) 2001 年に発生した大地震による一部工事の中断等が主な原因となっている。

### 2.2.3 事業費

審査時の計画では総事業費 216 億 8,900 万円の約 75%にあたる 164 億 200 万円を円借款で融資し、残る約 25%をエルサルバドル側の自己資金で賄うことになっていた。最終的な総事業費は 178 億 600 万円で、約 77%にあたる 136 億 4,900 万円が円借款供与だった。円借款分の事業費の縮小（計画比 83%）は、主に配電部門の民営化による事業のキャンセル、競争入札による効率的な受注により事業費が抑えられたことが原因である。

以上を総合的に判断すると、電力部門整備事業における工期遅延が目立つものの、その要因は地震被害等、審査時点では予測不可能な外部要因の影響を受けていること、アウトプットはニーズに沿った形で適切に変更され、総事業費は計画比 82%に抑えられたことから、効率性に大きな問題はないと考えられる。

## 2.3 有効性

### 2.3.1 アカフトラ発電所修復

事業実施前と修復後のアカフトラ発電所汽力発電整備の運転状況は以下の通りで、熱効率は改善したものの、発電電力量、設備利用率等は事業実施前より減少した。主な要因は妥当性で説明した、1999 年以降のコールドリザーブ契約によるものである。コールドリザーブ契約では、発電設備の稼働状況はその時々の需給バランスによって大きく変動するため、事業実施前との単純比較は困難である。

表 3 アカフトラ発電所運転実績

		事業実施前			事業実施後		
		1993	1994	1995	2003	2004	2005
発電端電力量	(GWh/年)	354.5	392.6	297.6	74.9	21.6	136.2
送電端電力量	(GWh/年)	328.5	364.7	275.2	65.6	19.3	123.4
年間運転時間	Unit 1	-	-	-	2,510	1,011	5,102
	Unit 2	-	-	-	2,071	423	3,914
稼働率	Unit 1	-	-	-	28.7%	11.5%	58.2%
	Unit 2	-	-	-	23.6%	4.8%	44.7%

設備利用率	全体	64.2%	71.1%	53.9%	13.6%	3.9%	24.7%
	Unit 1	-	-	-	14.1%	5.5%	27.0%
	Unit 2	-	-	-	13.1%	2.4%	22.6%
熱効率 <sup>7</sup>	Unit 1	27%	-	-	30.4%	29.9%	30.4%
	Unit 2	25%	-	-	28.6%	27.7%	28.0%
所内率 <sup>8</sup>	全体	7.30%	7.10%	7.50%	13.50%	11.70%	9.70%

出所：CEL、Duke Energy El Salvador

2005年には電力需要の増加に伴い、アカフトラ発電所の稼働率はUnit 1-2平均で約50%と、コールドリザーブ電源としては非常に高い稼働率となった。今後も電力需給バランスが逼迫するなかで、リザーブ電源の稼働率は高い水準で推移すると考えられる(2.1 妥当性参照)。また修復後の故障停止時間は以下の通りで、定期的なメンテナンスを除いては、大きなトラブルも発生せず、良好な状態を維持している。発電所のゼネラルマネジャーによると、修復による発電設備の寿命延長効果は当初計画の15年を上回り、20年以上を見込んでいるとの見解が示された。

表 4 汽力発電設備の年間故障時間

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	合計
Unit 1							954
機器故障	0	0	0	0	1.38	0	1.4
計画停電時間	361.2	51.8	225.7	59.0	0	255.3	953
Unit 2							2581
機器故障	0	1.35	0	0	17.8	0	19
計画停電時間	345.6	0.0	346.5	130.1	0	1740.1	2562

出所：Duke Energy El Salvador \*Unit 2の分解検査が実施されたため、約3カ月間運転を停止した。

上記を考慮すると、本事業で修復した汽力発電整備は、(1)故障時間の減少や熱効率の向上等の修復効果が発現したこと、(2)コールドリザーブ契約下で設備の稼働率は低下したものの、電力需給バランスが逼迫するなか、電力の安定供給に重要な役割を果たしていること等から、本事業の有効性に問題はないと考えられる。

## 2.3.2 送配電設備の新設・修復

### 2.3.2.1 増加する電力需要への対応

本事業の実施によって電力供給能力が高まり、増加する電力需要に対応できるように

<sup>7</sup> 東京電力の火力発電設備の熱効率(燃料消費量当たりの発電電力量)は平均で40.4%、アメリカでは36.9%となっている(出所：海外電力事業統計)。

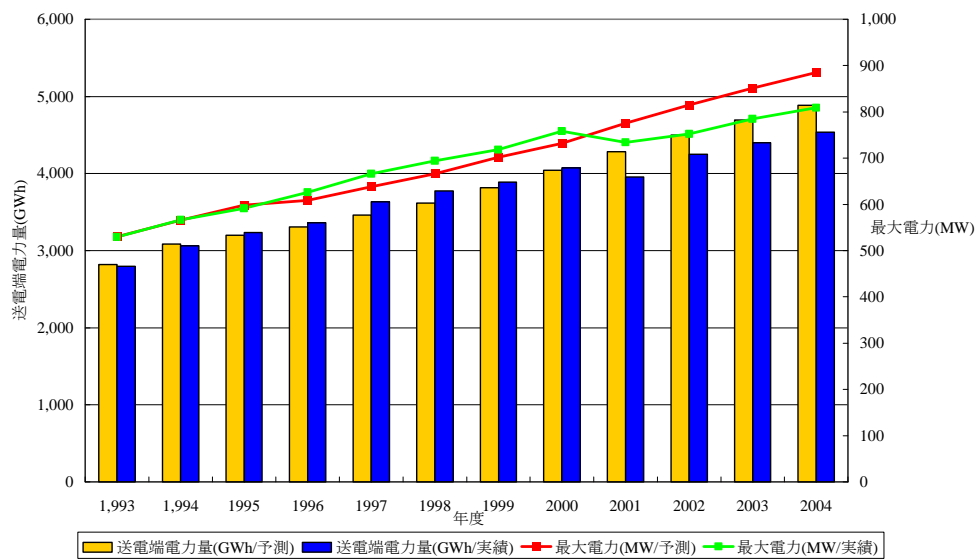
<sup>8</sup> 発電端電力量に対する発電所内電力消費量の比率。



なった。下図は審査時の最大電力、電力需要の予測値と実績値を比較したもので、最大電力の年平均伸び率は4%、電力需要は4.5%と予測値を下回っているものの、ほぼ毎年大きく伸びており、それぞれ審査時(1993年)の約150~160%に増加している。

このような急激な需要増加に対応し、安定した電力を供給するため、本事業で整備された送配電設備は重要な役割を果たしていると考えられる。

図 2 最大電力および送電端電力量の推移(1993-2004年)



出所：予測値は CEL、実績値は Boletim de Estatísticas Eletricas (2004)を元に作成

### 2.3.2.2 電力供給の安定化

下表が示す通り、本事業で送電線・変電所が整備・修復されたことで、電力供給の信頼性が向上し、送電ロスの低減、送電線・変電所の故障数<sup>9</sup>の減少等の効果が発現した。

表 5 送電ロス率、故障回数の推移

	送電線	変電所	Total	送電ロス率
1998	-	-	-	3.5%
1999	-	-	382	3.4%
2000	221	67	288	3.4%
2001	175	114	289	2.7%
2002	119	78	197	2.2%

<sup>9</sup> 故障の主な要因としては、保護継電装置、高圧フェーズ、絶縁ケーブルの破損、変圧器の故障等がある。

2003	114	75	189	2.0%
2004	113	76	189	1.8%
2005	108	36	144	1.8%

出所：ETESAL

送電線・変電所の故障回数は着実な減少をみせており、2005年には1999年比で約6割減少した。送電ロス率は近隣中米諸国と比較しても<sup>10</sup>極めて低い水準にある。送電線・変電所施設の安定性向上に加え、O&M機器として購入された移動型の変圧器の導入により、予防的なメンテナンスの品質が向上したことも要因の一つとなっている。

### 2.3.2.3 配電線・変電所の整備

下表は本事業によって整備された配電線・変電所ごとの最大電力量の推移を示したものであるが、電力需要の増加に伴い、電力供給量は着実に増加している。本事業による供給能力の拡大が、増加する電力需要に対応していることが確認できる。

表 6 各変電所の最大電力(kW)の推移

	モンセラート	ヌエボ・クスコラン	ネパ <sup>10</sup>	カラ・スーシア	ソソナテ
1995	-	-	58,854	-	-
1996	-	-	59,541	-	-
1997	-	-	61,567	-	-
1998	-	-	31,171	-	-
1999	-	-	50,824	-	-
2000	35,820	61,250	58,508	-	-
2001	36,166	63,072	49,855	-	-
2002	36,097	65,088	52,331	-	-
2003	36,651	66,121	51,528	-	-
2004	38,497	69,969	55,924	3,620	2,318
2005	40,728	76,056	60,065	3,121	3,803

出所：DELSUR、CAESS

変電所の年間事故停電の時間はシステム全体の平均(約 25～30 時間/年)以下の水準にあり、配電ロス率は最大電力の増加に伴い漸増しているが、依然として極めて低い水準に保たれている。

<sup>10</sup> 隣国グアテマラの送電ロス率は2003年時7%。

表 7 変電所別年間事故停電時間・配電ロス率<sup>11</sup>

	年間停電時間		ロス率	
	モンセラート	ヌエボ・クスカトラン	モンセラート	ヌエボ・クスカトラン
2002	20.23 時間	29.91 時間	0.71%	1.93%
2003	23.60 時間	31.96 時間	0.74%	2.01%
2004	19.78 時間	25.14 時間	0.83%	2.26%
2005	19.98 時間	30.04 時間	0.86%	2.25%

出所：DELSUR

配電システム全体の安定性を図る指標としては、事故停電時間・回数等があるが、下表の通り毎年順調に改善している。指標は電力システム全体の規模等にも影響されるため、他国との単純比較は困難だが、先進国の指標と比較しても良好な水準にあることがわかる。現在電力規制委員会(SIGET)では年間事故停電時間・件数の削減に向けた目標値を毎年設定している。2007年以降は事故停電による違反金の支払い義務が配電事業者に課せられるため、配電事業者では停電事故・時間数の削減に向けた取組みを強化している。

表 8 配電システムの年間事故停電時間(SAIDI)・件数(SAIFI)<sup>12</sup>

	2002	2003	2004	2005	参考：先進国 SAIDI 指標	
SAIDI(分) 目標値	-	-	15.00	18.00	日本	7 分
SAIDI(分) 実績値	58.80	61.10	48.92	44.80	アメリカ	80 分
SAIFI(件) 目標値	-	-	9.02	9.00	イギリス	70 分
SAIFI(件) 実績値	55.68	32.82	30.91	25.24	フランス	45 分

出所：CAESS、東京電力ホームページ

### 2.3.3 財務的内部収益率(FIRR)の計算

審査時におけるアカトラ発電所修復事業の財務的内部収益率(FIRR)は、電力販売収益を便益、事業費、維持管理費、燃料費を費用として 19.5%<sup>13</sup>と算出されていた。今次評価ではアカトラ発電所汽力発電設備のコールドリザーブ契約による収入<sup>14</sup>を便益、

<sup>11</sup> CAESS 社が保有するその他変電所については該当データが入手できなかった。ヌエボ・クスカトランはカバーするエリアが広く、地方向けの電力供給を担当しているため、モンセラートより低い数値になる。

<sup>12</sup> SAIDI(System Average Interruption Duration Index) 系統の年間平均供給不能持続時間(=年間停電時間合計/顧客総数)、SAIFI(System Average Interruption Frequency Index) 系統の年間平均供給不能頻度。

<sup>13</sup> 審査時の計算は当初 23.6%だったが、維持管理費用が計上されていなかったため、今次評価において再計算したところ 19.5%となった。

<sup>14</sup> コールドリザーブ契約では、設備容量(MW)当たりの固定料金(Capacity Payment)に加えて、実際の発電量に応じた変動費(Variable cost)が支払われる。変動費の詳細は開示されなかったため、各年の電力料金(市場価格の平均)を採用した。

事業費、維持管理費、燃料費を費用として再計算を行ったところ、9.72%となった。FIRR減少の主な要因は、発電量減少による収入減、燃料費の高騰、事業費の増加による費用の増加等である。

## 2.4 インパクト

### 2.4.1 戦後復興による経済成長

1990年代前半(事業実施前)から2000年代前半(事業実施後)のGDP成長率の変化をみると、GDP成長率は7.4%から2.0%と低下している。これは主に繊維等主要産業の国際競争力低下による成長の鈍化等が要因となっている。ただし、1990年代以降の全体の傾向としては持続的な経済成長が続いており、GDP総額は審査時の約1.5倍の規模に増加し、それに伴い電力消費量も大幅に増加している。このことから、戦後復興による経済成長という目的は一定程度達成されたといえる。GDP等の数値にはさまざまな要因が絡むことから、本事業の直接のインパクトを正確に示すことはできない。しかし、電力インフラの整備による安定的な電力供給の確保は一般的に経済発展・投資拡大等の基盤として必要不可欠な要素であり、本事業が一定の範囲で持続的な経済成長を下支えしているといえる。

表 9 エルサルバドル経済成長率、GDPの推移

	事業実施前			事業実施後		
	1993	1994	1995	2003	2004	2005
GDP(10億ドル)	5.74	6.09	6.48	7.97	8.09	8.26
GDP(成長率)	7.4%	6.1%	6.4%	1.8%	1.5%	2.0%
1人当たりGDP	\$1,019	\$1,053	\$1,093	\$1,200	\$1,196	\$1,199
電力消費量(GWh)	2,797	3,064	3,236	4,402	4,538	4,747*

出所：IMF、世界銀行 \*2005年の数値は暫定値

なお2005年前期の全国の送電端電力量(2,215GWh)に占めるアカフトラ発電所の割合は約22%(494.5GWh)で、うち、リハビリ対象の汽力発電整備の割合は約3.4%(76.3GWh)で、同国の総サービス数126万サービスから想定される受益者数は約27.7万サービス(需要家)に及ぶ。

今回インタビュー調査を行ったエルサルバドル産業協会によると、内戦後の電力インフラの整備により、停電・供給制限等が減少し、工場の稼働状況の改善、産業活動の安定化等の効果があったとの見解が示された。また、民間発電事業者へのインタビュー調査では、送配電インフラの整備によるロス率の改善等は発電事業者の財務負担の軽減<sup>15</sup>、効率的な電力供給といった効果を上げており、事業者にとっても大きな効果があったと

<sup>15</sup> 送電ロスによる財務負担は発電事業者の負担となるため。

の見解が示された。

## 2.4.2 環境への影響

### 2.4.2.1 アカフトラ発電所

アカフトラ発電所については、廃水処理、汚染物質のモニタリング等を実施、環境省への定期的な報告を行っている。汚染物質のモニタリングは6か月ごとにSO<sub>x</sub>、NO<sub>x</sub>、PM<sub>10</sub>等を対象に実施している。Duke Energy社によれば、これまでのモニタリング結果はすべて環境基準を満たしているとのことである。

### 2.4.2.2 送配電設備

送配電設備について、2000年にCELが実施した環境影響評価報告書によると、変電施設のトラブル時にオイル漏れが生じた程度で、大きな影響はないと報告している。送電線に関しても、一部植生の除去等が行われた程度で、大きな影響はないとみられる。

## 2.5 持続性

### 2.5.1 実施機関

#### 2.5.1.1.技術

(1) アカフトラ発電所は現在民間事業者のDuke Energy社が保有している。運営管理に携わるスタッフ数は108人で、うち汽力ユニットの担当は21人となっている。Duke社によれば、職員の技術力は満足のいくレベルにあって、運営管理の質も高い。

(2) 送電線・変電所は現在ETESAL社が保有している。技術スタッフ数は208人で、ETESAL社によれば、職員の技術力、運営管理の質は高い。運営管理の質を維持するため、現在は年間研修計画を策定し、研修履修を昇格時の資格要件とするなどの取組みを導入している。

(3) プロジェクトによって整備された配電線・変電所は現在民間配電会社2社(DELSUR社、AES El Salvador社)がそれぞれ担当地域の変電所・設備を保有している。技術水準、トレーニング等、技術水準に関する詳細な情報は開示されなかったが、現地調査時の聞き取り調査の回答や、2005年のメンテナンスレポートでも維持管理状態に大きな問題がみられないこと等から、事業を管理する技術スタッフの数、水準に大きな問題はないと考えられる。

なお現在エルサルバドルの送配電システムはSCADA（電力系統監視制御システム）<sup>16</sup>による中央管理体制が確立されており、システムの運営はサンサルバドルの各部門の本部で行われている。各施設にも技術者は常駐せず、トラブルの発生、または発生が予測されるときに現場対応を行うことになっている。

#### 2.5.1.2 体制

<sup>16</sup> SCADA= Supervisory Control and Data Acquisition

電力セクターの民営化以降、本事業の実施機関は発電・送電・配電の各部門に分割されている。アカフトラ発電所は米系の民間エネルギー会社 Duke Energy 社(El Salvador 支社)が保有しており、エルサルバドルで 2 件の火力発電所を運営している。送電部門は CEL 社の送電部門を母体として設立された ETESAL 社が担当している。配電部門は地域別に民間配電会社が存在し、事業対象施設は AES El Salvador 社と DELSUR 社が保有している(DELSUR 社はサンサルバドル以南のソンソナテ等南部都市も保有)。

表 10 配電会社の概要

	CAESS	DELSUR
職員数	517 人	283 人
販売電力量(GWh)	1757.3	961.1
サービス地域(km <sup>2</sup> )	4,284	4,286.8
顧客数	479,038 人	268,621 人

出所：Boletin Estadisticas Electricas 2004 (SIGET)

### 2.5.1.3 財務

Duke 社、ETESAL 社、CAESS 社、DELSUR 社は近年全て営業利益、純利益ともに黒字が続き、堅調な財務状態を維持している。送電部門は収益性がそもそも低い部門のため、利益は少ないが、送電料金は規制委員会(SIGET)によって決められており、設備投資に必要な資金を上乗せした送電料金が設定されるなど、財務上問題が生じないための措置が取られている。以上から、本事業実施機関の財務面での持続性には大きな問題はみられない。

表 11 損益計算書

(単位：1,000US ドル)

		年度	売上高	営業利益	純利益
発電	DUKE社	2003	85,574	19,804	11,274
		2004	76,784	17,188	9,738
送電	ETESAL社	2003	15,302	860	861
		2004	16,160	2,535	1,729
配電	CAESS社	2003	201,332	30,234	20,850
		2004	206,996	24,526	15,977
	DELSUR社	2004	-	-	-
		2005	96,083	12,381	9,187

出所：Duke Energy El Salvador、ETESAL、DELSUR、CAESS

### 2.5.2 維持管理

アカフトラ発電所の維持管理は年間のメンテナンス計画に基づいて実施されている。2005年時のメンテナンスレポート<sup>17</sup>によれば、劣化した部品の検査・交換等が実施されており、予防的なメンテナンス業務が計画的に実施されていることが確認できた。発電所内には修理工場、スペアパーツ保存庫が整備されており、問題はみられない。

送電・配電部門では、各社が年間のメンテナンス計画を作成、人員の配置、定期的な検査項目、工程等を詳細に規定している。現地調査時の電力セクター専門家によるチェックでも、各施設の管理状態が高い水準にあることが確認された。下表に顧客当たりの職員数等、事業者の維持管理体制に関する指標を記す。現地調査時の聞き取り調査でも、これらの水準に大きな問題はないことが確認された。

表 12 ETESAL 社維持管理体制

技術者数	208 人		
変電所数	23	職員数/変電所	9.0 人
送電線亘長	1,129km	職員数/送電線 1km 当たり	0.18 人
車両数	86 台	車両数/送電線 1km 当たり	0.08 台

出所：ETESAL

表 13 配電会社維持管理体制

	CAESS	DELSUR
職員 1 人当たり販売電力量(MWh)	3399.0	3396.1
職員 1 人当たり配電線長	14.7km	24.9km
職員 1 人当たり顧客数	927 人	949 人

出所：Boletin Estadisticas Electricas 2004 (SIGET)

### 3. フィードバック事項

#### 3.1 教訓

なし

#### 3.2 提言

なし

<sup>17</sup> 2005年のメンテナンスレポートによると、ボイラーのバルブの熱漏れ修理、ボイラーのバーナー、パイプの交換等が報告されているほか、Unit 2 のオーバーホールが実施されるなど、適切な対応がなされている。

主要計画／実績比較

項 目	計 画	実 績
<p>(1) 事業範囲</p> <p>電力部門緊急整備事業</p> <p>1) アカフトラ発電所修復</p> <p>2) 送電線・変電所の整備</p> <p>3) 配電線・変電所の整備</p> <p>4) その他</p>	<p>アカフトラ火力発電所 1-2 号機の修復</p> <p>① ボイラー</p> <p>② タービン、関連設備</p> <p>③ 電気系統</p> <p>④ 制御システム</p> <p>送電線(新設) 計 119.6km</p> <p>①アカフトラ/スエボクスカタラン:78km</p> <p>②セロングランテ/ネハ:40km</p> <p>③サントトマス:1.6km(115kV 引込)</p> <p>送電線(リハビリ) 計 97.0km</p> <p>①サンラファエル セトロス/キンセテ セブティエンブレ 30km</p> <p>②サンラファエル セトロス/テコルカ: 27km(修復 15km)</p> <p>③サンラファエル セトロス/シンコテ ノビエンブレ 5:40km</p> <p>変電所(新設)</p> <p>①サントトマス:115kV/46kV</p> <p>変電所(リハビリ・拡張)</p> <p>①テコルカ: 115kV/46kV</p> <p>②サンミゲル: 115kV/46kV</p> <p>③ソソナテ: 115kV/46kV</p> <p>④ネハ: 115kV/23kV</p> <p>⑤セロングランテ: 115kV</p> <p>⑥スエボクスカタラン: 115kV</p> <p>⑦グアホシヨ: 46kV</p> <p>変電所(新設)</p> <p>①カラスニア</p> <p>②ソソナテ</p> <p>③モンセラット</p> <p>変電所(拡張)</p> <p>①イザルコ</p> <p>②スエボクスカタラン</p> <p>O&amp;M 機器の購入: 移動用変圧器</p>	<p>ほぼ計画通り。追加工事あり</p> <p>① ほぼ計画通り</p> <p>② ほぼ計画通り</p> <p>③ ほぼ計画通り</p> <p>④ ほぼ計画通り</p> <p>送電線(新設)</p> <p>① キャンセル(ES-P4 で整備)</p> <p>②③ 計画通り</p> <p>送電線(リハビリ)</p> <p>①計画通り</p> <p>②全線修復(27km)</p> <p>③計画通り</p> <p>変電所(新設)</p> <p>①計画通り</p> <p>変電所(リハビリ・拡張)</p> <p>①～⑦計画通り</p> <p>変電所(新設)</p> <p>①～③計画通り</p> <p>変電所(拡張)</p> <p>①～②計画通り</p> <p>計画通り</p>
<p>電力部門整備事業</p> <p>1) 送電線・変電所</p>	<p>送電線(新設) 計約 7km</p> <p>①サンマルティン/サンバルトロ 5.4km</p> <p>②セロングランテ/サンラファエル セトロス 1.3km</p> <p>送電線(リハビリ)(115 kV S/C) 計約 364km</p> <p>①サンラファエル セトロス/サンマルティン 20.9km</p> <p>②シンコテ ノビエンブレ/セロングランテ 18.2km</p> <p>③サンマルティン/ソヤパンゴ 11.1km</p> <p>④ソヤパンゴ/ネハ 9.7km</p> <p>⑤ネハ/オビコ 19.2km、他 計 17カ所</p> <p>送電線(リハビリ)(115 kV D/C)</p> <p>①トール 14 /スエボクスカタラン 3.14km</p> <p>②キンセテ セブティエンブレ/サンマルティン 43.03km</p> <p>変電所(新設)</p> <p>①エトペドレカール</p> <p>変電所(拡張)</p>	<p>送電線(新設)</p> <p>①計画通り</p> <p>②キャンセル</p> <p>送電線(リハビリ)(115 kV S/C) ほぼ計画どおり (対象 17カ所)</p> <p>送電線(リハビリ) 2 (115 kV D/C) 計画どおり</p> <p>変電所(新設) 計画通り</p> <p>変電所(拡張)</p>



<p>2) 配電線・変電所</p>	<p>①アテオス ②オビコ、他 計7カ所 配電線(46kV) 165.35km ①付ルコ/フルル 7km ②オトラン/ラ カレラ 63.6km ③オトラン/ウスルタン 53.7km ④オビコ/シテイオ テル ニーニヨ 21.5km ⑤グアボシヨ/セッサ II 19.55km 変電所(新設) ①フルル ②アウアチャバン ③ラ カレラ ④ウスルタン ⑤オビコ ⑥エル ペペト 変電所(拡張) ①サン イストロ ②ロス ラガルトス ③アルメニア ④アテオス</p>	<p>ほぼ計画通り (対象6カ所)</p> <p>配電線(46kV) ①～⑤ キャンセル</p> <p>変電所(新設) ①～⑥ キャンセル</p> <p>変電所(拡張) ①～④ キャンセル</p>
<p>(2)工期</p> <p>1)電力部門緊急整備事業 アカフトラ火力発電所修復 送電線・変電所 配電線・変電所</p> <p>2)電力部門整備事業 送電線・変電所 配電線・変電所</p>	<p>1993年3月～1999年12月(81カ月)</p> <p>1) 1993年3月～1996年10月(44カ月) 1993年3月～1995年11月 1993年3月～1996年10月 1993年1月～1993年5月</p> <p>2) 1996年7月～1999年12月(42カ月) 1996年7月～1999年12月 1996年7月～1999年12月</p>	<p>1993年3月～2003年4月 (122カ月)</p> <p>1) 1993年3月～2000年8月(90カ月) 1994年1月～1997年10月 1993年3月～1998年3月 1994年1月～1994年5月</p> <p>2) 1996年7月～2003年4月(82カ月) 1996年7月～2003年4月 キャンセル</p>
<p>(3)事業費</p> <p>総事業費 電力部門緊急整備事業 外貨 内貨 うち円借款分</p> <p>電力部門整備事業 外貨 内貨 うち円借款分 換算レート</p>	<p>21,689 百万円 11,756 百万円 8,150 百万円 3,606 百万円 (現地通貨：米ドル) 8,817 百万円 10,113 百万円 5,451 百万円 4,662 百万円 7,585 百万円 1US\$=121 円 (1993年)</p>	<p>17,806 百万円 12,036 百万円 8,150 百万円 3,886 百万円 (現地通貨：米ドル) 8,150 百万円 5,770 百万円 5,499 百万円 271 百万円 5,499 百万円 1US\$=113.7円 (1994-2003年平均)</p>