

1. 事業の概要と円借款による協力



サイト地図：アスンシオン～アルト・パラナ地方



サイト写真：リンピオ 変電所

(1) 背景

パラグアイの電力需要は1970年代後半より10年間、平均年率14%の伸びで増大し、本事業計画当時の1984年末には228MWに達した。しかし、電力サービスを受ける世帯の割合は同年約4割に過ぎず、潜在的な需要はきわめて大きく、以後も年率10%の増加が見込まれていた。

他方、パラグアイの発電設備能力は1984年末には274MWであり、85年には当時建設中であった世界最大のイタイプ水力発電所<sup>1</sup>のうち、1、2号機(1,400MW)の運開が、さらに89年には9号機までの全面運開が予定され、同国の発電能力は6,300MWの飛躍的増加が見込まれていた。1984年末当時、イタイプ発電所からの発電電力を首都アスンシオンに送電するのに必要な基幹送電線は高圧送電線3回線(最大送電容量390MW)によりなっていた。

一般に高圧の基幹送電線は1回線が故障した場合の対応を考慮し、最大送電容量以下の運用限度内(N-1基準)での送電を行うが、イタイプ-アスンシオン間の送電に関しては、イタイプ発電所の全面的完成ならびに当時の年率10%の電力需要増加見込みより、1986年には送電線の運用限度、1989年には最大送電容量を超過し送電を行わざるを得ない状況が予見され、同区間の4回線目の基幹送電線建設が急務とされていた。

(2) 目的

イタイプ発電所より供給される電力をアスンシオン市を中心とする首都圏に供給するとともに、パラナ川右岸のアルト・パラナ地帯の電化を促進するために、送電線・変電所、並びに配電網の建設を行うことにより、パラグアイの電力供給信頼度の改善を図る。

<sup>1</sup> パラグアイ・ブラジルにより共同建設されたイタイプ水力発電所は、最終設備能力12,600MWを備え、うちパラグアイへの送電量は1~9号機の6,300MWである。

### (3) 事業範囲

#### A. 基幹送電線拡充 (イタイプ発電所～首都アスンシオン間)

(220kV 送電線工事)

1. イタイプ P/S～リンピオ S/S
2. リンピオ S/S～J.ボタニコ S/S

(220kV 変電所工事)

1. リンピオ S/S 新設
2. J.ボタニコ S/S 新設
3. イタキリ S/S 新設
4. イタイプ P/S 引出設備増設
5. サン・ロレンソ S/S 引出設備増設

#### B. アルト・パラナ地方の配電網拡充

1. パラナンブ変電所新設 (220/23KV)
2. エデリラ (後ナタリオに名称変更) 変電所新設 (220/23KV)

#### C. コンサルティングサービス

### (4) 借入人/実施機関

パラグアイ政府/パラグアイ電力公社: Administración Nacional de Electricidad (ANDE)

### (5) 借款契約概要

円借款承諾額 / 実行額	8,800 百万円 / 8,721 百万円
交換公文締結 / 借款契約調印	1985 年 11 月 / 1985 年 11 月
借款契約条件	金利 4.75% 返済 25 年 (うち据置 7 年) 部分アンタイド
貸付完了	1990 年 11 月

## 2. 評価結果

### (1) 計画の妥当性

電力は経済・社会発展を図る上で最も基本的なインフラの一つであり、本事業アプレイザル時、パラグアイ経済の発展はイタイプ発電所からの電力を如何に既存資源と結びつけ有効活用するかにあるとされ、パラグアイ電力公社 (Administración Nacional de Electricidad: ANDE) は国家経済社会開発計画に基づき 5 ヵ年電化実施計画 (1986 年 - 90 年) を策定した。本事業による送電線・配電網の拡充は、同電化実施計画において、イタイプ発電所による電力供給の有効活用、電力送電サービス向上に必須の事業として位置付けられており、パラグアイ経済社会の発展における本事業の重要性は高い。特に本事業による 4 回線目の

基幹送電線の建設は、送電線における運用限度と送電電力とのギャップを解消するために必要であり、緊要性の高いものと判断される。

本事業完成後、電力需要はアプレイザル時の予測とほぼ同じペースで伸び、1990年代前半のパラグアイ経済の低成長及び後半の低迷にも拘らず電力消費量は伸び続けた<sup>2</sup>。また、本事業はその後の自己資金による送電線建設、配電網拡充の追加事業の実施にもつながっている。したがって、本事業は今次事後評価時においても適切であると評価される。

## (2) 実施の効率性

### 1) 事業スコープ

本事業は送電線拡充ポーション及び配電網拡充ポーションからなる。このうち当初計画からの主な変更点は、(1) イタイプ～リンピオ送電線新設が当初計画の305kmから321kmへと延長、(2) 通信システム(電力線搬送システム(PLC))を追加、の2点である。

前者については、当時建設中であったエステ空港のILS(飛行機誘導装置)が本事業で建設される送電線により支障を受ける恐れがあり、送電線ルートを迂回させる必要が生じたためである。電力線搬送システム(PLC)の追加については、パラナンブ変電所とナタリオ(エデリラ)変電所間の通信を可能にするために、アスンシオンにある変電所を利用してカルロス・ロペス変電所経由の通信システムを構築する必要があり、通信システムに電力線搬送システム(PLC)が追加されたものである。

### 2) 工期

計画時当初、コンサルタント雇用後、入札書類準備から事業完成まで40ヶ月を見込んでいたが、実際には86年8月の入札準備から90年5月の事業完成まで50ヶ月を要し、10ヶ月の遅延となった。これは入札書類準備、入札、契約交渉、製造・輸送、建設の各段階でそれぞれ1～3ヶ月の遅延が生じたことによる。

### 3) 事業費

総事業費は、計画額10,822百万円に対し実績額10,085百万円(計画時の9割)となった。内訳については、外貨支出は入札の結果、計画額6,160百万円に対し、実績額6.607百万円となり、計画より若干の増額となった。また内貨支出については、計画額4,662百万円(4,337百万ガラニ)に対し実績額3.478百万円(23,066百万ガラニ)であり計画時の7割となった。現地通貨であるガラニペースで見れば計画時の5倍の金額であるが、これは1985年9月のプラザ合意後の急激な円高及び事業実施機関中におけるガラニの下落によるものである。

## (3) 効果

### 1) 送電電力量

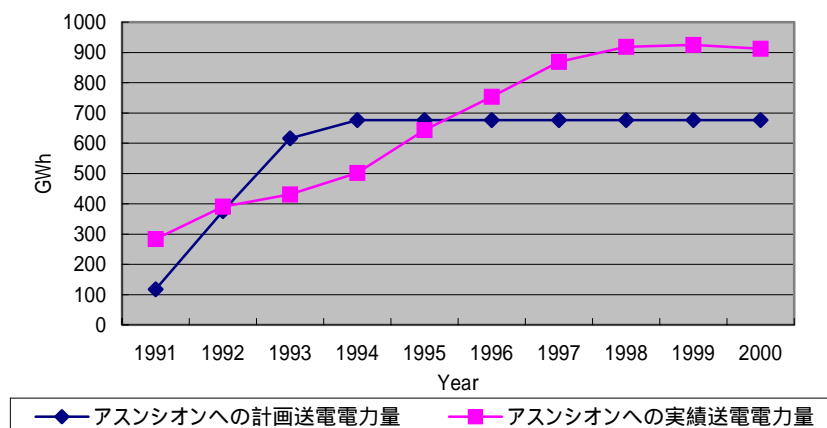
本事業による4回線目の基幹送電線建設により、イタイプ発電所から首都アスンシオンへの送電電力量は事業完成の翌年(1991年)に117GWhを見込み、その後5年目(1995年)に676GWhに達する計画であった。

図1に見る通り、事業完成後5年目の1995年の送電量実績は643GWhとほぼ計画時における送電電力量の限界値に達し、96年には実施機関の自己資金による新たな基幹送電線の建設もあり、さらに送電電力量実績を伸ばし、2000年実績では913GWhを記録している。

<sup>2</sup> 1993年 - 98年の期間、パラグアイの電力消費量(MWh)は年平均8.1%で伸びている。

したがって、アスンシオンへの安定的な電力供給に計画どおりの貢献をしていると言える。

図1: イタイプ発電所-アスンシオン間 基幹送電線の  
年間送電電力量



出所: ANDE

一方、アルト・パラナ地域への送電電力量を見ると、1985年にはわずかに0.13GWhであった送電電力量が事業完成後2年目の91年には8.6GWhとなり、2000年の送電電力量実績は81.9GWhと9.5倍に増えている。1990年から2000年までの10年間の送電電力量の年平均増加率は28.5%である。これは本事業による変電所新設の他に、IDB支援による同地域の配電網拡充の効果も大きいと考えられる。

## 2) 変電所稼働率

本事業変電所の稼働率データによれば、概ね7割以上の稼働率を維持しており、良好な稼働率であると言える。

表1: 変電所稼働率 (%): 2000年

	パタニコ (23kV)	リンピオ (23kV)	ナタリオ(エデリオ) (23kV)	パラナンブ (23kV)	イタリキ (66kV)	イタキリ (23kV)
変電所稼働率(平均)	69.8	86.0	72.2	74.6	112.0	66.8

出所: ANDE

## 3) 電力供給信頼度の改善 (送電系統の事故及び送電ロス)

同国の電力消費の約半分を占める首都圏への電力供給は、イタイプ水力発電所、アカライ水力発電所によるものであり、本送電線が完成するまではイタイプ発電所 - 首都アスンシオン間は3回線の高圧送電線(最大送電容量390MW)に依存していた。本事業完成により、4回線目の送電線が建設され、計600MW送電が可能となった。

送電系統全体での停電は本事業完成以前の1990年に最大となる年間32回を記録したが、本事業完成の翌年91年、停電回数が改善した(表2参照)。その後電力負荷の増大に従って再び停止回数が増えたが、自己資金による5回線目の基幹送電線が完成した96年から再び改善の傾向が見られ、90年代後半は年10回前後である。イタイプ - 首都アスンシオン間の送電系統における送電ロスについては、アプレイザル時12%が想定されていたが、10%以下という低い水準で推移しており、問題のないレベルにある。

表 2: 送電系統全体の停電回数及びタイプ アスンシオン間の送電ロス推移

	1985	'86	'87	'88	'89	'90	'91	'92	'93	'94	'95	'96	'97	'98	'99	'00
停電数	21	17	12	21	20	32	26	16	17	23	28	7	5	14	8	11
送電ロス (%)	5.4	5.8	5.2	4.9	5.1	5.4	5.2	5.9	5.9	6.5	7.4	7.6	9.1	8.4	9.3	8.9

出所：ANDE

#### 4) 財務的内部収益率 (FIRR)

アプレイザル時の FIRR は 25.9%と想定されていたところ、ANDE からの関連データ入手が困難なため FIRR の再計算はできなかった。

### (4) インパクト

#### 1) 電化率/電力消費量

本事業のインパクトとして、受益地域の電化率向上への寄与が期待されていた。本事業の受益地域であるアスンシオン及びアルト・パラナ地方の地域毎の電化率のデータは得られなかったが、全国レベルでの電化率はアプレイザル当時(1985年)の40%から、99年には83%を達成している。また、一人当たりの電力消費量も増加している。

表 3: 電化率と電力消費量の推移

	1985	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
電化率(%)	40	50	52	57	63	70	75	79	82	83
電力消費量 (kWh/人)	468	468	525	592	644	712	732	759	761	808

出所：ANDE 年報

#### 2) 地域経済の発展

電化により、本事業直接受益地域の経済発展に寄与することが期待されていたが、これについては地域毎の関連指標が整備されておらず定量的に判断できない。

しかし、本事業の配電網計画の対象地域であるアルト・パラナ地方は、パラグアイでも最も肥沃な土地を擁し、同国の大豆(パラグアイ最大の輸出品)及び小麦(同国民の主食)の90%が同地方で産出されていること、また同地方では本事業以前には電化が非常に遅れていたことを鑑み、同地方経済の下支えに、また住民生活水準の向上に本事業の一定の寄与があったものと推量される。

#### 3) 環境へのインパクト

実施機関によると、本事業によりイタイプ発電所からの電力を首都圏に送電することが可能となり、首都圏近郊にあった既設変電所構内の火力発電所(総設備能力42MW)が廃止された。周辺には住宅も存在し、発電所の廃止により、懸念されていた燃料の揚陸、輸送時の油漏れ等の悪影響が無くなると共に、発電所隣接地域への騒音も軽減し、地域住民への環境負荷の低減への影響があったものと推定される。

また、実施機関によれば、本事業実施に伴う用地収得にかかる住民移転の問題、及び環境への負の影響は報告されていない。

## (5) 持続性・自立発展性

### 1) 運営・維持管理体制

パラグアイ電力公社 (ANDE) は総裁以下 9 局で構成されており、現在でもアプレイザル時と管理体制はほぼ同様である。運営・維持管理は技術局の業務範囲で、同局の保守部が担当している。保守部は、送配電線保守課、送配電機材保守課、保守対策課、技術保守課の 4 課で構成される。

### 2) 運営・維持管理状況

保守部はエンジニア 10 名、技師約 100 名、その他あわせて全体で約 130 名の人員により運営・維持管理を行っている。また、保守担当者は経験豊かであり、必要な運営・維持管理用の資機材、工具についても整備されている。現在のところ、資機材不足、保守担当者の技術レベルによる運営・維持管理上の支障は見られず、現状の設備は運営・維持管理の支障無く運用されている。

変電設備の点検は原則 1 年ごと、断路器と付属品の検査、その他動力スイッチの圧搾機の点検、開閉器操作用コンプレッサーの点検等は 4 ヶ月ごとに実施されている。送電線/配電線管理については、電線と保護ケーブルを含む電線の検査を年 3 回、鉄塔の接地抵抗測定を 2 年に 1 回実施している。

### 3) 財務状況

営業収支面では、売電収入が運営費用を上回っているものの、売上原価率をみると 1998 年には約 75%であったのが、1999 年には約 83%に上昇している。そのため、1999 年の営業損失は 1998 年の約 3 倍に拡大している。これは、運営費用の大半を占めるイタイプ発電所からの買電料金が US ドル建てとなっている一方、ドル建て買電価格をガラニベースで換算した費用を消費者に転嫁できない料金体系となっていることが主要因として挙げられる。そのため、固定資産の減価償却負担を考慮すれば、総営業費用が総営業収入を大幅に上回る結果となる。

営業外収支面でも通貨下落の影響は大きく、特に外貨建て債務への利払費及び外国為替差損が 1998 年から 99 年にかけて大幅に増加 (それぞれ 97%、31%) しており、営業外収支の悪化に繋がっている。そのため、1999 年の当期純損失は 1998 年に比して、約 2.4 倍に増加している。

かかる状況を背景に、ANDE は現在電気料金改定の政府許可を求めているところである。電気料金の改定に際し ANDE は公共事業通信省(MOPC)<sup>3</sup>から許可を得る必要があり、政府も電気料金の値上げを表明しているが、実態的には為替変動が大きく、電気料金の見直しが追いつかない現状にある。尚、公共事業通信省大臣は 58%の電気料金値上げが必要としている (2001 年)。これに対し、需要家の反対は大きいと思われ、単純に料金を値上げ出来ず、ここ数年は恒常的な損失につながっている。また、ANDE は独立採算の原則の上で運営されており、政府からの金銭的補填はない。ANDE は自己資本が比較的潤沢であり、近々債務超過となる可能性は低いと見られるものの経常収支の改善が課題である。

本事業持続性を評価する上で、運営・維持管理における技術及び人員の配置において特段問題は見られないが、財務体質が脆弱であり、本事業の持続性・自立発展性を磐石のも

<sup>3</sup> 公共事業通信省 (MOPC) は ANDE にとって政府の行政窓口であり、ANDE は MOPC に対し、長期計画 (大規模な新設・改修計画)、電力需給状況報告 (月次、年次)、電気料金改定要求等を報告し、MOPC に了解を得る必要がある。

のとするためにはこの点での強化が必要と思料される。

表 4: ANDE 財務資料(損益計算書) (単位: 百万ガラニ)

	1998 年	1999 年
<b>営業収支</b>		
売電収入	595,749	654,808
その他営業収入	11,224	10,841
営業収入計	606,973	665,649
運営費用	449,639	543,051
消耗品費	32,335	36,973
一般管理費	65,725	67,549
減価償却費	84,521	106,802
営業費用計	632,220	754,375
営業収支	-25,247	-88,726
<b>営業外収支</b>		
営業外収入	91,553	104,134
営業外費用	151,282	221,803
うち利払費	20,345	40,112
うち外国為替差損	108,414	142,072
営業外収支	-59,729	-117,669
税引前当期純利益	-84,976	-206,395

出所：ANDE 年報

主要計画 / 実績比較

項目	計画	実績
<b>(1) 事業範囲</b>		
A. 基幹送電線拡充(イタイプ発電所 ～首都アスンシオン間) (220kV送電線工事)		
1. イタイプP/S～リンピオS/S	220kV, 1回線、305km	220kV, 321km
2. リンピオS/S～J.ボタニコS/S (220kV変電所工事)	220kV, 1回線、TL 28km	同左
1. リンピオS/S新設	40MVA(220/66kV), 20MVA(66/23kV)	37.5MVA(220/66kV) 同左
2. J.ボタニコS/S新設	120MVA(220/66/23kV)	同左
3. イタキリS/S新設	25MVA(220/66/23kV)	同左
4. イタイプP/S引出設備増設	220kV引出設備建設	同左
5. サン・ロレンソS/S引出設備増	220kV引出設備建設	同左
6. カルロス・ロペス変電所 通 信設備整備	-	電力線搬送システム(PLC) 追加
B. アルト・パラナ地方配電網拡充		
1. パラナンプ変電所建設	10MVA(220/23kV)	同左
2. エデリラ(ナタリオ)変電所建設	10MVA(220/23kV)	同左
C. コンサルティング・サービス		
	入札～契約、工程管理の補 佐	同左
<b>(2) 工期</b>		
1. コンサルティング・サービス	1986年5月 - 1989年9月	1986年8月 - 1990年5月
2. 入札・評価	1987年1月 - 1987年7月	1987年6月 - 1988年1月
3. 建設	1987年8月 - 1989年9月	1988年4月 - 1990年5月
<b>(3) 事業費</b>		
外貨	6,160 百万円	6,607 百万円
内貨	4,662 百万円 (4,337百万PG)	3,478 百万円 ( 23,066百万PG )
合計	10,822 百万円	10,085 百万円
うち円借款分	8,800 百万円	8,721 百万円
換算レート	1ガラニ=1.075円 (積算基準年月:1985年6月)	1 ガラニ=0.1508円 ( 実施期間加重平均レート )



