

第3章 電力

3.1 アルゼンティンの電力事情

3.1.1 電力セクターの変遷

アルゼンティンの電力事業は1992年に事業構造再編が開始された。規制機関として国家電力事業規制機構(ENRE)、電力市場として全国卸電力市場(MEM)を創設し、その管理運営会社として卸売電力市場参加企業管理株式会社(CAMMESA)を設置した。CAMMESAの機能的配分は表3.1.1に示すとおりであり、卸売電力市場における全国の給電を担当している。大ブエノスアイレス電力公社(Segba)、国営水利電力公社(AyEE)、北部パタゴニア発電会社(Hidronor)の3連邦営電気事業者が民営化され、事業構造の再編では発電部門と送配電部門が分離された。Segbaの発電部門は4発電会社に、AyEEは12火力発電会社と4水力発電会社に、また、Hidronorは5水力発電会社に分割された。

本調査の対象地域の発電会社としては、セントラル・コスタネラ、セントラル・ブエノスアイレス、セントラル・メンドサ、セントラル・プエルト、およびセントラル・サンニコラスの5発電会社である。

表 3.1.1 CAMMESA の機能的配分と役割

株式	保有%	機関	役割
Aクラス	20	政府(エネルギー庁)	<ul style="list-style-type: none"> システムの安全性と供給品質を最大にし、現金取引市場でのエネルギー卸価格を最小にする SADI ※への技術的・経済的な給電の決定 電力需要計画の立案及びエネルギー庁が定期的に確立するアプリケーションの最適化 定期市場操作の監視及びその市場で合意した技術的な給電の管理
Bクラス	20	AGEERA(発電組合)	
Cクラス	20	ADEERA(配電組合)	
Dクラス	20	ATEERA(送電組合)	
Eクラス	20	AGUEERA (主要電力ユーザー組合)	

※SADI:アルゼンティン全国送電グリッド・システム

3.1.2 電力需要の推移と現状

アルゼンティンにおける需要種別の消費電力量は表3.1.2 および図3.1.1に示すとおりである。最大の電力消費部門は工業用であり、次いで住宅用、商業用となり、これら3部門で約86~88%を占めている。

消費電力量は1995年から1999年の4年間で1.24倍に増加し、年平均5.6%の増加率となっている。3部門の中では、商業用が1.55倍、住宅用が1.24倍、工業用が1.18倍の増加となっている。

表 3.1.2 需要種別消費電力量

(単位:100万 kWh)

年	住宅用	商業用	工業用	水供給	街路灯	交通輸送	灌漑用	政府機関	その他	農業用	合計
1995	16745	7135	21506	792	2140	344	457	1764	210	343	51435
1996	17102	7566	22276	1054	2268	420	469	1969	629	527	54280
1997	18087	8750	25155	801	2363	437	535	1856	496	427	58907
1998	18664	9638	26029	902	2579	475	586	2485	1050	512	62918
1999	20041	11042	25384	900	2700	490	560	1900	307	530	63854

出典:#117

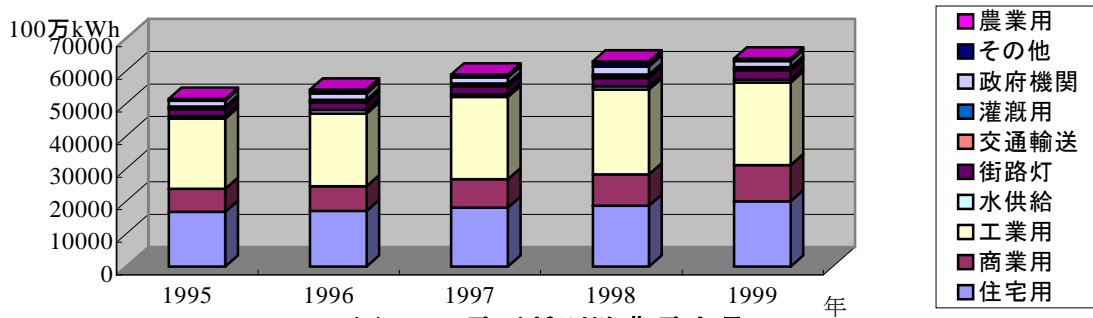


図3.1.1 需要種別消費電力量

表 3.1.3 発電設備容量(定格)

(単位:MW)

年	水力	原子力	火力				風力	合計
			蒸気タービン	ガスタービン	ディーゼル	複合		
1995	7,587	1,018	5,018	2,867	103	160	--	16,753
1996	8,129	1,018	5,018	3,155	7	149	1	17,476
1997	8,543	1,018	4,716	3,336	-	710	--	18,324
1998	8,715	1,018	4,603	3,146	307	2,053	7	19,842
1999	9,093	1,018	4,570	3,029	329	2,461	--	20,501

出典:#117

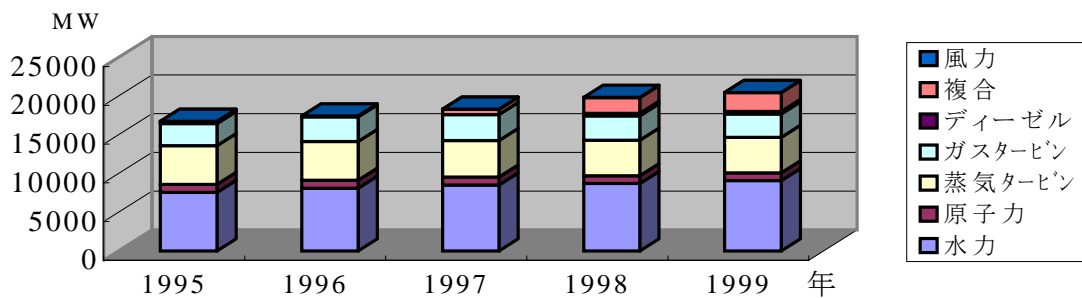


図 3.1.2 発電設備容量

表 3.1.3 および図 3.1.2 は国内配電網につながっている発電所の設備容量を示す。発電設備容量は 1995 年から 1999 年の 4 年間で 1.22 倍に増加し、年平均 5.2% の増加率となっている。設備構成別に見ると、複合発電が 15.4 倍と大幅な増加を示している。1999 年では、火力発電の設備容量が 10,389MW に達し、全設備容量の 50.7% を占めている。構成別に見ると、汽力発電が 22.3%、ガスタービンが 14.8%、複合発電が 12.0%、ディーゼルが 1.6% となっている。アルゼンチン国の主な火力発電所の設備容量はサポート S3-1 を参照されたい。

表 3.1.4 および図 3.1.3 は国内配電網につながっている発電所の発電量を示す。1995 年から 1999 年の 4 年間で総発電量は 1.27 倍に増加し、年平均 6.1% の増加率となっている。1999 年の総発電量は 74,640GWh であり、水力の発電量の低下分を火力の発電量で補っている。総発電量のうち国産発電量は 69,286GWh、輸入電力量は 5,354GWh となっており、約 7% を主としてパラグアイからの輸入に頼っている。

表 3.1.4 発電電力量

(単位:GWh)

	水力	原子力	火力	国産合計	輸入	総計
1995	22,854	7,066	27,057	56,893	2,013	58,906
1996	19,614	7,459	32,738	59,812	3,204	63,016
1997	24,170	7,961	30,575	62,705	5,160	67,865
1998	23,204	7,453	32,476	63,133	8,000	71,133
1999	19,395	7,106	42,786	69,286	5,354	74,640

出典:#117

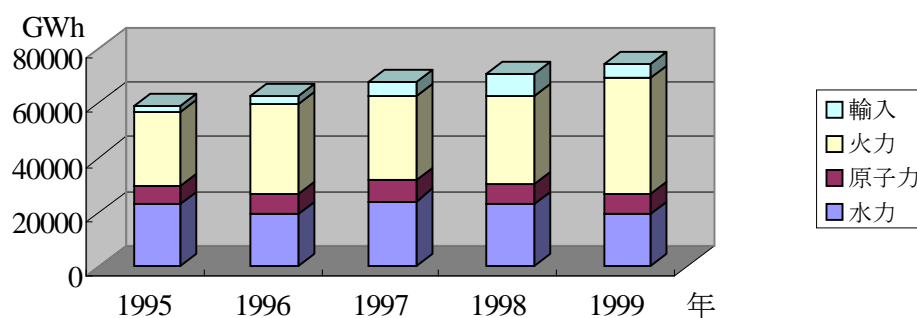


図3.1.3 発電電力量

3.1.3 電力の需給見通し

エネルギー庁はエネルギー政策の策定、短・中・長期的なエネルギー需給状況に関する的確な

情報の提供並びにエネルギーとしての利用可能な天然資源の評価等について指針を発表する義務を負っている。エネルギー需給見通し「PROSPECTIVA 1999」(#144)、「PROSPECTIVA 2000」(#255)には、将来の経済発展に必要な電力需給見通しが示されており、その概要は以下の通りである。

1) 条件

2000～2010年の期間に、電力(エネルギー)需給がどのように推移するかを想定するために、次の4要素の推移を考慮している。

- ・GDP(国内総生産)の推移(社会経済の変化)
- ・電力需要の推移
- ・電力輸出の推移
- ・電力供給の推移

GDPの推定は1993年に導入した国民経済計算方式により成長率を以下のとおり想定している。

1999/2000	2000/2001	2001/2002	2002/2003	2003/2005	2006/2010
0%	2.5%	4.0%	5.0%	5.0%	4.0%

電力需要の推移は、GDPの変化に呼応して、電力需要が大、中、小となるようなA,B,Cの3のケース(仮定)を考えている。この想定には、1993年～2000年期の需要動向をもとにGDPの変化に応じて予測される電力需要のほか、景気後退期にはGDPと電力需要が結び付かない点や景気状況とは別に住宅・商業・工業用の電力需要が伸びる点も考慮されている。

電力輸出の変化は、当該期間中考えられる隣国(ブラジル、ウルグアイ、チリ)との電力取引で、現在有効な契約および現在申請中・審査中で今後生じる可能性がある需要を考慮して見積もっている。

電力供給の変化は、現時点でわかり得るすべての供給参入計画を考慮し、工事の進捗状況、送電系統へのアクセス、ガス供給契約、資金調達などが明確なプロジェクトのみを考慮している。また、国際取引の結果、輸出余剰の電力が見込まれることも考慮している。

2) 電力の需要見通し

上述の諸条件により想定された電力需要の見通しを、表 3.1.5、表 3.1.6 および表 3.1.7 に示す。なお、MEMSP とはパタゴニア系統の卸電力市場である。

表 3.1.5 電力需要 — 卸電力市場(MEM)

	電力需要(GWh)			年間増加率(%)		
	A	B	C	A	B	C
1999	68,733	68,733	68,733	-	-	-
2000	71,934	71,934	71,934	4.7	4.7	4.7
2001	76,250	75,407	74,092	6.0	4.8	3.0
2002	80,825	78,505	76,314	6.0	4.1	3.0
2003	86,638	82,989	79,568	7.2	5.7	4.3
2004	93,092	88,111	83,240	7.5	6.2	4.6
2005	99,768	93,329	86,895	7.2	5.9	4.4
2006	105,062	97,295	89,397	5.3	4.2	2.9
2007	110,648	101,440	91,973	5.3	4.3	2.9
2008	116,541	105,766	94,627	5.3	4.3	2.9
2009	122,758	110,282	97,361	5.3	4.3	2.9
2010	129,317	115,001	100,177	5.3	4.3	2.9

1999年と2000年は実際の値を記載した。

表 3.1.6 電力需要見通し(MEM及び全国)

ケース A

	全国		MEMSP		南部パタゴニア		その他		MEM	
	GWh	増加率%	GWh	増加率%	GWh	増加率%	GWh	増加率%	GWh	増加率%
1998	71,156	4.9	3,443	-10.8	345	7.7	1,636	15.3	65,732	5.6
1999	73,896	3.9	2,913	-15.4	395	14.7	1,855	13.4	68,733	4.6
2000	77,932	5.5	3,655	25.5	405	2.5	1,938	4.5	71,934	4.7
2003	93,822	6.4	4,485	7.1	436	2.5	2,263	5.3	86,638	6.4
2005	107,530	7.1	4,804	3.5	458	2.5	2,500	5.1	99,768	7.3
2010	138,732	5.2	5,706	3.5	519	2.5	3,191	5.0	129,317	5.3

ケース B

	全国		MEMSP		南部パタゴニア		その他		MEM	
	GWh	増加率%	GWh	増加率%	GWh	増加率%	GWh	増加率%	GWh	増加率%
1998	71,156	4.9	3,443	-10.8	345	7.7	1,636	15.3	65,732	5.6
1999	73,896	3.9	2,913	-15.4	395	14.7	1,855	13.4	68,733	4.6
2000	77,932	5.5	3,655	25.5	405	2.5	1,938	4.5	71,934	4.7
2003	89,984	4.9	4,388	6.3	430	2.0	2,178	4.0	82,989	4.9
2005	100,728	5.8	4,610	2.5	447	2.0	2,343	3.7	93,329	6.0
2010	123,425	4.1	5,215	2.5	494	2.0	2,716	3.0	115,001	4.3

ケース C

	全国		MEMSP		南部パタゴニア		その他		MEM	
	GWh	増加率%	GWh	増加率%	GWh	増加率%	GWh	増加率%	GWh	増加率%
1998	71,156	4.9	3,443	-10.8	345	7.7	1,636	15.3	65,732	5.6
1999	73,896	3.9	2,913	-15.4	395	14.7	1,855	13.4	68,733	4.6
2000	77,932	5.5	3,655	25.5	405	2.5	1,938	4.5	71,934	4.7
2003	86,137	3.4	4,027	3.3	422	1.4	2,120	3.0	79,568	3.4
2005	93,666	4.3	4,116	1.1	432	1.1	2,223	2.4	86,895	4.5
2010	107,435	2.8	4,347	1.1	456	1.1	2,455	2.0	100,177	2.9

表 3.1.7 電力需要見通し(消費部門別)

ケース A(電力需要が高いシナリオ)

(単位:GWh)

	1999	2000	2003	2005	2010
住宅	20,871	21,069	25,523	29,472	39,441
商業	17,213	18,054	21,884	25,263	33,648
工業	25,354	27,240	32,942	37,674	49,753
農業・牧畜業	534	558	672	779	1,028
運輸業	517	541	651	751	988
合計	64,489	67,463	81,671	93,939	124,859

ケース B(電力需要が中程度のシナリオ)

	1999	2000	2003	2005	2010
住宅	20,871	21,069	24,502	27,537	34,811
商業	17,213	18,054	21,019	23,591	29,824
工業	25,354	27,240	31,534	35,434	44,624
農業・牧畜業	534	558	646	722	918
運輸業	517	541	629	710	906
合計	64,489	67,463	78,330	87,997	111,083

ケース C(電力需要が低いシナリオ)

	1999	2000	2003	2005	2010
住宅	20,871	21,069	23,496	25,696	30,269
商業	17,213	18,054	20,110	21,966	25,900
工業	25,354	27,240	30,158	32,825	38,948
農業・牧畜業	534	558	619	682	802
運輸業	517	541	599	659	772
合計	64,489	67,463	74,981	81,827	96,691

社会経済シナリオを含めたシナリオ B(中程度の伸び)の場合における MEM の地域別電力需要は表 3.1.8 と図 3.1.4、電力需要の増加率は表 3.1.9 と図 3.1.5 に示すとおりである。

2000年で、ブエノスアイレス市は31,547GWhの需要があり、MEM総需要量の43.9%を占め、

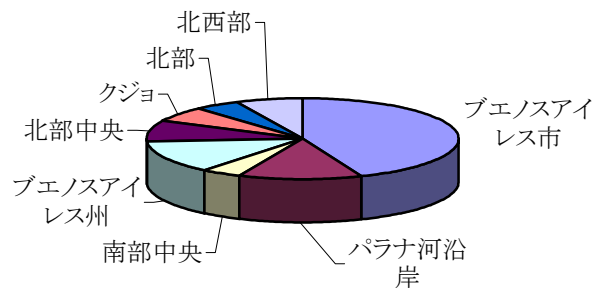
1999年—2010年期の需要の年平均伸び率は約4.6%である。ブエノスアイレス州では9,335GWhで総需要量の13.0%を占め、伸び率は約3.9%である。クジヨ地域は4,399GWhで総需要量の6.1%を占め、伸び率は6.6%である。

表 3.1.8 全国電力系統の純需要の地域別割合

(単位:%)

年	ブエノスアイレス市	パラナ河沿岸	南部中央	ブエノスアイレス州	北部中央	クジヨ	北部	北西部	総 MEM	
									%	GWh
1999	43.7	12.8	4.2	12.6	8.6	6.3	4.7	7.1	100.0	68,733
2000	43.9	12.9	4.0	13.0	8.5	6.1	4.7	6.9	100.0	71,934
2003	44.2	13.1	3.9	12.4	8.6	6.0	4.5	7.2	100.0	82,989
2005	43.0	14.0	3.8	11.5	8.1	6.6	4.7	8.3	100.0	93,329
2010	43.0	14.0	3.8	11.5	8.1	6.6	4.7	8.3	100.0	115,001

2000年



2010年

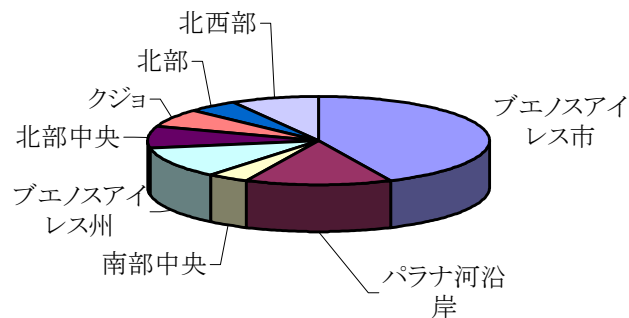


図 3.1.4 純需要の地域別割合

表 3.1.9 全国電力系統の純需要の地域別増加率

(単位:%)

年	ブエノスアイレス市	パラナ河沿岸	南部中央	ブエノスアイレス州	北部中央	クジョ	北部	北西部	総MEM
1999-2000	5.1	5.6	-0.9	7.7	4.0	1.1	5.2	1.9	4.7
2000-2005	4.9	5.8	4.3	3.6	4.6	8.3	4.4	9.7	5.3
2005-2010	4.3	5.6	4.0	3.5	4.0	3.1	5.0	4.0	4.3
1999-2010	4.6	5.7	3.7	3.9	4.3	5.2	4.7	6.4	4.8

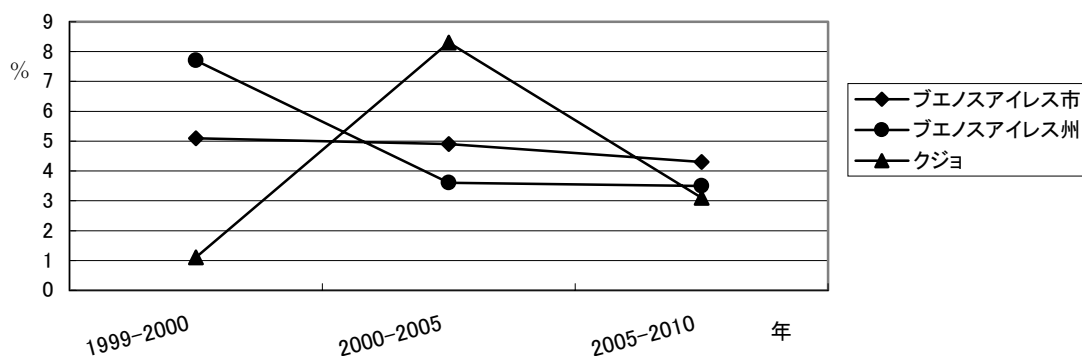


図3.1.5 純需要の地域別増加率

3) 電力の供給見通し

電力供給シナリオでは、国内電力需要の増加率が中程度のケース B、国外電力需要にあつては隣国との相互取引を以下のとおり仮定して想定されている。

(単位:GWh)

年	ブラジル	ウルグアイ	チリ
2001	1,000	365	300
2002	2,000		
2003			300
2004	3,200		
2005			

電力供給シナリオでは、主にパラグアイとの国境にあるパラナ川に建設されたヤシレタ水力発電所とブエノス・アイレス州サラテ地区リマ(Lima)に建設予定のアトゥチャII原子力発電所および公表された新・増設計画の供給計画の他、風力、太陽光発電なども想定している。

公表された発電設備の新・増設計画は表 3.1.10 に示すとおりである。火力発電設備の計画合計は、6,048MW であり、その内訳は新規業者の参入分が 3,565MW、既存業者の拡張分が 2,483MW となっている。また、建設中の原子力および水力発電設備の出力は 1,066MW となっている。

公表された発電設備の他、新規火力、新規水力、ヤシレタ水力等について供給想定がされている。

表 3.1.10 公表されている発電設備の新增設計画

新規事業者参入分

発電所	州	発電形式	出力 (MW)	運転開始年
参入确实				
AES PARANA	ブエノスアイレス	複合サイクル	845	2001
C.T.PLUSPETROLNORTE	トゥクマン	ガスタービン	123	2002
NUEVA CENTRAL INDEPENECIA	トゥクマン	複合サイクル	242	2003
ELECTROPATAGONIA	チュブ	複合サイクル	68	2001
ENARGEN	ネウケン	複合サイクル	480	
TERMOANDES	サルタ	複合サイクル	270	
参入不确实				
CEBAN	ブエノスアイレス	複合サイクル	775	2001/2005
ENTERGY	ブエノスアイレス	複合サイクル	762	2003
計			3,565	

既存事業者増設分

発電所	州	発電形式	出力 (MW)	運転開始年
参入确实(手続き中)				
S.M.DE TUCUMAN(改造)	トゥクマン	複合サイクル	273	
LAS PLAYAS	コルドバ	複合サイクル	250	
SAN PEDRO	フフィ	複合サイクル	60	2002/2006
TERMOROCA	ネウケン	複合サイクル	60	2003/2004
その他				
LOMA DE LALATA(改造)	ネウケン	複合サイクル	190	
PIEDRABUENA	ブエノスアイレス	複合サイクル	800	2003
GENELBA2		複合サイクル	850	
計			2,483	
合計			6,048	

建設中

発電所	州	発電形式	出力 (MW)	運転開始年
ATUCHA II	ブエノスアイレス	原子力	745	2007
CUESTA DEL VIENT		水力	9	2001
POTRERILLOS		水力	129	2002
LOS CARACOLE		水力	123.4	2005
PUNTA NEGRA		水力	60	2006
合計			1,066.4	

ヤシレタ水力発電所は総出力 3,100MW(155MW×20 基)であるが、現在、ダム水位が 76m で運転しているため 1 基 85MW~95MW 程度となっている。ダム水位は 2006 年には 83m になると推測されるており、この水位増により 1,200MW の出力増が見込まれている。

2005 年には国境地域にあるタリハ川上流のガンバリ発電所 102MW、ベルメッホ川上流のラ

ス・パパス 88MW およびアラサヤル発電所の統合が計画されており、合計出力は 283MW と
なる。ネウケン州ではチウイード第 2 発電プロジェクト 228MW の建設に向けた民間投資家の
オファーを検討している。

既存の発電設備に関しては、いずれも国内市場向けまたは輸出契約向けの予備設備として
存続させることを前提として、これらの大規模な廃棄は想定していない。

以上の想定をもとに「PROSPECTIVA 2000」(#255)では 2010 年までの発電設備の新・増設
計画は表 3.1.11 に示すとおり想定されている。

表 3.1.11 MEM および MEMSP への供給参入電力

供給発電所	発電形式	年	MDO	PAM	NOA	LIT /NEA	COM	CTR	CUY	PAT
Dock Sud	CC	2001	780							
San Nicolas	CC	2001				845				
Termoandes	CC	2001			630					
Los Perales	CC	2001								78
Electropatagonia	CC	2001								68
Conversion San M.De Tucuman	CC	2002			270					
CTPPN	TG	2002			123					
Independencia	CC	2003			242					
その他の水力発電	HID	2003						320		
Bermejo	HID	2005			283					
Yacyreta(水位 83)	HID	2006				1,200				
Brazo Ana Cua	HID	2006				250				
Atucha	NUC	2007	745							
予定複合発電	CC	2003		800				240	400	78
予定複合発電	CC	2004	800		400		480			
予定複合発電	CC	2005			460		650			
予定複合発電	CC	2006	800							
予定複合発電	CC	2007			400					
予定複合発電	CC	2008					400			
予定複合発電	CC	2010	800				400			
地域合計			3925	800	2808	2295	1930	560	400	224

CC: 複合発電、TG: ガスタービン、HID: 水力、NUC: 原子力

MDO: 大ブエノスアイレス、PAM: 市および大ブエノスアイレスを除くブエノスアイレス州、NOA: アルゼン
ティン北西部、LIT: リラル州等、NEA: アルゼンティン北東部、COM: コマウエ地区、CTR: Cordoba と
San Luis 州、CUY: Mendoza と San Juan 州、PAT: パタゴニア接続システム

本調査対象地域においては、公表された発電設備計画、すなわちプエルト・ヌエボ発電所
(すでに稼動中)、サン・ニコラス発電所(2001 年9月商業運転開始)の複合発電設備以外は
新・増設計画は含まれていない。2010 年までの電力供給見通しでは、水力発電、原子力発
電以外の火力発電設備計画はほとんど複合発電設備となっている。

4) 火力発電所の環境配慮

火力発電施設を環境問題から見ると、ガス状汚染物の排出が問題であるとしている(#144)。発電所の燃料として天然ガスを使用し、新しい高効率の発電設備(複合発電)を採用し、さらに低 NOx 燃焼器の設置を義務づけることが、地域汚染問題となる SO₂、ばいじんの発生を抑制し、NOx 濃度を低減して発電所の環境への影響を少なくできるとしている。

3.2 対象発電所の設備概要

3.2.1 発電所設備

調査対象地域には、4 つの発電会社があり、計 5 発電所がある。セントラル・プエルト発電会社にはヌエボ・プエルト発電所とプエルト・ヌエボ発電所、セントラル・コスタネラ発電会社にはセントラル・コスタネラ発電所、セントラル・ブエノスアイレス発電会社にはセントラル・ブエノスアイレス発電所、セントラル・サン・ニコラス発電会社にはサン・ニコラス発電所、セントラル・メンドサ発電会社にはルハン・デ・クジョ発電所が属している。これら対象発電所の設備概要は、表 3.2.1 (1)~(4)に示すとおりである。

現在、サン・ニコラス発電所の 7 号機(Parana)830MW が建設中であり、2001 年 9 月の営業運転開始した。エネルギー省の PROSPECTIVA1999(#144)、PROSPECTIVA 2000(#255)の電力需給見通しにおける 2010 年までの対象地域内の電力供給見通し、および対象発電所の訪問調査では発電所の新規および増設の計画はない。

1) ヌエボ・プエルト発電所、プエルト・ヌエボ発電所

ヌエボ・プエルト発電所は景観に配慮した豪華な建物であり、現在では金・土曜日の夜にライトアップされ名所の一つとなっている。

出力 60MW の 4 号機は、老朽化し、実出力 30MW 程度となっており、近年、予備機として稼働している。現在、4 号機は 4 基のボイラ(1~4 号ボイラ)と 1 基の蒸気タービンの組み合わせで構成されている。

ヌエボ・プエルト発電所の 4,5,6 号機およびプエルト・ヌエボ発電所の 7, 8, 9 号機とも天然ガスと燃料油(重油)の混焼が可能である。複合発電設備(TG11・TG12)も天然ガスとガスオイル(軽油)の混焼が可能である。従来、発電所の使用燃料は夏期に天然ガス、冬期には燃料油を使用していたが、現在ではこの傾向は薄れている。天然ガスと燃料油の切り替えは、天然ガス供給会社によって決定され、供給量が通知される。

2) セントラル・コスタネラ発電所

5 号機は Buenos Aires Central Termica と呼ばれており、アルゼンティンでは初めての大容量の複合発電である。5 号機は 220MW の新規ガスタービンと既設の 5 号蒸気タービン(設計出力:120MW)100MW の構成により総出力 320MW となっている。8, 9 号機ガスタービンで

は吸気ダクト内に水噴霧装置を設置した吸気加湿冷却システムによりガスタービンの出力向上を図っている。

使用燃料は 1、2、3、4、6、7 号機の汽力発電が天然ガスと燃料油の混焼、複合発電設備が天然ガスとガスオイルであり、ともに混焼が可能である。

表 3.2.1 (1) 発電所の設備概要

(Existing)

発電所	号機	定格出力 (MW)	発電形式	燃料種別	燃料使用量 (m ³ /h)	排ガス量 (m ³ N/h)	排ガス温度 ()	排ガス速度 (m/s)	煙突高さ (m)	煙突口径 (m)	排煙対策設備	主メーカー	運転開始年	
Buenos Aires	4	60	TV	G+FO	16,000	200,000	120	16.3	47	2.5		B&W-BB	1952	
	5	110	TV	G+FO	32,000	393,000	120	22.2	47	3.0		CE-BB	1965	
Nuevo Puerto	6	250	TV	G+FO	67,000	821,000	120	19.2	52	4.67		B&W-BB	1969	
	TV	282	CC	TV								GE	2000	
	TG11	252		TG	G	55.9 t/h	1,914,000	100	22.6	40	6.4			Low NO _x Combustor 水噴射
				TG	GO		1,841,000	140	24.1					
	TG12	252		TG	G	55.9 t/h	1,914,000	100	22.6	40	6.4			
			TG	GO		1,841,000	140	24.1						
Total		1206												
Puetro Nuevo	7	145	TV	G+FO	38,000	470,000	120	19.3	80	5.66	Low NO _x Burner	CE-WH	1961	
	8	194	TV	G+FO	49,000	600,000	120		共用煙突				CE-GE	1963
	9	250	TV	G+FO	65,000	800,000	120	22.4	59	4.3		B&W-BB	1970	
Total		589												

TV: Steam Turbine, TG: Gas Turbine, CC: Combined Cycle, C: Coal, G: Natural Gas, FO: Fuel Oil, GO: Gas Oil

- 注: 1. 4号機は予備機
2. 天然ガス専焼時の排ガス量

表3.2.1 (2) 発電所設備概要

(Existing)

発電所	号機	定格出力 (MW)	発電形式	燃料種別	燃料使用量 (m3/h)	排ガス量 (m ³ N/h)	排ガス温度 ()	排ガス速度 (m/s)	煙突高さ (m)	煙突口径 (m)	排煙対策設備	主メーカー	運転開始年	
Central Costanera	1	120	TV	FO+G	33,000	400,000	125	9.9	86.7	6.42		IC-BTH	1962	
	2	120	TV	FO+G	33,000	400,000	125					IC-BTH	1963	
	3	120	TV	FO+G	33,000	400,000	125	IC-BTH	1963					
	4	120	TV	FO+G	33,000	400,000	125	IC-BTH	1963					
Central Buenos Aires	5	220	CC	TG	56,000	1,570,000	115.6	14.4	50	7.4	Low NOx Combustor	Siemens	1995	
		120*	TV									BHT	1962	
Central Costanera	6	350	TV	FO+G	82,000	1,000,000	120	22.1	97.5	4.8		DBO-日立	1976	
	7	310	TV	FO+G	78,000	960,000	120	16.8	154.4	5.4		DBO-LMZ	1984	
	8	264.3	CC	TG	65,000	1,836,000	87.7	15.7	50	7.4	Low NOx Combustor	Mitsubishi	1998	
	9	264.3		TG										
	10	322.6		TV										
Total		2211.2												

TV: Steam Turbine, TG: Gas Turbine, CC: Combined Cycle, C: Coal, G: Natural Gas, FO: Fuel Oil, GO: Gas Oil

注: 1. 天然ガス専焼時の排ガス量

2. * は複合サイクルとしての出力は100MW

表3.2.1 (3) 発電所の設備概要

(Existing)

発電所	号機	定格出力 (MW)	発電形式	燃料種別	燃料使用量 (m ³ /h)	排ガス量 (m ³ N/h)	排ガス温度 ()	排ガス速度 (m/s)	煙突高さ (m)	煙突口径 (m)	排煙対策設備	主メーカー	運転開始年
San Nicolas	1	75	TV	C+G+FO	20,000	250,000	140	6.7	90	6.3	EP	Stein-SSW	1956
	2	75	TV	C+G+FO	20,000	250,000	140		共用煙突	6.3	EP	Stein-SSW	1956
	3	75	TV	G+FO	20,000	250,000	130	6.6	90	6.3		Stein-AEG	1956
	4	75	TV	G+FO	20,000	250,000	130		共用煙突	6.3		Stein-AEG	1956
	5	350	TV	C+G+FO	152 t/h	1,350,000	115	10.3	123.7	8.1	EP	Fosi-ansaldo-BI	1983
AES Parana	7	830	TV									Mitubishi	9.2001
			TG	G+GO	62,000	1,725,600	95	17.8	65	6.8	Low NO _x Combustor		
			TG		62,000	1,725,600	95	17.8	65	6.8			
Total		1480											

TV: Steam Turbine, TG: Gas Turbine, CC: Combined Cycle, C: Coal, G: Natural Gas, FO: Fuel Oil, GO: Gas Oil

注: 1. 1~4号機は天然ガス専焼時、5号機は石炭専焼時の排ガス量

表3.2.1 (4) 発電設備概要

(Existing)

発電所	号機	定格出力 (MW)	発電形式	燃料種別	燃料使用量 (m ³ /h)	排ガス量 (m ³ N/h)	排ガス温度 ()	排ガス速度 (m/s)	煙突高さ (m)	煙突口径 (m)	排煙対策設備	主メーカー	運転開始年	
Lujan de Cuyo	11	60		TV	G+FO	20,000	245,000	90	13.7	50	4.1	共用煙突	Marelli	1971
	12	60		TV	G+FO	20,000	245,000	90					Marelli	1971
	15	94		TV	G						Low NOx Combustor	SKODA	1983	
	25	200	CC	TG		69,500	1,950,000	120	20.3	50		7.0	Siemens	1998
	14	30		TV	G+GO							BB	1980	
	21	20	CC	TG		13,000	360,000	195	7.8	19.8	5.3			
	22	20		TG		13,000	360,000	195	7.8	19.8	5.3			
	23	22		cogener	TG	G+GO	12,500	345,000	153	21.2	40	3.0	Alsthom	1989
	24	22		TG	12,500	345,000	148	20.9	40	3.0				
Total		528												

TV: Steam Turbine, TG: Gas Turbine, CC: Combined Cycle, C: Coal, G: Natural Gas, FO: Fuel Oil, GO: Gas Oil

注: 1. 天然ガス専焼時の排ガス量

3) サン・ニコラス発電所

10年前から運転が停止されていた6号機を撤去した跡地に、現在7号機(名称:Parana)830MW複合発電設備が建設され、2001年9月に営業運転を開始した。

発電設備1、2、5号機の使用燃料は、石炭、天然ガスと燃料油(重油)、3、4号機が天然ガスと燃料油であり混焼が可能である。現在の燃料使用状況は1、2号機はほとんど天然ガス、3、4号機は天然ガスと燃料油の混焼、5号機はほとんど石炭専焼(95%)であるが、一部天然ガスを混焼している。

4) ルハン・デ・クジョ発電所

11、12号機は汽力発電設備で天然ガスと燃料油の混焼が可能である。13号機は12年前に天然ガス使用中に炉内爆発を引き起こし、ボイラが使用不能となったため、新たにガスタービンと排熱回収ボイラを新設し、既設の蒸気タービンを利用して複合発電設備に改造され、新15・25号機となった。

21、22号機も複合発電設備で、23、24号機は熱電併給設備である。23、24号機はガスタービンによる発電の他、排熱回収ボイラで発生する蒸気150t/h(440℃)を発電所に隣接するYPFへ供給している。複合発電設備及び熱電併給設備の燃料はいずれも天然ガスが主燃料であるが、21、22号機、23、24号機は軽油燃焼も可能である。燃料として使用する天然ガスおよび石油ともメンドサ州で産出されており、山元発電である。

3.2.2 環境対策の現状

1) ヌエボ・プエルト発電所、プエルト・ヌエボ発電所

発電設備の環境対策としては複合発電設備に乾式の低NO_x燃焼器が設置されている。複合発電設備では燃料としてガスオイルを使用する時には、水噴射(燃料比1)を行い排ガス中のNO_xの低減を図っている。

プエルト・ヌエボ発電所の7号機は、NO_x低減対策として民営化時に低NO_xバーナーに変更改善された。その他の発電設備には環境対策設備が設置されていない。8号機は今後、低NO_xバーナーへ変更改善する計画がある。

5～9号機では自動測定器により排ガス中のNO_x、SO₂、Opacity、O₂が連続測定されている。また、法規制はないが複合発電設備も自動測定器によりNO_x、Opacity、O₂が連続測定されている。両火力発電所の汚染質データは9号機に隣接するコントロールルームで一括管理され、3ヶ月毎にENREに報告されている。

2) セントラル・コスタネラ発電所、セントラル・ブエノスアイレス発電所

発電設備の環境対策としては複合発電設備に乾式の低NO_x燃焼器が設置されている。そ

他の発電設備には環境対策設備が設置されていない。

1、2、3、4、6、7号機では自動測定器により排ガス中のNO_x、SO₂、Opacity、O₂が連続測定されている。5号機の複合発電ではNO_x、O₂が連続測定されている。8、9号機の複合発電は運転管理用にNO_x、O₂が連続記録されている。

3) サン・ニコラス発電所

環境対策設備としては1、2、5号機に電気集じん機(EP)が設置されている。3、4号機には運転開始時には電気集塵機が設置されていたが、現在は両電気集塵機とも運転されていない。

5号機の石炭燃焼時は1996年に導入したアメリカのケミングトン社のSO₃注入装置により排ガス中に4~20ppm(最大25ppm)を注入しEPの集じん効率を向上させてばいじんの低減を図っている。5号機の集じん効率は98.7%となっている。

全機とも自動測定器により排ガス中のNO_x、SO₂、Opacityが測定されている。更に5号機ではO₂も測定されている。そのほかENREの指導により年1回CNEAが汚染質を測定している。発電所で発生する石炭灰はセメント、屋根防水材、煉瓦などへの利用を視野に入れているが、現在はアルゼンティンのセメント生産の40%を占有するミネッティの傘下会社のコルヤスールが無償で引き取っている。

4) ルハン・デ・クジョ発電所

11、12号機の汽力発電設備には環境対策設備が設置されていない。また、21、22号機の複合発電設備と23、24号機の熱電併給設備にも環境対策設備が設置されていない。出力の大きい25号機の複合発電設備のみ乾式の低NO_x燃焼器が設置されている。

11、12号機では自動測定器により排ガス中のNO_x、SO₂、Opacity、O₂が測定されている。25号機は天然ガス専焼であるため法的には、汚染質の連続測定の必要がないがNO_x、O₂を連続測定している。21、22、23、24号機は天然ガスとガスオイルの混焼であり、排ガスの汚染質の連続測定装置は設置されていない。ポータブル測定装置により1回/月測定が行われている。

3.2.3 発電所の使用燃料

1) 燃料の性状

対象発電所で燃料として使用している天然ガス、燃料油(重油)、ガスオイル(軽油)及び石炭の性状は表3.2.2、表3.2.3に示すとおりである。但し、各発電所の使用燃料データ(燃料油、ガスオイル)が未入手であるため想定値を記述している。

2) 発電所への燃料輸送および貯蔵

ヌエボ・プエルト、プエルト・ヌエボ発電所で使用している天然ガスはパイプラインで供給され

ている。燃料油はタンカーからプエルト・ヌエボ発電所の貯蔵タンクに供給され、更にヌエボ・プエルト発電所にパイプラインで輸送されている。ガスオイルはタンクローリーで所内の貯蔵タンクに貯蔵される。

表 3.2.2 天然ガスの性状の例

成分	(#147)		(#156)	
	Vol. %	Wt. %	Vol. %	Wt. %
N ₂	0.98	1.57	1.894	3.092
CO ₂	1.81	4.97	0.137	0.352
CH ₄	93.45	85.61	93.862	87.910
C ₂ H ₆	2.58	4.43	3.152	5.569
C ₃ H ₈	0.79	1.99	0.649	1.697
i-C ₄ H ₁₀	0.10	0.33	0.073	0.255
n-C ₄ H ₁₀	0.17	0.56	0.108	0.380
i-C ₅ H ₁₂	0.04	0.17	0.025	0.110
n-C ₅ H ₁₂	0.04	0.17	0.023	0.105
C ₆ H ₁₄	0.04	0.20	0.025	0.136
C ₇ H ₁₆	0.00	0.00	0.022	0.146
C ₈ H ₁₈₊	0.00	0.00	0.030	0.247
H ₂ S	0.00	0.00	0.000	0.000
物 性				
重量	kg/kmol		17.437	
密度	kg/m ³		0.7391	
高位発熱量	kcal/m ³		9,148	
	kcal/kg		12,375	
低位発熱量	kcal/m ³		8,247	
			17.121	
			0.7257	
			9,237	
			12,720	
			8,330	

表 3.2.3 燃料油、軽油、石炭の性状値

(単位:Wt%)

燃料種別		燃料油	軽油	石炭(#230)		
				※1 混合	南アフリカ	リオツルビオ
成分	C	86.1	85.6	63.80	68.59	59.02
	H	11.9	14.2	3.97	3.30	4.64
	O	0.5	-	7.36	6.24	8.48
	S	0.5	0.2	0.50	0.3	0.69
	Cl	-	-	-	-	-
	N	0.4	-	1.24	1.51	0.96
	水分	0.6	-	10.44	7.76	13.12
	灰分	0.1	-	12.69	12.30	13.09
	密度 g/ml	0.9931	0.8549	-	-	-
低位発熱量 kcal/kg	9,840	10,280	6,123	6,388	5,857	

注)※1 南アフリカ炭とリオ・ツルビオ炭の重量混合比1:1

セントラル・コスタネラ発電所では天然ガスはパイプラインで、燃料油はタンカーで、ガスオイルはタンカーまたはタンクローリーで、隣接する精油所から供給されている。

サン・ニコラス発電所では天然ガス、燃料油の他に石炭が使用されている。天然ガスは

パイプラインで、燃料油はタンカーで供給されている。石炭は地元の Rio Turbio 炭と南アフリカ炭を主体にインドネシア炭、コロンビア炭を 1:1 の比率で使用している。石炭はラプラタ川とパラナ川から船で輸送され、発電所貯炭場に貯蔵される。

ルハン・デ・クジヨ発電所では天然ガスはネウケン州からパイプラインで、燃料油は同じ工業団地内の YPF 精油所からパイプラインで供給されている。

3.2.4 発電設備の運転状況

アルゼンティン国内の 1 日の発電電力量は、一般に深夜・早朝 (22 時～6 時) に低く、昼間に高くなる (12 時～14 時に一旦下がり) パターンである。季節別にみると、冬季に高くなっている。発電設備の運転・停止、出力調整等は、CAMMESA (卸売電力市場参加企業管理株式会社) から発電所への給電指令に従って運転されている。

対象火力発電所を訪問調査した結果、運転開始後、既に 30 年から 40 年を経過した発電設備も日常点検・補修、自主的定期点検等より比較的その性能が維持されていることが判った。また、中央操作室において、聞き取り調査を実施したが、運転員は教育・訓練されており高い技術レベルにあることも判った。しかしながら、自国の豊富なエネルギー事情を反映してか、熱効率向上を意識した設備運転をしているとは言い難い。

2000 年における対象火力発電設備の運転状況は表 3.2.4 に示すとおりである。

なお、総発電熱量については、一部データが入手できなかったため、表 3.2.2 および表 3.2.3 の低位発電熱量から算出した値を記述している。

1) 燃焼管理

2000 年に自動連続測定機により測定された排ガス中の平均酸素濃度は、ヌエボ・プエルト 5 号機煙突 11.1%、6 号機煙突 8.7%、プエルト・ヌエボ 7+8 号機煙突 9.4%、9 号機煙突 9.0%、セントラル・コスタネラ 1+2 号機煙突 10.6%、3+4 号機煙突 11.9%、6 号機煙突 7.3%、7 号機煙突 11.9%となっている。また、2000 年 2 月の大気環境測定期間中に測定されたサン・ニコラス 5 号機煙突の排ガス中の平均酸素濃度は、9.3%となっている。これらの値は非常に高く、エアヒーターのシールから過剰空気の漏れ込みによるものと調査団に口頭報告された。

一般に、ボイラ燃焼による排ガス中の酸素濃度はエアヒータ出口で 3%～6%程度に管理することは十分可能である。幸いにも、全発電設備において連続あるいは手分析にて汚染物質及び酸素濃度が測定されているので、運転員がこれらデータを基にボイラ燃焼状態を把握し、きめ細かな燃焼管理を実施して熱効率の向上に努めることが肝要である。

2) 熱効率

ヌエボ・プエルト6号機、プエルト・ヌエボ9号機、セントラル・コスタネラ6,7号機の熱効率は、それぞれ37.5%、39.2%、36.8%、37.9%となっているが、ヌエボ・プエルト5号機、プエルト・ヌエボ7,8号機、セントラル・コスタネラ1,2,3,4号機は33～34%程度と低くなっている。これは、燃焼管理にも起因しているが、年間利用率が低くまた効率の良い定格負荷の運転時間が少なく、低負荷運転による効率の低下が原因と考えられる。

同様に、サン・ニコラス1、2、3、4号機、ルハン・デ・デ・クジョ11、12号機も26%未満と低い効率となっている。また、サン・ニコラス5号機は比較的利用率が高いにもかかわらず熱効率33%と低くなっている。

複合発電設備でみると、セントラル・プエノスアイレス5号機、セントラル・コスタネラ8、9、10号機、ルハン・デ・クジョ15、25号機の熱効率(総発電量を計算により求めているので正確な値とは言い難いが)は、いずれも50%を超えている。

3) 利用率

対象発電設備の利用率は、概ね、蒸気タービンで低く、複合発電で高くなっている。

セントラル・コスタネラ1、2、3、4、6、7号機、サン・ニコラス1、2、3、4号機とルハン・デ・クジョ12号機の蒸気タービンの利用率が極端に低く、最大でも30%未満である。

ヌエボ・プエルト5、6号機、プエルト・ヌエボ7、8号機、サン・ニコラス5号機、ルハン・デ・クジョ12号機は33%～60%程度となっている。蒸気タービンではプエルト・ヌエボ9号機の利用率が67.9%と他機に比べて非常に高くなっている。

複合発電は熱効率が良いことから利用率も高く、ルハン・デ・クジョ14,21,22号機の36.7%を除けばすべて50%を超えている。中でもルハン・デ・クジョ15,25号および24号機(熱電併給)では利用率80%を超えている。

4) 所内率

蒸気タービンでみると、ヌエボ・プエルト5,6号機、プエルト・ヌエボ9号機の所内率は5.3～5.7%であるが、ヌエボ・プエルト7,8号機はそれぞれ7.3%、9.8%と高くなっている。

セントラル・コスタネラでは6.2%～11.5%と非常に高くなっているが、これは利用率が低いことに起因しており、主に補機類の待機電力消費によるものと考えられる。

複合発電及び熱電併給設備の所内率は、蒸気タービンに比べ低く概ね2.4%～2.9%となっている。ルハン・デ・クジョの15,25号機、14,21,22号機の所内率は、それぞれ1.0%、1.8%と非常に低くなっている。

表3.2.4 発電設備の運転状況(2000年)

発電所	号機	定格出力 MW	発電型式	燃料使用量				発電電力量(MWh)		発電熱量 × 10 ³ Kcal	熱効率 %	単位発電量 Kcal/kWh	所内率 %	利用率 %
				天然ガス(Dam3)	燃料油 (ton)	ガスオイル (ton)	石炭 (ton)	送電端	発電端					
Nuevo Puerto	4	60	TV	430	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	5	110	TV	75,381	39,502	-	-	377,537	399,145	1,005,075,095	34.2	2,518	5.4	41.4
	6	250	TV	217,912	117,189	-	-	1,205,189	1,278,400	2,934,410,092	37.5	2,295	5.7	58.4
	TG11,12	786	CC											0.0
Puerto Nuevo	7	145	TV	95,200	32,150	-	-	389,920	420,748	1,095,075,228	33.0	2,603	7.3	33.1
	8	194	TV	176,542	66,369	-	-	715,038	792,490	2,093,243,231	32.6	2,641	9.8	46.6
	9	250	TV	236,670	134,730	-	-	1,407,533	1,486,679	3,258,799,225	39.2	2,192	5.3	67.9
Central Costanera	1	120	TV	12,011	9,093	-	-	68,819	74,824	189,526,750	34.0	2,533	8.0	7.1
	2	120	TV	23,901	15,758	-	-	124,012	135,039	354,154,050	32.8	2,623	8.2	12.8
	3	120	TV	47,528	19,412	-	-	214,055	230,667	586,922,320	33.8	2,544	7.2	21.9
	4	120	TV	54,239	11,590	-	-	210,459	224,450	565,856,470	34.1	2,521	6.2	21.4
Central buenos Aires	5	340	CC	314,555	-	864	-	1,515,594	1,561,569	2,629,041,770	51.1	1,684	2.9	52.4
Central Costanera	6	350	TV	151,727	35,039	-	-	643,102	688,973	1,608,669,670	36.8	2,335	6.7	22.5
	7	310	TV	55,458	7,275	-	-	208,229	235,286	533,551,140	37.9	2,268	11.5	8.7
	8,9,10	850	CC	941,914	-	6,579	-	4,852,573	4,994,284	7,913,775,740	54.3	1,585	2.8	67.1
San Nicolas	1	75	TV	15,620	1,690	-	2,070		45,259	159,418,810	24.4	3,522		6.9
	2	75	TV	66,767	3,841	-	11,077		198,250	661,789,021	25.8	3,338		30.2
	3	75	TV	8,870	2,306	-	-		19,798	96,578,140	17.6	4,878		3.0
	4	75	TV	5,252	2,557	-	-		18,991	68,910,048	23.7	3,629		2.9
	5	350	TV	119,226	0	-	459,331		1,462,888	3,805,636,293	33.1	2,601		47.7
AES Parana	7	830	CC	-	-	-	-							0.0
Lujan de Cuyo	11	60	TV	21,786	27,730	-	-	172,948	176,166	454,340,580	33.3	2,579	1.8	33.5
	12	60	TV	8,224	8,785	-	-	60,770	60,876	154,950,320	33.8	2,545	0.2	11.6
	15,25	294	CC	414,683	-	-	-	2,083,278	2,105,276	3,454,309,390	52.4	1,641	1.0	81.7
	14,21,22	70	CC	59,768	-	248	-	220,904	224,933	500,416,880	38.7	2,225	1.8	36.7
	23	22	Co-Ge	36,929	-	0	-	110,482	113,466	307,618,570	31.7	1,146	2.6	58.9
	24	22	Co-Ge					151,305	155,048				2.4	80.5

注) Nuevo Puerto, Puerto Nuevo、Lujan de Cuyoは1999年の年間値

3.3 対象発電所の汚染物質排出量

3.3.1 汚染質データの入手状況

対象発電設備の排ガス汚染質データ(NO_x、SO₂、Opacity)は、原則として連続測定器による2000年の1時間値のデータを入手した。なお、PM濃度はOpacity-PMの換算式により求めている。

ヌエボ・プエルトTG11、TG12号機、セントラル・ブエノスアイレス5号機、セントラル・コスタネラ8、9号機は、現地調査時に運転操作室で入手したデータである。

ルハン・デ・クジョ21、22、23、24号機はそれぞれ1回/月測定された実測データである。

3.3.2 単位燃料当たりの排ガス量

上記の燃料を燃焼した場合の単位燃料当たりの排ガス量(計算値)を表3.3.1に示す。

表 3.3.1 燃料種別計算排ガス量

(単位:m³N/液体・固体燃料1kg、m³_N/天然ガス1m³_N)

発電方式	燃料	排ガス量		備考
		湿り	乾き	
汽力発電	天然ガス	12.23	10.23	空気比:1.16
	燃料油	13.4	12.1	空気比:1.18
	石炭	8.86	8.28	空気比:1.3
複合発電	天然ガス	28.0	26.3	燃空比:27
	軽油	28.0	26.3	

注)石炭の排ガス量は南アフリカ炭とリオ・ツルビオ炭混合比1:1

排ガス中の汚染質濃度は乾ガスベースで、0°C、1気圧の状態に表示される。しかし、調査団が入手するデータは、乾ガスベースの他湿ガスベースのデータもあるため、乾ガスベースに換算する必要がある。本表3.3.1は湿ガス量一乾ガス量の相互換算のために利用できる他、燃料使用量が既知の場合には概算排ガス量を算出することが可能である。

3.3.3 排出基準の適合状況

排出基準の適合状況を把握する場合、汚染質濃度は平均値ではなく最高濃度と排出基準を比較する必要がある。各発電所(ENRE 経由)から入手した汚染質データ(1時間値)には、極めて信頼性の低いデータ(異常値と思われる)が含まれていたため、JICA 調査団は以下の条件をもとに、スクリーニングをしてデータを確定した。

- ・S 分含有量:0.7%以上(排ガス SO₂ 濃度;2,000mg/m³N 相当)の燃料油および石炭は使用されない。

・燃料使用量および発電量のデータがどちらか一方ない場合、記録されている汚染質データを除外。

1) SO₂ 排出基準の適合状況

サン・ニコラス 5 号機で 2000 年 12 月に SO₂ 濃度 2,017mg/m³N が排出されており、排出基準 1,700mg/m³N に不適合となった他は、すべての発電設備が排出基準に適合している。発電所の環境エンジニアからは、SO₂ 濃度 2,017mg/m³N が記録された前後で燃料の変更がなかったため、1,700mg/m³N 以下となるはずであり、測定器が突然異常指示を起こしたのではないかと、JICA 調査団に口頭報告あった。

2) NO_x 排出基準の適合状況

1992 年 1 月 15 日以前に設置された発電設備には NO_x の排出基準の適用は除外されている。

排出基準が適用される発電設備は、ヌエボ・プエルト TG11、TG12 号機、セントラル・コスタネラ 8、9 号機、セントラル・ブエノスアイレス 5 号機、サン・ニコラス AES Parana (7 号機)、ルハン・デ・クジョ 25 号機で、いずれも複合発電設備である。これら設備のうち、最高濃度はルハン・デ・クジョの 132mg/m³ N であり、NO_x の排出基準 200mg/m³N に十分適合している。

3) PM 排出基準の適合状況

複合発電設備は、主に天然ガスを主燃料として運転されているので排出基準には適合しているものと考えられる。

その他の発電設備では、PM の代わりに連続測定装置で Opacity が測定されている。

ヌエボ・プエルト 5 号機、セントラル・コスタネラ 7 号機、ルハン・デ・クジョ 11、12 号機は Opacity5%未満、排出基準に適合している。ヌエボ・プエルト 6、9 号機、セントラル・コスタネラ 1、2、3、4、5、6、7、8、9 号機は最高で 15%であり排出基準 Opacity20%に適合している。

プエルト・ヌエボ 7、8 号機は 7 月、8 月に排出基準に不適合となっており、最高値は Opacity33%(8 月)となっている。ENRE の決定(#36)では、ある条件下、たとえば日常の運転におけるボイラーのすす吹き時、起動時、燃料変更時には、Opacity が高くても(40%以下)許されている。しかし、サン・ニコラス発電設備における Opacity 最高値は 1、2 号機で 58%(8 月)、3、4 号機で 46%、5 号機で 48%(5 月)となっている。

3.3.4 汚染質排出量

各発電設備の排ガス中の汚染質平均濃度は表 3.3.2 に示すとおりである。本データは 2000 年の連続測定データ(1 時間値)の平均値、1回/月のデータの平均値、実測データのないものについては第 1 次現地調査訪問時の運転データを記載している。

汽力発電設備の NOx 濃度は 11.1mg/m³N～301.2mg/m³N、SO₂ 濃度は、30.2mg/m³N～579.5mg/m³N、PM 濃度は 1.7mg/m³N～65.7mg/m³N であり、各汚染質とも濃度に大幅な開きがある。

汽力発電設備の各汚染質の最高濃度はいずれも石炭を主燃料としているサン・ニコラス発電所の 5 号機で発生している。

複合発電の NOx 濃度はヌエボ・プエルト発電所、セントラル・コスタネラ発電所とセントラル・ブエノスアイレス発電所で 22.5mg/m³N～75.5mg/m³N となっているが、ルハン・デ・クジョ発電所では 107.4mg/m³N～269.6mg/m³N と高い濃度となっている。269.6mg/m³N と高い濃度となっているのは、民営化前に設置された複合発電設備である。

年平均排ガス量と年平均汚染質濃度から求めた各発電設備の汚染質排出量は表 3.3.3 に示すとおりである。

3.4 火力発電所の大気汚染防止対策の概要

火力発電所から排出される排ガス中の主な大気汚染物質は SO_x、NO_x、ばいじんである。一般的に、これら汚染物質を低減させるための火力発電所の大気汚染防止対策は燃料の選択、防止機器の設置および管理・運営の 3 つに分類され、これらを総合して低減効果を高めている。

実際には、各国の資源の賦存状況、国家的政策、経済情勢、技術レベル、発電所立地点の社会情勢、低減対策に投資し得る経済的限度及び費用対効果等を総合的に考慮して最適手法を選択すべきである。

火力発電所の大気汚染防止対策の概要は、図 3.4.1 に示すとおりである。同図の対策に加えて、排ガスの希釈拡散効果を高め周辺環境への影響を低減するための設備対策として、より上空で拡散をはかる高煙突の利用、煙突集合化および煙突頂部のノズル化の対策が実施されている。

表 3.3.2 排ガス中の汚染質平均濃度

(単位:mg/m³N)

発電所	号機	燃料	汚染質平均濃度			備考
			NO _x	SO ₂	PM	
ヌエボ・ブエルト	4	天然ガス重油	-	-	-	2000年、運転実績なし
	5	天然ガス重油	11.1	94.8	2.1	2000年の連続測定データ
	6	天然ガス重油	119.3	523.4	3.5	
	TG11	天然ガス軽油	22.5	-	-	2000年の運転データ
	TG12	天然ガス軽油	22.5	-	-	
ブエルト・ヌエボ	7+8	天然ガス重油	127.3	50.1	5.5	2000年の連続測定データ
	9	天然ガス重油	276.2	400.3	1.7	
セントラル・コスタネラ	1+2	天然ガス重油	48.6	158.6	5.6	2000年の連続測定データ
	3+4	天然ガス重油	85.3	225.6	8.8	
セントラル・ブエノスアイレス	5	天然ガス軽油	45.6	-	-	2000年の運転データ
セントラル・コスタネラ	6	天然ガス重油	76.6	30.2	6.1	2000年の連続測定データ
	7	天然ガス重油	31.4	117.7	3.9	
	8	天然ガス軽油	75.5	-	-	2000年の運転データ
	9	天然ガス軽油	75.5	-	-	
サン・ニコラス	1+2	天然ガス重油、石炭	125.2	39.3	32.1	2000年の連続測定データ
	3+4	天然ガス重油	158.2	40.2	12.4	
	5	石炭、天然ガス、重油	301.2	579.5	65.7	
アメリカ・サウス・パラナ	パラナTG1	天然ガス軽油				2001年9月運転開始のためデータ未入手
	パラナTG2	天然ガス軽油				
ルハン・デ・クジョ	11+12	天然ガス重油	193.7	31.6	1.7	2000年の連続測定データ
	25	天然ガス	※107.4	-	-	
	21	天然ガス軽油	※269.6	※2.8	-	2000年の実測データ
	22		※249.5	※2.8		
	23		※198.2	※7.0		
	24		※197.1	※7.7		

注 1.汚染質平均濃度は自動連続測定による1時間値データの年平均または月1回の測定データの年平均(2000年)

注 2.※印は1回/月の測定値の年平均

表 3.3.3 汚染質排出量

(単位:kg/h)

発電所	号機	燃料	乾排ガス量 (10 ³ m ³ N/h)	汚染質排出量			備考
				NO _x	SO ₂	PM	
ヌエボ・ プエルト	4	天然ガス 重油					
	5	天然ガス 重油	252	2.8	23.9	0.53	
	6	天然ガス 重油	319	38.1	167.0	1.1	
	TG 11	天然ガス	1,817(湿)		-	-	軽油燃焼時 水噴射あり
		軽油	1,862(湿)				
	TG 12	天然ガス	1,817(湿)		-	-	
軽油		1,862(湿)					
プエルト・ ヌエボ	7+8	天然ガス 重油	243	30.9	12.2	1.3	
	9	天然ガス 重油	322	88.9	128.9	0.55	
セントラル・ コスタネラ	1+2	天然ガス 重油	242	11.8	38.4	1.4	
	3+4	天然ガス 重油	236	20.1	53.2	2.1	
セントラル・ブ エノスアイレス	5	天然ガス 軽油	1,326	60.5	-	-	
セントラル・ コスタネラ	6	天然ガス 重油	481	36.8	14.5	2.9	
	7	天然ガス 重油	403	12.6	47.4	1.6	
	8	天然ガス 軽油	1,489	112.4	-	-	
	9	天然ガス 軽油	1,489	112.4	-	-	
サン・ニコ ラス	1+2	天然ガス 重油 石炭	104	13.0	4.1	3.3	
	3+4	天然ガス 重油	112	17.7	4.5	1.4	
	5	石炭 天然ガス 重油	720	216.9	417.2	47.3	
アメリカ・ サウス・パ ラナ	パラナ TG1	天然ガス 軽油					2001 年運 転開始のた めデータ未 入手
	パラナ TG2	天然ガス 軽油					
ルハン・ デ・クジョ	11+12	天然ガス 重油	181	35.1	5.7	0.31	
	25	天然ガス	345	37.1	-	-	水噴射なし
	21	天然ガス 軽油	109	29.4	0.3	-	水噴射なし
	22		109	21.6	0.3	-	
	23		213	42.2	1.5	-	
	24		213	42.0	1.6	-	

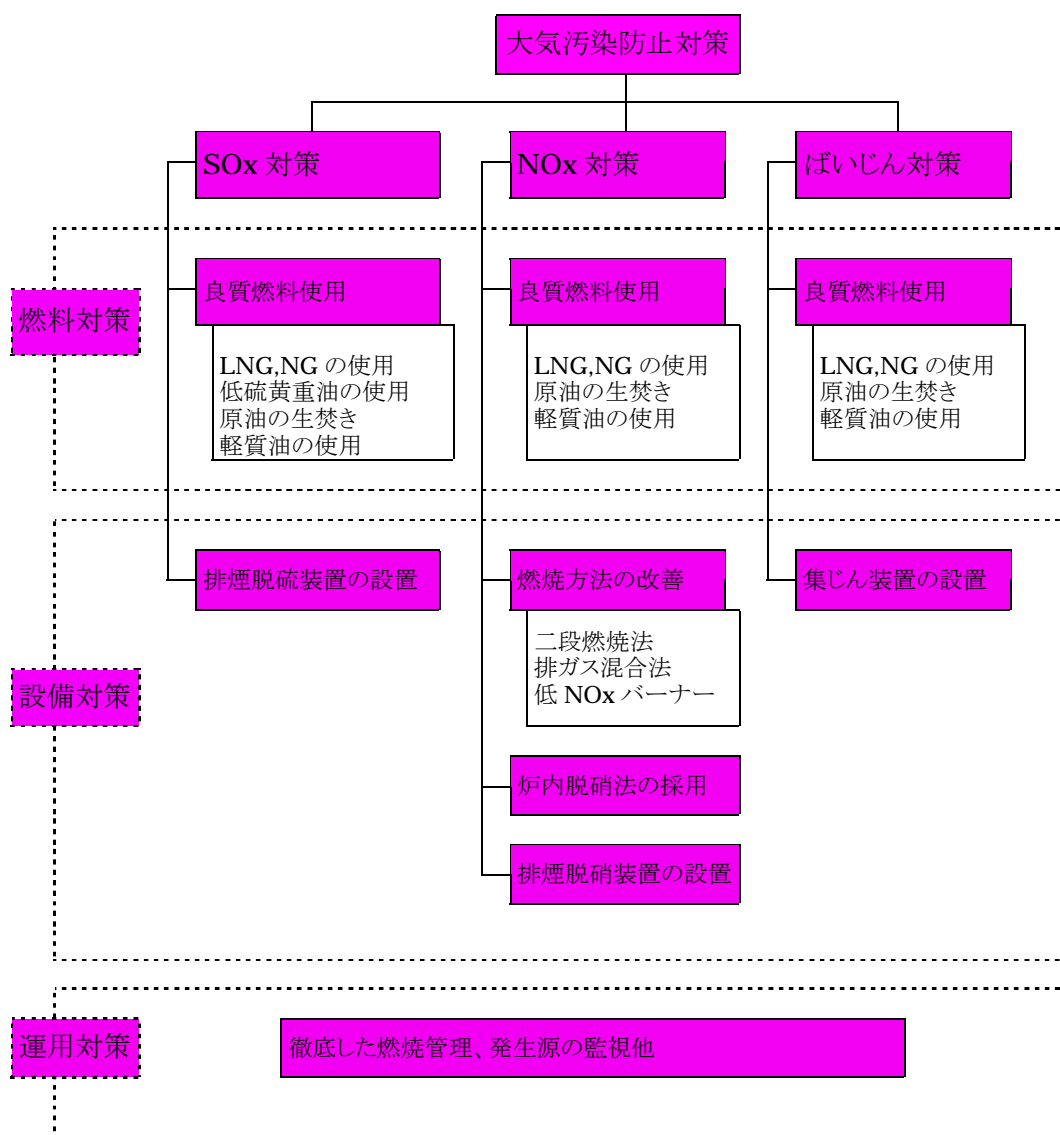


図 3.4.1 火力発電所の大気汚染防止対策の概要

火力発電所の大気汚染防止対策計画の策定並びに具体的な実施にあたっては、排ガスの排出基準、周辺の大気環境への影響を考慮することは勿論のこと、経済性に加え既設設備にあつては設置スペースの有無、稼働年数または老朽化の程度、改造工事の難易度、工事工程等が重要な検討要素である。

対象火力発電所の具体的な大気汚染防止対策の必要性について、排出基準の適合状況、周辺大気環境濃度の環境基準の適合状況、燃料の使用状況、発電設備の増強計画の有無および発電方式等の諸条件をもとに以下の理由を総合的に勘案し、さらにカウンターパートとも協議して、既設発電設備には汚染質低減のための新たな設備対策(脱硫装置、脱硝装置など)をしないこととした。

・大気環境測定およびシミュレーション結果では、各発電所とも排ガス汚染質の周辺環境へ

の影響は極めて少ない。

- ・ 近年、既設設備については、天然ガスを主燃料としており、今後も天然ガス使用が増えるものと予想される。既設設備については、すでに、燃料対策により十分に汚染質の低減を図っている。
- ・ 現在、汽力発電設備では、重油は天然ガスが不足する時に使用されており、重油専焼はほとんどない。
- ・ サン・ニコラス発電所では契約により地元の石炭を使用せざるを得ない状況下にあるため、他の発電所に比べて汚染質濃度が高く、一部排出基準を超えているが、5号機を除き利用率が極めて低い。PMについては、電気集塵機の修理・保守により集じん効率の改善が可能である。
- ・ 汽力発電設備は利用率も低く、すでに20年程度以上を経過しており、これら設備に新たな設備対策(脱硫装置、脱硝装置など)をするのは極めて不経済である。
- ・ 対象発電所には新設・増設の計画がない。
- ・ 今後、新設される設備はほとんどが複合発電設備であり、低NOx燃焼器が義務づけされている。また、2001年2月にはNOx排出基準を200mg/m³Nから100mg/m³Nに見直しを図っている。
- ・ 他の固定発生源に対する排出基準がない現状において、火力発電設備、特に既設設備にまで汚染質低減対策を強化するのは経済面から見ても合理的とはいえない。

サン・ニコラス発電所1、2、5号機は電気集塵機が設置されているにもかかわらずPM排出基準に不適合となっている。特に、5号機は利用率も高いことから早急に電気集塵機の修理、保守管理などを適切に実施し、その性能維持を図り排出基準に適合させる必要がある。

なお、中長期的には、大気環境濃度の悪化、燃料事情の変化、発電設備の大幅な増強計画等の可能性も考えられるので、参考として脱硫設備、脱硝設備についてサポート版S3-A2で記述する。