

第3章 電力

3.1 アルゼンティンの電力事情

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の株は政府(エネルギー庁)、発電組合、配電組合、送電組合、主要電力ユーザー組合の5者が各20%づつを保有している。CAMMESAの役割は以下のとおりである。

- ・ 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アルゼンティン全国送電グリッド・システム(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

アルゼンティンにおける消費電力量は1999年には63,854GWhであり、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。発電設備容量は20,501MWであり、このうち火力発電の設備容量が10,389MWと、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。

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。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。1999年の総発電量は74,640GWhであり、国産発電量は69,286GWh、輸入電力量が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。

エネルギー需給見通し「PROSPECTIVA 2000」によれば、2010年までの発電設備の新・増設計画は表3.1に示すとおり予想されている。

3.2 対象発電所の設備概要

(1) 設備概要

調査対象発電所の設備概要は表3.2に示すとおりである。なお、調査対象地域内には発電所の新規および増設の計画はない。

表 3.1 卸電力市場(MEM) および卸電力市場パタゴニア系(MEMSP)への供給参入電力

供給発電所	発電形式	年	大 BA	BA 州	北西地区	北東地区	コマウエ地区	中央地区	クジョ地区	パタゴニア
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 83m)	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、大 BA:ブエノスアイレス市周辺
19 地区、BA 州:市及び大 BA を除くブエノスアイレス州

(2) 環境対策の現状

ほとんどの複合発電設備には環境対策として、乾式の低 NO_x 燃焼器が設置されている。また、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。サンニコラス発電所の 1、2、5 号機には電気集塵機が設置されている。同 5 号機で石炭燃焼時には SO₃ 注入により電気集塵機の集じん効率を向上させて 98.7%となっている。

天然ガス以外の燃料を使用する場合は、自動測定器により排ガス中の NO_x、SO₂、不透明度、O₂ が連続測定されている。また、法規制はないがいくつかの複合発電設備も自動測定器により NO_x、不透明度、O₂ が連続測定されている。

表 3.2 調査対象発電所

発電所	号機	出力 MW	発電形式	燃料種別	煙突 m		排煙対策設備	運転開始
					高さ	口径		
ヌエボ・プエルト	4	60	TV	G、FO	47	2.5		1952
	5	110	TV	G、FO	47	3.0		1965
	6	250	TV	G、FO	52	4.67		1969
	TG11	786	CC	G、GO	40	6.4	低 NOx 燃焼器 GO 使用時水噴射	2000
	TG12				40	6.4		
プエルト・ヌエボ	7	145	TV	G、FO	80	5.66	低 NOx バーナ	1961
	8	194	TV	G、FO				1963
	9	250	TV	G、FO	59	4.3		1970
セントラル・コスタネラ	1	120	TV	G、FO	86.7	6.42		1962
	2	120	TV	G、FO				1963
	3	120	TV	G、FO	86.7	6.42		1963
	4	120	TV	G、FO				1963
セントラル・フェノスアイレス	5	340	CC	G、GO	50	7.4	低 NOx 燃焼器	1995
セントラル・コスタネラ	6	350	TV	G、FO	97.5	4.8		1976
	7	310	TV	G、FO	154.4	5.4		1984
	8	851.2	CC	G、GO				1998
	9				50	7.4	低 NOx 燃焼器	
	10				50	7.4	低 NOx 燃焼器	
サン・ニコラス	1	75	TV	C、G、FO	90	6.3	電気集塵機	1956
	2	75	TV	C、G、FO				1956
	3	75	TV	G、FO	90	6.3		1956
	4	75	TV	G、FO				1956
	5	350	TV	C、G、FO	123.7	8.1	電気集塵機	1983
パラナ	7	830	CC	G、GO				
	TG				65	6.8	低 NOx 燃焼器	2001
	TG				65	6.8	低 NOx 燃焼器	
ルハン・デ・クジョ	11	60	TV	G、FO	50	4.1		1971
	12	60	TV	G、FO				1971
	15,25	294	CC	G	50	7.0	低 NOx 燃焼器	1983
	14	70	CC	G、GO				1980
	21				19.8	5.3		
	22				19.8	5.3		
	23	22	Co-Ge	G、GO	40	3.0		1989
	24	22			40	3.0		

TV: 蒸気タービン、CC: 複合発電、Co-Ge: コージェネ

G: 天然ガス、FO: 重油、GO: 軽油、C: 石炭

(3) 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。

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、7.3%から 11.9%の範囲

にあった。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口頭報告された。

ブエノス・アイレス対象地域の蒸気タービン発電所の熱効率は 37.5%から 39.2%を示しているが、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1～4号機では33～34%程度と低い。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1～4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。

複合発電設備の熱効率(総発熱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。

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1～4、6、7号機、サン・ニコラス1～4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。

3.3 排出基準の適合状況

SO₂はサン・ニコラス5号機で2000年12月にSO₂濃度2,017mg/m³N(計器の故障と口頭報告された)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。

NO_xの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/m³Nであり、NO_xの排出基準200mg/m³Nに十分適合している。

ENREの決定では、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・ニコラス各発電設備における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。

3.4 火力発電所の大気汚染防止対策

対象火力発電所の大気汚染防止対策について、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)を提案しないこととした。なお、本編サポートにおいて、脱硫設備、脱硝設備について記述しているので参考とされたい。

- ・ 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から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、一部排出基準に不適合となっているが5号機を除き利用率が極めて低い。
- ・ 汽力発電設備は利用率も低く、すでに20年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燃焼器が義務づけられている。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で、火力発電設備、特に既設設備に汚染質低減対策を強化するのは経済面からみても合理的とはいえない。