それぞれの燃料を用いるディーゼル発電装置 - 優先使用燃料調査（港湾積下ろし設備の使用に伴う費用を除く）

すべての値は％で表記される。黒の下地の部分は対象となる燃料を使用することが最良ではないということである。その他の数値はその対象となる燃料の使用のための優先率である。

(***) は実際的に不可能であることを意味する。

	運転時間			
	1500	3000	4850	5600
1-軽油の使用が最優先もしくは軽油の使用を除外				
軽油 - 混合燃料の費用の差	+79	+6	-23	-29
すべての燃料の費用の比例変動幅	+98	+8	-28	-34
2-混合燃料の使用が最優先もしくは混合燃料の使用を除外				
軽油 - 混合燃料の費用の差	+79	+6	-23	-29
すべての燃料の費用の比例変動幅	+98	+8	-28	-34
3-重油の使用が最優先				
軽油 - 混合燃料の費用	+115	+57	+35	+30
すべての燃料の費用の比例変動幅	***	***	+430	+370
使用不能率、保守のパーセンテージの確認				
- 軽油 - 混合燃料の費用	+72	+35	+22	+18
- すべての燃料の費用の比例変動幅	***	***	+265	+230

Ⅰ- 1.2.3.3 - 結論

基本値を用いると、それぞれの運転時間について軽油と重油の混合燃料を使用することが最良であるように思える。しかしどれを選択するかということになると、非常に多くのパラメータが絡んでくる。サントメでまだ使用されていない燃料を使用しようとすると、それを陸揚げするために港湾積下ろし設備を使用するのに費用がかかるため、その燃料以外の燃料は選択できなくなってしまう。この場合、燃料選択の基準となるその他のパラメータは無視されることになる。

こうした条件では、下記を行うことが正しいように思われる。

- 軽油のみを用いる1000kWのディーゼル発電装置を設置する。
- 場合によって、混合燃料を用いる予備発電装置も設置する。
- 2000kWの発電装置に移行する際に同時に混合燃料、さらには純粋な重油を使用するような方向に移行する。

質 問 書 4.

Ⅰ - 1.2.6 - 水力発電のためのシナリオ

Ⅰ - 1.2.6.1 - 前置き

第Ⅱ巻 - 2を参照すると、現在価値化率が8%で、2タイプの貸付があり、特に水力発電設備投資のために、その貸付を受けると投資関連負担がそれぞれ54%と28%、節減になることがわかる。

表2.6Aには、上記の節減を投資に適用した場合の水力発電所の平均発電費用が示されている。

その表に記載されている数値の“発電所固有の費用”だけを見てみると、平均発電費用を0.76フラン/kWh以下に下げることが可能となる（但し限定的な事例であるコンタドール2、アバッド2を除く）。この費用額はディーゼル発電装置による発電費用と競合し得るものである（Ⅰ - 1.2.3のひとつ目の表を参照すること：運転時間4850時間で混合燃料使用の事例)。

しかし必要と思われる予備火力発電設備の減価償却費用を含む総費用を考えると、実際には上記のようにはならないということがわかる。Ⅰ - 1.2.2.2.3の分類を見ると、ここまでで得られた基本パラメータからディーゼル発電装置と競合できる設備はウロ6しかないように思える。ウロ5やイオ・グランドでは例えば0.76フラン/kWhから0.85フラン/kWhの間ではっきりしない。

そうなると“水力発電のためのシナリオ”が検討されることになる。

第Ⅱ巻 - 2には外貨による支出額のデータが記載されている。

Ⅰ - 1.2.6.2 - 最低限の火力発電設備

ここで検討される条件で制限なしに融資を受けられるとすれば、すべて水力発電にするというシナリオが最良であるように思える。

しかし、融資額は、乾季に水力発電設備の出力が低下した場合に発電出力を維持するための火力発電設備も含むものであることに注意する必要がある。

この火力発電設備の最小値は下記の2つの出力の差であり、それは（第Ⅱ巻 - 2に記述されている方法に基づいて）計算される。

- 乾季のピーク出力。
- 運転中のすべての水力発電設備の保証出力。

TABLEAU 2.6.A　　融資条件に基づく水力発電所の分類

A：特別融資なし
B：別紙3の第2例に基づく融資
C：別紙3の第1例に基づく融資

単位はkWhあたりのフランを表す。

発電所の固有費用のみに基づく場合						予備火力発電設備を考慮に入れた場合					
A		B		C		A		B		C	
M. JORGE 4	0.588	M. JORGE 4	0.443	M. JORGE 4	0.308	M. JORGE 4	0.819	M. JORGE 4	0.673	M. JORGE 4	0.538
ABADE 3	0.756	ABADE 3	0.568	ABADE 3	0.393	ABADE 3	0.997	ABADE 3	0.808	ABADE 1	0.612
										ABADE 3	0.634
M. JORGE 3	0.849	M. JORGE 3	0.636	M. JORGE 3	0.438	M. JORGE 3	1.082	ABADE 1	0.860		
						M. JORGE 2	1.120	M. JORGE 3	0.869	M. JORGE 3	0.671
M. JORGE 2	0.893	M. JORGE 2	0.669	M. JORGE 2	0.461	ABADE 1	1.126	M. JORGE 2	0.896	LEMBA	0.682
LEMBA	0.924	LEMBA	0.692	LEMBA	0.477	LEMBA	1.129	LEMBA	0.897	M. JORGE 2	0.689
OURO 6	0.933	OURO 6	0.699	OURO 6	0.482	OURO 6	1.144	OURO 6	0.910	OURO 6	0.693
ABADE 1	1.042										
OURO 5	1.088	ABADE 1	0.776			OURO 5	1.300	OURO 5	1.027	OURO 5	0.774
				ABADE 1	0.528						
OURO 3	1.214					OURO 3	1.427	OURO 3	1.123	OURO 3	0.840
OURO 1	1.243	OURO 5	0.815	OURO 5	0.562	IO GRANDE	1.463	IO GRANDE	1.141	IO GRANDE	0.841
IO GRANDE	1.261					OURO 1	1.467	OURO 1	1.155	OURO 1	0.865
OURO 2	1.295	OURO 3	0.910	OURO 3	0.627	OURO 2	1.514	OURO 2	1.189	OURO 2	0.888
		OURO 1	0.931	IO GRANDE	0.639						
CANTADOR2	1.494	IO GRANDE	0.938	OURO 1	0.642	CANTADOR2	1.697	CANTADOR2	1.322	CANTADOR2	0.974
ABADE 2	1.519	OURO 2	0.970	OURO 2	0.669	ABADE 2	1.748	ABADE 2	1.364	ABADE 2	1.008
		CANTADOR2	1.120	CANTADOR2	0.771						
		ABADE 2	1.135	ABADE 2	0.779						

2つの数値の差が5%以上ある場合、それら数値の間に空白が残される。

Ⅰ- 1.2.6.3 - 水力発電のためのシナリオ策定

Ⅰ- 1.2.6.3.1 - 発電所の設置順位

表2.6Aには水力発電所の平均発電費用と下記の基準に基づく性能順位が記載されている。

- 融資に関する3つの仮説。
- 予備火力発電設備の費用。

仮説によって平均発電費用はかなり違っている。しかし性能順位は変らない。予備火力発電設備を考慮に入れない場合、融資条件によって、ある顕著な違いが表れる。それはレンバ発電所の位置付けである。これはレンバ発電所の保証出力と発電可能量との比率がその他の発電所と比べてかなり高いためである。融資条件が変更されて、予備火力発電設備が占める割合が増大したとしても、その影響はさほど大きくない。こうしたレンバ発電所の状況は今のところそれほど知られていない。レンバ発電所の性能を明らかにするために用いられる数値は類推によって割り出されたものである。またレンバ発電所を性能順位のトップに置くという仮説を重要視しないほうがよい。結論として、このシナリオは採用されるであろう。経済的メリット別の分類は下記のようになる。シナリオCの策定の際に喚起された理由でマヌエル・ジョルジ4およびアバーデ3の性能順位は逆転させられている。

- アバーデ3
- マヌエル・ジョルジ4
- マヌエル・ジョルジ3
- アバーデ1
- マヌエル・ジョルジ2
- レンバ
- オウロ6
- オウロ5
- オウロ3
- イオ・グランデ
- コンタドール2
- アバーデ2

Ⅰ- 1.2.6.3.2 - 発電所の設置日程

表2.6Bには予備法則に基づく3つの仮説に応じた低電圧、中電圧、高電圧の水力発電のためのシナリオの発電所設置日程が記載されている。ここではⅠ- 1.2.6.2で問題となっている火力発電設備は考慮に入れられていない。

仮説別に、またひとつの仮説の中で日程が大きく変るとしても、日程が予備法則によって左右されることはない。

これは、どちらかの予備法則に必要な設備の違いが、緊急プランの枠内で設置される1000kWのディーゼル発電装置の台数によって帳消しになるためである。

TABLEAU 2.6.B 水力発電普及のための仮説

火力発電設備を考慮に入れないで、あるひとつの予備法則に基づく設備運転開始プログラム

	下位の仮説			中位の仮説			上位の仮説		
	r = 2	r = 1	r = 0	r = 2	r = 1	r = 0	r = 2	r = 1	r = 0
緊急プラン	4th1000	3th1000	2th1000	4th1000	3th1000	2th1000	4th1000	3th1000	2th1000
1994	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1995	—	—	—	—	—	—	1 *TH	1 *TH	1 *TH
1996	ABA.3	ABA.3	ABA.3	ABA.3	ABA.3	ABA.3	ABA.3	ABA.3	ABA.3
1997	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1998	—	—	—	—	—	—	M.J.4	M.J.4	M.J.4
1999	—	—	—	—	—	—	M.J.3	M.J.3	M.J.3
2000	—	—	—	M.J.4	M.J.4	M.J.4	ABA.1	ABA.1	—
2001	—	—	—	M.J.3	M.J.3	M.J.3	—	—	ABA.1
2002	—	—	—	—	—	—	M.J.2	M.J.2	M.J.2
2003	—	—	—	ABA.1	ABA.1	ABA.1	LEMBA	LEMBA	LEMBA
2004	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2005	—	—	—	M.J.2	M.J.2	—	OUR.6	OUR.6	—
2006	—	—	—	LEMBA	LEMBA	M.J.2	OUR.5	OUR.5	OUR.6
2007	—	—	—	—	—	LEMBA	OUR.3	OUR.3	OUR.5
2008	—	—	—	—	—	—	IO GR	IO GR	OUR.3
2009	—	—	—	—	—	—	—	—	IO GR
2010 {	M.J.4	M.J.4	M.J.4	OUR.6	OUR.6	OUR.6	—	—	—
{	M.J.3	M.J.3	M.J.3	OUR.5	OUR.5	OUR.5			
{	ABA.1	ABA.1	ABA.1	OUR.3	OUR.3	OUR.3			

この最初の日程を定めることによって、水力発電普及計画における火力発電設備の内容を定めることが可能となる（第Ⅱ巻 - 2を参照のこと。上位の仮説の場合の詳細な計算、予備法則：最重要設備のために選定された強力な発電装置2台もしくは20％という予備法則）。

上記の理由で1台のディーゼル発電装置が導入されるごとに、結果として下記の水力発電所の設置は遅れる。

おおよその見当で表2.6Cに記載されている設置日程となる。

下記のことが明らかになる。

- 下位の仮説：予備火力発電設備は2010年まで必要ない。

- 中位の仮説：CUMMINS発電装置が廃棄処分となり、それに代って火力発電設備が用いられるのは2010年である。

- 上位の仮説：1基目の予備火力発電装置が設置されるのは2007年である。

予備火力発電設備が設置されるのがかなり遅れるのは、緊急プランの枠内で設置される火力発電設備の出力が大きいということに起因する。

こうした遅れはピーク出力が高いことに関連しており、これが予備火力発電設備が2MWのディーゼル発電装置というかたちで実現されることの根拠である。

註：表2.6Bと2.6Cを作成する際に、発電所設置の日程が“平滑化”された。つまり年ごとに同じような配分にした。例えばある年に2基の発電所が設置された場合、その前年もしくは翌年はまったく設置されないというような配分である。

TABLEAU 2.6.C 水力発電普及のための仮説

設備運転開始プログラム

	下位の予測			中位の予測			上位の予測		
	r = 2	r = 1	r = 0	r = 2	r = 1	r = 0	r = 2	r = 1	r = 0
緊急プラン	4th1000	3th1000	2th1000	4th1000	3th1000	2th1000	4th1000	3th1000	2th1000
1994	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1995	—	—	—	—	—	—	1th1000	1th1000	1th1000
1996	ABA.3	ABA.3	ABA.3	ABA.1	ABA.1	ABA.1	ABA.3	ABA.3	ABA.3
1997	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1998	—	—	—	—	—	—	M.J.4	M.J.4	M.J.4
1999	—	—	—	—	—	—	M.J.3	M.J.3	M.J.3
2000	—	—	—	M.J.4	M.J.4	M.J.4	ABA.1	ABA.1	—
2001	—	—	—	M.J.3	M.J.3	M.J.3	—	—	ABA.1
2002	—	—	—	—	—	—	M.J.2	M.J.2	M.J.2
2003	—	—	—	ABA.1	ABA.1	ABA.1	LEMBA	LEMBA	LEMBA
2004	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2005	—	—	—	M.J.2	M.J.2	—	OUR.6	OUR.6	—
2006	—	—	—	LEMBA	LEMBA	M.J.2	OUR.5	OUR.5	OUR.6
2007	—	—	—	—	—	LEMBA	1th2000	1th2000	OUR.5
2008	—	—	—	—	—	—	OUR.3	OUR.3	1th2000
2009	—	—	—	—	—	—	1th2000	1th2000	OUR.3
2010 {	M.J.4	M.J.4	M.J.4	OUR.6	OUR.6	OUR.6	IO GR	IO GR	1th2000
{	M.J.3	M.J.3	M.J.3	1th2000	1th2000	1th2000			
{	ABA.1	ABA.1	ABA.1						

“3th1000” とは1000kWのディーゼル発電装置3基という意味である。

Ⅰ - 1.2.7 - 環境への影響

Ⅰ - 1.2.7.1 - 水力発電所

対象となる水力発電所には取水用貯水池がない（水力発電のためのシナリオの枠内で設置される発電所を除く）。

貯水池を設ける場合、土地を水没させなければならないという問題が生ずることがある。しかし水没させなければならない土地の規模はそれほどでもない。

さらに下記のことを念頭に置いておかなければならない。

- これらの発電所は一定の時期のピーク時間しか運転されない。つまり1日の大半、下流側で行われる放水が無駄になるということである。
- 放水を調節するための補正貯水池がない。

したがって取水ダムと放水地点との間の区間が増水期を除いて干上がることになるため、1日のうち数時間、水力発電所の下流側の河床が干上がることになる。

サントメは雨が多いということから見て、それほどの問題にはならないように思う。

しかし設備タイプに関係なく、一定の間隔で放水を行うようにすべきである。放水することにより、下流側の水位が急速に、また大幅に上昇する（［*5］にアバッド3の水位上昇が1mに達し得ることが記されている）。設備の下流側に住む住民へ情報を提供するための効果的なシステムを設置する必要がある。場合によっては、もっとも危険な冠水地帯へのアクセスを禁止するための装置を設置する必要もある。

2.7.2 - 火力発電所

火力発電所は環境保護に関するECの勧告を尊重するかたちで建設される。

重油はTBTS重油（琉黄含有率が最大1%）を使用する。

発電所には廃油回収・処理設備が設置される。

新設される発電所は市内に建設されるわけではないが、騒音の問題にも注意する必要がある。

港から発電所までのトラックによる燃料輸送で生ずる問題はたいした問題ではない。トラック輸送は日に数台である（2000年まで10台以下）。

しかし市内の既存発電所は重大な公害源（炭化水素の漏れ、騒音など）となっており、同様には語れない。これら市内の既存発電所全体もしくは一部を他の場所へ移すことを検討することが望ましい。

Ⅰ- 1.2.8 - 結論

Ⅰ- 1.2.8.1 - Aシナリオ、Bシナリオ、Cシナリオの比較

基本パラメータに基づいて、経済的観点からAシナリオ、Bシナリオ、Cシナリオに順位を付けることができる。

1位：Aシナリオ、火力発電設備の設置。

2位：Bシナリオ、できるだけ早い時期に水力発電設備アバッド3の運転を開始し、残りの火力発電設備を設置する。

3位：Cシナリオ、水力発電設備アバーデ3、マヌエル・ジョルジ3、マヌエル・ジョルジ4の運転を相次いで開始し、火力発電設備を追加設置する。

この順位は調査の中で考慮されるほとんどのパラメータの変化にはあまり影響されない。しかし水力発電設備関連投資の見積り額には大きく影響される。

それぞれのシナリオの比較は現在価値化率8%で行われた。現在価値化率を6%から10%の間で変化させても、シナリオの分類に変化はない。しかし特に水力発電設備に適用されるいくつかの融資は補助金に相当し、施主にとってはかなりの割合で最終費用を減らすことができる

こうした水力発電設備に対する融資方法を適用することによって、シナリオの順位が入れ替えられる。

Ⅰ-1.2.8.2 - 水力発電のためのシナリオ

上記の融資が得られれば、水力発電のためのシナリオを展開することが可能となる。このシナリオでは、困難な状況におけるピーク時間をカバーするため、個人および民間機関の発電装置の一部をさまざまな方法（契約、意図的な計画化など）で利用できることから強力な発電装置もしくはピーク出力の10%に関する予備法則が適用でき、中位の仮説における新規発電所の運転開始順位や運転開始日は下記のようになる。

- 緊急プラン	1MWのディーゼル発電装置3台
- 1996	アバーデ3
- 2000	マヌエル・ジョルジ4
- 2001	マヌエル・ジョルジ3
- 2003	アバーデ1
- 2005	マヌエル・ジョルジ2
- 2006	レンバ
- 2009	オウロ6
- 2010	オウロ5＋2000kWのディーゼル発電装置1台

Ⅰ- 1.2.8.3 - 短期プログラム

1基目の水力発電設備のために好条件で融資を得られることはほぼ確実である。

また個人および民間機関の発電装置の一部を接続して発電に利用することにより、予備出力が少なくて済むことも間違いない。したがって発電装置1台もしくは10%という予備法則を適用するのが理に適っている。

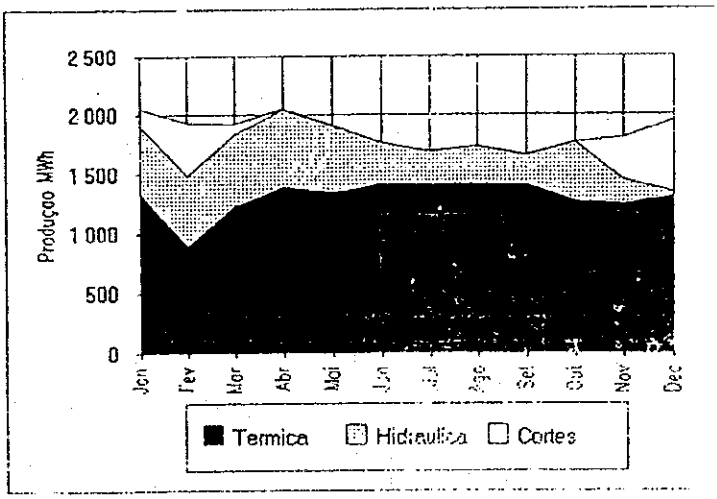
こうした状況の中で、消費量拡大のために中位の仮説を採用し、短期プログラムで下記を行う。

- 軽油・重油の混合燃料で運転可能な1000kWのディーゼル発電装置3基をブルブルに設置する。
- アバーデ3建設工事を開始する。
- マヌエル・ジョルジ4およびマヌエル・ジョルジ3のフィジビリティ調査を開始する。

消費量が中位の仮説より上位の仮説に近いかたちで推移すれば、近い将来、建設工事の開始準備が整うはずである。

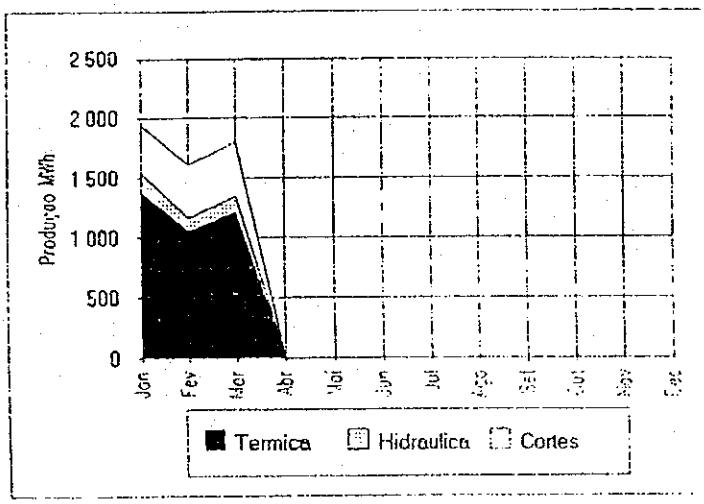
1994年の発電量

Mes	火力 MWh	水力 MWh	カット MWh	計 MWh	需要 MWh
Jan	1 325	577	150	1 902	2 052
Fev	890	592	450	1 482	1 932
Mar	1 233	599	90	1 832	1 922
Abr	1 390	653	5	2 043	2 048
Mai	1 343	562	5	1 905	1 910
Jun	1 415	343	5	1 758	1 763
Jul	1 414	273	7	1 687	1 694
Ago	1 417	315	2	1 732	1 734
Set	1 411	246	6	1 657	1 663
Out	1 274	491	4	1 765	1 769
Nov	1 243	210	350	1 691	1 991
Dec	1 315	33	600	1 950	2 100
Total	15 670	4 894	1 674	21 404	22 578
%	69 %	22 %	7 %	95 %	100 %



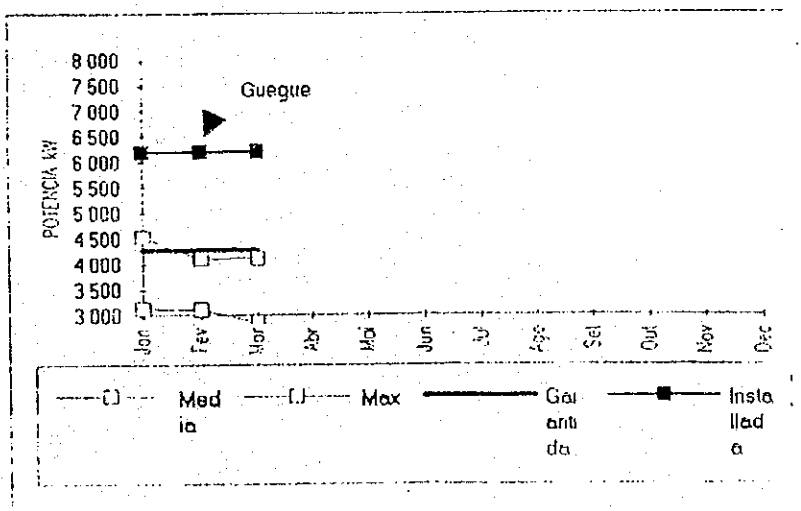
PRODUCAO AN(1 995

Mes	Produçao Termica MWh	Produçao Hidraulica MWh	Estimaçao Cortes MWh	Produçao Total MWh	Procura MWh
Jan	1 374	166	400	1 540	1 940
Fev	1 054	104	450	1 158	1 608
Mar	1 208	138	450	1 346	1 796
Abr					
Mai					
Jun					
Jul					
Ago					
Set					
Out					
Nov					
Dec					
Total	3 636	408	1 300	4 044	5 344
%	68 %	8 %	24 %	76 %	100 %



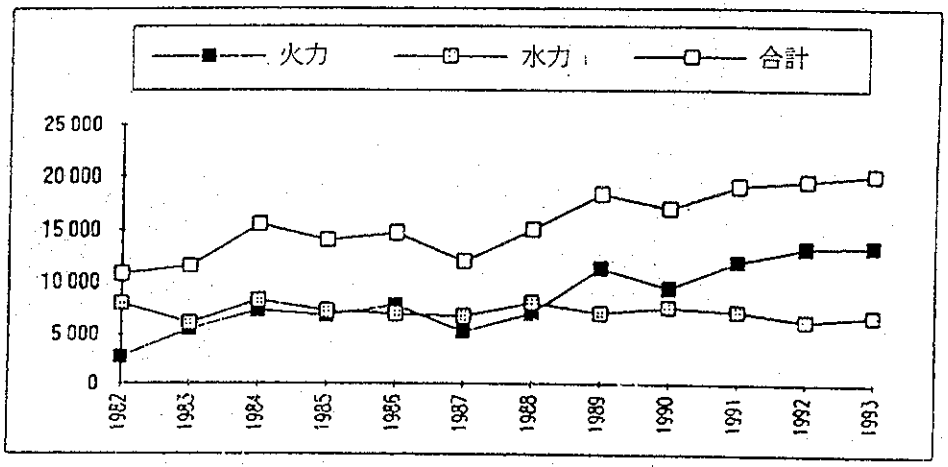
EVOLUICAO 1994 DA PONTA NA REDE INTERCONECTADA DE SAO TOME

Mes	平均 kW	最大 kW	乾期の保証出力 kW	容量 kW
Jan	3 130	4 534	4 280	6 200
Fev	3 106	4 098	4 280	6 200
Mar	2 864	4 103	4 280	6 200
Abr				
Mai				
Jun				
Jul				
Ago				
Set				
Out				
Nov				
Dec				

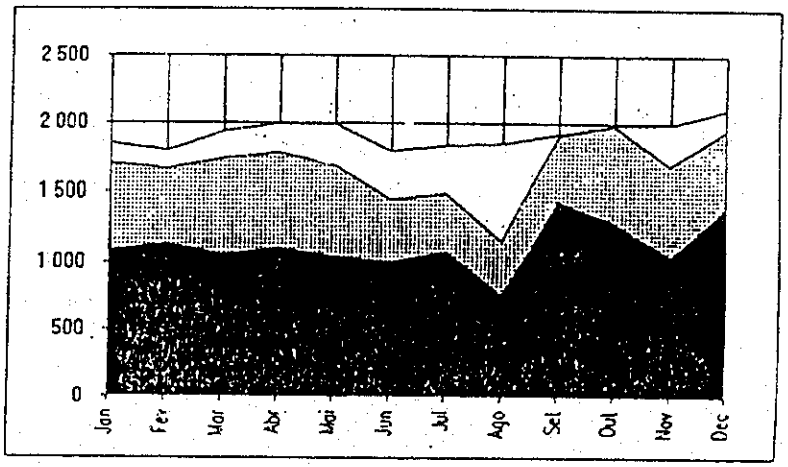


1993年の発電量

年	火力 MWh	水力 MWh	合計 MWh
1982	2 779	7 987	10 766
1983	5 475	6 081	11 556
1984	7 257	8 239	15 496
1985	6 784	7 203	13 987
1986	7 763	6 903	14 666
1987	5 248	6 724	11 972
1988	7 006	7 992	14 998
1989	11 307	7 007	18 314
1990	9 410	7 571	16 981
1991	11 948	7 164	19 112
1992	13 265	6 286	19 551
1993	13 412	6 768	20 180

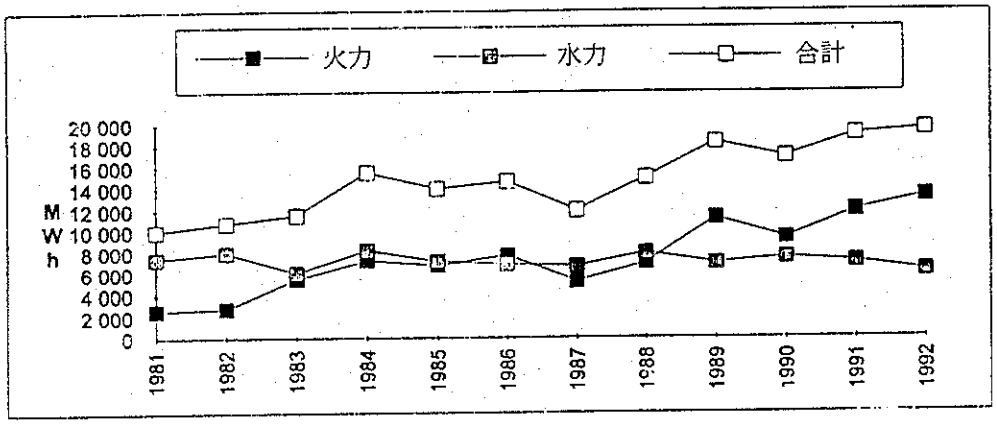


月	火力 MWh	水力 MWh	カット MWh	総発電量 MWh	需要 MWh
Jan	1 088	614	150	1 702	1 852
Fev	1 137	526	130	1 663	1 793
Mar	1 055	680	200	1 735	1 935
Abr	1 103	676	210	1 779	1 989
Mai	1 041	648	300	1 689	1 989
Jun	1 002	443	350	1 445	1 795
Jul	1 081	407	350	1 488	1 838
Ago	764	390	700	1 154	1 854
Set	1 429	479	10	1 908	1 918
Out	1 286	690	7	1 976	1 983
Nov	1 043	648	300	1 691	1 991
Dec	1 383	567	150	1 950	2 100
Total	13 412	6 768	2 857	20 180	23 037

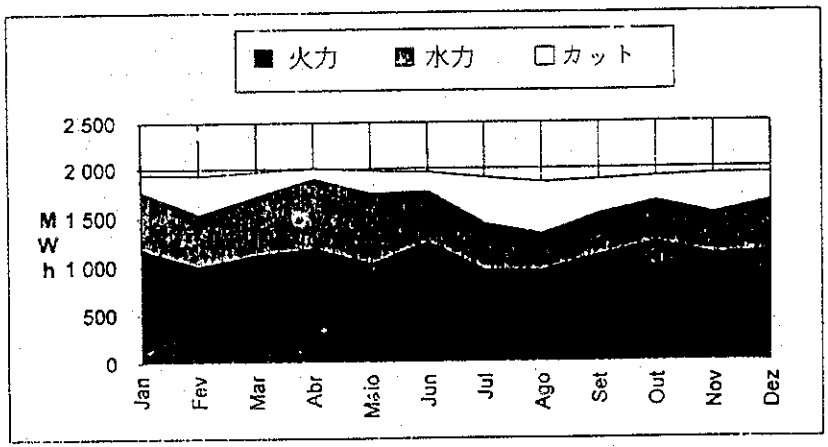


1992年の発電量

年	火力 MWh	水力 MWh	合計 MWh
1981	2 612	7 415	10 027
1982	2 779	7 987	10 766
1983	5 475	6 081	11 556
1984	7 257	8 239	15 496
1985	6 784	7 203	13 987
1986	7 763	6 903	14 666
1987	5 248	6 724	11 972
1988	7 006	7 992	14 998
1989	11 307	7 007	18 314
1990	9 410	7 571	16 981
1991	11 948	7 164	19 112
1992	13 265	6 286	19 551



月	火力 MWh	水力 MWh	カット MWh	総発電量 MWh	需要 MWh
Jan	1 174	592	180	1 766	1 946
Fev	1 006	527	400	1 533	1 933
Mar	1 119	599	250	1 718	1 968
Abr	1 187	708	110	1 895	2 005
Maio	1 025	720	230	1 745	1 975
Jun	1 245	518	200	1 763	1 963
Jul	962	468	475	1 430	1 905
Ago	951	379	525	1 330	1 855
Set	1 109	423	350	1 532	1 882
Out	1 234	423	250	1 657	1 907
Nov	1 111	417	400	1 528	1 928
Dez	1 142	512	280	1 654	1 934
Total	13 265	6 286	3 650	19 551	23 201



PROCUM92.XLS

質問書 6.(3)

発電施設に関する説明

1.サントメ火力発電所

発電所には5基の発電装置があるが、そのうちの2台は運転されていない。それらは1957年に設置したGENERAL MOTOR発電装置と1987年に設置したPOYAUD発電装置である。

運転中の3基とは：
・CUMMINS電動発電装置2基
・ABC電動発電装置1基
である。

1989年に設置された第1CUMMINS発電装置にはKTA50タイプの電動機が装備されている。

回転速度1500rpmで380/220Vの低電圧電流を供給する1000kVAのSTAMFORD交流発電機が装備されている。

第2CUMMINS発電装置には3069Gタイプの電動機が装備され、回転速度1500rpmで380/220Vを供給する950kVAのSTAMFORD交流発電機が装備されている。

ABC（Anglo Belgium Corporation）発電装置には回転速度750rpmで400/230Vを供給する1250kVAのLeroy Sommer交流発電機が装備されている。

第1CUMMINS発電装置から下記の特性を持つ昇圧変圧器1台に送電される。
- EFACEC製
- 電圧400/6000V
- 計数器DY 5
- 出力800kVA
- 短絡電圧4.5%
- 3ポジション電圧調整器

第2CUMMINS発電装置から下記の特性を持つ昇圧変圧器1台に送電される。
- FRANCE TRANSFO製
- 電圧380/6245V
- 計数器DYN 11
- 出力800kVA
- 短絡電圧 5%
- 3ポジション電圧調整器

ABC発電装置から下記の特性を持つ昇圧変圧器1台に送電される。
- FRANCE TRANSFO製
- 電圧400/6245V
- 計数器DYN 11
- 出力800kVA
- 短絡電圧 5.5%
- 5ポジション電圧調整器

CUMMINS発電装置には下記の機器が装備されている。
- クロック計数器
- 切換えスイッチ付き電圧計
- 周波数計
- 同期検定器
- ダブル電圧計
- ダブル周波数計
- 有効電力表示器
- 逆電流保護継電器

遮断器NOVAMAX G 30 - 3 x 1600 Aによって保護され、下記の場合にトリップする。
- エネルギーの逆流があった場合。
- オイル圧が上昇した場合。
- 水温が上昇した場合。
- 速度が過度に上昇した場合。

ABC発電装置には下記の機器が装備されている。
- 切換えスイッチ付き電圧計
- 周波数計
- クロック計数器
- 有効電力計
- 無効電力計
- コスフィ表示器
- 電流計3台
- 同期装置セット1式（同期検定器、ダブル電圧計、ダブル周波数計付き）
- 過電流保護継電器1台
- 逆電流保護継電器1台
- 電圧上昇・電圧低下保護継電器1台

1800Aに調整されたMerlin Guerin遮断器Masterpacts - 3 x 2000 Aタイプによって保護される。マグネチックタイプは9000Aに調整される。

2.セラミカ発電所

ここにはCUMMINS発電装置1基がコンテナ内に設置されている。

電動機は3067Gタイプであり、380/220Vの低電圧電流を供給する1000kVAのSTAMFORD交流発電機が装備されている。

われわれが視察した時、交流発電機は運転されていなかった。

装備されている機器はサントメ発電所の発電装置と同様のものである。

3.コンタドール発電所

コンタドール発電所の特性は下記の通りである。
- 設備流量 0.54m3/s
- 落差：477m

施設には下記が含まれる。
- 貯水能力のない分流ダム。
- 長さ8km、断面0.7 x 0.7mの導水路。コンクリートスラブで覆われた区間と水路橋およびトンネル水路の区間がある。
- 容量3000m3の貯水池。最大出力で約2時間、運転することができる。
- 直径が590mmから492mmで長さが1500mの水圧管。

機械棟には下記が装備されている。
- 1966のPelton Grasset Maier製タービン2台。
- 出力：回転速度1000rpmで1500馬力。
- 流量：270リットル/s。
- 回転速度1000rpmで6000Ｖの電圧を供給する1200kVAのEFACEC製交流発電機2台。
- 1200kVAのEFACEC製変圧器2台。
- 電圧：6000/30000Ｖ。
- 計数器Dy D1。
- 3ポジション電圧調整器。

発電装置には下記の機器が装備されている。
- 過電流継電器2台。
- 熱電継電器1台。
- 過電圧継電器1台。
- アースステータ継電器1台。
- 電流計。
- 電力計。
- 電圧計。
- 有効エネルギー計数器。
- コスフィ表示器。
- 同期装置セット1式。

4.ゲゲ発電所

ゲゲ発電所の特性は下記の通りである。
- 初期流量：0.33m3/s。
- 落差：50m。

施設には下記が含まれる。
- 貯水能力が9000m3の越流ダム。
- 121m3の沈砂地。
- 500m3の貯水池。
- 直径0.45m、長さが118mの水圧管。
- 回転速度1000rpm、流量330リットル/s、出力132.5kWのFrancis Esher Weiss製タービン1台、回転速度1000rpmで380Ｖを供給するの200kVAのHITZINGER製交流発電機1台を含む機械棟1棟。

この発電所は、その変圧器が配電に使用されたため、現在運転されていない。

5.サン・ホアン・ドス・アンホラレス発電所

この発電所にはロシア製の発電装置が装備されている。これはイオ・グランド水力発電所に装備されていたもので、それが再利用されている。

出力は回転速度1500rpmで75kVである。

毎日18時から23時まで運転されている。

6.ミコロ発電所

ミコロ発電所には下記が含まれる。
- 回転速度1500rpmで38馬力のDEUTZ製電動機P4L912タイプ1台。
- 31.25kVAのSTAMFORD製交流発電機1台。

発電装置には安全装置がまったく付いていない。

毎日18時から23時まで運転されている。

質 問 書 6.(4)

I - 1.3 - 送配電に関する調査

I - 1.3.1 - 収集データ

この調査のために下記のデータを用意することができた。

- 1981年の人口調査および1991年の人口調査の結果。

- 工業、漁業、農業、観光の開発に関するデータ。

- 教育施設および保健医療施設の修復・拡大プロジェクトに関するデータ。

- サントメ市の基盤設備および都市計画関連の組織・機構に関するデータ。

- 電力使用加入待機の状態にある住民および機関に関するデータ。

- 1/5000の縮尺の低電圧網の配線図面（都市部のものは縮尺1/2500）、中電圧網の送電線図、1/5000の縮尺の全体図。

- 低電圧ラインのケーブル全長および断面寸法一覧表。

- 低電圧網から電力供給を受けている加入者リスト。

- EMAEが低電圧/中電圧配電設備で行った測定記録。

われわれも自ら中電圧/低電圧施設や変電所を詳細に視察し、中電圧配電装置のチェックのための測定を行った。残念なことに、測定は負荷遮断が頻発した特に問題の多い時期に行われたため、EMAEが行った詳細な測定結果の有効性を大雑把に検証すること以上のことはできなかった。

I - 1.3.2 - 現況の推移

全般的状況：

エネルギーは発電源と接続されている3相交流網によって送配電されている。

- 3相交流の中電圧網は30kV中空ラインが81km、またほぼ半分（17km）が地下に敷設されている6kvラインが39kmで構成されている。

30kV中電圧網は島の農村部に送電するためのものである。導体は断面35mm2の銅の導体である。また分岐線の導体の断面は16mm2である。送電網を区間ごとに区切るための断路器が付いた変電所が途中数ヵ所にある。それら変電所のうち4ヵ所、つまりサント・アモロ、トランダッド、ゲゲ、サントメには30/6kVの変圧器があり、6kVの送配電網に接続されている。

サントメ市街区へは火力発電所の中にある配電バーから6kV中電圧網を通じて送電されている。配電バーには5台の独立した配電装置が装備されているが、それらのバックアップ装置はない。

- コンタドール、ゲゲ、セラミカの各発電所の発電装置の配電装置およびサントメ火力発電所の6kV配電装置に遮断器が付いており、それらによって送配電網が保護されている。

- 公共機関もしくは個人への配電のための変圧器は屋内もしくは電柱の上に設置されている。変圧器は断路器を操作して中電圧網と分離することができる。

中空網と接続されている変圧器は避雷針で保護されている。それらの変圧器にはそれぞれの低電圧配電装置用ヒューズが付いた低電圧配電盤が装備されている。一般に公共照明のための特別のヒューズ保持器はない。

- 低電圧送配電網は100kmにわたって敷設されている。一般的に磁器製の碍子に銅線を載せた中空線である。この送配電網は《ねずみのしっぽ》と言われる樹枝状の構造をしている。断面積は16mm2から6mm2である。サントメ市ではルーフィングで絶縁した銅の導体が付いた断面が角型のケーブルが用いられている。舗道の下にはバックアップもしくは送配電網拡大のための接続箱が埋設されている。

送配電網の状態：

中電圧網

- 主として中空線である30kVの中電圧網は1965年以降に建設された古いものである。位相の配置は5の目型でセメントと鉄筋コンクリートの電柱に架線されている。地形が起伏に富んでおり、また森林も多いため損傷を受ける可能性が高いが、工事が難しい上に、保守費用が高くつく。

現地で収集したデータ（支持体の位置）に基づいて、支持体の応力および位相間隔をチェックするために《コンタドール - サントメ》間の送電線の力学計算を行った。
その結果、多くの支持体の寸法や支点間距離が長い場合の位相間隔が不十分であることがわかった。しかしこの送電線はすでに長期間使用されてきており、直ちに工事が必要ということはない。

送配電網の断路器のいくつかは操作が不可能となっている。それは部品が欠如していたり、内部が焼き付いていることによる。これらの断路器をこのまま使い続けるのであれば、修理する必要がある。

- 6kV中空送配電網はかなり古い。サントメ - ゲゲ間のラインは今後10年以内に廃止するか、架線工事を仕直すかする必要がある。ケクソ・グランド、クァンタ・ドゥ・サント・アントニオの各変電所から引かれている送電線は、老朽化しており、また人口密度が高い地域の住宅密集地の近くに架かっているため危険であり、緊急に地下に埋設する必要がある。

- 6kVの地下送配電網は主にサントメ市内だけにある。ルーフィングで絶縁された6/6kVの特殊電圧の非放射界タイプのケーブルが用いられている。これまでEMAEの技術サービス課が確認した下記のような事故件数からみて6/6/kVケーブルの信頼性は現在のところ満足できるものである。

  - 1991年4月から12月までの間で1件。
  - 1992年1月に1件。
  - つまり10ヵ月で2件。

碍子の老朽化で、この信頼性は急速に劣化する可能性があることは否定できない。この6/6kVケーブルは1965年に埋設されたもので、その埋設条件はわかっていない。またまったく保守が行われたことはなく、そのため耐用年数に関して問題が生じている。

したがって、電力需要が高まるとともに、この6/6kVケーブルは更新するほうがよい。

また2区間のケーブルが使用不能であり、その原因はわかっていない。枝付き電柱に中空ケーブルを架けたり、別の送配電網を使って送配電したりといった《仮》の応急処置がなされている。この使用不能区間は容量が低い区間であるため、《第1期》工事の枠内でもっと断面の大きいケーブルと交換されることになっている。

30kV埋設送配電網はそれほど設置されていない（約2km）。《アンペスカ》および《中央修理工場》の各変電所に送電するための2本の区間は不良状態にあるが、修理されていない。ここでも中空線を架けたり、低電圧網から送電したりといった《仮》の応急処置が施されている。

<u>既存の変電設備の状態</u>

変電設備は下記のような配置となっている。

- 屋内変電設備24台。
- 電柱の上に設置するタイプの変電設備9台。
- 変電設備用取付け台付きの電柱の上に設置されている変電設備3台。

屋内変電設備の土木構造物（低電圧もしくは高電圧）

屋内変電設備は《オープン》タイプの電気設備である。

土木構造物の状態は良好であるが、変電設備によっては外扉、つまり6kVもしくは30kVのセルへアクセスするための扉を修理する必要があるものがある（変電設備によっては電圧発生部分へのアクセスが保護されていないものがあり、また作業者の安全が確保されていない）。

屋内変電設備の中電圧機器
（断路器、開閉器、ヒューズ保持器、遮断器）

配電バー（銅製トロリー線）の状態は、いくつかの変電設備（中電圧放電に続いて碍子および配電バーに閃絡が生ずる）を除いて、満足できる状態にある。

すべてのオープンタイプの屋内変電設備は、まれな例外はあるが、非常に汚れており、中電圧機器（碍子、遮断器、変圧器など）にはほこりが厚く積っており、放電の危険性がある。

中電圧機器の状態は機械部分および電気部分も非常に劣悪である。これは何年間も保守されないで来たため、またスペアパーツが欠如しているため、さらに不適切な器具でその場しのぎの修理を行って来たためである。

断路器：

- 機械操作部分をチェックする必要あり（不完全な場合がある）。また刃の部分の開閉状態が悪い。

- 開閉時にかかる負荷のために刃とアゴの部分が損傷している。この異常な状態は操作作業員の電気知識の欠如、送配電網の開閉器の欠如、発電量が不十分であるための負荷遮断の頻発という3つの要因による。

中電圧用ヒューズ保持器：

- まれな例外はあるが、中電圧用ヒューズの代りに断面の小さい裸線が取り付けられている。裸線の接続不良による過熱のためアゴが劣化したり、裸線が溶けて碍子に放電跡が付いている。

中電圧用遮断器：

- SF6送電停止装置付きABC発電装置の6kV遮断器を除いて、すべての遮断器はオイル（少量のオイル）が原因で故障する。

- コンタドール発電所およびサントメ発電所の遮断器だけが最近、保守が行われた（サントメ発電所の6kV遮断器は開閉器としてのみ使われている）。その他の6kVもしくは30kV遮断器は何年間も保守がまったく行われていない。そのなかには極が破裂したものや短絡したものがある。

中電圧/低電圧もしくは中電圧/中電圧の変圧器：

- 変圧器の状態は良好である。中電圧/中電圧変圧器の中にはオイルチェックされたものもある。乾燥剤（シリカゲル）がなくなっている変圧器には補充された。

電柱の上に設置される変電設備の中電圧機器：
（断路器、開閉器、ヒューズ保持器）

断路器もしくは開閉器：

- 状態は普通であるが、電気部分も機械部分もまったく保守が行われたことがない。　操作の仕方が悪い。

中電圧用ヒューズ保持器：

- まれな例外はあるが、中電圧用ヒューズの代りに断面の小さい裸線が取り付けてあ　る。裸線の接続不良による過熱のためアゴが劣化したり、裸線が溶けて碍子に放電跡　が付いている。

中電圧/低電圧用変圧器

- 変圧器の状態は良好である。オイルチェックされたものもある。乾燥剤（シリカゲル）がなくなった変圧器にはシリカゲルが補充された。

屋内変電設備の低電圧用送配電盤：
（開閉器、配線、ヒューズ、ヒューズ保持器）

屋内変電設備には送配電盤と金属シャシに照明器具が付いている。最近、送配電盤が取り付けられた病院の照明器具を除いて、照明器具のコンセントは抜かれている。

この送配電盤には盤全体の開閉器とヒューズとつながった配電装置（8台）に別々に開閉器が付いている。それらの開閉器は非常に劣悪な状態で、交換する必要がある。

- 低電圧配電装置で修理されているものは少ないか、もしくは修理状態がひどい。
- 開閉器の操作部分が破損しているか、もしくは劣悪な状態にある。
- ヒューズの代りにさまざまな太さの裸線が取り付けてある。過熱によりヒューズ保持器が劣化したり、裸線が溶けて放電している。
- 配線が劣悪な状態で仮に取り付けられており、危険である（アクセスが保護されていないし、ケーブルが固定されていない）。
- 接続方法が不適切であり、過熱による溶解が引き起こされている。

電柱の上に設置された変電設備の低電圧用送配電盤：

低電圧用変電設備の送配電盤もしくは開閉器は新しいため、許容できる状態にある。これらの機器は支持体のすぐ下の小型の石の箱の中に設置されている。

その他の電柱の上に設置された変電設備の低電圧用送配電盤は、まれな例外（最近設置された変電設備）もあるが、屋内変電設備と同じ状態である。

低電圧網：

中空に架線された低電圧網のうち50%は機械的に劣悪な状態にあると見なされている。コンクリート製電柱に架線されている中空線から、基礎を打たずに設置された金属製の電柱へ延長された中空線で、満足できるものはまれである。また老朽化がひどく、非常に危険な状態にある（裸導体の高さが不十分であり、電柱が折れそうになっており、碍子が割れている）。電柱の50%は劣悪な状態であり、直径の小さい裸導体（全体の22%が6mm2以下の断面である）は樹木などの接触によって脆弱になっている。樹木が接触しないようにするのは困難である。このように中空に架線された低電圧網では多くの不良（1年間で100kmの距離で45件）が発生している。
第Ⅱ章 - 2.4で低電圧網の不良内容が詳しく述べられている。

埋設低電圧網は調査されたことがない。しかし多くの不良（1年間で100kmの距離で100件）が発生している。ルーフィングによる絶縁ケーブルの劣化がひどく、ルーフィングは乾いて、絶縁能力を失っている。過度の通過電力により部分的にケーブルの老朽化が加速されている。

中電圧網と発電装置の保護：

保護システムの信頼性は低い。またチェックはまったく行われたことがない。中空に架線されている30kV送配電網と埋設されている6kV送配電網には抵抗不良検知器が付いていない。

接地：

6kV送配電網および30kV送配電網は変圧器が設置されている地点で直接、接地されている。

低電圧網は中電圧/低電圧用変圧器の出力側で接地されている。アース接地と中性接地の分離は、電柱の上に設置されている変電設備で中性接地の引込線が保護されていないものを除いて、きちんとなされている。

接地抵抗、中電圧抵抗、低電圧抵抗、アース抵抗の値はまったく測定されたことがない。

中電圧網の保護：

中電圧網は6kVもしくは30kV用遮断器につながっているダイレクト継電器で保護されている。この保護はチェックされたことはなく、継電器の中には劣悪な状態のものもあり、その効果が疑わしく、発電装置（励磁器）の電気的不良の原因ともなっている。

都市部の埋設送配電網の6kV/低電圧用変圧器はオイル容量の小さい遮断器につながっているダイレクト継電器によって保護されている。この継電器の状態は中電圧送配電網の継電器と同じ状態である。

中電圧/低電圧用のその他の変圧器は中電圧用ヒューズで保護されている。そのヒューズの状態は《変電設備の中電圧機器》の章で述べられている。

間接タイプの多相継電器（独立型）と接地による6kVの保護システムはABC発電装置で用いられている。しかし遮断器の引きはずしコイルが接続されていない。

火力発電装置の保護：

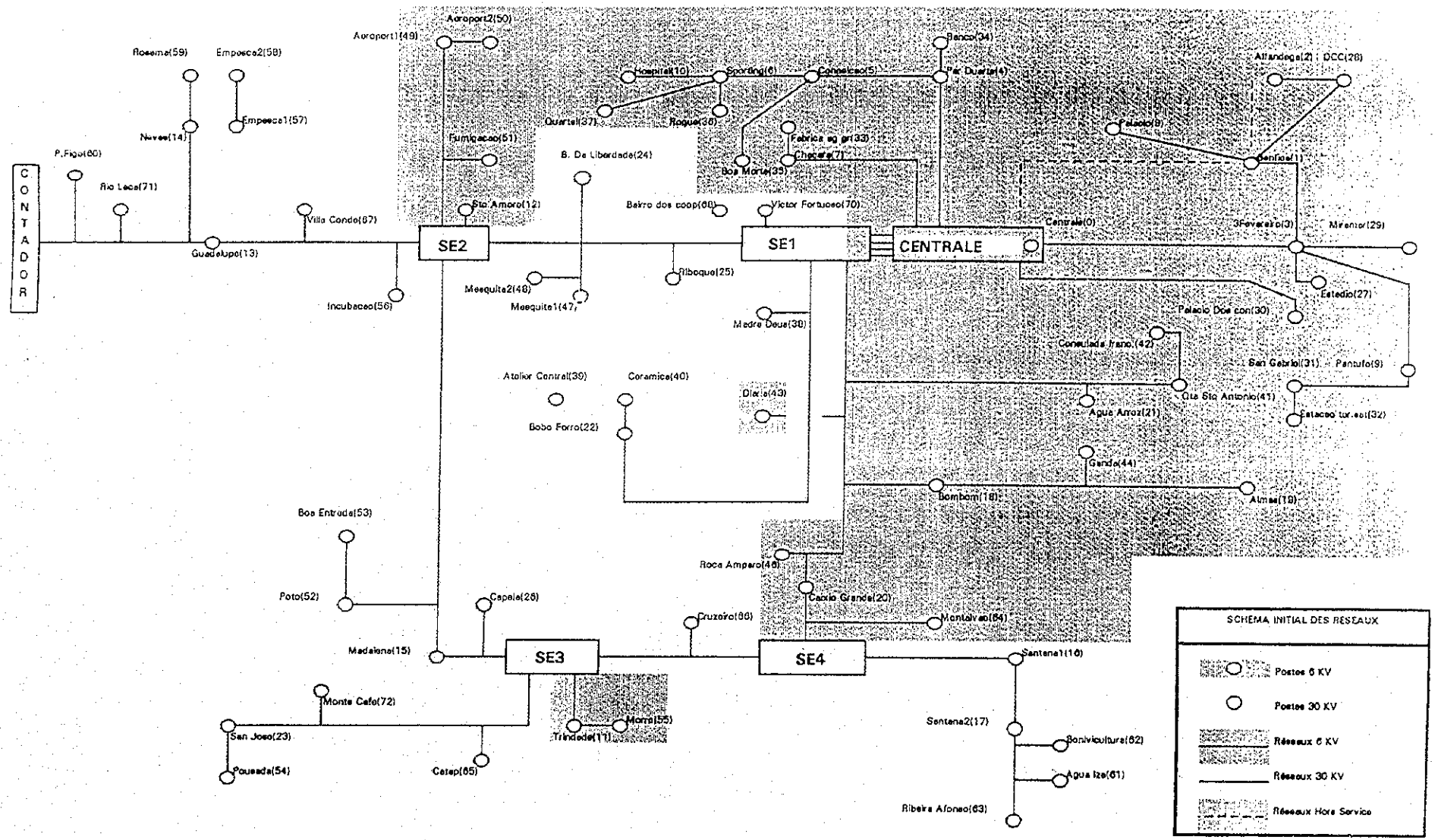
この発電装置は低電圧で電力を供給するもので、ダイレクトに中性接地されている。

発電装置の保護システムはマルチ発電での運転にまったく適していない。そのシステムは下記のような簡単なシステムである。

- どの発電装置にもアースステータ検知器が付いていない。
- どの発電装置にも最大・最小周波数継電器がついていない。
- ABC発電装置だけに最大・最小電圧保護システム（多かれ少なかれ30%）と励起によって作動するステータ電流リミッターが付いている。

送配電網の保護システムが確実ではないので、取り外されたものもある。また送配電網の保護システムと発電装置の保護システムの選択が確実に行われない。発電装置の保護システムには欠陥が《内包》されており、それが取り除かれていない。

SCHEMA INITIAL DES RESEAUX



Ⅰ - 1.3.3 - 送配電網に関する調査

現状：

送配電網は中電圧網、変電所、低電圧網の3つの観点から検討することができる。

- 中電圧網は機械的に許容できる状態にあるが、3点の例外がある。

・コンタドール - サントメ間のライン（30kVラインが25km）には脆弱な箇所が複数あり、島の主要な配電網であるため工事仕直しを検討する必要がある。

・サントメ - ゲゲ間のライン（6kVラインが6.6km）は鉄柱に架線されている旧式のものであり、工事を仕直す必要がある。

・特に《モロ》変電所、《アグァ・アローズ》変電所、《キンタ・ド・サン＝アントニオ》変電所の供給ラインは状態が非常に劣悪な鉄材に架線されており、人身事故につながる危険性が大きい（6kVラインが1km）。

電気設備に関しては現在のところ特に問題はないが、この配電網では特に都市部においては負荷を大きく増やすことは無理である。

さらに6kVおよび30kVの配電網の保護システムを見直し、修理する必要がある。なぜならその保護システムはまったく効果がないからである。それは発電装置の不良に原因している可能性が高い。

- 変電所の状態は良いが、電気設備は劣化がかなり激しい。いずれにしても変圧器室と電柱上の変圧器の低電圧盤は交換する必要があり、またいずれ交換するとしても中電圧遮断装置をまず元の状態に戻す必要がある。

電気設備に関しては37台の変圧器のうち12台が過負荷状態にある。

外気温が原因の中空線の変圧器の過電圧対策には避雷針が用いられているが、それは効果があるようである。変圧器の過負荷対策はヒューズが用いられているが、農村部に設置されている変圧器に関しては、その有用性と効果を明確にする必要がある。

- 一般的に中空低電圧線（100km）は力学的に見てかなりひどい状態である。支柱の50%は早急に交換する必要がある。また裸電線の断面は脆弱であり、樹木が頻繁に接触し、多くの事故の原因となる。

地下埋設低電圧線（20km）も同様に全線にわたって多くの事故の原因となる要素がある。事故は力学的に脆弱な紙製の絶縁材を用いたケーブルや過剰なエネルギーが通過して脆弱になった部分で生ずる。

低電圧網の電気設備の状態は満足できるものではない。配電装置で多発する過負荷は地下埋設網の項で述べたように、機器の耐久性にとって有害である。また15%以上の電圧降下は電力使用加入者にとって許容し難いうえに、低電圧網上での損失も大きい。

当然のことながら、中空接続線も低電圧網と同様の状態である。

中電圧網：

中電圧網の調査を行うために、われわれはPRAOというソフトウェアを使用した。

公共もしくは個人用の変電所は中電圧網にとって荷重先端となる。荷重先端それぞれの設備出力もしくは測定出力（ここでのケース）に関するデータ、さらに発電出力と統一された送配電網の必要出力のデータによって、ソフトウェアで通過電圧が計算され、損失および電圧低下が明らかにされた。

負荷を加えることによって、また数年にわたって負荷を変化させることによって、あるいは送配電網の拡張、補強、配線の変更などを行って、さまざまなシミュレーションを行うことが可能である。

さまざまな電源が30kV網によって結合されているにも関わらず、われわれは発電レベルを変化させて、いくつかの釣合点を調べ、ループされていない送配電網についての調査を行った。特にコンタドール発電所が停止しているケースおよび最大出力で運転されているケースで調査した。

現在、中電圧網は発電能力と統一されるようなかたちで設計されている。つまり導体の過負荷も、過度の電圧低下も起こらない。

しかし負荷90%で病院へ向けて送配電するための中電圧網の配電装置は能力の限界に達しており、故障の際の予備送配電網は樹枝状構造であるという理由から用いることができない。

中電圧網の損失率はピーク出力の3.2%である。

送配電網の電圧：

電圧は電力供給にとって重要なパラメータである。電圧の質は消費者の必要出力に対して変電所が適切に設計されているかどうかによって左右される。電圧の質は電源から供給地点までの送配電網全体で見られる電圧低下の最大変化値によって評価することができる。

出力は送配電網の容量によって制限される。容量を超過した場合、導体に過熱が発生し、設備が良好な状態で機能しなくなる。さらに電圧低下が非常に大きくなる。

変電所および低電圧網：

低電圧送配電網全体の電圧に関する調査が行われた（第Ⅲ章 - 2.4）。

この調査は下記の目的で行われた。

1-低電圧網が機械的および/もしくは電気的応力を受けている公共変電所すべての点検。

2-上記の応力を取り除くための解決案の策定。

3-実施すべき工事の予算見積り。

4-緊急工事のリスト作成。

応力の影響を受けている変電所の調査：

変電所の電圧測定や送配電網地図作成に関して、EMAEから得た各種データに現場での調査データを加えたものに基づいて、データベースが作成された。マイクロコンピュータで特殊プログラムを使ってデータベースを利用することによって、公共変電所36ヵ所の送配電網の電圧を計算することができた。

計算の際に用いられた方法と仮説：

電圧低下値の計算：

電圧低下値の計算には電圧応力に基づく計算方法が取られた。参考として、低電圧網における電圧低下値の計算式を定めておく。

DU/U = 10の5乗・r+xtg∞/U2・P.L/2

P：通過有効出力
U：位相間の運転電圧
r：導体の単位長さ当たりの抵抗
x：導体の単位長さ当たりのリアクタンス
∞：位相差

積M：P.L/2は長さLのラインに均一に分散されている負荷Pの電圧応力であり、単位はkW.kmで表記される。

一定のラインの応力M1には1%の電圧低下が与えられ、式にすると下記のようになる。

M1 = 1/10の5乗・U2/r/tg∞

電圧応力M1のラインによって引き起こされる電圧応力Mの負荷による電圧低下値（%）は、DU/Uによって求められる。

DU/U = M/M1

出力分布：

EMAEで集めたデータと現場で行った測定データに基づいて、われわれが行ったすべての計算の中で出力の不均等が小さいということから、変電所から各電力使用者へ供給される出力は一定であると見られる。その出力は電力使用者総数に対する変電所の測定出力の比率に等しい。この定数から、各双極子の固有の出力はその変電所に接続されている電力使用者数に比例する。

計算で使用される数値：

a)単位長さ当たりのリアクタンス

x = 中空線の裸導体は0.35Ohm/km。
x = 中空線の絶縁導体もしくは地下ケーブルについては0.1Ohm/km。

b)単位長さ当たりの抵抗

抵抗はラインの使用時の温度によって変化するため、T=50℃に対しての数値を下記とした。

r = 中空線の銅線の裸導体は18.9/断面（mm2）Ohm/km。
r = アルミニウム線の地下ケーブル150mm2は0.231Ohm/km。
r = アルミニウム線の撚線70mm2による中空線は0.497Ohm/km。
r = アルミニウム線の撚線35mm2による中空線は0.973Ohm/km。

c)導線の許容電圧Ｉｎ（A）

式はＩｎ = k断面（mm2）0.6となる。

kの値は下記の通りである。

k = 銅線の中空線は18
k = 地下ケーブルは16
k = 撚線による中空線は14

Ⅰ - 3.1 - 第1期工事の総合報告書

変電所：

送配電基本計画でP24とP1015という2つの変電所の新設が検討されている。

既存の変電所の断路器を遮断器に交換することが予定されている。

中電圧/低電圧変電所：

中電圧/低電圧変電所を新設することによって、まだ電気が引かれていない地域への送配電と既存の変電所の応力を取り除くことが可能となる。

低電圧送配電盤は旧式タイプで劣悪な状態にある。したがって開閉器とヒューズを用いる送配電盤との交換が検討されている。

中電圧網：

中電圧網は電圧の質と電力使用者への供給を保証するようなかたちで整備される。

都市部では、地下送配電網が全線にわたって修復され、配電装置は《花弁》状となるようなかたちで整備される。

オスピットおよびシャカールの配電装置は変電所24でループされる。この変電所には30kV/6kV変圧器が設置され、ここが発電所から引かれている6kV網とコンタドールから引かれている30kV網との新たなループ地点となる。SE2変電所の30kV/6kV変圧器は廃棄される。

空港の変電所は30kV/6kV変圧器が設置される新設の1015変電所から6kVで送配電される（空港の変電所は最新技術を用いたタイプである）。

発電所とSE1変電所との接続は3本のアルミニウムケーブル150/2に交換される。SE1変電所では相変らず30kV/6kV変圧器が使用される。

ブルブルに新たに発電所が建設される。

- SE4変電所向けの銅線35/2による中空線の送電設備1基。
  アムパロ - SE4変電所の間の6kV線は30kVにするために銅線35/2で補強される。分岐線は導線22/2で補強される。

- SE1発電所向けの既存の銅線35/2のラインに代る銅線35/2の中空線の送電設備1基。
  SE1発電所 - アムパロの間に6kVラインが敷設され、その分岐線はブルブル - SE1発電所の間の30kVラインに接続される。

- セラミカ発電所向けの送電設備1基。

低電圧網：

まだ電気が引かれていない地域に電力を供給ため、また現在、生じている応力を取り除くために低電圧網の新設もしくは補強が検討される。低電圧網の約50%が機械的に劣悪な状態であると見なされており、中空線による低電圧網と接続線の更新が予定される。

中電圧網調査総合プラン

サントメ

サントメ島の中電圧網基本計画調査はPRAOというソフトウェアを使って行われた。
本調査は現在入手可能な既存網のデータに基づいており、また現在電気が引かれていない地域に電力を供給したいというEMAEの希望に沿ったものである。
最終的な解決策が採択され、それによって応力が取り除かれ、今後10年間はその応力が生じないようにできる。そのため年間6%づつの電気量増加を加えたうえで、計算が行われた。
費用は1993年現在のフランスフランで表記されている。

第1期工事（1994）：

第1基工事は即座の需要を満たした後の状況に基づき、新たな変電所の接続と運転開始が考慮される。これらの変電所の運転開始は下記の要素に左右される。

- 電圧応力もしくは既存の変電所の通過電圧応力を取り除くための新たな変電所の設置。
- 電気が引かれていない地域に電力を供給するための新たな変電所の設置。
- 電力需要が増加している地域への新たな変電所の設置。

サントメ市の既存の地下埋設6kV中電圧は中期的な意味で信頼性に問題があり、電気量増加に対処するため、全線にわたって更新する必要がある。
場合によっては送配電網の線形を違えて、新たな送配電網を設置したり、ケーブルを更新したりすることによって、質の高い電力を供給できるようにし、また都市の電力供給が確実に行えるようにする。
調査で採用されたケーブルはアルミニウム150/2である。

サントメ市の6kVでの電力供給は発電所から引かれた6台の地下配電装置から行われる。この6D際の配電装置は3つのループ回路に分散される。

発電所とSE1変電所との接続はアルミニウムの150/2ケーブル3本と交換される。SE1変電所には相変らず30kV/6kV変圧器が設置される。

ホスピットおよびシャカールの各配電装置は24変電所でループされる。この変電所には30kV/6kV変圧器が装備され、中央発電所から引かれる6kV網とコンタドール発電所から引かれる30kV網との新たなループ地点となる。したがってSE2変電所の30kV/6kV変圧器は廃棄される。

空港の変電所には、30kV/6kV変圧器が装備される新規の1015変電所から、6kVで電力が供給される（空港の変電所は最新技術を用いたタイプとなる）。

ブルブルに新たな発電所が建設される。
ブルブル発電所の発電装置は徐々に装備されることになっており、現在設置されている発電所から移動させなければならない。

ブルブル発電所から引かれる3台の30kV配電装置は下記のような構成となる。

- SE4変電所向けのアルミニウム35 2中空線による配電装置1台。
  アムパロ - SE4変電所間の6kVラインは30kVにするために銅線35/2に交換される。
  またその分岐線も銅線22/2で補強される。

- SE1変電所向けの銅線35/2の既存ラインを用いる銅線35/2中空ラインの配電装置1台。
  SE1変電所 - アムパロ間に6kVラインが設置され、その分岐線がブルブル - SE1変電所間のラインに接続される。

- セラミカ変電所向けの配電装置1台。

総工費（詳細は第1期工事の項を参照すること）：18106kF

第2期工事（1995）：

以前、発電装置が移転されたが、ブルブルとSE1変電所との間には1本の接続ラインしかないことを念頭にいれておく必要がある。

サントメ市で必要な出力は、どのような場合でも発電所の発電装置の発電能力を越えてはならない。

新たな銅線35/2の中空ラインは発電装置すべてを移転する前に敷設する必要がある。
このラインは1995年から使用を開始しなければならない（オプション：年に発電装置1台づつの移転）。

銅線35/2の中空ライン3000mの建設費用：500kF

第3期工事（1998）：

電力量の増大に伴って、1998年に建設されるトランダッド変電所の30kV/6kV変圧器に通過電圧応力が生ずる。
この変圧器の出力を上げることは2基の変電所にとって妥当とは思えない。またこの2基の変電所から30kVのラインを引く必要がある。

トランダッド変電所とP1004変電所の電圧変更費用：25kF

第4期工事（2003）：

2003年までの目標送配電網に関する調査を行った結果、下記のような追加工事を行う必要があることがわかった。

- SE1変電所の5MVAの30kV/6kV変圧器の出力を2003年までに5MWとする。これらの変圧器 に故障が発生した場合、この変圧器の公称出力の100%で、その他の変圧器が代りとならなければならない。したがって2003年までに6kV網への電力供給を行うために、別に30kV/6kV変圧器を設置することが望ましい。

30kV/6kV変圧器の追加設置工事費：380kF

- SE1変電所 - 中央発電所との接続は、2003年までに、それぞれ3.2MVAの通過電圧容量のアルミニウム150/2ケーブル3本で行う。運転電圧は6kVとする。サントメ市が必要とするであろう出力は6.2MVAとなる。

2003年以降、これらケーブルのいずれか1本に故障が発生した場合、それらの許容通過電圧100%で、その他の2本が代りを務める。
SE1変電所とシャカラ変電所との間のアルミニウム線150/2による6kVラインの設置はシャカラ - 中央発電所との接続ラインを確保しながら行い、サントメ市への電力供　給を確保する。

SE1変電所とシャカラ変電所との間へのアルミニウム線150/2による地下埋設ライン200mの敷設工事費用：70kF

- 空港 - SE2変電所 - P24変電所の間の地域の電力需要の変化に伴って、SE2 - SE3ライン向けのブルブルから引く新たな配電装置が必要となる。

P24変電所の変圧器の出力を上げることが望ましい。

銅線35/2の中空ライン3200mの敷設工事費用：530kF
それぞれが3MVAの30kV/6kV変圧器2台：500kF

このラインはSE3変電所を通じて、新設される発電所（アバーデ）から出される出力を送るのに長期的に使われる。

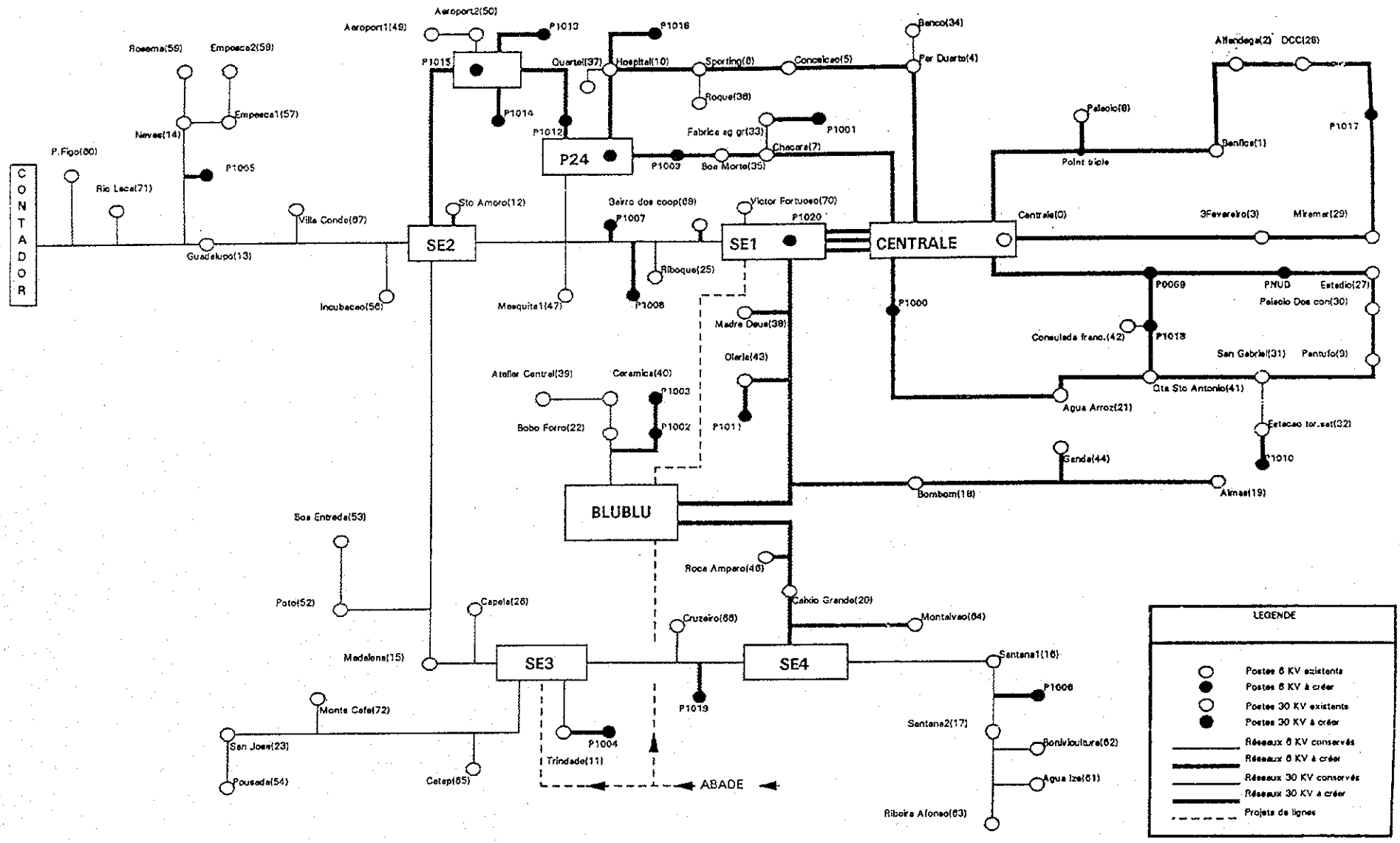
目標送配電網（2010）：

2010年までの基本計画の中で述べた中電圧網によって、質の高い中電圧電力を供給できるようになり、送配電網が故障した場合でも電力使用者への電力供給体制が確保できるようになる。
電力の質によって目標年に通過電圧応力が生じる可能性があるが、PRAOというソフトウェアによってループ網で計算したところ、実際は生じないことがわかった。SE1変電所と中央発電所を結ぶラインには約20MVAの通過電圧を通すことが可能なアルミニウム線150/2のケーブル4本が用いられている。
空港の2基の変電所に電力を送るP1015変電所の30kV/6kV変圧器はその許容通過電圧の100%で使用される。
目標段階における送配電網の電圧低下の最大値は5.2%となり、通過電圧応力はまったくなくなる。
2000年におけるサントメ島での必要出力の総数は約17300KVAとなるはずである。中電圧網全体のジュール損失量は年間約350KWとなる。

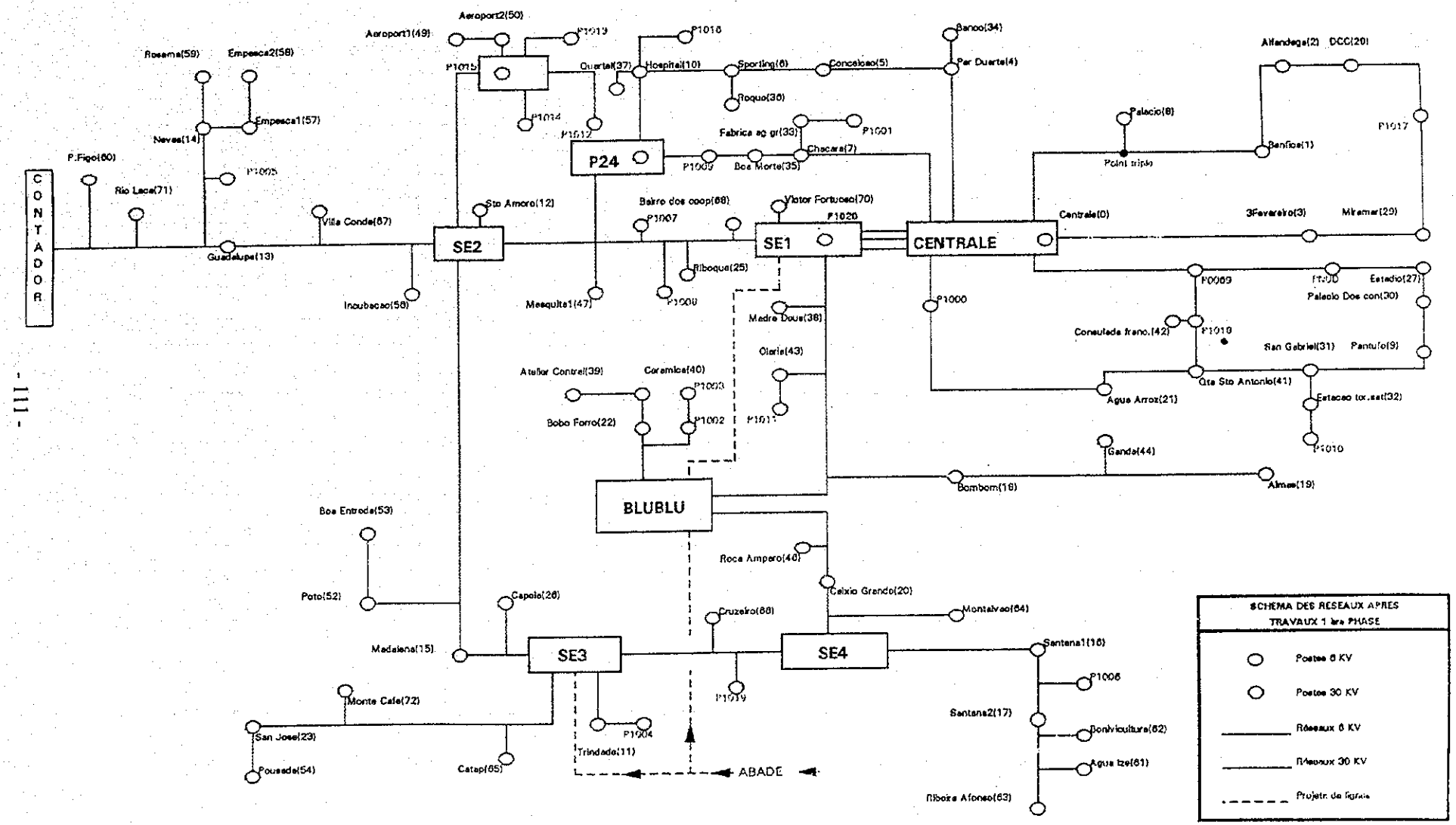
サントメ島の中電圧網基本計画に関する調査は複数の段階に分けることができる。それら段階は下表の通りである。

	必要出力(KVA)	工事年	工事内容	総工費
元々の状態	4714			
第1期	6529	1994	ブルブル発電所建設 新規変電所の接続 中電圧網の整備 既存変電所のメンテナンス および保守・点検	18106kF
第2期	7090	1995	ブルブルとSE1変電所との 接続ラインの設置	500kF
第3期	8200	1998	トランダッド変電所とP1004 変電所の電圧変更	25kF
第4期	10479	2003	SE1変電所への30kV/6kV変圧器 1台の追加 SE1変電所とシャカラ変電所との 間の6kVの地下埋設ラインの設置 SE3変電所向けのブルブル発電所 への配電装置の設置 P24変電所の変圧器出力の調整	1480kF
目標送配電網	14731	2010		

SITUATION DES TRAVAUX REALISES EN 1ère PHASE



SCHEMA DES RESEAUX APRES TRAVAUX 1ère PHASE



電力投資プログラム実施状況

1994年11月30日までのプログラム

Ⅰ-融資

プラン-プロジェクト契約予定					取得済み融資							
N°	名称	予算 外貨	予算 M.F.F.	終了予定日	総額 外貨	総額 M.F.F.	日付	融資機関	貸付参照番号	利用可能な金額 予算	利用可能な金額 F.F.	利用可能な日付
E.O.1	制度に関する調査＋電力利用加入者管理	MFF 1,4	1,4	12/93	FF 1,4	1,4	?	M.C.D.	?	?	?	?
E.0.2	発電機器およびスペアパーツ	MFF 6	6	12/93	FF 3,5	3,5	08/93	C.F.D.	58.268.005.07	FF 3,5	3,5	08/93
E.0.3	[不明]		5	12/93		2,2	?	F.E.D.	?		2,2	(?) 1er Tri. 95
E.0.4	送配電機器およびスペアパーツ		8	12/93		1,5	08/93	C.F.D.	58.268.005.06	1,5	1,5	08/93
E.1.a	ブルブルの新設発電所		6	12/93		0					0	?
E.2	コンタドール発電所の修復		13,5	12/94	M.ECU 1,062	6,9	11/10/94	B.E.I.	なし	0	0	?
E.3	ゲゲ発電所の修復		5,5	12/93		?		世界銀行＋スウェーデンの援助協力			?	?
E.4	アバーデⅢ		60	12/95		0						
E.5	送配電網の拡張		32,2	12/93 12/93 12/95	MUC 3500 M.ECU 3,429	25,83 22,29	10/93 10/94	B.A.D. B.E.I.	なし なし	0 0	0 0	
E.6.a	ABC発電装置		7	04/93		7	?	ベルギーの援助協力	?	?	7 (?)	?
E.6.b	AGO発電装置2台		6,5	12/93		0					0	
E.6.c	ABC発電装置		[7]	12/95				ベルギーの援助協力				
E.8	研修		1,3	12/95								
E.9	発電所管理		2,1	12/95		12,5	08/93	C.F.D.	58.268.005.07		12,5	08/93
E.11.a	無線電話システム		0,6	12/93		0,7	08/93	C.F.D.	58.268.005.07		0,7	08/93
E.13	基本計画		1,8	12/93		1 3	1992	B.E.I.	?		1,3	1992 ?
			156,9			85,12						

融資率：54.3%
契約率：25.2%
実施率：92%

質問書 9.

EMAE投資プラン

投資	プロジェクト番号	融資	総額 各国別通貨単位	総額 (フランスフラン)	1992年度	1993年度	1994年度	1995年度	1996年度
調査：									
2010基本計画	ENER 13	BEI		1 339 330	0,5 MF	0,3 MF	0,5 MF		
ブルブル発電所基本計画、DAO火力発電所の信頼性の向上、無線電話網、管理事務所、施工		CFD	1 233 000	1 233 000			1,233 MF		
火力発電：									
1250kVA発電装置の取得	ENER 06	ベルギー	40 MFB	7 200 000		7,2 MF			
火力発電所の信頼性の向上、1600kVA発電装置の取得、無線電話網、管理事務所、メンテナンス機器とスペアパーツ	ENER 8 ENER 06 ENER 09 ENER 11	CFD CFD CFD CFD		16 700 000				16,7 MF	
ブルブル発電所建設-第1段階、1600kVA発電装置の取得	ENER 01 ENER 06	? ベルギー?	40MFB	25 000 000 7 200 000				7,2 MF	
水力発電：									
コンタドール発電所の修復 土木構造物 機器	ENER 02	? BEI	1,06 M Ecus	7 MF				7 MF	
ゲゲ発電所の修復	ENER 03	BM/ASDI	1700,kUSD	9 350 000		9,35 MF			
アバーデ3発電所の建設	ENER 04	BAD	10 652	58 586 000					58586 KFF
プリンシペ島発電所の建設		Portugal	?	?					

投資	プロジェクト番号	融資	総額（各国別通貨単位）	総額（フランスフラン）	1992年度	1993年度	1994年度	1995年度	1996年度
送配電									
送配電網修復および拡張	ENER 05								
会計監査研修プロジェクト組織		BAD	903 kUCF	7 000 000				3,5 MF	3,5 MF
工事監理組織		BAD	411 kUCF	3 000 000				1,5 MF	1,5 MF
工事		BAD	2,1 MUCF <	16 000 000				8 MF	10 MF
		BEI	3 Mecu	16 000 000				8 MF	12MF
EMAE支援									
電力使用加入者配電盤の納入	ENERGIE A	FED		2 200 000				2,2 MF	
電力使用加入者配電盤の据え付け	ENER5のためにBADが予定しているプロジェクト								
機械・機器の納入	ENERGIE C	CFD	2 MF	2 000 000			2 MF		

I - 1.1 - 需要に関する調査

I - 1.1.1 - エネルギー需要の現状

I - 1.1.1.1 - 市場の組織化

サントメ島ではEMAEが発電を行っている。しかし配電網は島全体をカバーしてはいない。またいくつかの地域（プライア・ミコロ、サン・ホアン、ドス・アンホラレル）は主要配電網に接続されていない。さらに発電能力が十分でないため、負荷遮断が頻発し、また多くの電力使用加入希望者が待機しており、さらに公共スペースの照明が行えない状態である。

いくつかの地域および企業は発電を個別の手段もしくはバックアップ装置で行う必要があるという状態である。そうした地域および企業とは相当数の従業員がいる農業関連企業（rocas）、工業関連企業、医療施設、集合住宅、観光施設、さらに僻地のいくつかの市町村である。

また島の大部分の地域では電気がない。

サントメにおける潜在的な電力市場は下記のようになる。

- 地域別市場：EMAEが配電する地域で、系統連係網に接続されている地域もしくは接続されていない地域。個別に発電を行っている地域。電力が供給されていない地域、すでに電力が供給されている地域の需要は、電力使用者の財源および必要性に拠るが、電力が供給されていない地域において需要を満足させるには実際に配電網を拡大しなければならない。
- 消費者のカテゴリー別の市場：家庭および経済活動分野（高電圧使用者、行政機関、外国代表機関、商店、工場、大規模消費者）。家庭での需要は地域別の統計資料で見積ることができる。経済活動分野でプロジェクトが実施されることで生ずる電力需要はそれぞれのプロジェクトの需要集計によって見積る必要がある。つまり初めはプロジェクトごとに個別に見積る。

現状の分析および需要の予測はこうした内部的な違いを考慮して行う必要がある。

I - 1.1.1.2 - 過去の推移

この15年間での総合的な電力消費量のパラメータの推移は次ページに表およびグラフで示されている。

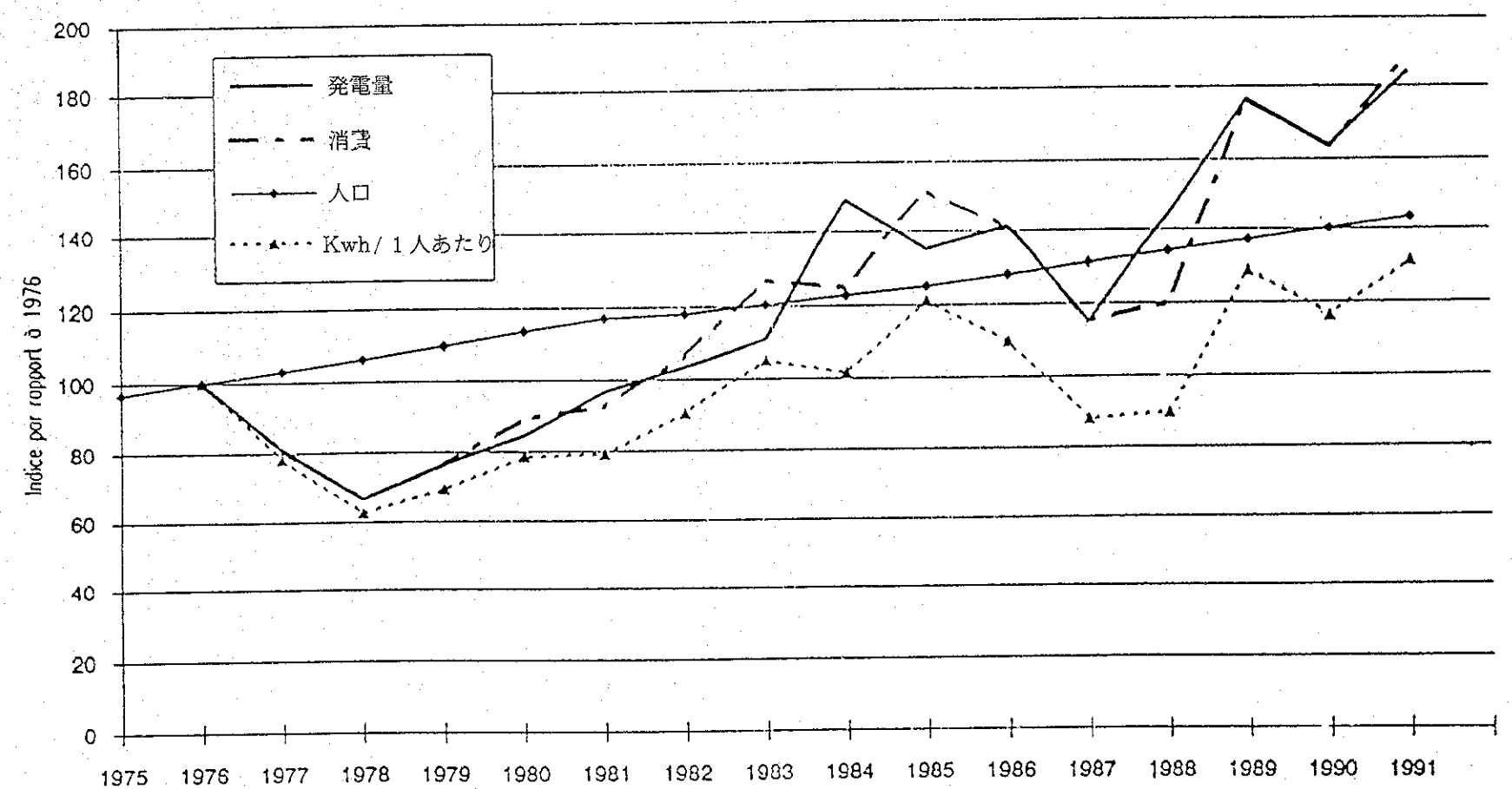
EVOLUTION DES PARAMETRES DE CONSOMMATION GLOBALE

Année	発電		損失	消費		人口（サントメ島） Ile de Sao Tome		Nationale	Part de l'île	消費／人口	
	MWh	Indice /76	%	MWh	Indice /76	hab.	Indice /76	hab.	%	KWh	Indice /76
1975						*75,541*	97	80,278	*94.10%*		
1976	10,378	100	*18.00%*	*8,510*	100	*78,022*	100	*82,847*	*94.18%*	109	100
1977	8,387	81	*18.00%*	*6,877*	81	*80,585*	103	*85,499*	*94.25%*	85	78
1978	6,928	67	*18.00%*	*5,681*	67	*83,232*	107	*88,235*	*94.33%*	68	63
1979	7,952	77	*18.00%*	*6,521*	77	*85,966*	110	*91,060*	*94.41%*	76	70
1980	8,775	85	13.39%	7,600	89	*88,790*	114	93,974	*94.48%*	86	78
1981	10,027	97	21.43%	7,879	93	91,356	117	96,611	94.56%	86	79
1982	10,766	104	15.36%	9,112	107	*92,224*	118	*97,449*	*94.64%*	99	91
1983	11,558	111	8.50%	10,805	127	*93,990*	120	*99,235*	*94.71%*	115	105
1984	15,496	149	31.42%	10,627	125	*95,790*	123	*101,053*	*94.79%*	111	102
1985	13,986	135	7.69%	12,911	152	*97,625*	125	102,905	*94.87%*	132	121
1986	14,638	141	18.15%	12,003	141	*99,868*	128	*105,184*	*94.95%*	120	110
1987	11,972	115	17.99%	9,818	115	*102,162*	131	*107,514*	*95.02%*	96	88
1988	14,999	145	31.80%	10,229	120	*104,509*	134	*109,895*	*95.10%*	98	90
1989	18,314	176	*18.00%*	*15,017*	176	*106,910*	137	*112,328*	*95.18%*	140	129
1990	16,981	164	*18.00%*	*13,924*	164	*109,367*	140	*114,816*	*95.25%*	127	117
1991	19,113	184	16.29%	18,000	188	111,879	143	117,359	95.33%	143	131
Moyenne			18.19%						94.71%		
Tendance											
1982/91		5.42%			4.78%		2.19%				2.51%
Croissance											
1975/80	-4.11%			-2.79%		3.28%		3.20%		-5.88%	
1980/85	9.77%			11.18%		1.92%		1.83%		9.09%	
1975/91	4.16%			4.30%		2.49%		2.40%		1.82%	
1980/91	7.33%			7.00%		2.12%		2.04%		4.78%	
1985/91	5.34%			3.84%		2.30%		2.21%		1.31%	

Notes : *Les valeurs estimées et extrapolées sont indiquées en italique*

Sources : E.M.A.E. et Direcçao de Estatistica

発電量、消費、人口の推移


発電量
消費
人口
Kwh/ 1 人あたり
Indice par rapport à 1976
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
1975
1976
1977
1978
1979
1980
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987
1988
1989
1990
1991

70年代末の低迷の時期が終ると、EMAEの電力消費量は著しく増大し、1982年から1991年までの間で年間＋4.7%の伸びを示した。しかし生産面（1987年）もしくは供給面（1984年および1988年における損失）で一時的な落込みがあったために、明確な変化が見られる。こうした変化は表面的なものでしかなく、検針や料金請求の月遅れ、繰越し、調整となって表れたにすぎない。それは1984年のケースであり、この年度は、その前後の年度が損失の極めて少ない年度であり、それらに挟まれた例外的に損失が多かった年度であった。1988年以降、EMAEの電力使用量は増大し、1991年度のEMAEの生産量は19 113MWhであり、消費量は16 000MWhであった。

ここ数年間での生産段階での損失率は約18%で、それは多くの場合、個人加入者がメーターを持っていないことに原因するもので、そのため実際の消費量が計算できない（1987年度で、電力使用加入者数9086世帯であったが、そのうち5509世帯がメーターを持っていない）。万一に備えて、将来の消費量を見積るために生産段階での損失率を20%とする。

1991年度のサントメ島の人口は111 900人で、この数字は国全体の人口の大部分に相当する。この10年間の人口増加率は減少し、年率2%をわずかに上回る程度であった。国民一人当りの年間の電力消費量は1991年は143kWhで、この10年の間で年率＋2.5%ということになる。

電力消費量の推移は国内総生産の推移と関連している。つまり国民一人当り（現行値）1986年から1992年までの間で－40%の減少となっている。国民の収入に関する現行価値化したデータがないため、電力消費に関する変化の影響を評価することは難しい。この影響は、すでに見たようになかなか表面に表れない。

住宅資材（木材もしくは“硬質”材料）は、ある意味で有効な代用変数となる。各地域ごとの違いを見ると、住宅設備（特に電気設備）および住宅ごとの電力消費量は建物の建設費および品質と直接的な関連があるように思える。しかし建物の品質に基づく住宅ごとの電力供給は比較的に安定しているが、住宅設備を整えようとする努力は時とともに増大している。

Ⅰ- 1.1.1.3 - <u>需要の構造</u>

消費者カテゴリー別の分布：

消費者のタイプ別の需要は次ページに表と柱状図で示されている。

表には下記が示されている。

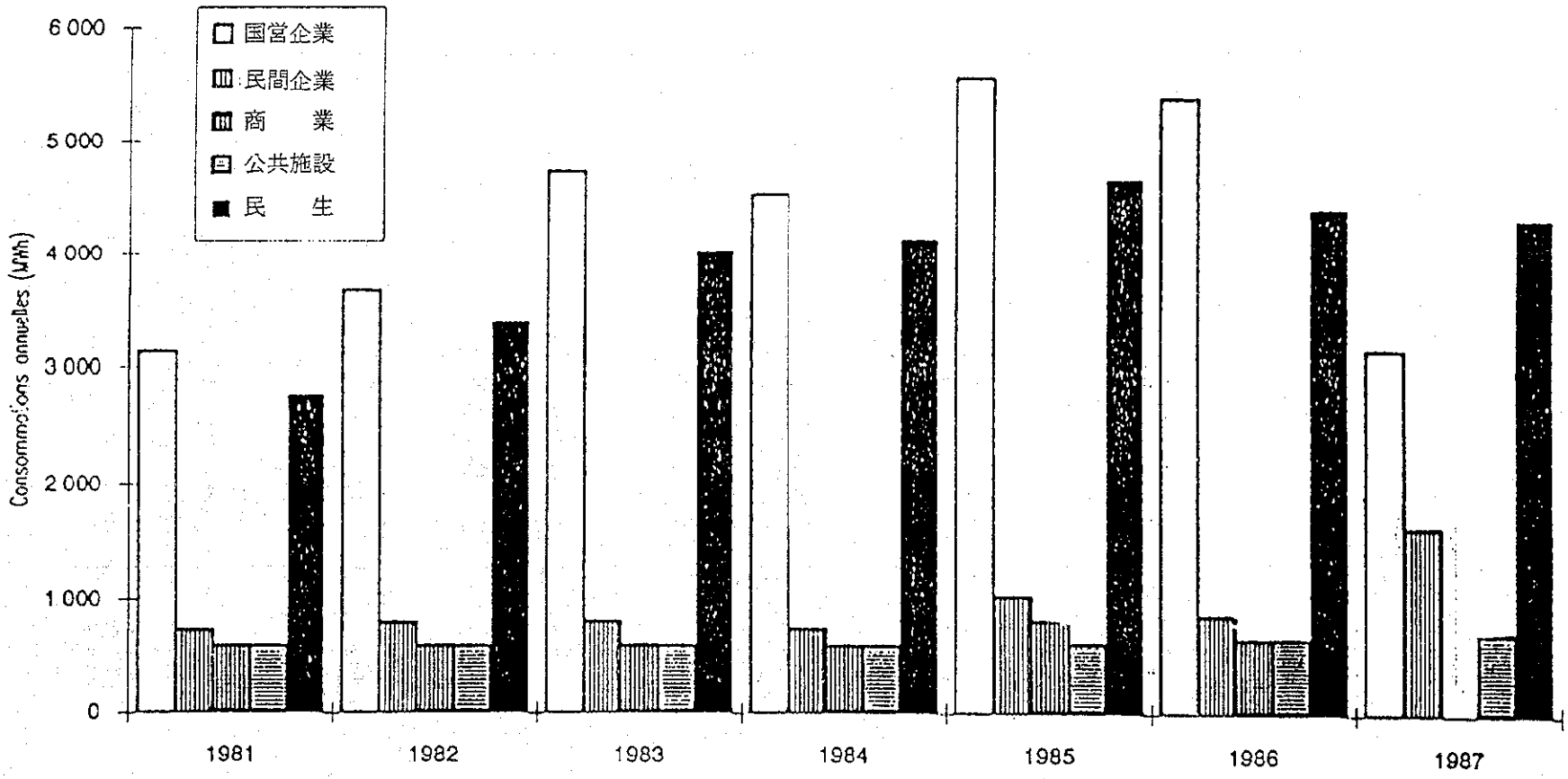
- 1981年から1987年までの推移。
- 1991年度のデータ（1988年から1990年までのデータはない）

電力使用加入者のカテゴリーの変化は1987年から1991年の間に生じている。そのため表が2分割されており、推移を示すグラフでは1991年度のデータの欠如している。

消費者のカテゴリー別需要

消費者カテゴリー	1991年度の消費量 MWh	%	加入者数	加入者当たりのkWH	消費量 1981 MWh	1982 MWh	1983 MWh	1984 MWh	1985 MWh	1986 MWh	1987 MWh
経済活動部門	10,337	64.60%	1,020	10,134	5,096	5,702	6,773	6,487	8,047	7,593	5,491
高電圧使用加入者	931	5.82%	5	186,154							
行政機関	1,909	11.93%	271	7,046							
大使館	2,341	14.63%	150	15,608							
商店	1,442	9.01%	511	2,821							
工場	269	1.68%	59	4,554							
大規模消費者	3,445	21.53%	24	143,534							
国営企業					3,135	3,682	4,731	4,525	5,573	5,395	3,153
民間企業					744	806	818	751	1,028	870	1,609
商店					609	609	614	606	821	666	
行政機関					808	604	610	605	625	662	730
家庭	5,663	35.40%	9,264	611	2,783	3,416	4,032	4,140	4,664	4,411	4,327
土壁家屋	2,499	15.62%	2,779	899							
木材家屋	3,165	19.78%	6,485	488							
合計	16,000	100.00%	10,284	1,556	7,879	9,117	10,805	10,627	12,711	12,003	9,818

カテゴリー別消費推移


国営企業
民間企業
商　業
公共施設
民　生
Consommations annuelles (MWh)
6 000
5 000
4 000
3 000
2 000
1 000
0
1981
1982
1983
1984
1985
1986
1987

各消費者カテゴリーごとの消費量はこの10年間で下記のように推移した。

- 経済活動部門における消費量は大きく変化し、現在は合計で65%を示している。

・企業と行政機関は主要な消費者カテゴリーであり、国および外国の行政機関の合計で27%となる。
・経済活動部門の消費量の40%を占める大規模消費者および高電圧使用加入者のうち、まずroca Agua IzeとRosema de Nevesビール工場がそれぞれ年間400MWh以上を消費し、次いで病院、議会場、電話局、CST基地、EMAVE、設備省がそれぞれ200MWh以上を消費している。
・工場や商店などのうちの小規模消費者の消費量は全体の消費量の1/10となっている。

- 家庭での消費量は消費量全体の35%を占めており、1981年度の加入1世帯あたりの消費量は611kWhであった。その当時は住宅全体の24%で電気を使用しており、10年後には住宅全体の45%で電気が使用されている。世帯加入者は家庭総数の35%を占めており、59 660人が電気を使用している（つまり島全体の53%相当）。このことから見て需要をさらに増やすことを検討してもよい。さらに木材家屋と“硬質材料”家屋では単位当たりの消費量が2倍となる。

<u>地域別需要分布：</u>

家庭での需要の地域別分布は次ページに表で示されている。

人口は島の北部と東部の4つの地方（総人口の87%）と特に首都（35%）に集中している。1991年度の人口調査では島の北東部の都市圏、特にサントメ地方およびメ・ゾシ地方に集中しており、人口密度が非常に高い。

世帯規模は各地方でほとんど同じであるが、この10年間で家族数が3.8人から4.2人となり、わずかながら規模が大きくなっている。電気設備を持つ家庭の世帯規模は平均を上回っている。

地域別需要分布

District	Agglomérat°	Population en 1981		Population en 1991		Croissance annuelle	Superficie	Densité en 1991	Ménages en 1991		Population électrifiée en 1991			Population électrifiable à terme		
									nombre	taille	population	distribution	taux élec.	population	distribution	taux élec.
		hab.	%	hab.	%	81/91 %	km²	hab./km²	u.	hab./u.	hab.	%	%	hab.	%	%
Agua Grande		32 375	35,44%	42 127	37,65%	2,67%	17	2 553	9 730	4,33	33 696	56,48%	79,99%	7 682	18,83%	18,00%
	S. Tomé	*30 551*	*33,44%*								*31 797*	*53,29%*		*7 154*	*17,58%*	
	Pantufo	*1 824*	*2,00%*								*1 896*	*3,18%*		*427*	*1,05%*	
Cantagalo		10 435	11,42%	11 328	10,13%	0,82%	119	95	2 798	4,05	4 580	7,68%	40,43%	5 147	12,65%	45,44%
	Santana	*6 190*	*6,78%*								*2 887*	*4,50%*		*2 970*	*7,30%*	
	R. Afonso	*4 245*	*4,65%*								*1 893*	*3,17%*		*2 177*	*5,35%*	
Caué		4 607	5,04%	5 228	4,67%	1,27%	267	20	1 263	4,14	1 190	1,99%	22,77%	2 801	6,88%	53,60%
	S.Joao DA	*3 311*	*3,62%*								*1 190*	*1,99%*		*2 038*	*5,01%*	
	Malanza	*1 296*	*1,42%*								*0*	*0,00%*		*763*	*1,88%*	
Lemba		7 905	8,65%	9 059	8,10%	1,37%	230	39	2 227	4,07	2 864	4,80%	31,61%	5 171	12,71%	57,08%
	Neves	*5 919*	*6,48%*								*2 864*	*4,80%*		*3 331*	*8,19%*	
	S. Catarina	*1 986*	*2,17%*								*0*	*0,00%*		*1 840*	*4,52%*	
Lobata		11 776	12,89%	12 954	11,58%	0,96%	105	123	3 098	4,18	3 002	5,03%	23,17%	7 841	19,27%	60,53%
	Guadalupe	*3 889*	*4,26%*								*719*	*1,21%*		*2 857*	*6,53%*	
	S. Amaro	*5 878*	*6,43%*								*1 536*	*2,57%*		*3 801*	*9,34%*	
	Conde	*1 056*	*1,16%*								*0*	*0,00%*		*1 082*	*2,66%*	
	Micolo	*953*	*1,04%*								*747*	*1,25%*		*301*	*0,74%*	
Mé-Zochi		24 258	26,55%	31 185	27,87%	2,54%	122	256	7 415	4,21	14 331	24,02%	45,95%	12 148	29,85%	38,95%
	Trindade	*11 338*	*12,41%*								*5 400*	*9,05%*		*6 061*	*14,90%*	
	Madalena	*2 453*	*2,69%*								*469*	*0,79%*		*1 956*	*4,81%*	
	Caixao G.	*3 781*	*4,14%*								*2 019*	*3,38%*		*2 408*	*5,92%*	
	Almas	*4 154*	*4,55%*								*4 003*	*6,71%*		*1 068*	*2,62%*	
	Bomborm	*2 532*	*2,77%*								*2 440*	*4,09%*		*651*	*1,60%*	
Total.....		91 356	100,00%	111 879	100,00%	2,05%	859	130	28 531	4,22	59 663	100,00%	53,33%	40 688	100,00%	36,37%

電気を使用している人口の見積りは1991年度の人口調査の結果に基づいており、それには独自の発電手段を用いている世帯や自分の名義による電力使用加入ではないがEMAEの電力供給網から電力を得ている世帯（共同加入のケース）も含まれる。

電力供給を受ける可能性のある人口の見積りは、島全体の人口増加率がこれまでの傾向で推移していることを考慮したうえで、第Ⅰ章1.3“配電に関する調査”の中で記述されている配電網拡張の可能性に基づいている。

こうして見ると、将来、電力供給を受ける可能性のある人口は島の現在の人口の36%に相当し、最終的に電気使用率は90%に達することになる。電気使用率は現在すでに53%に達している。

下記は地方別の異なる状況である。

- アグァ・グランデはすでにかなり電気が普及しており（電気普及率は80%）、配電網によって地域全体をカバーするという観点での電力供給の展望は限定される。
- カンタガロおよびメ・ゾシでは配電網からの電力供給が比較的多い地域であり、電気普及率は40%から46%の間である。また電気普及率85%を達成するには、電気を使用する人口を2倍にする必要がある。

- レンバ、ロバタ、コーエは現在の配電網との位置関係により電気普及率が高くない。配電網を拡張することによって、電気普及率はすぐに85%から90%に到達させることが可能である。但しコーエだけは地理的条件（人口密度が低い、遠い）のせいで、電気普及の可能性は限られる。

消費量の地域別分布：

消費量の地域別分布は次ページに表で示されている。示されている状況は1991年度のもので、下記を考慮に入れて再構成された。

- 行政機関、大使館、大規模消費者、高電圧使用加入者の個人データ。

- 小規模工場、商店、世帯の配電網にアクセス可能な人口に基づく分類。

アグァ・グランデ地方および主にサントメ都市圏に電力消費量の約60%が集中している。なぜならそこには大部分の大規模消費者、行政機関、外国代表機関、半数以上の工場、商店、電気を使用する世帯が集中しているからである。

その他、電力を消費する地域は人口という点でメ・ゾシ、大規模消費者の活動拠点であるカンタガロおよびレンバ、特にネヴおよびアグァ・イズの近辺で、それぞれ総消費量の約11%となっている。

各地域のカテゴリー別の消費量の構成はかなりの違いがあり、大量に消費する加入者の消費量に拠る。レンバおよびアグァ・グランドでは、すでに電気が導入されている地区に電力を大量に消費する活動が集中している。反対にカンタガロ、コーエ、ロバタ、メ・ゾシなどEMAEの配電網があまり普及していない地域では次ページに示されているように、消費量は各カテゴリー間でバランスが取れている。この消費量の分布は将来、電気が導入される予定の地域の消費水準を明らかにするための基礎として役立つ。

DISTRIBUTION GEOGRAPHIQUE DE LA CONSOMMATION

District Agglomérat*	Consommation en 1987			Consommation en 1991			Administrations		H.T. et gros abonnés		Industrie et commerce		Domestique	
	Abonnés	Consommat.	Répartition	Abonnés	Consommat.	Répartition	Abonnés	Consommat.	Abonnés	Consommat.	Abonnés	Consommat.	Abonnés	Consommat.
	u.	MWh	%	u.	MWh	%	u.	MWh	u.	MWh	u.	MWh	u.	MWh
Agua Grande	5 496	5 057	49,34%	5 909	9 849	61,58%	337	3 658	18	2 026	322	966	5 232	3 198
Cantagalo	589	1 203	11,73%	769	1 622	10,13%	14	95	1	960	44	131	711	435
Caué	128	402	3,92%	203	195	1,22%	7	46	0	0	11	34	185	113
Lemba	360	749	7,31%	488	1 654	10,34%	11	76	5	1 224	27	82	445	272
Lobata	224	550	5,37%	513	624	3,90%	15	105	3	148	29	86	466	285
Mé-Zochi	2 289	2 289	22,33%	2 402	2 057	12,85%	38	267	2	18	137	411	2 225	1 360
Total.....	9 086	10 249	100,00%	10 284	16 000	100,00%	421	4 250	29	4 376	570	1 711	9 264	5 663

STRUCTURE DE LA CONSOMMATION PROVINCIALE *

		Ensemble	Administrations	Gros abonnés	Industrie et commerce	Domestique
SITUATION ACTUELLE						
Niveau général	MWh	4 497	515	1 126	663	2 193
Part relative	%	100,00%	11,46%	25,03%	14,73%	48,77%
Niveau/abonné dom.	kWh	1 253	144	314	185	611
Niv/habitant électrifié	kWh	194,63	22,31	48,73	28,68	94,92
SITUATIONS FUTURES**						
Niveau/abonné dom.	kWh	1 433	164	359	211	699
Niv/habitant électrifié	kWh	222,55	25,51	55,71	32,79	108,53

(*) : Les districts retenus sont :

Cantagalo
Caué
Lobata
Mé-Zochi

(**) : Il s'agit des ratios de consommation retenus pour l'évaluation à terme (en 2010) de la demande des zones d'extension du réseau.

SAO TOME

LISTE DES POSTES

ETAT INITIAL

Postes		Type	Nb	Puissance		Clientèle
Numéro	Nom		Clients	Installée	Mesurée	
P0000	CENTRALE	CB	373	400	250	PUB
P0001	BENFICA	CB	129	315	171	PUB
P0002	ALFANDEGA	CB	124	315	92	PUB
P0003	3FEVEREIRO	CB	149	315	131	PUB
P0004	PER DUARTE	CB	209	400	151	PUB
P0005	CONCEICAO	CB	807	400	296	PUB
P0006	SPORTING	CB	276	200	118	PUB
P0007	CHACARA	CB	512	315	224	PUB
P0008	PALACIO	CB		200	59	PRV
P0009	PANTUFO	CB	270	100	33	PUB
P0010	HOSPITAL	CB	230	400	263	PUB
P0011	TRINDADE	CB	545	160	138	PUB
P0012	STO AMARO	CB	73	25	26	PUB
P0013	GUADALUPE	CB	200	50	46	PUB
P0014	NEVES	CB	431	100	85	PUB
P0015	MADALENA	CB	90	25	22	PUB
P0016	SANTANA 1	CB	351	50	62	PUB
P0017	SANTANA 2	CB	223	50	39	PUB
P0018	BOMBOM	HP	560	160	105	PUB
P0019	ALMAS	HP	354	50	72	PUB
P0020	CAIXAO GRANDE	HP	208	50	45	PUB
P0021	AGUA ARROZ	CB	377	100	79	PUB
P0022	BOBO FORRO	CB	281	100	85	PUB
P0023	S.JOSE	CB		50	20	PUB
P0024	B.DA LIBERDADE	HP	402	100	95	PUB
P0025	RIBOQUE	HP	365	160	99	PUB
P0026	CAPELA	PO	177	50	39	PUB
P0027	ESTADIO	CB	22	100	66	PUB
P0028	DCC	CB	12	250	30	PRV
P0030	PALACIO DOS CON	CB		1000	263	PRV
P0031	SAN GABRIEL	CB		100	10	PRV
P0032	ESTACAO TER.SAT	CB	348	400	85	PRV
P0033	FABRICA AG GR	CB		160	20	PRV
P0034	BANCO	CB		250	39	PRV
P0035	BOA MORTE	CB	355	250	72	PUB
P0036	ROQUE	CB		100	33	PRV
P0037	QUARTEL	CB		250	33	PRV
P0038	MADRE DE DEUS	PO	299	100	92	PUB
P0039	ATELIER CENTRAL	CB		300	0	PRV
P0040	CERAMICA	CB		1260	99	PRV
P0041	QTA STO ANTONIO	CB	233	160	72	PUB
P0042	CONSULADA FRAN	CB		160	39	PRV
P0043	OLARIA	CB	159	160	30	PRV
P0044	GANDA	HP	351	50	59	PUB
P0046	ROCA AMPARO	HP	141	50	20	PRV
P0047	MESQUITA 1	PO	71	50	16	PRV
P0048	MESQUITA 2	PO		50	26	PRV
P0049	AEROPORTO 1	CB		50	20	PRV
P0050	AEROPORTO 2	CB	223	175	66	PRV

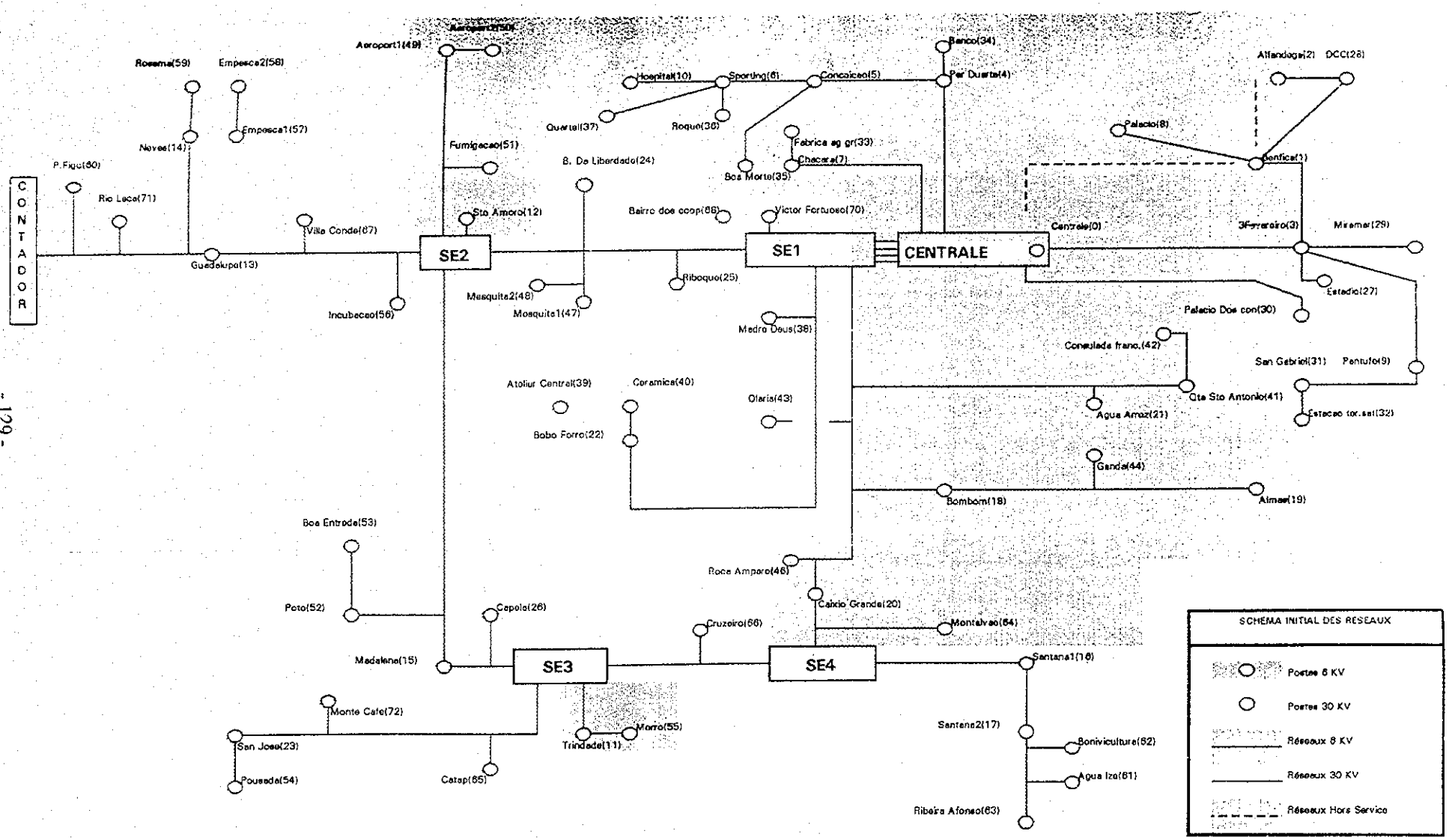
Postes		Type	Nb	Puissance		Clientèle
Numéro	Nom		Clients	Installée	Mesurée	
P0051	FUMIGACAO	HP		50	0	PRV
P0052	POTO	CB		100	7	PRV
P0053	BOA ENTRADA	HP		250	20	PRV
P0054	POUSADA	HP	10	100	3	PRV
P0055	MORRO	CB		50	20	PRV
P0056	INCUBACAO	CB		100	0	PRV
P0057	EMPESCA 1	CB		250	0	PRV
P0058	EMPESCA 2	CB		50	0	PRV
P0059	ROSEMA	CB		1000	296	PRV
P0060	PONTA FIGO	PO		50	13	PRV
P0061	AGUA IZE	CB		200	99	PRV
P0062	BONIVICULTURA	PO		50	0	PRV
P0063	RIBEIRA AFONSO	PO	103	50	20	PUB
P0064	MONTALVAO	HP	106	50	33	PUB
P0065	CATAP	HP		50	53	PRV
P0066	CRUZEIRO	CB	159	100	30	PUB
P0071	RIO LECA	HP		25	7	PRV
P0072	MONTE CAFE	HP		50		PRV
	TOTAL		10308	12640	4636	

CARACTERISTIQUES DU RESEAU A L'ETAT INITIAL

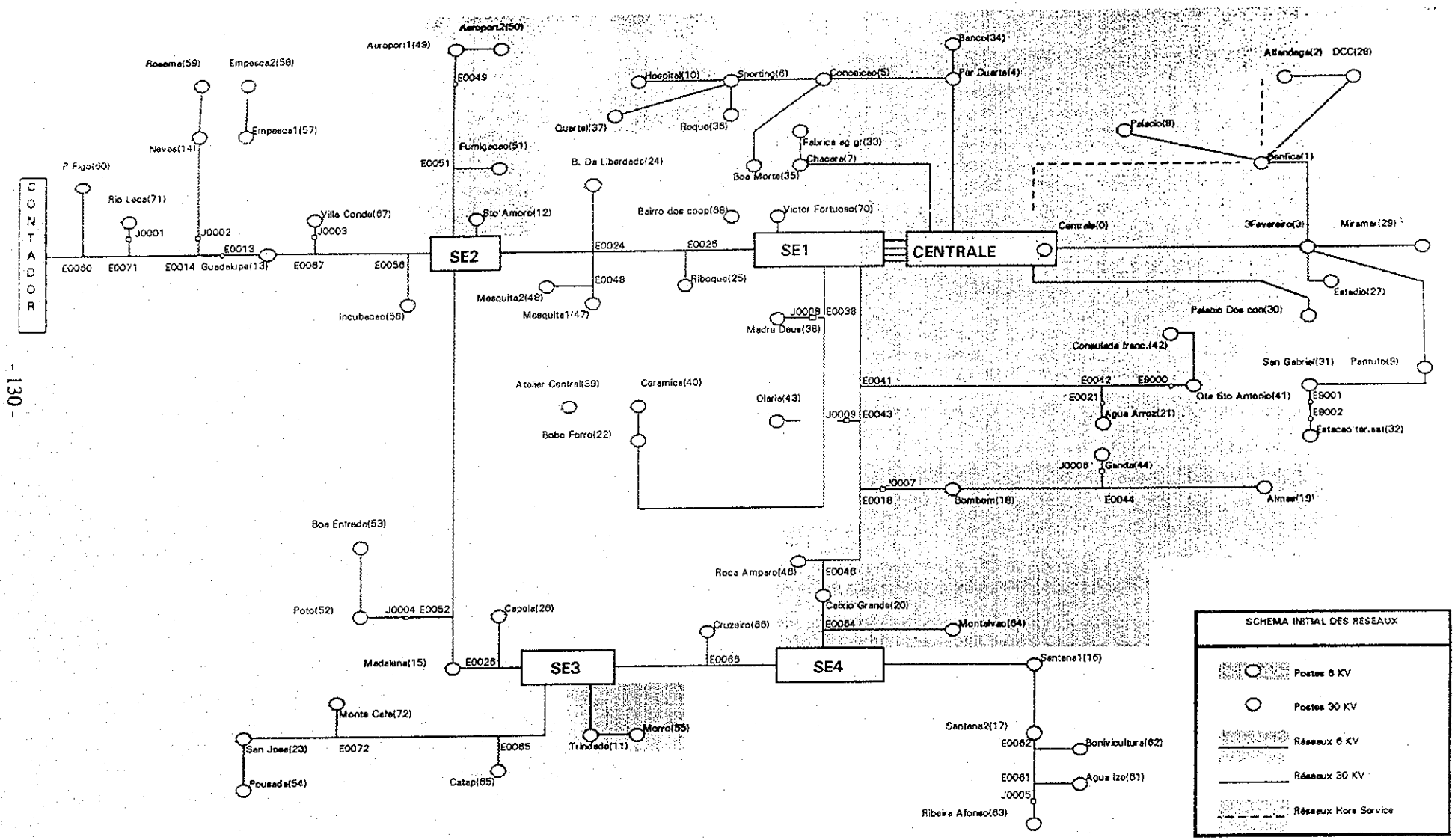
Noeud amont	Noeud aval	Type	Tension	Section	Nature	Longueur	Intensité nominale
CONTADOR	E0060	A	30	35	CU	1357	152
E0060	P0060	A	30	16	CU	42	95
E0060	E0071	A	30	35	CU	855	152
E0071	J0001	A	30	35	CU	15	152
J0001	P0071	A	30	35	CU	22	152
E0071	E0014	A	30	35	CU	570	152
E0014	J0002	A	30	25	CU	30	123
J0002	P0014	A	30	25	CU	682	123
P0014	P0059	S	30	35	CU	207	152
P0057	P0058	S	30	25	CU	96	123
E0014	E0013	A	30	35	CU	3928	152
E0013	P0013	A	30	35	CU	6150	152
P0013	E0067	A	30	35	CU	2844	152
E0067	J0003	A	30	16	CU	30	95
J0003	P0067	A	30	16	CU	519	95
E0067	E0056	A	30	35	CU	1971	152
E0056	P0056	A	30	16	CU	149	95
E0056	SE2	A	30	35	CU	905	152
SE2	E0051	A	6	16	CU	490	95
E0051	P0051	A	6	16	CU	235	95
E0051	E0049	A	6	16	CU	1581	95
E0049	P0049	S	6	25	CU	300	123
P0049	P0050	S	6	25	CU	829	123
SE2	E0024	A	30	35	CU	2709	152
E0024	P0024	A	30	16	CU	654	95
E0024	E0048	A	30	16	CU	929	95
E0048	P0048	A	30	16	CU	59	95
E0048	P0047	A	30	16	CU	735	95
E0024	E0025	A	30	35	CU	2250	152
E0025	P0025	A	30	16	CU	159	95
E0025	SE1	A	30	35	CU	648	152
SE2	E0052	A	30	35	CU	4441	152
E0052	J0004	A	30	16	CU	30	95
J0004	P0052	A	30	16	CU	1676	95
P0052	P0053	A	30	16	CU	1960	95
E0052	P0015	A	30	35	CU	161	152
P0015	E0026	A	30	35	CU	2956	152
E0026	P0026	A	30	16	CU	49	95
E0026	SE3	A	30	35	CU	837	152
SE3	E0065	A	30	35	CU	2238	152
E0065	P0065	A	30	16	CU	339	95
E0065	E0072	A	30	35	CU	2359	152
E0072	P0072	A	30	35	CU	15	152
E0072	P0023	E	30	35	CU	700	152
P0023	P0054	A	30	35	CU	1067	152
SE3	P0011	S	6	16	CU	395	95
P0011	P0055	A	6	16	CU	300	95
SE3	E0066	A	30	35	CU	1450	152
E0066	P0066	A	30	35	CU	32	152
E0066	SE4	A	30	35	CU	1602	152
SE4	P0016	A	30	35	CU	4671	152
P0016	P0017	A	30	35	CU	716	152
P0017	E0062	A	30	35	CU	2054	152
E0062	P0062	A	30	16	CU	475	95
E0062	E0061	A	30	35	CU	1923	152
E0061	P0061	A	30	35	CU	157	152
E0061	J0005	A	30	35	CU	30	152
J0005	P0063	A	30	35	CU	4459	152
CENTRALE	SE1	S	6	35	CU	400	152
CENTRALE	SE1	S	6	35	CU	400	152
CENTRALE	SE1	S	6	35	CU	400	152
SE1	E0038	A	30	35	CU	1304	152
E0038	J0008	A	30	35	CU	30	152
J0008	P0038	A	30	35	CU	555	152
E0038	P0022	A	30	16	CU	2994	95
P0022	P0040	S	30	35	CU	180	152

CARACTERISTIQUES DU RESEAU A L'ETAT INITIAL

Noeud amont	Noeud aval	Type	Tension	Section	Nature	Longueur	Intensité nominale
SE1	E0041	A	6	35	CU	735	152
E0041	E0042	A	6	16	CU	166	95
E0042	E0021	A	6	16	CU	174	95
E0021	P0021	A	6	20	AL	45	115
E0042	E9000	A	6	16	CU	203	95
E9000	P0041	A	6	20	AL	25	115
P0041	P0042	S	6	16	CU	448	95
E0041	E0043	A	6	35	CU	574	152
E0043	J0009	A	6	16	CU	38	95
J0009	P0043	A	6	16	CU	557	95
E0043	E0018	A	6	35	CU	1064	152
E0018	J0007	A	6	35	CU	50	152
J0007	P0018	A	6	35	CU	1252	152
P0018	E0044	A	6	35	CU	847	152
E0044	J0006	A	6	35	CU	42	152
J0006	P0044	A	6	35	CU	1695	152
E0044	P0019	A	6	35	CU	1301	152
E0018	E0046	A	6	20	AL	512	115
E0046	P0046	A	6	16	CU	34	95
E0046	P0020	A	6	20	AL	1687	115
P0020	E0064	A	6	20	AL	464	115
E0064	P0064	A	6	20	AL	1460	115
E0064	SE4	A	6	20	AL	1511	115
CENTRALE	P0030	S	6	50	CU	1447	188
CENTRALE	P0007	S	6	25	CU	456	123
P0007	P0033	S	6	35	CU	113	152
CENTRALE	P0004	S	6	25	CU	355	123
P0004	P0034	S	6	25	CU	87	123
P0004	P0005	S	6	25	CU	534	123
P0005	P0035	S	6	16	CU	571	95
P0005	P0006	S	6	10	CU	1055	67
P0006	P0036	S	6	35	CU	195	152
P0006	P0037	S	6	10	CU	1200	67
P0006	P0010	S	6	16	CU	868	95
CENTRALE	P0000	S	6	35	CU	53	152
CENTRALE	P0003	S	6	35	CU	843	152
P0003	P0027	S	6	35	CU	277	152
P0003	P0009	S	6	16	CU	1394	95
P0009	P0031	S	6	10	CU	461	67
P0031	E9001	S	6	25	CU	143	123
E9001	E9002	A	6	16	CU	615	95
E9002	P0032	S	6	25	CU	143	123
P0003	P0029	S	6	35	CU	128	152
P0003	P0001	S	6	35	CU	514	152
P0001	P0008	S	6	10	CU	397	67
P0001	P0028	S	6	25	CU	600	123
P0028	P0002	S	6	16	CU	160	95


CONTADOR
SE1
SE2
SE3
SE4
CENTRALE
Aeroport1(49)
Rosema(59)
Empesca2(58)
Empesca1(57)
Neves(14)
P.Figo(60)
Rio Leca(71)
Guadalupe(13)
Villa Conde(67)
Incubacao(56)
Fumigacao(51)
Sto Amoro(12)
B. Da Liberdade(24)
Mesquita2(48)
Mesquita1(47)
Hospital(10)
Sporting(6)
Concaicao(5)
Quartel(37)
Roque(36)
Fabrica ag gr(33)
Chacara(7)
Boa Morte(35)
Bairro dos coop(68)
Victor Fortuoso(70)
Riboque(25)
Madre Deus(38)
Banco(34)
Per Duarte(4)
Alfandega(2)
DCC(28)
Palacio(8)
Benfica(1)
Centrale(0)
3Fevereiro(3)
Miramar(29)
Estadio(27)
Palacio Dos con(30)
Consulada franc.(42)
San Gabriel(31)
Pantufo(9)
Qta Sto Antonio(41)
Agua Arroz(21)
Estacao ter.sal(32)
Atelier Central(39)
Ceramica(40)
Olaria(43)
Bobo Forro(22)
Ganda(44)
Bombom(18)
Almas(19)
Boa Entrada(53)
Poto(52)
Capela(26)
Madalena(15)
Roca Amparo(46)
Caixio Grande(20)
Cruzeiro(66)
Montalvao(64)
Santana1(16)
Santana2(17)
Boniviculture(62)
Agua Iza(61)
Ribeira Afonso(63)
Monte Cafe(72)
San Jose(23)
Pousada(54)
Catap(65)
Trindade(11)
Morro(55)
SCHEMA INITIAL DES RESEAUX
Postes 6 KV
Postes 30 KV
Réseaux 6 KV
Réseaux 30 KV
Réseaux Hors Service

CODIFICATION DES RESEAUX A L'ETAT INITIAL



RECAPITULATIF DES SITUATIONS ET DES ETATS DES POSTES MT :

		Caractéristiques actuelles				Situation actuelle		Situation nouvelle Etape 1993				TYPE DE TRAVAUX A EFFECTUER	CPT	Augment. de Puis.
			TR MT/ BT			Cellules depart		Cellules departs		Transformat. BT				
Code du poste	Nom du poste	Type	KVA	U kV	Clientèle	6 kV	30 kV	6 kV	30 kV	6 kV	30 kV			
P 00	CENTRALE	CB	400	6	PUB	1		1		1		Poste réhabilité dans le cadre de la rénovation de la Centrale		
P 01	BENFICA	CB	315	6	PUB	4		2				Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (2 Departs + 1 P.T.)		
P 02	ALFANDEGA	CB	315	6	PUB	2		Inchangee				Maintenance a effectuer (2 Sectionneurs + 1 Disjoncteur)		
P 03	3 FEVEREIRO	CB	315	6	PUB	5		2		1		Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (2 Departs + 1 P.T.)		
P 04	PER DUARTE	CB	400	6	PUB	3		3				Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (3 Departs + 1 P.T.)		
P 05	CONCEICAO	CB	400	6	PUB	3		2		1		Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (2 Departs + 1 P.T.)		
P 06	SPORTING	CB	200	6	PUB	4		3		1		Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (3 Departs + 1 P.T.)		
P 07	CHACARA	CB	315	6	PUB	2		3		1		Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (3 Departs + 1 P.T.)		
P 08	PALACIO	CB	200	6	PRV	1		0				Creation d' un point triple a l' exterieur du palacio (2 Departs + 1 P.T.)		
P 09	PANTUFO	CB	100	6	PUB	2		2				Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (2 Departs + 1 P.T.)		
P 10	HOSPITAL	CB	400	6	PUB	1		4		1		Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (4 Departs + 1 P.T.)		
P 11	TRINDADE	CB	160	6	PUB	2			1		1	Reprend le poste MORRO en BT		
P 12	STO AMARO	CB	25	6	PUB	1		1			1	TR alimenté directement en 30 kV par un départ de SE II	x	x
P 13	GAUDALUPE	CB	50	30	PUB		2	Inchangee				Maintenance à effectuer		
P 14	NEVES	CB	100	30	PUB		3	Inchangee				Maintenance à effectuer, 2 portes fusibles départs 30 kV à déposer		
P 15	MADALENA	CB	25	30	PUB		2	Inchangee				Maintenance à effectuer		
P 16	SANTANA 1	CB	50	30	PUB		2					Maintenance à effectuer		
P 17	SANTANA 2	CB	50	30	PUB		2		3		1	Maintenance à effectuer		
P 18	BOMBOM	HP	160	6	PUB						1	Matériel 6 kV à déposer, mettre le 30 kV du TR sans coupure	x	
P 19	ALMAS	HP	50	6	PUB						1	Matériel 6 kV à déposer, mettre le 30 kV du TR sans coupure	x	x
P 20	CAIXAO GRANDE	HP	50	6	PUB						1	Matériel 6 kV à déposer, mettre le 30 kV du TR sans coupure	x	x
P 21	AGUA ARROZ	CB	100	6	PUB	1		2				Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (2 Departs + 1 P.T.)		
P 22	BOBO FORRO	CB	100	30	PUB		3	Inchangee				Maintenance à effectuer		
P 23	S.JOSE	CB	50	30	PUB		2	Inchangee				Maintenance à effectuer		
P 24	B. DA LIBERDADE	HP	100	30	PUB		1			1		Création de la sous station 30 / 6 kV P 24		
P 25	RIBOQUE	HP	160	30	PUB		1	Inchangee				Maintenance à effectuer, mettre le 30 kV du TR sans coupure		
P 26	CAPELA	PO	50	30	PUB		1	Inchangee				Maintenance à effectuer, mettre le 30 kV du TR sans coupure		
P 27	ESTADIO	CB	100	6	PUB	1		2		1		Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (2 Departs + 1 P.T.)		
P 28	DCC	CB	250	6	PRV	1		2		1		Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (2 Departs + 1 P.T.)		
P 29	MIRAMAR	CB	630	6	PRV	1		2				Cellule en reserve		
P 30	PALACIO DOS CONGRESS	CB	1000	6	PRV	1		2						

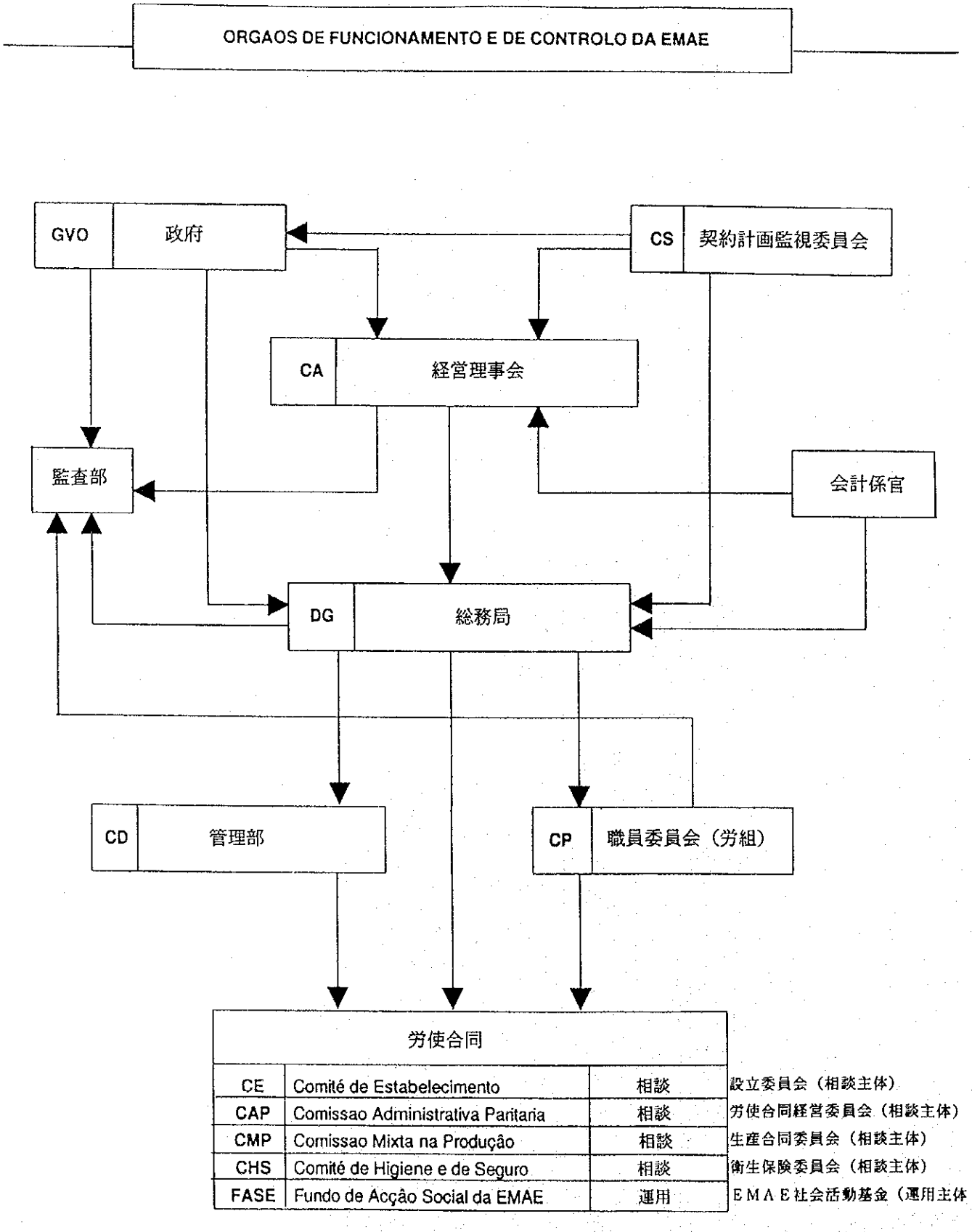
RECAPITULATIF DES SITUATIONS ET DES ETATS DES POSTES MT .

		Caractéristiques actuelles				Situation actuelle		Situation nouvelle Etape 1993					
			TR MT/ BT			Cellules depart		Cellules departs		Transformat. BT			
Code du poste	Nom du poste	Type	KVA	U kV	Clientèle	6 kV	30 kV	6 kV	30 kV	6 kV	30 kV	TYPE DE TRAVAUX A EFFECTUER	CDT	Augment. de Puis.
P 31	SAN GABRIEL	CB	100	6	PRV	2		3				Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (4 Departs + 1 P.T.)		
P 32	ESTACAO TER.SATELITE	CB	400	6	PRV	1		Inchangee						
P 33	FABRICA AG GR	CB	160	6	PRV	1		Inchangee						
P 34	BANCO	CB	250	6	PRV	2		Inchangee						
P 35	BOA MORTE	CB	250	6	PUB	1		2		1		Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (2 Departs + 1 P.T.)		
P 36	ROQUE	CB	100	6	PRV	1		Inchangee						
P 37	QUARTEL	CB	250	6	PRV	1		Inchangee						
P 38	MADRE DE DEUS	PO	100	30	PUB		1					Poste a renover : depose des fusibles		
P 39	ATELIER CENTRAL	CB	300	30	PRV	2		Inchangee						
P 40	CERAMICA	CB	1260	30	PRV		1					Maintenance à effectuer		
P 41	OTA STO ANTONIO	CB	160	6	PUB	2		3		1		Creation d' un poste de coupure prefabrique 6kV (3 Departs + 1 P.T.)		
P 42	CONSULADA FRANCA	CB	160	6	PRV	1				1		Poste de coupure neuf à créer a l' exterieur (2 Departs + 1P.T.)		
P 43	OLARIA	CB	160	6	PRV	1			1		1	Poste 30 kV neuf à créer en bordure de route	x	
P 44	GANDA	HP	50	6	PUB						1	Matériel 6 kV à déposer, mettre le 30 kV du TR sans coupure	x	x
P 45	ALGES	CB	400	6	PRV	1						Poste inactif : A deposer definitivement		
P 46	ROCA AMPARO	HP	50	6	PRV						1	Matériel 6 kV à déposer, mettre le 30 kV du TR sans coupure	x	
P 47	MESQUITA 1	HP	50	30	PRV									
P 48	MESQUITA 2	HP	50	30	PRV							Poste a supprimer		
P 49	AEROPORTO 1	CB	50	6	PRV	3					1	Poste de coupure neuf (Rien a modifier)		
P 50	AEROPORTO 2	CB	175	6	PRV	2					1	Poste de coupure existant (Rien a modifier)		
P 51	FUMIGACAO	HP	50	6	PRV							Poste inactif : a deposer definitivement		
P 52	POTO	CB	100	30	PRV		2	Inchangee						
P 53	BOA ENTRADA	HP	250	30	PRV			Inchangee				Maintenance à effectuer, porte fusibles 30 kV à déposer		
P 54	POUSADA	HP	100	30	PRV			Inchangee						
P 55	MORRO	CB	50	6	PRV	1		Inchangee				Reprise de la BT par PT 11 (Trindade)		
P 56	INCUBACAO	CB	100	30	PRV		1	Inchangee						
P 57	EMPESCA 1	CB	250	30	PRV		1	Inchangee				Maintenance à effectuer		
P 58	EMPESCA 2	CB	50	30	PRV		1	Inchangee				Maintenance à effectuer		
P 59	ROSEMA	CB	1000	30	PRV		1	Inchangee				Maintenance à effectuer		
P 60	PONTA FIGO	PO	50	30	PRV		1	Inchangee				Maintenance à effectuer, porte fusibles 30 kV à déposer		
P 61	AGUA IZE	CB	200	30	PRV		1	Inchangee				Maintenance à effectuer		

RECAPITULATIF DES SITUATIONS ET DES ETATS DES POSTES MT.

		Caractéristiques actuelles				Situation actuelle		Situation nouvelle Etape 1993				TYPE DE TRAVAUX A EFFECTUER	CDT	Augment. de Puis.
			TR MT/ BT			Cellules depart		Cellules departs		Transformat. BT				
Code du poste	Nom du poste	Type	KVA	U kV	Clientèle	6 kV	30 kV	6 kV	30 kV	6 kV	30 kV			
P 62	BOVINICULTURA	PO	50	30	PRV		1	Inchangee				A rénover (déconnecté)		
P 63	RIBEIRA AFONSO	PO	50	30	PUB		1	Inchangee				Maintenance à effectuer, porte fusibles 30 kV à déposer		
P 64	MONTALVAO	HP	50	6	PUB						1	Matériel 6 kV à déposer, mettre le 30 kV du TR sans coupure	x	
P 65	CATAP	HP	50	30	PRV			Inchangee				Maintenance à effectuer		
P 66	CRUZEIRO	CB	100	30	PUB	1		Inchangee				Maintenance à effectuer et poste à sécuriser (accès au 30 kV)		
P 67	V.CONDE	HP	50	30	PUB			Inchangee						
P 68	BAIRRO DOS COOP.PORT	CB	800	30	PRV				1			Poste nouveau a raccorder sur le 30 kV		
P 69	CASAS PREFABRICADA	CB	50	6	MIX			3				Poste nouveau a construire et a raccorder		
P 70	VICTOR FURTUOSO	CB	50	30	PRV		1					Transformateur 30 kV / BT alimenté par un départ de SE I		
P 71	RIO LECA	HP	25	30	PRV			Inchangee				Maintenance à effectuer		
P 72	MONTE CAFE	HP	50	30	PRV			Inchangee				Maintenance à effectuer		

2. サントメプリンシペ「EMAE（水道電力公社）」の組織概要



ＥＭＡＥの運営管理システム

1）政府（ＧＶＯ）
2）契約計画監視委員会（ＣＳ）
3）経営理事会（ＣＡ）
4）監査部
5）会計部
6）総務局（ＤＧ）
7）管理部（ＣＤ）
8）職員委員会（ＣＰ）
9）労使合同
10）設立委員会（相談主体）（ＣＥ）
11）労使合同経営委員会（相談主体）（ＣＡＰ）
12）生産合同委員会（相談主体）（ＣＭＰ）
13）衛生保険委員会（相談主体）（ＣＨＳ）
14）ＥＭＡＥ社会活動基金（運用主体）（ＦＡＳＥ）

－－－－－－－－－－－－－－－－－－－－

［ＥＭＡＥの経営理事会］

経営理事会はＥＭＡＥの経営と管理の責任を持つ中心機関であり、最大次の８名のメンバーにより構成される。

1）　社会設備環境省の代表者１名。
2）　経済財政省の代表者１名。
3）　保健省の代表者１名。
4）　エネルギー担当局の責任者１名。
5）　ＥＭＡＥ社長１名。
6）　ＥＭＡＥ社員の代表者１名（直接選挙）

パゲ県のＥＭＡＥ事務所の責任者は同理事会の会議に参加できるが、選挙権はない。

経営理事会のメンバーは個々の省で指名されるか、または組合で選出された者でなければならない。

経営理事会はメンバーの中から、会長と副会長を選ぶこととする。しかしＥＭＡＥ社長は、その何れにも就任することができない。

経営理事会はＥＭＡＥの経営に対して最高の権利を有し、同社のすべての業務や運行の実施に際して、許可を与えることができる。また政府や第三者との交渉において、同社を代表することができる。

経営理事会は業務を効果的に実施するため、自己の業務の一部を他の部署に委任することができる。しかし、以下に述べる項目は委任することができない。

ａ）社長の留守中または社長が業務が実施できない場合、社長を代行する任務を持つ財政局長の任命を行うこと。

ｂ）社長が実施する管理業務の監査と管理を行うこと。

ｃ）各年度の暫定予算の承認を行うこと。

ｄ）年間活動計画の許可ならびに同活動計画の監査を行うこと。

ｅ）投資計画の許可ならびにＥＭＡＥと国家間の交渉結果の確認を行うこと。

ｆ）規則に準じた料金の設定または変更すること。

ｇ）国家政府との約束および義務の履行に関する協定書の批准を行うこと。

ｈ）国家予算に計上されていないもので、４００万ドブラを越える額を一般経費または投資の名目として使用認可を行うこと。そして総額が国家予算に計上されていない分が８００万ドブラ（即ち４０万フランス・フラン或いはその他の外貨の同等額）を越える額の認可を行うこと。

ｉ）年間予算に決められた以上の借入金またはクレジットを、金融機関または銀行から受け取る際の許可を行うこと。

ｊ）年間報告書の承認を行うこと。

ｌ）各年度ごとに編纂する財産目録表の承認を行うこと。

ｍ）中期および長期借入金に対する意見や見解の具申を行うこと。

ｎ）特典や利用可能資金を利用すること。

ｏ）閣僚評議会の意見に従って、ＥＭＡＥの資産および業務を運営、管理、賃貸、譲渡などを行うこと。

ｐ）資金を借り入れる際の利子率、責務、その他の条件を取り決めること。その際現地通貨または外貨に基づいて行われるが、外貨立てで行う場合には、該当する省の承認を得ることとする。

ｑ）現行の定款の改正の際の案を作成すること。

ｒ）法律的な行動と取る必要がある場合に、許可を与えること。

ｓ）契約、取引、借務契約、計画中止、命令書発行、権利の代位などに関して許可を与えること。

ｔ）ＥＭＡＥの定款を承認し、組織全体を取り締まること。

ｕ）社員の養成、職業研修、人事などに関する問題について審議決定を行うこと。

ｖ）労働条件に関して審議を行うこと。

ｘ）社長の提案に従って、ＥＭＡＥの業務責任者の任命と罷免について審議すること。

経営理事会は国家政府担当省に、次の項目について意見を提出しなければならない：
ａ）エネルギー部門のマスタープランの採択についての意見。
ｂ）国家名で借りる借款（国内または国外）契約の実施についての意見。
ｃ）同じ目的を持った公社の創設についての意見。

経営理事会の任期は３年とし、任期を更新することができる。

経営理事会は、通常３ヵ月毎に開催する。しかし、臨時理事会の開催が必要の場合は、それを開催することができる。

理事会の開催は、会長の自己の発議で招集することができる。また経営理事会メンバーの要請により理事会を招集する場合には、メンバーの50％の者が賛同が必要である。また理事会はＥＭＡＥ社長の要請があった場合にも、開催することができる。

審議事項は出席者全員によって採否を決定するが、賛否が相半ばする場合には、会長が最終決定権を持つものとする。

［契約計画監査委員会］
契約計画委員会は、二つの目的を遂行しなければならない。即ち、第一にはＥＭＡＥの履行義務を取り決めると共に、それから生じる結果を取り決めることである。他の目的は、ＥＭＡＥがその義務を実行できるために、国家の義務および監視措置を取り決めることである。

ＥＭＡＥ社長は経営理事会の指導のもと、この契約計画を責任を持って実施しなければならない。

契約監視委員会は国家に対して、同計画を実施する責任を持つ。計画実施のため同委員会は、国家政府の全面協力を仰ぐことができる。

委員会は、次の通り構成される。
１）首相の代理人１名。
２）社会施設環境省（技術監査担当）の代表者１名。
３）経済財務省（財務監査担当）の代表者１名。
４）ＥＭＡＥ経営理事会会長。

5）ＥＭＡＥ社長。
6）主要な融資元の代表。

委員会は毎年一回会合を開催し、各年度の実績の分析を行うこととする。しかし、メンバーのうち２名の要請があれば、それ以外にも会合を開くことができる。

［総務局］

ＥＭＡＥ総務局は、ＥＭＡＥの発展および利益に貢献するため、社長の指導のもとあらゆる権限を行使することができる。

総務局はＥＭＡＥの各年度の運営と管理の実施に対して、責任を負うこととする。総務局は第三者にたいしてはＥＭＡＥ社を代表して行動し、本定款で経営理事会が取り決めている権利を行使して、同社の目的の遂行に努めなければならない。

社長の指名および罷免は、経営理事会の提案のもとに、閣僚評議会の場において、規定に従ってメンバーの３分の２以上の賛成を得て行われる。

総務局長の職務は、法律で規定したこと以外に、次の項目を実施しなければならない。

a）経営理事会の決定事項を実行する、または実行させる。
b）ＥＭＡＥのすべての事業や業務の組織、指導、調整、監視を、適切な措置を講じて行はなければならない。
c）経営理事会に、経営案を提出しなければならない。
d）公社の組織図、個々の部門における職員のあり方、ＥＭＡＥにふさわしい定款などを取り決め、経営理事会に提出して承認を仰がなければならない。
e）収支決算書を国内貨幣、外国貨幣別に作成し、期限内に関係機関に提出して、これらに機関の審査と承認を得なければならない。
f）ＥＭＡＥの職員の採用、昇進、異動、解雇などを行う。職員全般に対して規律を施さねばならない。経営理事会の決定に基づいて、職員に対してあらゆる管理と指導を行わなければならない。
g）経営理事会に、ＥＭＡＥの運用と活動について報告しなければならない。
h）ＥＭＡＥの目的遂行に必要または適切と思われるすてべを提案し、促進し、署名しなければならない。
i）ＥＭＡＥの計画プロジェクトの策定を推進させるとともに、個々の活動・投資・財政などの計画の策定をも推進しなければならない。
j）法律的にＥＭＡＥを代表しなければならない。
l）ＥＭＡＥの目的を遂行させるために、割り当てられた人的資源、自然資源、財政的資源を有効に利用しなければならない。
m）計画を実施のため、必要な措置を講じなければならない。

n）利益を生み出し経済的に長期存続可能な企業理論に基づいたＥＭＡＥの発展に努めなければならない。
o）ＥＭＡＥの計画実施プランに従って、投資に関する提案を提出しなければならない
p）毎年２月１５日までに、ＥＭＡＥ計画実施報告書を提出しなければならない。
q）銀行口座を開設し、運用しなければならない。
r）権限の範囲内で、保険契約を含めたあらゆる契約業務を行わなければならない。
s）ＥＭＡＥの資産が入っている資産目録を、常に現時点で価格が分かるように努めなければならない。その目録には売却資産、譲渡資産、破損資産、その他経済的に価値のあるなしにかかわらず全てを含んだ資産のリストを添付しておかなければならない。
t）経営理事会に対して、副社長その他の責任者の指名を提案することができる。

［管理部］
管理部は社長、副社長、各部の部長より構成される。

管理部はＥＭＡＥの諸活動の組織、指導、調整、確認などの作業を、総務局にさせることとする。各業務の運行およびＥＭＡＥの運行全体に必要と思われる措置は、総務局が各業務部の部長と相談の結果、取り決める。

管理部での審議用に提出される案件は、提案の出所とか取り扱われる問題の種類によって、総務局で準備される場合もあり、また各業務部で準備される場合もある。

管理部は一種の統制機関で、総務局の配下にある。管理部の仕事は、経営理事会により設立されたＥＭＡＥの運営が首尾よく進行し、かつ契約計画も成功を収めることができるよう、各部間の調整を行うことにある。

［職員委員会（労組）］
職員委員会は、労使間の関係を密接にさせることを目的とする。

経済的な視点から言えば、職員委員会は組織問題、管理問題、会社の全体的な動き、労働時間、雇用条件について、必ず知らされるべきであり、また相談されるべきである。

職員委員会は、職員から選出される合計15名より構成される。
７名　エクゼクティーブ級の職員から選出される。
５名　マスター級の職員から選出される。
３名　下級職員から選出される。

職員委員会は社内服務規定を自分たちで設定する。委員会は代表を選出して、会社の個々の労使合同委員会（相談または運用部門別に）に割り当てる。

このようにして職員委員会は、特に社会活動基金のすべての活動の管理を確保し統制することができる。

会社の経営に関して経営理事会、総務局、職員委員会の間で重大な意見の相違がある時には、職員委員会は口頭で異議を申し出ることができる。

［確立委員会］

確立委員会は、労使関係が平等の立場のもとに、職員（組合員）が会社の運営、組織、経営などについて自由に意見を述べることができる場所である。

問題によっては１つまたは２つの合同委員会が事前に準備を行って用意をして、例えば総務局が取り決めた決定事項とか、職員委員会が希望する問題などについて討議することもできる。

確立委員会は、次のメンバーで構成するものとする：

- 職員委員会が指名する４名。
- 社長、サービス部門の各部長または副部長。

確立委員会は、労働者を会社の運営と結び付けるための特権のある場所である。

［平等経営委員会］

平等経営委員会は、労使双方の構成になる混合組織である。ここでは労働者に関係の深いあらゆる問題、例えば募集、昇進、規律などの問題を取り扱う機関である。

同委員会は、次のメンバーで構成するものとする。

- 職員委員会が指名する４名。
- 社長、サービス部門の３部長または副部長。

この委員会は職員規則を適用させて、職員のさまざまな問題を処理する。例えば、委員会は、職員の個人的な要望を検討するとか、罰則の提案を行うとか、不合格問題、昇進問題、職員全体に関心のある問題、特に研修、養成、職業訓練などの問題を取り扱う。

委員会は職員の懲罰問題に関しては、急きょ会合を招集することがある。

[生産混合委員会]

生産混合委員会は労使平等の立場に立った組織で、そこでは労働成果を上げることを目的としたすべての提案や検討が行われる。同時に、サービスの運用の条件とかあらゆる種類の節約も対象として検討が行われる。

生産混合委員会は、次のメンバーで構成するものととする。

- 職員委員会が指名する4名。
- 社長、各サービス部門の部長または副部長。

生産混合委員会は職員の考えを尊重しながら、会社の経済・財政面の発展、労働組織、技術者養成、生産技術などを考える組織である。

[衛生保険委員会]

衛生保険委員会は労使平等の立場に立って、衛生保険問題を取り扱う相談組織である。ここでは会社の労働者ならびに他の企業から派遣されて当社で働く人たちの衛生と保険問題、さらに労働条件の改善のために存在する。

衛生保険委員会は、次のメンバーで構成するものとする。

- 職員委員会が指名する4名。
- 社長、各サービス部門の部長または副部長。

この委員会は労働時間、特に夜勤における労働時間の問題、材料の取扱い問題、労働場所の選択問題またそれに付属する問題を取り扱う組織である。

この委員会は危険な場所を定期的に点検を行い、危険を予防するとともに、危険予防の対策を講じて、労働条件を改善する役目を持つ。

同委員会は、労働者の安全のために必要で適切な技術を習得する組織である。

[会社の社会活動基金]

社会活動基金は、労使平等の立場に立った相互扶助組織である。ここでは運営資金は社員から割当金とか、会社からの寄付金で賄われる。

基金は、次のメンバーで構成するものとする。

- 職員委員会が指名する4名。
- 社長、各サービス部門の部長または副部長。

基金の役割は、会社の職員の家族、健康、文化、余暇などの問題を、ボーナス、医療費医療一部払い戻し金、スポーツ大会、慰労会などの全額あるいは一部を負担する形を通して、会社の職員を補佐することを目的とする。

基金は同様に、退職労働者にも更生資金の形で支払って援助する。

サントメ・プリンシペ公報

閣僚議会（法令第５９／９１号）

ＥＭＡＥ（水道電力公社）に関わる法律を制定するため、サントメ・プリンシペ民主共和国政府は、憲法第９９条Ｃ項に則り、以下の通り定める。

第１条

水道電力公社（略称ＥＭＡＥ）は法人組織の公的性格を持ち、経営および財政面で自治を享受するものとする。

第２条

1　ＥＭＡＥは、電力を公共に対して生産、送電、配給するほか、水を採取、精製、貯蔵し、全土に配給することを主要目的とする。

2　ＥＭＡＥは前条で述べた主要目的とは別に、主要目的と関わりのある第２次的活動を、担当省の許可を事前に得て、行うことができる。

3　ＥＭＡＥは国家政府の統制のもと、水道電気部門の定められた目的を実現するものとする。

第３条

1　使用料は、その時の収益を勘案して決定する。

2　政府は、ＥＭＡＥの公共性を考え、使用料を政治的判断から設定し、不足分は政府が補填する形態を取ることとする。

第４条

1　ＥＭＡＥは使用料を、担当省が決める顧客から、外貨で徴収することができる。

2　徴収した外貨はサントメ・プリンシペ国立銀行の口座に保管し、外貨での支払いの必要が発生したときに流用することとする。

3　前項で述べた外貨は主として、機械の修繕に不可欠な部品、付属品、予備品などの購入に充当する。

第５条

ＥＭＡＥには、次の部門を設けることとする。

－　経営理事会

－　社長

第６条

ＥＭＡＥの資本総額は、すべての資産の評価を行った後で、担当大臣の法令によって決めることとする。

第７条

本法令は、ただちに発行する。

１９９１年9月１８日　サントメ・プリンシペ市で開催の閣僚会議。

首相　ダニエル・リマ・ドス・サントス・ダイオ
経済財政相　アスカー・アギアー・ド・サグラメント・イ・ソウザ

１９９１年9月１９日発令
共和国大統領　ミゲル・アンジョス・ダ・クーニャ・リスボア・トロボアーダ

－－－－－－－－－－－－－－－－－－－

水道電力公社（ＥＭＡＥ）定款

第１章　基本条項
第１条　名称、性格、本部
1　当公社は名称を、水道電力公社（略称ＥＭＡＥ）と呼ぶ。当社は国家政府の水道と電気部門を担当する、経済と財政面で自治体制を持つ組織である。
2　ＥＭＡＥは本部をサントメ・プリンシペに置くが、経営理事会の許可を得て、本部を全国の何れの場所にでも移すことができる。さらに、自己の目的遂行のためには、支部その他の出張所を設置することもできる。
第２条　目的
1　ＥＭＡＥの主要目的は、次のものを公共に供することである。
ａ）電力の生産、送電、配電。
ｂ）水の採取、精製、貯蔵、配水。
ｃ）インフラ、配電網、配水網。
2　ＥＭＡＥはさらに上の主要目的と関連する２次的な活動を、担当相の許可を事前に得て行うことができる。
3　ＥＭＡＥは国家統制のもと、水道・電気部門の定められた目的を実現するものとする。
第３条　資本
1　ＥＭＡＥの資本は、担当相の発する法令に基づいて、現地通貨ドブラで表示することとする。
2　ＥＭＡＥの全資産とは、同社の本来の仕事に使用される動産・不動産のほか、法律または契約などによって同社に属するようになるその他の財産や有価証券なども含むものとする。
3　ＥＭＡＥの資本は、まず当社の資産目録を監査官の参加のもとで作成を行い、次いで本法令の発表後９０日以内に、資本の総額を算定し決定するものとする。
第４条　資本の増減
資本の増資ないしは減資は、経営理事会にはかった後、担当相の発する法令によって

実施するものとする。

第５条　資産の登録

目録作成後、社長はＥＭＡＥの資産を登録しなければならない。

第６条　法律の適用

ＥＡＭＥは本法令の発令により、法令の諸規則の制約を受けるほか、その他の関係する協定や契約の制約も受けることになる。

第７条　期間

ＥＭＡＥは、不特定の期間存続するものとする。

第８条　実施の範囲

ＥＭＡＥはその活動を、国の全土を対象に実施することとする。

第９条　外貨による決算

１　ＥＭＡＥはサントメ・プリンシペ国立銀行に外国口座を開設し、自由に取引することができる。

２　前項で述べた口座は、あくまでもＥＭＡＥがその目的遂行のために有効な手段として使用するためである。即ち、本来の目的遂行に不可欠なもの、例えば、設備、器具、付属品、備品、用具、各種資材などの購入のために使用するものである。

第２章　ＥＭＡＥの権利と義務

第１０条　ＥＭＡＥの権利

１　ＥＭＡＥはその主要目的遂行のため、次の権利を行使することができる。

ａ）政府認可の規則に則り、水道と電気の設備およびインフラを取得し、かつ利用する権利を有する。

ｂ）水道と電気のインフラの段階的発展に必要な工事を、計画し実施する権利を有する。

ｃ）本来の目的遂行のために既に行った工事を維持管理する権利を有する。

ｄ）活動によって生じる利益を料金として設定し、かつ徴収する権利を有する。

ｅ）本来の主要目的遂行を補填するための２次的な活動を、直接にまたは別の企業や団体との提携を通じて実施する権利を有する。

ｆ）本来の目的遂行に必要な場合には、政府の行政援助を受ける権利を有する。

ｇ）本来の目的遂行に当たり土地を利用したい場合には、当該する土地の買い上げを要請する権利を有する。

ｈ）インフラ設備や従業員に対して、国の保護を受ける権利を有する。

ｉ）ＥＭＡＥの施設を部外者が利用する場合には、それに一定の規則を加えると共に、料金を徴収する権利を有する。

ｊ）土曜日、日曜日、祭日を含めて毎日２４時間稼働させる権利を有する。

第１１条　ＥＭＡＥの義務

ＥＭＡＥは、他の該当する規則の義務を受ける以外に、次の義務をも負わなければならない。

a）［印刷不鮮明のため、翻訳不可能］

b）電力の生産現場および取水場所での安全と住民の安全を護るため、特別の保護対策を講じる義務を有する。

c）［印刷不鮮明のため、翻訳不可能］

d）労働者を事故や職業病から守るため、保護、安全、衛生面での対策を始終行う義務を有する。

e）施設、機械その他の物の維持、管理、保護を行うための特別措置を取る義務を有する。

f）ＥＭＡＥのために使われている不動産を譲渡したり税を課するようなことをしてはならない。

g）一般大衆がＥＭＡＥの事業に親しみを感じるように、徐々に仕向ける義務を有する。

第１２条　サービスの一般利用

1　インフラ設備や運搬網が十分に整っている場合には、何人でも料金さえ支払えば個人的に自由にＥＭＡＥのサービスを受けることができる。

2　しかし、利用者が料金を支払わない場合には、料金支払い規約に則り、ＥＭＡＥはサービスの提供を中止することができる。

3　照明や街灯のサービスを公共に対して行うか否かは、ＥＭＡＥの判断に委ねる。

第１３条　ＥＭＡＥと顧客との間の争い

1　ＥＭＡＥと顧客との間で料金の支払い額について争いが起こった場合には、その件は法的に解決することとする。

2　訴訟が始まったからといって、ＥＭＡＥはサービスの供給を一方的に中止することはできない。

第１４条　施設近辺での危険行為

1　電気や水道のインフラ設備の近くでの、設備を危険に陥れるとか水を汚染させる類いの活動はいかなるものであっても禁止する。

2　安全区域の範囲は、担当相または保健担当相が、法令で定めることとする。

第１５条　施設近辺での工事の実施

［印刷不鮮明のため、翻訳不可能］

第１６条　ＥＭＡＥ施設の公共性

［印刷不鮮明のため、翻訳不可能］

第３章　組織と運用

第１７条　組織

ＥＭＡＥの組織は、次に大別される。

a）経営理事会。

b）社長。

第１８条　定義

経営理事会はＥＭＡＥの経営と管理を司る中心組織であり、最高８名のメンバーで構成される。

第１９条　構成

１　経営理事会は、次のメンバーで構成される。

ａ）担当省の代表者１名。

ｂ）社会施設環境省の代表者１名。

ｃ）保健省の代表者１名。

ｄ）エネルギー局の代表者１名。

ｅ）社長。

ｆ）職員代表１名。

２　パゲ県のＥＭＡＥ支所の責任者は経営理事会に参加できるが、投票権は持たない。

３　動機が何れであろうとも、経営理事会が解散の場合には、暫定経営委員会が設置され、この委員会がＥＭＡＥの経営に当たる。

第２０条　指名

経営理事会のメンバーは、各省で指名される。職員はこの目的のために招集された会合で指名される。

第２１条　会長、副会長の指名

経営理事会のメンバーたちが、会員の中から会長と副会長を選出する。しかしＥＭＡＥの社長は、その何れにもなることはできない。

第２２条　経営理事会の権利

１　経営理事会はＥＭＡＥの代表機関であるため、いちばん強力な権力を有する。

２　経営理事会は業務を円滑に遂行するため、自己の業務の一部を他の部署に委託することができる。しかし、以下に述べる項目は委託することができない。

ａ）社長の留守中または社長が何らかの理由で業務を実施できない場合に、財政局長を任命して、代行業務をさせること。

ｂ）社長が実施する管理業務の監査と管理を行うこと。

ｃ）各年度の暫定予算の承認を行うこと。

ｄ）年間活動計画の許可ならびに同活動計画の監査を行うこと。

ｅ）投資計画の許可、ならびにＥＭＡＥと国家間の交渉結果の確認を行うこと。

ｆ）規則に準じた料金の設定または変更を行うこと。

ｇ）国家政府との約束および義務の履行に関する協定書の批准を行うこと。

ｈ）国家予算に計上されていないもので、４００万ドブラを越える額を一般経費または投資の名目として使用許可すること。そして総額が国家予算に計上されていない分が８００万ドブラ（即ち４０万フランス・フラン或いはその他の外貨の同等額）を越える額の認可を行うこと。

ｉ）年間予算に決められた以上の借入金またはクレジットを、金融機関または銀行から受け取る際の許可を行うこと。

ｊ）年間報告書の承認を行うこと。

ｌ）各年度ごとに編纂する財産目録表の承認を行うこと。

ｍ）中期および長期借入金に対する意見や見解の具申を行うこと。

ｎ）特典や利用可能資金を利用すること。

ｏ）閣僚評議会の意見に従って、ＥＭＡＥの資産および業務を運営、管理、賃貸、譲渡などを行うこと。

ｐ）資金を借り入れる際の利子率、責務、その他の条件を取り決めること。その際現地通貨または外貨に基づいて行われるが、外貨立てで行う場合には、該当する省の承認を得ることとする。

ｑ）現行の定款の改正の際の案を作成すること。

ｒ）法律的な行動と取る必要がある場合に、許可を与えること。

ｓ）契約、取引、借務契約、計画中止、命令書発行、権利の代位などに関して許可を与えること。

ｔ）ＥＭＡＥの定款を承認し、組織全体を取り締まること。

ｕ）社員の養成、職業研修、人事などに関する問題について審議決定を行うこと。

ｖ）労働条件に関して審議を行うこと。

ｘ）社長の提案に従って、ＥＭＡＥの業務責任の任命と罷免について審議すること。

第２３条　経営理事会の義務

経営理事会は国家政府担当省に、次の項目について意見を提出しなければならない。

ａ）エネルギー部門のマスタープランの採択についての意見。

ｂ）国家の名によって借りる借款（国内または国外）契約の実施についての意見。

ｃ）同じ目的を持った公社の創設についての意見。

第２４条　任期

経営理事会の任期は３年とするが、任期を更新することができる。

第２５条　理事の規則

１　理事の仕事は、有給である。

２　理事の給与は職員の最高給与の１５％以上であってはならない。そして、理事の給与は会社の経済収益を勘案して取り決める。

第２６条　経営理事会の会議

１　経営理事会は通常３ヵ月毎に開催する。しかし、臨時理事会の開催を必要とする時にはいつでも開催できる。

２　理事会の開催は、会長自身の発議で招集することができる。また理事会メンバーの要請により招集する場合には、全メンバーのうち５０％の者の賛同が必要である。また理事会はＥＭＡＥ社長の要請があった場合にも、開催することができる。

3　招集状は文書で最低開催日の３日前に発送しなければならず、かつ書状には議題、日時、場所を明記しなければならない。

4　第３項で述べた会議の会期は、もし会議が審議のほか政府の許可をも必要とする場合には、１５日間とする。

5　審議事項は出席者全員によって採否を決定するが、賛否が相半ばする場合には、会長が最終決定権を持つものとする。

6　ＥＭＡＥの会計の検査を担当する団体は、経営理事会へ参加することができる。しかし、投票権はない。

第２７条

1　経営理事会での審議事項は何れの場合でも、メンバーの７５％の者が参加していれば、有効と見なす。

2　しかし、人数の不足のため理事会が開催できない場合には、２回目の理事会をそれから８日～１５日後の期間内に開催することとする。２回目の理事会では会長と２名のメンバーの出席があれば、その理事会を有効と見なす。

3　メンバーが欠席する場合には代理人をたてることができる。しかし、その場合には会長の承認を得なければならない。

4　経営理事会の審議事項が承認に達しない場合には、その案件は１０日以内に担当省に送られる。同案件が担当省に送付されてから１５日が経過しても、何ら意見の発表がない場合には、その案件は承認されたものと見なす。

第２８条　経営理事会の司会

経営理事会は会長が司会を行い、それが不可能の場合には副会長が司会を行う。

［総務局関連］

第２９条　定義

1　ＥＭＡＥの総務局は社長が指揮を取る。社長は最大の権限を持ち、ＥＭＡＥのすべての領域で命令することができる。

2　社長はＥＭＡＥの運営と管理の最高責任者であり、第三者にたいしてはＥＭＡＥを代表する人物であり、同社の目的遂行に対して、経営理事会の規約に触発しない限りにおいて、権限を十分に発揮することができる。

第３０条　任命と解任

社長の任命と解任は、経営理事会の提案に従って、閣僚評議会が発する発令によって行われる。経営理事会での決定には３分の２の投票数が必要である。

第３１条　局長の責務

局長には、法律で定める責務のほか、次の項目を行はなければならない。

ａ）経営理事会の決定事項を実施するか、実施させる。

ｂ）ＥＭＡＥのすべての業務を、適切な措置を講じて組織、指導、調整、監督する。

ｃ）経営理事会に、経営案を提出しなければならない。

ｄ）公社の組織図、個々の部門における職員のあり方、ＥＭＡＥにふさわしい定款などを取り決め、経営理事会の承認を仰がなければならない。

ｅ）収支決算書を国内貨幣、外国貨幣別に作成し、期限内に関係機関に提出して、審査と承認を得なければならない。

ｆ）ＥＭＡＥの職員の採用、昇進、異動、解雇などを行う。職員全般に対して規律を施さねばならない。経営理事会の決定に基づいて、職員に対してあらゆる管理と指導を行わなければならない。

ｇ）経営理事会に、ＥＭＡＥの運用と活動について報告しなければならない。

ｈ）ＥＭＡＥの目的遂行に必要または適切と思われるすてべを提案し、促進し、署名しなければならない。

ｉ）ＥＭＡＥの計画プロジェクトの策定を推進させるととに、個々の活動・投資・財政などの計画の策定をも推進しなければならない。

ｊ）法律的にＥＭＡＥを代表しなければならない。

ｌ）ＥＭＡＥの目的を遂行させるために、割り当てられた人的資源、自然資源、財政的資源を有効に利用しなければならない。

ｍ）計画を実施のため、必要な措置を講じなければならない。

ｎ）利益を生み出し経済的に長期存続可能な企業理論に基づいたＥＭＡＥの発展に努めなければならない。

ｏ）ＥＭＡＥの計画実施プランに従って、投資に関する提案を提出しなければならない

ｐ）毎年２月１５日までに、ＥＭＡＥ計画実施報告書を提出しなければならない。

ｑ）銀行口座を開設し、運用しなければならない。

ｒ）権限の範囲内で、保険契約を含めたあらゆる契約業務を行わなければならない。

ｓ）ＥＭＡＥの資産が入っている資産目録を、常に現在の価格に算定しておくように努めなければならない。その目録には売却資産、譲渡資産、破損資産その他経済的に価値のあるなしにかかわらず全てのものを含んだ資産のリストを添付しておかなければならない。

ｔ）経営理事会に対して、副社長その他の責任者の指名を提案することができる。

第３２条　責任

経営理事会のメンバーと局長たちは、ＥＭＡＥの事業と業務の遂行の際に運用する資金の管理に対して、民法・刑法上の責任を有する。

第３３条　ＥＭＡＥの代表権

１　ＥＭＡＥは、社を代表して次のことを行う義務がある。

ａ）［印刷不鮮明のため、翻訳不可能］

ｂ）局長名の署名を行うこと、またそれが不可能な場合には、財務局長名の署名を行うこと。しかし、その行為が社長の権限に属する時は除く。

c）ＥＭＡＥの職員名を代表して署名を行うこと。しかし、これは社長の了解を得ているものに限る。

2　単なる事務的な行為は、職員自身が任務や役目に応じて、ＥＭＡＥを代表する。

第３４条　副局長

副局長は、水の供給業務の技術的・財政的運営面で社長を補佐する。

第３５条　してはならない契約

1　ＥＭＡＥと経営者・局長との間の法的・経済的な取引を行いたい場合には、何れの場合でも間接・間接的な取引にかかわらず、必ず事前に経営理事会に承認の伺いをたて、許可を得なければならない。

2　前項で述べるケースは、ＥＭＡＥと企業（企業の持ち主か株主か支配人か理事かがＥＭＡＥの経営理事会のメンバーであること）の間の取引にのみ適用される。この場合、企業側責任者はＥＭＡＥとの関わり合いを、経営理事会と会計責任者に報告しなければならない。また、会計責任者には報告書を提出しなければならない。

3　水道・電力供給に関する通常の契約書の作成については、本条の規則を受けない。

第３６条　両立しない地位

ＥＭＡＥの社長は、国会、省、役所の局長などの公的地位につくことができない。

第４章　政府の介入

第３７条　制約

［印刷不鮮明のため、翻訳不可能］

第３８条　介入の法的根拠

政府当局のＥＭＡＥへの介入は、本法令ならびに政府とＥＭＡＥ間の契約条項に則って行うものとする。

第３９条　担当省の権限

担当省はＥＭＡＥを指導することができる。ＥＭＡＥは担当省の指導に則り、政府の取り決める政策にそって、本来の目的遂行のため努力しなければならない。担当省は具体的には、次のことを行う権限を持つ。

a）ＥＭＡＥの指導部に、指示や訓令を発することができる。

b）必要と思う時にはいつでも、ＥＭＡＥの業務を監査することができる。

c）本法令およびその他の法律に従って、ＥＭＡＥの諸問題を検査し取り決めることができる。

第４０条　担当省の認可を必要とする項目

ＥＭＡＥは次の諸項目を得るには、経営理事会を通して担当省に認可を申請しなければならない。

a）ＥＭＡＥの製品（水道・電力）の公共への利用についての規則。

b）将来計画に対する方針。

c）将来計画の見積り書。

d）港湾工事計画問題、および所轄の監督部署への事前相談後のインフラ設備の維持管理工事の入札問題。

e）特定の該当する法律がない場合の、固定資産の償還、回復(reintegration)，再評価(revaluation) の判断基準、および規則の作成の基準。

f）準備金の備蓄の申請、および収益金の利用の申請。

g）投資および融資の計画。

h）国の財政支援が不足の場合の借り入れ金の申請。

i）公益事業の買い上げの提案。

j）〔印刷不鮮明のため、翻訳不可能〕

第４１条　会計監査

ＥＭＡＥの会計は、会計監査院の監査を受けることとする。

第５章　財務と資産の管理

第４２条　資産の自己管理

1　ＥＭＡＥの資産の運営と管理は、すべてＥＭＡＥが責任をもって行うこととする。

2　ＥＭＡＥは毎年一度資産の再評価を行い、現時点での実質価格を算出しておかなければならない。

第４３条　収益

1　ＥＭＡＥの収益は、通常収益と特別収益の２種類に分類するものとする。

2　通常収益とは、提供したサービスに対して徴収する料金のことを指す。

3　特別収益とは、次のものを指す。

a）資金の利子。

b）国家からの割り当て金、寄付金（物）、譲渡物、国家の補助金。

c）自己資産の売却による収入、および自己資産の権利金。

d）貸付け金やその他の金融取引から来る収益。

e）ＥＭＡＥの資産に及ぼした損害に対して支払われる賠償金。

f）その他何れかの活動の結果直接間接的に入る収益、および法律とか契約が原因で入る収益。

第４４条　料金の徴収

前条で述べる収益は、担当相が定める条件に従って、現地通貨または外貨で徴収することができる。

第４５条　借り入れ金

ＥＭＡＥは該当する法律に則り、現地通貨または外貨により、資金を借り入れることができる。

第４６条　経済財政管理基本指針

ＥＭＡＥは経済・財政から見た収益に見合った経営を行うこととし、かつ次の指針を守らなければならない。

ａ）料金は住民が支払うことのできる範囲内の額を設定することが望ましく、しかもその収益で投資金額の償還ができることが望ましい。

ｂ）［印刷不鮮明のため、翻訳不可能］

第４７条　経営と予算

１　経営は公共企業組織法に基づいて、統制されるものとする。

２　各年度の開発・投資計画に必要な予算案は経営理事会に提出する。理事会はその予算案を審議した後、担当相に申請して認可を得ることとする。

第４８条　償還、回復、資産

ＥＭＡＥは固定資産の償還と回復(reintegration) を、法律の定めに従って処理する。該当する法律がない場合には、担当相の許可を受けて処理することとする。

第４９条　準備金と基金

ＥＭＡＥは、有機法(Organic Law) に規定している準備金と基金を設立しなければならない。

第５０条　収益金の国庫への納入

ＥＭＡＥは国家の一般予算編成に組み入れるため、法律に定められている収益金を、国庫に納入しなければならない。

第５１条　納税

特別の税金免除制度の適用がない限り、ＥＭＡＥは通常の納税制度を遵守して納税しなければならない。

第５２条　収支決算

ＥＭＡＥは、毎年１２月３１日までに、有機法の規定に従い、各年度の収支決算を国に報告しなければならない。

第５３条　資産とサービスの取得

取得した資産とサービスには、現行法の適用を受けることとする。

第５４条　基金の運用

１　ＥＭＡＥの基金の借り入れと受入れに関する借入証券その他の書類は、社長と財務担当理事の２名の署名を必ず受けなければならない。

２　前項で述べる基金は、社の定款に従って運用することができる。

第５５条　監査

ＥＭＡＥの経営の監査は監査官が行うこととする。監査官は該当する法律に則り、個人よりも団体の形で行うほうが望ましい。

第５６条　聴取

ＥＭＡＥの運営は、担当省の聴取を受けることとする。

第７章　その他の規則

第５７条　水力発電所所有者の協力

ＥＭＡＥは水力発電所所有者と、密接に協力することができる。

第５８条　上訴

社長の決定にたいして不満がある場合には、８日以内に経営理事会に申し出ることができる。経営理事会はその件を民間の法律事務所に持ち送ることができる。

第５９条　解釈と不備

本法令の解釈や不備な点についての疑問がある場合には、後ほど担当相の発令によって解決するものとする。

－－－－－－－－－－－－－－－－

3．モーリシャス政府宛て質問書

To: Ministry of Energy, Water Resources and Postal Services

Questionnaire on Energy Sector long-term planning

1. National Development Plan
   Taget sector to be promoted

2. Economic indicators (for past and next 5 years)
   GNP, GNP per capita,
   Statistics of industrial production
   Population (composition of male and female, age)

3. Organizations relevant to energy
   Ministry, electricity company
   Intention of energy development (govenment oriented or private sector oriented?)

4. Existing Energy Development Plan and its national priority in the National Development Plan

5. Energy demand and supply (for past and next 5 years)
   fuel, electricity, others

6. Procurement of energy
   domestic, imported

7. Historical data (year book) of power demand and supply (for past 5 years)
   Power demand by consumer groups (household, industry, tourism, etc.)
   Number of households under contract with electricity company
   Number of energy appliances like TV, refrigerator, etc. (rate of spread)
   Tariff System

8. Outline of existing power facilities and future plans
   Name of power plant, generating type, capacity,
   Load curve of major power plant
   Distribution network

9. Major problems on energy
   demand side and supply side

10. Assistance by other bi-lateral and multi-lateral organizations

11. Present power demand of tourism industry and future trend

12. Future economic plan, especially industrialization

13. Other datas concerning of energy, electricity, etc.

14. In case the Study is implemented by JICA, How do you intend to use the result of the Study?

15. One of the purposes of the Study is the technical transfer from Japanese side to Mauritian counterpart personnel during the study. Is it possible to assign the qualified and necessary number of counterpart personnel and provide working facilities like office, desks, chairs, etc. for the Study?

モーリシャス政府より提出された「質問書に対する回答」および補足資料

QUESTIONNAIRE ON ENERGY SECTOR LONG-TERM PLANNING

1. The target sectors to be promoted according to the National Development Plan are: industry, tourism, regional and international trade, freeport, financial and other services.

2.(i) **Economic indicators (for past 5 years)**

Gross National Product (GNP)	1991	1992	1993	1994	1995
at factor cost (Rs m)	36,037	40,857	46,515	51,994	57,575
at market prices (Rs m)	42,855	48,097	54,940	61,144	67,275
Per capita GNP					
at factor cost (Rs)	34,791	38,913	43,766	48,295	52,427
at market prices(Rs)	41,373	45,808	51,693	56,794	61,259

(ii) **Statistics of industrial production is at Annex I**

(iii) **Total Population**

1990	1991	1982	1993	1994
1,058,775	1,070,128	1,084,401	1,097,305	1,112,607

Forecast based on 1993

1998	2003
1,158,071	1,213,688

For composition and age, please see Annex II

3. **Organisations relevant to energy are:**

(i) Ministry of Energy, Water Resources, Postal Services, Scientific Research and Technology.

(ii) Central Electricity Board

(iii) Electrical Services Division.

4. The Energy Development Plan is an integral part of the National Development Plan. The basic thrust of national energy policy will be to achieve maximum energy efficiency to support the country in its efforts to maintain and enhance its international competitiveness. Energy pricing policies will continue to be adjusted so as to advance the above objectives.

5. Energy demand and supply

Energy Demand

FUEL DEMAND (in tons)

	1989	1990	1991	1992	1993
Gasolene	52,931	59,199	61,453	67,848	72,161
Diesel Oil	81,171	91,339	94,572	105,614	115,603
Dual Purpose Kerosene	141,863	165,266	166,467	171,052	148,974
Fuel Oil	87,799	120,264	134,422	128,043	156,229
LPG	19,941	22,547	25,719	28,684	31,529
Coal	57,000	60,000	65,000	67,000	60,000

Fuel Supply (in tons)

	1989	1990	1991	1992	1993
Gasolene	54,205	55,966	65,386	63,724	74,784
Diesel Oil	164,815	153,932	153,870	165,968	180,040
Dual Purpose Kerosene	160,862	166,847	157,106	168,650	160,868
Fuel Oil	109,359	139,678	143,482	169,709	178,922
LPG	18,296	22,529	26,008	29,071	29,185
Coal	66,009	80,106	66,000	72,000	62,904

Electricity Demand and Supply (in GWH)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Demand (GWH)	559.1	624.7	668.0	742.9	821	896
Supply (GWH)	667.2	737.2	808.7	869.1	961	1,048

	1996	1997	1998	1999	2000
Demand (GWH)	971	1,055	1,142	1,239	1,345
Supply (GWH)	1,136	1,235	1,334	1,446	1,569

6. Procurement of Energy

Domestic: not applicable

Imported: All pretroleum products, are imported by the STC. LPG and coal are imported by the oil companies.

7. **Historical data (year book) of power demand and supply (for past years)**

(i) Power demand by consumer groups

Category of Consumers	1989	1990	1991	1992	1993
Domestic	179.8	198.9	220.4	249.3	274.3
Commercial	108.6	126.4	149.4	168.3	185.0
Industrial (General)	184.3	212.5	232.2	244.5	258.1
Industrial (Irrigation)	7.3	13.7	14.2	15.7	14.6
Others	6.6	7.6	8.5	10.3	10.9
TOTAL	486.6	559.1	624.7	688.0	742.9

(ii) No. of Household under contract with CEB, the only electricity utility on the island

Year	No. of Domestic Consumers
1989	189,759
1990	196,312
1991	203,741
1992	211,655
1993	220,309

(iii) No. of Energy Appliance: TV - 162,700 (Data for other Appliances not available)

(iv) The Tariff System is at Annex III

8. **Existing Power facilities and future plans - see annex IV**

9. **Major problems on energy**

Due to financial constraints, the power utility is not in a comfortable position to further invest in the expansion of its generation capacity. Private sector participation is, therefore, being encouraged to meet future demand.

10. Assistance by other bi-lateral and multi-lateral organisations: Government of France, U.K., European Economic Community, UNDP

11. Present power demand of tourism industry and future trend: It is not to assess the power demand of the tourism industry per as it is associated for in the Commercial Sector.

12. Future economic plan, especially industrialisation, under preparation

13. Other datas concerning energy, electricity, etc - Nil.

14. In case the study is implemented by JICA, the results of the study would pave the way for the establishment of a least cost plan for the energy sector as well as investment programmes for the medium to long-term.

15. Yes, it is possible to assign the qualified and necessary number o counterpart personnel and provide working facilities like office, desks chairs, etc. for the study.

RED DISK/ENERGY1

Table 13 - Production account of the industrial sector, 1990

Rs Mn

Industrial activity	Gross output at producers' value	Intermediate consumption	GDP at market prices	Net indirect taxes	GDP at factor cost	Compensation of employees	Gross operating surplus
Mining and quarrying	79.3	42.3	37.0	-	37.0	18.0	19.0
Manufacturing	26,780.7	18,120.0	8,660.7	1,199.6	7,461.1	3,439.4	4,021.7
(a) Large establishments :							
food	7,706.5	6,087.5	1,619.0	435.4	1,183.6	506.5	677.1
beverages and tobacco	1,756.3	579.0	1,177.3	722.7	454.6	146.2	308.4
textile and wearing apparel	10,724.1	7,271.7	3,452.4	1.0	3,451.4	1,861.9	1,589.5
leather products and footwear	316.8	189.7	127.1	0.6	126.5	52.5	74.0
wood products and furniture	389.9	250.9	139.0	1.4	137.6	71.0	66.6
paper products, printing and publishing	523.6	293.4	230.2	2.6	227.6	94.7	132.9
chemicals and chemical, rubber and plastic products	1,468.6	1,015.5	452.1	8.5	443.6	130.4	313.2
non-metallic mineral products	435.5	273.8	161.7	1.8	159.9	49.5	110.4
metal products, machinery and transport equipment	952.2	573.3	378.9	24.8	354.1	121.7	232.4
electrical machinery	299.1	222.4	76.7	0.7	76.0	33.8	42.2
other products	1,356.1	927.3	428.8	0.1	428.7	178.4	250.3
(b) Other including government printing	852.0	434.5	417.5	-	417.5	192.8	224.7
Electricity, gas and water	1,262.0	755.0	507.0	-	507.0	317.0	190.0
Construction	6,285.0	4,069.0	2,216.0	-4.0	2,220.0	1,160.0	1,060.0
TOTAL	34,407.0	22,986.3	11,420.7	1,195.6	10,225.1	4,934.4	5,290.7

Table 14 - Production account of the industrial sector, 1991

Table 14 – Production account of the industrial sector, 1991

Rs Mn

Industrial activity	Gross output at producers' value	Intermediate consumption	GDP at market prices	Net indirect taxes	GDP at factor cost	Compensation of employees	Gross operating surplus
Mining and quarrying	92.3	49.3	43.0	-	43.0	20.9	22.1
Manufacturing	29,426.0	19,857.5	9,568.5	1,316.6	8,251.9	4,014.4	4,237.5
(a) Large establishments:							
food	8,059.3	6,380.3	1,679.0	423.3	1,255.7	604.1	651.6
beverages and tobacco	2,002.8	666.8	1,336.0	855.9	480.1	204.4	275.7
textiles and wearing apparel	11,796.7	7,957.7	3,839.0	1.1	3,837.9	2,108.2	1,729.7
Leather products and footwear	314.4	187.3	127.1	0.7	126.4	59.0	67.4
wood products and furniture	371.7	231.2	140.5	1.6	138.9	81.4	57.5
Paper products, printing and publishing	571.6	313.0	258.6	3.4	255.2	113.6	141.6
chemicals and chemical, rubber and plastic products	1,988.2	1,430.1	558.1	8.9	549.2	159.0	390.2
non-metallic mineral products	521.9	319.8	202.1	3.4	198.7	85.2	113.5
metal products, machinery and transport equipment	1,005.1	619.1	386.0	16.2	369.8	134.8	235.0
electrical machinery	417.9	309.6	108.3	1.4	106.9	46.8	60.1
other products	1,376.4	932.6	443.8	0.7	443.1	192.5	250.6
(b) Other including government printing	1,000.0	510.0	490.0	-	490.0	225.4	264.6
Electricity, gas and water	1,557.0	782.0	775.0	-	775.0	340.0	435.0
Construction	7,338.1	4,754.6	2,583.5	-6.7	2,590.2	1,312.5	1,277.7
TOTAL	38,413.4	25,443.4	12,970.0	1,309.9	11,660.1	5,687.8	5,972.3

Table 14 -Production account of the industrial sector, 1992

Rs Mn

Industrial activity	Gross output at producers' value	Intermediate consumption	GDP at market prices	Net indirect taxes	GDP at factor cost	Compen-sation of employees	Gross operating surplus
1. Mining and quarrying	110.6	56.6	54.0	-	54.0	21.0	33.0
2. Manufacturing	32,175.0	21,356.1	10,818.9	1,457.9	9,361.0	4,627.0	4,734.0
(a) Large establishments:	30,928.7	20,729.8	10,198.9	1,457.9	8,741.0	4,382.0	4,359.0
(b) Other including Government Printing	1,246.3	626.3	620.0	-	620.0	245.0	375.0
3. Electricity, gas and water	1,772.1	822.1	950.0	-	950.0	355.0	595.0
4. Construction	8,546.0	5,570.5	2,975.5	- 29.5	3,005.0	1,560.0	1,445.0
TOTAL	42,603.7	27,805.3	14,798.4	1,428.4	13,370.0	6,563.0	6,807.0

RESIDENT POPULATION ESTIMATES BY AGE GROUP AND SEX- 1.7.1994

REPUBLIC OF MAURITIUS

Age group (Years)	Male	Female	B.Sexes	
			Number	%
0	10,746	10,616	21,362	1.92
1 - 4	44,534	43,011	87,545	7.87
5 - 9	48,685	46,969	95,654	8.60
10 - 14	55,370	53,953	109,323	9.83
15 - 19	55,143	53,938	109,081	9.80
20 - 24	48,542	46,190	94,732	8.52
25 - 29	52,678	49,731	102,409	9.20
30 - 34	52,240	49,699	101,939	9.16
35 - 39	45,165	43,297	88,462	7.95
40 - 44	39,563	38,493	78,056	7.02
45 - 49	27,087	28,125	55,212	4.96
50 - 54	19,662	20,837	40,499	3.64
55 - 59	16,569	18,307	34,876	3.14
60 - 64	13,464	15,060	28,524	2.56
65 - 69	12,363	14,598	26,961	2.42
70 - 74	7,969	10,073	18,042	1.62
75 - 79	4,281	6,375	10,656	0.96
80 - 84	2,047	3,770	5,817	0.52
85 +	871	2,586	3,457	0.31
All ages	556,979	555,628	1,112,607	100.00

General Notice No. 961 of 1992

CENTRAL ELECTRICITY BOARD

In the exercise of the powers conferred upon it by Section 20 of the Central Electricity Board Act, the Board hereby fixes the prices to be charged for the supply of eletricity as follows:

1. In this notice:
"Bulk Consumer"
"Demand Charge"
"Industrial Consumer"
"Monthly Minimum Charge"
"Running Charge"
"Total Connected Load"

have the meanings conveyed in Government Notice 516 of 1964 and

"Commercial Consumer"
"Domestic Consumer"

have the meanings conveyed in Government Notice 1028 of 1987.

2. The tariff fixing the price which shall be charged by the Board for the supply of electricity to a Domestic Consumer during any particular month shall be as set out in Schedule I to this notice.

3. The tariff fixing the price which shall be charged by the Board for the supply of electricity to a Commercial Consumer or to a Bulk Consumer during any particular month shall be as set out in Schedule II to this notice.

4. The tariff fixing the price which shall be charged by the Board for the supply of electricity to an Industrial Consumer during any particular month shall be as set out in Schedule III to this notice.

5. The tariff fixing the price which shall be charged by the Board for the supplly of electricity to Sugar Factories requiring standby supply for starting the factory and emergency supply during crop season shall be as set out in Schedule IV to this notice.

6. The tariff fixing the price which shall be charged by the Board for the supply of electricity to Municipal, District and Village Councils for street lighting purposes and traffic lights during any particular month shall be as set out in Schedule V to this notice.

7. The tariff fixing the price which shall be charged by the Board for the supply of electricity to Industrial Consumers for pumping for irrigation purposes only during any particular month shall be as set out in Schedule VI to this notice.

8. The tariff fixing the price which shall be charged by the Board for the supply of electricity for temporary purposes shall be as set out in Schedule VII to this notice.

9. The meter rental applicable to single-phase consumers shall henceforth be charged at two rupees per month or part thereof.

10 The revised tariffs shall take effect as from 15 August 1992.

For accounting purposes electricity bills issued in respect of consumptions related to metre readings taken on 15 August 1992 and until 14 September 1992 shall be calculated on a pro-rata basis. For the sake of this calculation, each day's consumption shall be deemed to be the equivalent of 1/31st of the total consumption registered on the meter since the date of the last reading.

Central Electricity Board
10 August 1992.

M. CHUMROO
Chairman

SCHEDULE I

CENTRAL ELECTRICITY BOARD
Tariffs applicable to Domestic Consumers

Tariffs: *110, 120, 140*

Tariffs applicable to consumers having a total declared connected load of:

300 watts or less	... Tariff 110
301 to 5,000 watts inclusive ...	... Tariff 120
5,001 watts or above	... Tariff 140

Rates applicable per month or part thereof

Initial 25 kilowatt hours	... ...	Rs 1.65 per kWh
Next 75 kilowatt hours	... ...	Rs 2.10 per kWh
Next 150 kilowatt hours	... ...	Rs 2.35 per kWh
All additional kilowatt hours	... ...	Rs 3.00 per Kwh

Minimum charge applicable per month or part thereof

For a total connected load of:

300 watts or less	... Tariff 110	Rs 20.00
301 to 5,000 watts inclusive ...	... Tariff 120	Rs 75.00
5,000 watts or above	... Tariff 140	Rs 150.00

Security Deposits

The Security Deposits are as follows:

Tariff 110	Rs 100.00
Tariff 120	Rs 300.00
Tariff 140	Rs 500.00

SCHEDULE II

CENTRAL ELECTRICITY BOARD

Tariffs applicable to Commercial & Bulk Consumers

Tariff 210 — Flat Rate Tariff for Commercial Consumers

Running Charge ... Rs 3.20 per kWh

Minimum Charge ... Rs 60.00 per month or part thereof per kilowatt or fraction thereof of total connected load, subject to a minimum of Rs 60.00 per month

Tariff 211 — Maximum Demand Tariff for Commercial and Bulk Consumers

Demand Charge ... Rs 80.00 per kVA of Maximum Demand, subject to aminimum of 20 kVA.

Running Charge ... Rs 1.95 per kWh

Minimum Charge ... A sum equal to the highest Demand Charge paid in any one of the preceding six months of account.

Tariff 221 — Maximum Demand Tariff for Commercial and Bulk Consumers supplied at high voltage

Demand Charge ... Rs 80.00 per kVA of Maximum Demand, subject to a minimum of 20 kVA.

Running Charge ... Rs 1.85 per kWh

Minimum Charge ... A sum equal to the highest Demand Charge paid in any one of the preceding six months of account.

Power Factor Clause (Applicable to Tariffs 211 & 221)

A surcharge of Rs 30.00 per kVA, irrespective of application of minimum charge or not, shall be levied on the excess kVA recorded for the month or part thereof if the calculated average power factor for the month or part thereof is less than 0.90.

The average Power Factor for a month is calculated from the ratio:

$$\frac{\text{kWh recorded for the month or part thereof}}{\text{kVAh recorded for the month or part thereof}}$$

Excess kVA is calculated from the formula: $E = \frac{M \times (0.90 - P)}{0.90}$

Where E = Excess kVA

M = Maximum Demand in kVA recorded for the month or part thereof

P = Calculated average power factor for the month or part thereof

Security Deposits

Tariffs 210, 211 & 221 ... Rs 200.00 per kW oor fraction thereof of total connected load.

SCHEDULE III

CENTRAL ELECTRICITY BOARD

Tariffs Applicable for Industrial Consumers

Tariff 310 — Flat Rate for Industrial Consumers

Running Charge ... Rs 2.65 per kWh

Minimum Charge ... Rs 50.00 per month or part thereof per kilowatt or fraction thereof of total connected load, subject to a minimum of Rs 50.00 per month.

Tariff 311 — Maximum Demand Tariff for Industrial Consumers

Demand Charge ... Rs 70.00 per kVA of Maximum Demand, subject to a minimum of 20 kVA.

Running Charge ... Rs 1.55 per kWh.

Minimum Charge ... A sum equal to the highest Demand Charge paid in any one of the preceding six months of account.

Tariff 312 — Maximum Demand Tariff for Industrial Consumers possessing an Export Processing Zone Certificate

Demand Charge ... Rs 70.00 per kVA of Maximum Demand, subject to a minimum of 20 kVA.

Running Charge ... First 250 000 kWh per month or part thereof at Rs 1.40 per kWh, and all additional kWh, and all additional kWh at 1.25 per kWh.

Minimum Charge ... A sum equal to the highest Demand Charge paid in any one of the preceding six months of account.

Tariff 321 — Maximum Demand Tariff forIndustrial Consumers supplied at high voltage

Demand Charge ... Rs 67.00 per kVA of Maximum Demand, subject to a minimum of 20 kVA.

Running Charge ... Rs 1.45 per kWh

Minimum Charge ... A sum equal to the highest Demand Charge paid in any one of the preceding six months of account.

Tariff 322 — Maximum Demand Tariff for Industrial Consumers possessing an Export Processing Zone Certificate and supplied at high voltage

Demand Charge ... Rs 67.00 per kVA of Maximum Demand, subject to a minimum of 20 kVA.

Running Charge ... First 250 000 kWh per month or port thereof at Rs 1.35 per kWh, and all additional kWh at Rs 1.20 per kWh.

Minimum Charge ... A sum equal to the highest Demand Charge paid in any one of the preceding six months of account.

Power Factor Clause (Applicable to Tariffs 311, 312, 321 & 322)

A surcharge of Rs 30.00 per kVA, irrespective of application of minimum charge or not, shall be levied on the excess kVA recorded for the month or part thereof if the calculated average power factor for the month or part thereof is less than 0.90.

The average Power Factor for a month is calculated from the ratio:

$$\frac{\text{kWh recorded for the month or part thereof}}{\text{kVAh recorded for the month or part thereof}}$$

Excess kVA is calculated from the formula: $E = \frac{M \times (0.90 - P)}{0.90}$

Where E = Excess kVA
P = Calculated average power factor for the month or part thereof
M = Maximum Demand in kVA recorded for the month or part thereof

Security Deposits

Tariffs 310, 311, 312, 321 & 322 ... Rs 200.00 per kW or fraction thereof of total connected load.

SCHEDULE IV

CENTRAL ELECTRICITY BOARD

Tariffs Applicable to Sugar Factories

Tariff 411 — Tariff applicable to Sugar Factories on a restricted hour supply

Running Charge ... Rs 2.50 per kWh

Tariff 412 — Tariffff applicable to Sugar Factories which require Stand-by supply for starting Factory and for emergency supply during the crop season

Running Charge ... Rs 2.40 per kWh

Minimum Charge ... For a month or fraction thereof:

For up to and including	500 kVA stand-by ...	... Rs 2,000
for	501 to 1,000 kVA Stand-by	... Rs 3,000
for	1,001 to 1,500 kVA Stand-by	... Rs 4,200
for	1,501 to 2,500 kVA Stand-by	... Rs 5,800

The kVA for Monthly Minimum Charge is based on the installed capacity of the Import Transformers.

The supply above 2,500 kVA would be subject to a separate agreement with the Board.

The period of Agreement covered by this tariff is from 1st June to 31st December each year.

Security Deposits
Tariffff 411, 412 — Not applicable

SCHEDULE V

CENTRAL ELECTRICITY BOARD

Tariff for Street Lighting

Tariff 510 — Tariff applicable to Municipal, District and Village Councils for Street Lighting purposes & Traffic Lights

A. Tariff for Street Lighting

Unmetered Flat Charge ... Rs 3.00 per kWh, based on the number of hours of operation and the total wattage of lamps installed.

Hours of Operation — Based on the sum of the hours of darkness in the current month between the daily times of sunset and sunrise as published by the Meteorological Department.

For billing purposes the number of hours of darkness for each month shall be as follows:

Month	JAN	FEB	MCH	APL	MAY	JUN	JUL	AUG	SEP	OCT	NOV	DEC
Hours	335	316	336	371	398	392	401	389	360	354	328	331

Minimum Charge ... Based on the wattage of lamps connected, or 25% of the amount paid during the month preceding a cyclone, whichever is the higher.

B. Tariff for Traffic Lights

Unmetered Flat Charge ... Rs 3.00 per kWh, based on 24 hours per day and the total wattage of the maximum number of lamps lighting at any time.

Minimum Charge ... 25% of the amount paid during the month preceding a cyclone.

Security Deposits: Not applicable

SCHEDULE VI

CENTRAL ELECTRICITY BOARD

Tariff Applicable to Pumping for Irrigation Purposes only

Tariff 511 — Pumping for Irrigation

Running Charge ... ... Rs 1.35 per kWh

Minimum Charge: For a month or fraction thereof

For a total declared load of:

Up to and including 10 kW	... Rs 45.00
Above 10 kW to 50 kW inclusive	... Rs 160.00
Above 50 kW to 200 kW inclusive	... Rs 550.00
Above 200 kW	... Rs 1,500.00

Security Deposit
Tariffff 511 — Rs 170.00 per kW or fraction thereof of total connected load

SCHEDULE VII

CENTRAL ELECTRICITY BOARD

Tariff for Temporary Supply

Tariff 610 — Tariff Applicable To Temporary Unmetered supply for:

(i) Decorative Lighting
(ii) Illumination of Streets
(iii) Power for Public Address System
(iv) Other temporary uses

1. The Charge comprises
   (a) A flat rate of Rs 4.50 per kWh
   (b) A connection & a disconnection Charge of Rs 400.00.
   The consumption in kWh is calculated as follows:
   Total connected load in kW X number of hours per day X number of days.
2. In cases where requests for Temporary Supply are received from applicants whose premises are not connected to the network, it will be for the applicant to provide the appropriate cable and Main Switch.
3. All charges calculated in accordance with Section 1 are to be paid in advance.

ANNEX IV

1 Plant Capacities in 1993 (CEB and private Sector)

	Plant Capacity	Effective Capacity		Plant Capacity	Effective Capacity
1. CENTRAL ELECTRICTY BOARD			**2. PURCHASES (Private Sector)**		
Hydro			Hydro		
Champagne	30.00	28.00	Riche en Eau	0.20	0.20
Ferney	10.00	10.00	Bois Cheri	0.10	0.10
Tamarind Falls	11.10	7.00	***Total Hydro***	0.30	0.30
Le Val	4.00	4.00	***Purchases***		
Reduit	1.20	1.20			
Cascade Cecile	1.00	1.00	Thermal		
Magenta	0.94	0.80	F.U.E.L (Sugar Industry)	21.70	18.00
La Ferme	1.20	1.20	Savannah	1.30	1.20
Total Hydro	***59.44***	***53.20***	Medine	10.00	8.00
			Belle Vue	0.80	0.80
Thermal			Constance	1.00	1.00
St. Louis	75.40	64.00	St. Antoine	0.30	0.20
Fort Victoria	77.60	54.00	Britannia	0.60	0.50
Nicolay	47.00	47.00	Beau Champ	1.25	1.10
Fort George	24.00	24.00	Mon Desert Alma	1.40	1.40
Total Thermal	***224.00***	***189.00***	Mon Loisir	1.10	1.10
			Beau Plan	0.40	0.40
			The Mount	0.30	0.30
			Riche en Eau	0.80	0.40
			Union St. Aubin	2.00	2.00
			Mon Tresor Mon Desert	5.00	5.00
			Total Thermal Purchases	***47.95***	***41.40***
Total C.E.B	**283.44**	**242.20**	**Total Purchases**	**48.25**	**41.70**
			TOTAL CAPACITIES		
			1. Central Electricity Board	283.44	242.20
			2. Private Sector	48.25	41.70
			GRAND TOTAL	**331.69**	**283.90**