

均伸び率3.8%,かつ北部送電網内の最近4年(1984/85 -1988/89)の伸び率1.6%を基に、SONELはトレンド法による電力需要予測を1989/90に行なった。一方、いくつかの仮定のもとでマイクロ法による別の需要予測も行なっている。この結果は表4.5.2に示される。

公共部門に対するSONELの電力需要予測
(高圧受電家を除く)

年度	トレンド法		マイクロ法			
	GWh	MW	中間成長予測		低成長予測	
	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW
南部送電網						
1990/91	1,265	250	1,192	225	1,000	222
1994/95	1,467	311	1,340	253	1,129	251
1998/99	1,702	388	1,516	287	1,282	285
北部送電網						
1990/91	129	26	162	29	134	24
1994/95	137	31	172	31	142	28
1998/99	146	37	184	33	150	30

注：GWh = 年間発生電力量、MW = 最大出力

最近、SONELが行なった上記の3種の需要予測は、予測手法によって予測値にかなりの違いが生じている。

詳細な考察は次の節で行なう。

4.5.2 電力需要予測の基本

SONELが行なった電力需要予測は、各送電網の公共部門のみについて行なわれ、高圧受電家については行なわれていない。表4.5.3に高圧受電家の契約供給電力を示す。

すべての高圧受電家は、近い将来の供給量増加の計画を持っていない。表4.4.3(II)に示すごとく、最近8年の高圧受電家に対する電力需要の平均伸び率は1.1%である。

従って、全体の電力需要予測は、公共部門に対して行なわれた予測に、高圧受電家の予測最大電力と発生電力を加えた形で求めた。

高圧受電家に対する電力損失を求めるに当たり、表4.4.4(II)の最近5年の損失率が2.9%から0.6%であることから、電力損失率2.0%として、高圧受電家に対する電力需要予測を行なった。

(1) 南部送電網

前述の如く、1989/90年、SONELが行なった公共部門に対する電力需要予測には、二つの方法が採用された。一つは、1998/99年までの10年間を予測したトレンド法であり、他は2014/15年までの15年間を予測したマイクロ法である。

(a)トレンド法による公共部門電力需要予測

(a-1) SONELによる低成長シナリオ

トレンド法の場合、SONELの概算では、年平均発生電力量の伸びを3.8%、最大出力の伸びを5.6%とした。これは表4.5.1 (I) 南部送電網に示される最近3年の電力需要を反映させたものである。

一般に、長期予測を行なうに当たって、このような年平均伸び率は、5年から10年間の平均値を用いるのが普通である。例えば、表4.4.2の発生電力量に示される如く、最近5年間(1983-84/1988-89)の伸び率は6.9%、10年間では9.7%である。しかしながら、SONELは、予測時点での停滞傾向の需要を考慮し、将来の伸びを控え目に仮定した。このSONELの推定シナリオを、以後、低成長シナリオと見なす。

ピーク電力予測に関しては、同じ3年間の発生電力量の伸び率3.8%に対し、5.6%の年平均伸び率が採用されている。表4.4.2に示される如く、1987/88年迄の過去14年間の負荷率が59.1%から63.2%の僅かな変動を記録していることにより判断し、この伸びの傾向は大きく変わることが無いであろう。

発生電力量の伸び率に対するピーク電力の伸び率の比は、その3年間の伸び率を採用すると、 $1.47 (=5.6/3.8)$ となる。一方、最近10年間 (1978/79 - 1988/89) では $1.02 (=9.9/9.7)$ 、最近5年間 (1983/84 - 1988/89) では $1.03 (=7.1/6.9)$ である。この差は短期間でのトレンドに起因すると思われる。従って、長期の電力需要予測期間に対する負荷率は60%前後を採用すべきである。しかし乍ら、SONELの電力需要予測では、低い負荷率を採用している (表4.5.1参照)。1989/90と1990/91の過去2年間のデータを追加して分析した結果、伸び率の減少傾向が依然として続いている。それ故、3.8%に推定された伸び率は2.6%に変更される。

(a-2) 高成長及び中成長シナリオ

前述の低成長シナリオは、ある意味では、最も控えめなシナリオを描いたものである。それは経済の停滞時期である最近5年の傾向に基づいて作成されたからである。

最近5年（1985/86年 - 1990/91年）の電力需要の落ち込みは、この国の経済成長の後退を反映している。これは、1980年代中頃に起きた、突然かつ大巾な石油価格の下落に起因する経済問題と連動している。しかし、この一時的な経済の停滞は長期的なカメルーンの経済を意味するものではない。非常に近い将来、高い経済成長を取り戻すことであろう。

第2章に述べているように、世界銀行(WB)は、GNPの伸び率を1988/89でマイナス3.3%、1999/02にマイナス2.0%であったことを報告し、しかし1999/2000年までには4つのシナリオをもとに2.55%から4.82%の間まで回復することを概算している。これは社会基盤構造がその時までには整備されるだろうことを意味する。そのような環境に於いては、年成長率は今世紀末までは低く、その後に正常伸びまで回復するだろう。

以上の概念に基づいて、次の2つの代替シナリオが吟味される。

シナリオ	代替発生電力量の伸び (%/年)	
	1990/91 - 99/00	2001/02 - 14/15
高成長シナリオ	2.6%	7.2%
中成長シナリオ	2.6%	4.9%

注： 7.2% = 最近10年間（1980/81 - 90/91）の伸び率
 6% = 最近5年間（1985/86 - 90/91）の伸び率
 4.9% = 7.2% と 2.6% 中間値

(b) ミクロ法による公共部門電力需要予測

SONELはミクロ法による二つの需要予測を行った。一つは中間成長予測、もう一つは低成長予測である。

この予測方法は一般諸国で良く使われている。つまり家庭や小製造業の電力需要は、一人当たりの消費電力量に基づき、人口に比例する。そして中電圧 (MT) の需要は国内総生産 (GDP) の伸びに準じて増加する。このSONELの予測方法で使われたパラメーターは表4.5.4に示される。

負荷率について、中間成長予測では60.5%、低成長予測では51.4%が採用された。SONELは、南部送電網の人口増加率を、1999/2000年までは4.75%、それ以降2014/15年までを2.46%とした。一方、政府は、1991年、表4.4.5に示される人口統計を発表した。1975/76年より1990/91年までの15年間の国全体の人口増加率は約3.2%、南部送電網に関わる行政地区では4.16%である。従って、SONELの推定は適切であると思われる。つまり、近い将来については大きな成長率を採用し、遠い将来については控え

目に小さな値を使っている。

SONELの推定によると、中電圧（MT）需要予測では、中間成長予測の場合、1999/00年より2014/05年までの伸びを1.09%より2.91%となるようにした（表4.5.4参照）。一方、製造業者のGDPによる伸びは、最近の8年間では0.42から2.46にわたっている。そして平均では1.33を示している。従って、SONELの推定は、2.2.2節に示すGDP成長シナリオと比較すると、いく分控えめである。

MT消費電力量の伸びとGDP成長率

	MT消費電力量の 伸び (%)	GDP成長率 (%)	相関性
1980/81	8.2	17.1	0.48
81/82	3.8	7.6	0.50
82/83	17.2	7.0	2.46
83/84	3.3	7.8	0.42
84/85	14.6	8.9	1.64
85/86	8.3	7.3	1.14
86/87	3.5	-5.0	-
87/88	-1.3	-7.3	-
最近8年の平均	7.2	5.4	1.33
最近5年の平均	5.7	2.3	2.48

注： GDP成長率のデータは1980/81年より1987/88年の期間のみ有効（表2.2参照）。

中間成長及び低成長シナリオについての上記需要予測に対し、前述パラメーターの基本的な変更せずに、調査団による若干の変更を行なっている。即ち、表4.5.13に示すように電力損失率、一人当たりの消費電力、MT消費電力量の増加率等のパラメーターは過去の傾向に合わせて少し変更されている。更に、高成長シナリオは一人当たりの消費量を活発的な年成長率1.5%と仮定して、準備されている。

(2) 北部送電網

南部送電網について行なわれた需要予測と同様に、1989/90年、SONELによって、トレンド法とマイクロ法による北部送電網内の電力需要予測が行なわれた。高压消費者として、CICAM（製紙、表4.5.3参照）1社のみが上げられる。これに対する電力供給は1989/90年より開始された。

(a) トレンド法

トレンドによるマクロ法において、最近4年(1984/85-1988/89)に対する年間発生電力量及び最大出力の伸びを、各々平均で1.6%及び4.8%としている(表4.5.1参照)。

一方、最近5年間(1985/86-1990/91)の年間発生電力量の伸び率は2.9%、又最近10年間(1980/81-1990/91)では8.4%である。しかし、SONELは南部送電網に対する予測と同様に、控えめな伸び率を採用している。

最大出力の予測に関し、4.8%の伸び率がSONELによって採用されている。年間発生電力量の伸びに対する最大出力の伸びの比は、最近4年の平均伸び率を考えると、3.0(=4.8%/1.6%)である。又、最近の10年間及び5年間の平均伸びを考えると、各々0.93及び1.38となる。表4.4.2(II)に示される如く、負荷率は、1984/85年までは55.7%から68.9%の変動を示しているが、それ以降は徐々に減少し、1988/89年には61.0%となっている。従って、予測期間内で採用すべき負荷率は60%から62%となる。表4.5.1(II)に示される如く、SONELは負荷率として低い値を採用している。

(b) ミクロ法

南部送電網に対する予測と同様に、ミクロ法による予測は二つに分けられ、一つは中間成長予測、もう一つは低成長予測である。

表4.5.4-(II)に、北部送電網に対する需要予測に使われるパラメーターを示す。これ等の値は、南部送電網で使われたものと若干異なる。

負荷率に関し、中間成長予測では62.81%を採用した。これは低目な値である。同様、低成長予測でも57.1%を採用。この値は、実績より判断すると、かなり低目である(表4.4.2参照)。

人口増加率に関し、SONELは予測期間内の平均増加率を2.46%とした。一方、政府は、1991年、表4.4.5に示される人口統計を発表した。1976/77年より1990/91年の15年間の平均人口増加率は、国全体では3.2%、北部送電網に関わる行政地区では0.03%。従って、SONELの推定値は、少し高目であるが、将来の予測値であることを考えると、許容できる。

中電圧(MT)需要予測では、標準成長予測の場合、相関性をもとに1999/2000年までの伸びを0.75%、2014/15年までを5.0%とした。1999/2000年までを予測するに当たって、これ等の数値は、南部送電網と比較すると、若干少な目ではあるが、地域の特性を考えると適度な値と言える。

高電圧(HT)受電家に対する需要予測を、SONELが行なった公共部門の需要予測に追加した。

4.5.3 電力需要予測の結果

(1) SONELの基準に基づく電力需要予測

表4.5.5は、トレンド法による低成長シナリオの電力需要予測結果である。最大出力はSONELによって推定された負荷率に基づいて算定されている。実質的には、表4.5.1を修正したもので、2014/15年までの予測追加と高圧受電家に対する需要予測を加えたものである。

同様に表4.5.6はマイクロ法による電力需要予測を示したものである。結果は、表4.5.2に修正を加えたもので、高圧受電家に対する予測を加味したものである。

これらの表は、南部及び北部送電線網の電力需要予測をカバーする。但し、これらの予測は、参考の為に示したもので、今後の検討に使われるものではない。

北部送電線網内の予測結果と年間発生電力量と最大出力別で示すと、以下に要約される。

北部送電線網内電力需要予測

年	トレンド法		マイクロ法			
	低成長シナリオ		中成長予測		低成長予測	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
1990/91	151.5	28.2	184.1	31.9	156.4	26.9
1994/95	159.7	33.5	194.6	33.8	163.8	30.8
1999/00	*171.0	*40.4	209.0	36.4	174.0	32.8
2004/05	*201.5	*48.2	317.8	56.2	220.9	42.2
2009/10	*238.3	*57.5	372.7	66.2	250.4	48.1
2014/15	*282.6	*68.8	439.4	78.3	284.4	54.9

Energy: 年間発生電力量

Peak: 最大出力

*は参考値を示す。

(2) 調査団の提案する電力需要予測

調査団は南部送電網に対する電力需要予測を行った。予測はトレンド法及びマイクロ法の二つによって行われ、この中において三つの代替シナリオ（低成長、注成長、高成長シナリオ）について検討が進められた。

表4.5.7は、トレンド法による低成長シナリオの結果を示すもので、調査団推定の年間

発生電力量の伸び2.6%、負荷率60%を使って求めたものである。同様に、表4.5.8及び表4.5.9は、トレンド法による中成長シナリオ及び高成長シナリオを示すものである。

一方、マイクロ法による需要予測結果を表4.5.10より表4.5.12に示す。各々の表は低成長シナリオ、中成長シナリオ及び高成長シナリオを示す。

各々の予測結果を年間発生電力量と最大出力別に表すと、以下のように要約される。

南部送電網内電力需要予測

年	トレンド法					
	低成長シナリオ		中成長シナリオ		高成長シナリオ	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
1990/91	2,568	390	2,568	390	2,568	390
1994/95	2,697	418	2,697	418	2,697	418
1999/00	2,879	452	2,879	452	2,879	452
2004/05	3,084	491	3,285	529	3,504	571
2009/10	3,318	536	3,801	628	4,388	739
2014/15	3,585	586	4,456	752	5,641	978

南部送電網内電力需要予測

年	マイクロ法					
	低成長予測		中成長予測		高成長予測	
	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)	Energy (GWh)	Peak (MW)
1990/90	2,568	390	2,568	390	2,568	390
1994/95	2,743	470	2,759	427	2,797	434
1999/00	3,019	531	3,055	483	3,154	502
2004/05	3,271	587	3,400	548	3,578	582
2009/10	3,541	647	3,829	629	4,153	690
2014/15	3,849	716	4,376	732	4,890	829

Energy: 年間発生電力量 Peak: 最大出力

以上の電力需要予測の総括としての提言を下記する。

- (1) 予知できる将来において、北部送電網は、比較的に小さな電力市場として留まるで

あろう (2014/15年の最大出力 52-78 MW)。南部送電網との接続の利点及び必要性は現在のところ無い。

- (2) 従って、メンベレ開発計画は、南部送電網内の電力需要のみを考慮して検討されることになる。
- (3) 南部送電網に対する種々のシナリオに基づく電力需要の伸びは、図4.5.1 (トレンド法による発生電力量と最大出力の需要予測) 及び図4.5.2 (マイクロ法による発生電力量と最大出力の需要予測) に示される。この需要予想において、公共部門の負荷率60%が予測期間を通じて採用された。電力の伸びを包括的に捕えると、マイクロ法による中成長シナリオが将来の電力需要及び経済成長を最も良く現していると考えられる。このシナリオにおいて、公共部門に対する電力需要の伸びを3.9%としている。これは、前節2.2.2で述べたGDP成長シナリオのBまたはCに対応する。
- (4) 電力需要の伸びについて、特にマイクロ法により一層検討する必要があるが、現時点では、中成長シナリオと共に将来の電力市場が成長するだろう推量する。

4.6 送電系統

4.6.1 提案された送電線ルート

計画地域は国の南西部に位置し、首都ヤウンデ、工業都市エデアおよび外洋港ドアラ等の電力需要中心地に近い。これらの需要地は南部電力系統の西部と東部に分散している。

南部電力系統の大口需要家は、エデア地区のアルミニウム精錬工場のアルカム (Alucam) の他アルミニウム製品工場のソカトラル (Socatral)、製紙工場のセルカム (Cellucam)、セメント工場であるシメンカム (Cimencam) である。現在これらの需要家は電力系統の全消費電力の半分以上を使用している。これらの工場以外にもクリビ地区にアルミニウム工場建設の計画があったが、この計画は放棄された模様である。。上記の大口需要家は全てギニア湾沿に稼働しており付近の発電所から電力供給を受けている。

首都のヤウンデはじめウンバルマヨ、エポロア等の町が南部電力系統の東地区の主な電力消費地区である。この地区にはメフォディーゼル発電所が運転されているのみで、ほとんどの電力は西地区の発電設備から 225kV および 90kV 送電線により供給されている。

メンベレ発電所はこの両負荷地域のほぼ中間に位置している。従って、メンベレの電力は東地域に送電しこの地域の電力不足を補うと共にこの地域の開発の促進に寄与させることを提案する。余剰電力はオヨマバン・マンゴンベ変電所間の既設225kVによって西地区に送電することになる。

仮にメンベレ発電所からクリピ、エデア、ドアラを通過して直接西地域に送電するとすれば、この送電線は発電所とクリピ間で自然保護区（カンボ自然保護区）を約120km通過することになり環境上好ましくない。更にこの区間には運搬路または近接路も無く道路建設、保守に費用が嵩むとともに工期も長期間必要となる。ギニア湾からの塩害を考えれば送電線ルートを海岸から相当距離に離隔する必要があり建設費、保守費用を増加させることになる。これらの点から新送電線は首都ヤウンデ方向に建設すべきである。

4.6.2 送電電圧

カメルーンの既設電力系統の標準電圧は225kV, 110kV, 90kV, 30kV, 15kVである。複雑な系統運用・運転・保守を避けるため、これら標準電圧からかけ離れた電圧は採用すべきではない。

送電電力は第1期,第2期各々100MW,合計200MWであり、送電距離は285kmである。総出容量係数法、サージインピーダンス法、スティル法などから検討すると当計画の送電電圧としては90kVまたは110kVでは不十分であり225kV-275kVの電圧が必要となる。225kVは同国の標準電圧であることより当計画の送電電圧に相当と認められる。この電圧を採用することにより既設変電所への接続が容易に実施可能であり経済的に建設されることになる。

4.6.3 送電ルート

添付地図に示す如く発電所からメヨセントル (Meyo Centre) までは既設道路沿えにルートを選定する。この道路はラテライト敷でメンベレ計画の工事用アクセスのために拡幅の予定である。道路沿えには多数の部落が存在しているためルートはこれらを避けて決定することになる。この区間の内発電所からアコム (Akoum) 村の20kmにはピラ (Mvila) 川の多数の支流があるため送電線ルートは曲折しながらも最短距離に選定すべきである。発電所-メヨセントル間の送電線距離は約88kmと推定される。

メヨセントルとエポロアの区間はヤウンデとアンバンを通過する主アスファルト道路に

沿ってルートを選定することになり距離は約46 km である。この道路の両側は湿地地帯でありルートはこれをできるだけ避けて決めるべきであるが、特殊基礎が必要となることも想定される。ルートの大半は道路の東側を通ることになるがエボロア近郊にある飛行場付近のルートは国際航空法の規制にしたがって選定しなければならない。

エボロア-ウンバルマヨ間はメンゴン (Mengong) を通過して同じサウファルト道路沿えとするが、この区間には湿地帯がない模様なので工事・保守の便のため、将来の地域開発計画を考慮のうえ可能な限り道路に接近させる。ウンバルマヨ市の北と南に森林保護区がある故関係官庁の許可を得てルートを決めることになる。

この後送電線ルートはこの主道路に沿って北に進み Nkolmefou II 村に於いて西に、更に Mekoumbou にて北上し既設 225 kV ヤウンデのオヨマバン変電所に至るルートをとる。ヤウンデ市付近では、人家密集地を避けてルート選定する必要がある。

メヨセントル-エボロア、エボロア-ウンバルマヨ、ウンバルマヨ-ヤウンデ間の距離は各々 46 km、93 km、57 km であり発電所からヤウンデ市のオヨマバン変電所までは 284 km と推定される。

4.6.4 変電所

オヨマバン変電所は将来拡張の為、構内に 5 回線分の 225kV 引出線区画を確保している。そのうちの一回線はナクティガル送電線用であり、更に一回線はエディア-マンゴンベ送電線用であり、又もう一回線は追加のナクティガル送電線用である。残りの二回線は、従って、メンベレからの二回線の引込に利用でき、敷地の拡張は必要ないであろう。

225 kV 複母線方式が、既設に合わせて適用される。制御所建物または付属建物の拡張が必要になるだろう。

4.6.5 送電線ルートの代替案

(1) 概要

第4.6.3節ではヤウンデ経由の送電線ルートを推奨したが、本節では送電線の代替案の検討を付け加える。

前述したとおり、メンベレ計画はカメルーン南部に位置し、南部送電網への電力供給を予定するものである。南部送電網の主な電力供給地は i) 首都ヤウンデ及びその週辺地域

(ヤウンデ地区) と ii) エデア市及びドアラ市を中心とする工業地帯 (工業地区) とに分けることができる。

ヤウンデ地区に対しては、カメルーン南部を走る225 kV 及び90 kV 送電線によって電力供給が行われているが、主に一般受電家の電力消費量の伸びによって同地区の電力需要は電力供給を近い将来上回ることが予測されている。一方で、同地区に対する電源として新規水力発電事業ナクティガル計画が立案されている。仮にナクティガル計画が優先的に建設されればヤウンデ地区の電力需要はしばらくの間満たされることになり、メンベレ計画を緊急に実施する必要性はなくなる可能性もある。

一方、工業地区の工場群には大量の電力を必要とするアルミニウム工場も含まれ、南部送電網の総電力供給量の50%以上を消費している。これらの工場群は現在までのところ、将来の施設拡充計画を持っておらず電力需要が電力供給を上回る危険性は近未来的にはないと判断されていた。しかしながら、クリビ地区にアルミニウム工場新設の動向があることが新たに判明した。この新アルミニウム工場が稼働するためには、新たな電源を求めざるを得ない。そして、メンベレ計画はこの新たな電源となり得ることは言うまでもない。

このような背景を考えれば、メンベレ発電所からの送電線をクリビ経由エデア及びドアラまで建設することに必然性が生じる。しかしながら、メンベレ計画地点からクリビ間にはカンボ森林動物保護区があるため、送電線建設には十分な配慮を要する。幸い既存の木材搬出道路を利用することで、同保護区に対する影響は最小限ですむ可能性がある。

(2) 代替送電線ルート

代替送電線ルートをカンボ経由エデアまでとするならば、そのルートはメンベレ発電所 - Nkoadjap - Melabe (メラベ) - Kribi (クリビ) - Elon - Apou - Ndogbinan - Lono - Mangombe (マンガンベ) となろう。総延長は240 km と推定される。

メンベレ発電所から西方にメラベまでは既設の木材運搬路および既存歩道と同一ルートとするのが適当である。このルートはカンボ自然保護区を横断することになるが、既設の木材運搬路は重機通行可能であり、自然保護区に重大な影響が生じるとは考えない。但し、発電所から45 kmの歩道区間は拡幅する必要がある。また、この区間は山岳地であるので施工による影響を最小限に留める意味で、ヌテム川支流を横断することは避けるべきであろう。

メラベからクリビまでの区間60 km は既存ラテライト道路 (車両通行可能) の東側を代替

送電線ルートとし、ギニア湾からの塩害を防ぐのが適当である。記録によれば、この地域の風速はきわめて低速であるので、道路沿い樹木で十分に塩害遮蔽が期待できる。

クリビ-エア間112 km区間は既存90 kV送電線に平行して代替送電線ルートを建設するのが適当であろう。この既存90 kV送電線はアスファルト舗装された国道沿いに建設されており、送電線保守にとって有利であると同時に、湿地帯及びマンゴンベ付近の湖を合理的に迂回しているので、建設そのものも比較的容易である。但し、マンゴンベ変電所付近の長大サナガ川横断は避けられない。また、エキテ(Ekite)の人口密集地域には代替送電線ルートの迂回が必要となろう。

(3) 代替送電線内変電所

マンゴンベ変電所には将来の増設に備え、予備の屋外開閉所用地がある。この用地はi) ヤウンデ送電線の拡充、ii) ドアラ-ログババ(Logbaba)間送電線の拡充、iii) その他を考えて設けられている。メンベレ発電所からの225 kV送電線に対する開閉機器はこの予備用地を使用して設置可能であり、特別な変電所拡張を必要としない。ただし操作室等、若干の付帯設備は新たに建設することになる。

(4) 代替送電線の費用

本代替送電線に要する費用は下表のように見積もられている。表中の金額には土木工事費を含み、輸入に関わる費用及び税金は含まれていない。また、建設に必要な取り付け道路および保守・維持・管理の費用は除外してある。

項目	数量	外貨分費用 (百万 US\$)	内貨分費用 (百万 US\$)
送電線	L.S.	20.41	4,695
変電所	L.S.	3.39	106
合計	-	23.80	4,801

(5) 代替送電線ルート土地収用費用

- (a) 代替送電線建設には片側 20 m、全幅 40 m の施工用地が必要となる。この部分では樹木伐採を要し、これに対する補償が不可欠となる。補償対象用地の面積は全

区間で960 ha(240 km 長 x 40 m 幅)となる。

- (b) 送電線鉄塔には1基あたり20 m x 20 mの用地が必要であり、全用地面積は24 ha(600基 x 20 m x 20 m)程度となる。

表 4.2.1 既存發電所 (1/4)

(As of end of 1991)

(I) South Interconnected Network

Name	Installed Capacity (MW)	Year of Commissioning
(A) Hydro Power Plants		
1. Edea		
a) No. I:	34.160	
- 2 x 11.360 MW		1953
- 1 x 11.440 MW		1958
b) No. II:	124.950	
- 6 x 20.825 MW		1973
c) No. III:	104.125	
- 2 x 20.825 MW		1973
- 2 x 20.825 MW		1975
- 1 x 20.825 MW		1976
Sub-total	263.235	
2. Song Loulou		
- 4 x 48.450 MW		1981
- 2 x 48.450 MW		1987
- 1 x 48.450 MW		1988
- 1 x 48.450 MW		1989
Total of hydro	650.835	
(B) Thermal Power Plants (Diesel only)		
	(Standby (MW))	(Autonomous (MW))
1. Littoral and South regions		
a) Bafoussam	10.000	-
b) Douala (Bassa I & II)	15.160	-
c) Kribi	0.400	-
d) Nkongsamba	1.162	-
e) Campo	-	0.136
f) Mape	-	0.716
g) Messondo	-	0.112
h) Mouanko	-	0.096
i) Nkondjock	-	0.240
Sub-total	26.722 (12.410)	1.300 (0.594)

表 4.2.1 既存発電所 (2/4)

(As of end of 1991)

	(Standby) (MW)	(Autonomous) (MW)
2. Central, South and East regions		
a) Ebolowa	1.200	-
b) Mvomeka'a	0.495	-
c) Sangmelima	1.021	-
d) Yaounde (Mefou)	10.280	-
e) Abong-Mbang	-	0.875
f) Ambam	-	0.372
g) Batouri	-	0.729
h) Bertoua	-	2.270
i) Betare-Oya	-	0.126
j) Djoum	-	0.152
k) Edom	-	0.200
l) Yokadouma	-	0.326
Sub-total	12.996 (7.982)	5.050 (3.764)
3. North-west and South-west regions		
a) Bakebe	0.025	-
b) Bamenda	0.340	-
c) Bota	2.478	-
d) Kumba	0.180	-
e) Kumbo	0.400	-
f) Nkambe	0.256	-
g) Mundemba	-	0.197
h) Wum	-	0.192
Sub-total	3.679 (2.294)	0.389 (0.368)
Total of thermal	43.397 (22.686)	6.739 (4.726)

Note:

- 1) Standby units in thermal (diesel) power plants mean the ones connected to the interconnected network but the autonomous units are yet to be connected to it like isolated system.
- 2) Figures shown in parentheses mean the present guarantee of their output.
- 3) In the East region, Kadey HEPP is expected to be commissioned in 1995/96.

表 4.2.1 既存發電所 (3/4)

(II) North Interconnected Network

Name	Installed Capacity (MW)	Year of Commissioning
(A) Hydro Power Plants		
1. Lagdo	72.000	
- 4 x 18.000 MW		1983
Total of hydro	72.000	
(B) Thermal Power Plants (Diesel only)		
	(Standby) (MW)	(Autonomous) (MW)
1. Garoua region		
a) Garoua	19.942	-
b) Guider	0.200	-
c) Yagoua	1.200	-
d) Maroua	1.900	-
e) Kousseri	-	1.424
f) Poli	-	0.236
Sub-total	23.242	1.670
	(16.842)	(1.152)
	(Standby) (MW)	(Autonomous) (MW)
2. Ngaoundere region		
a) Ngaoundere	-	4.400
b) Meiganga	-	0.600
c) Touboro	-	0.184
d) Tignere	-	0.152
e) Banyo	-	0.512
f) Tibati	-	0.392
Sub-total	-	6.240
	(-)	(4.664)
Total of thermal	23.242	7.910
	(16.842)	(5.816)

Note:

- 1) North network is expected to be interconnected with the South interconnected network in future, but its timing is yet unknown.
- 2) Stand-by units in thermal (diesel) power plants mean the ones connected to the interconnected network and the autonomous units are yet to be connected to it.
- 3) Figures shown in parentheses mean guarantees of their output.

表 4.2.1 既存発電所 (4/4)

(III) Summary

Particulars	Installed Capacity (MW)
(A) Hydro Power Plants	
1) South network	650.835
2) North network	72.000
Total	722.835
(B) Thermal Power Plants	
1) South network	
a) Stand-by in the network	43.397 (22.686)
b) Autonomous	6.739 (4.726)
Sub-total	49.661 (27.412)
	26.722 (12.410)
2) North network	
a) Stand-by in the network	23.242 (16.842)
b) Autonomous	7.910 (5.816)
Sub-total	31.152 (22.658)
Total	81.288 (50.070)
Grand-total	804.123

Note:

- 1) Figures shown in parentheses mean guarantees of their output.

表 4.3.1 既存変電所 (1/2)

(As of end of 1991)

(I) South Interconnected Network

Name	Voltage ratio (kV)	Capacity (No.) x (MVA)	Total capacity (MVA)
1. Mangombe (Edea)	225/90/15	3 x 35 (1 ph) (1 x 35)	105 (35)
2. Logbaba (Douala)	225/90/15	3 x 35 (1 ph) (1 x 35)	105 (35)
3. Oyomabang (Yaounde)	225/90/15	3 x 35 (1 ph) (1 x 35)	105 (35)
4. Bekoko	225/90/15	3 x 35 (1 ph)	105
5. Bassa	90/16.5	3 x 50	150
6. Deido	90/16.5	1 x 20	20
7. Bonaberi	90/16.5 15/31.25	1 x 20 1 x 5	25
8. Koumassi	90/16.5	2 x 50	100
9. Limbe	90/33	1 x 20	20
10. Nkongsamba	90/33 90/16.5 15/31.25	1 x 10 1 x 10 1 x 2	22
11. Bafoussam	90/33 90/16.5	1 x 10 1 x 2	12
12. BRGM	90/16.5 15/31.25	3 x 20 1 x 5 (1 x 5)	65 (5)
13. Ngousso	90/16.5 30/15	3 x 20 1 x 5 (1 x 10)	65 (10)
14. Bamenda	90/30 30/15	1 x 20 1 x 5	25
15. Ndjock- Nkong	90/33	1 x 20	20
16. Mbalmayo	90/33	1 x 20	20
TOTAL			964 (120)

表 4.3.1 既存変電所 (2/2)

(As of end of 1991)

(II) North Interconnected Network

Name	Voltage ratio (kV)	Capacity (No.) x (MVA)	Total capacity (MVA)
1. Garoua	110/15	2 x 20	82
	15/90	2 x 20	
	15/30	1 x 2	
2. Guider	90/30	1 x 10	10
3. Maroua	90/30	2 x 10	30
		2 x 5	
TOTAL			122

Note:

- (1) Figures in parentheses show reserve units.
- (2) 1 ph. means single phase.

表 4.3.2 既存送電線 (1/2)

(As of end of 1991)

(I) South Interconnected Network

No.	Section	Circuit No.	Route Length (km)	Conductors (sq. mm)
(A) 225 kV Transmission Line				
1.	Song-Loulou - Mangombe (Edea)	2	58.0	Almelec 366
2.	Mangombe - Logbaba (Douala)	1	61.5	Almelec 366
3.	Mangombe - Oyomabang (Yaounde)	1	168.0	Almelec 366
4.	Logbaba - Bekoko	1	41.5	Almelec 570
5.	Song-Loulou - Logbaba	1	93.0	Almelec 366
Subtotal (A)			422.0 (480.0 km-circuit)	
(B) 90 kV Transmission Line				
1.	Mangombe - Logbaba (Edea) (Douala)	1	65.0	AASC 173
		1	62.5	Almelec 366
2.	Mangombe - Edea III	1	2.8	Almelec 228
			2.4	Almelec 366
3.	Mangombe - Cellucam	1	4.7	Almelec 228
4.	Edea III - Ndjock-Nkong	1	88.8	AASC 228
5.	Edea III - Alucam	1	0.7	Almelec 366
6.	Ndjock-Nkong - Oyomabang (Yaounde)	1	76.7	AASC 228
7.	Logbaba - Bassa	1	2.9	AASC 173
		1	3.7	Almelec 366
8.	Logbaba - Koumassi	1	6.9	Almelec 366
			1.4	Cable800
9.	Bassa - Deido	1	5.2	Almelec 228
10.	Bassa - Makepe (30 kV operation at present)	1	5.3	Almelec 366
11.	Bekoko - Deido	1	20.9	Almelec 366
	- Bonaberi	1	-	Almelec 366
12.	Bekoko - Limbe	1	48.2	Almelec 228
13.	Bekoko - Nkongsamba	1	113.6	Almelec 228
14.	Nkongsamba - Bafoussam	1	93.0	Almelec 228

表 4.3.2 既存送電線 (2/2)

No.	Section	Circuit No.	Route Length (km)	Conductors (sq.mm)
15.	Bonaberi - Cimencam	1	0.4	Almelec 240
16.				
17.	Oyomabang - Ngousso	1	24.0	Almelec 366
18.	Oyomabang - BRGM	1	4.0	Almelec 366
		1	4.0	AASC 228
19.	Oyomabang - Mbalmayo	1	49.0	AASC 371
20.	Mangombe - Kribi (15 kV operation at present)		106.0	Almelec 232
Subtotal (B)			862.1	(866.1 km-circuit)

(II) North Interconnected Network

No.	Section	Circuit No.	Route Length (km)	Conductors (sq.mm)
(A) 110 kV Transmission Line				
1.	Lagdo - Garoua	2	49.8	AASC 150
Subtotal (A)			49.8	(99.8 km-circuit)
(B) 90 kV Transmission Line				
1.	Garoua - Guider	1	101.9	Almelec 228
2.	Guider - Maroua	1	99.3	Almelec 228
Subtotal (B)			201.2	(201.2 km-circuit)

Note:-

Alme : Almelec (HAL)

AASC : Almelec-Acier (ACSR)

Figures shown in parentheses show a line length of the line (Circuit No. x Route length).

表 4.4.1 水力及び火力別年間発生電力量

(Unit: GWh)

Year	Thermal	Hydro	Total	Annual increase rate (%)
1975/76	69.2	1,271.8	1,341.1	-
76/77	70.7	1,239.9	1,310.6	-2.3
77/78	66.2	1,209.9	1,276.1	-3.3
78/79	74.4	1,310.4	1,384.8	9.3
79/80	82.2	1,305.7	1,387.9	0.2
80/81	94.0	1,561.1	1,655.1	19.3
81/82	105.1	2,042.5	2,147.6	29.8
82/83	105.5	2,055.0	2,160.5	0.6
83/84	38.6	2,118.0	2,156.6	-0.2
84/85	64.7	2,318.6	2,383.3	10.5
85/86	40.3	2,456.6	2,496.9	4.8
86/87	51.4	2,409.6	2,461.0	-1.4
87/88	57.6	2,496.3	2,553.9	3.8
88/89	41.6	2,648.6	2,690.2	5.3
89/90	43.4	2,658.9	2,702.3	0.4
90/91	38.3	2,669.4	2,707.7	0.2
Average growth rate: (last 10 years)	-8.6%	5.5%	5.0%	(80/81-90/91)

表 4.4.2 公共部門に対する年間発生電力量 (1/2)

(I) South Interconnected Network

(Unit: GWh)

Year	Energy Production (GWh)	Growth Rate (%)	Peak Power (MW)	Average Power (MW)	Load Factor (%)
1975/76	274.6	-	52.3	31.3	59.9
76/77	320.4	16.7	61.9	36.6	59.1
77/78	395.5	23.5	73.0	45.1	61.8
78/79	463.9	17.3	86.8	53.0	61.0
79/80	534.3	15.2	97.7	61.0	62.4
80/81	597.7	11.2	113.2	68.2	60.3
81/82	673.1	12.6	123.0	76.8	62.5
82/83	767.4	14.0	145.1	87.6	60.4
83/84	841.6	9.7	158.5	96.1	60.6
84/85	958.5	13.9	177.7	109.4	61.5
85/86	1,051.3	9.7	189.9	120.0	63.2
86/87	1,126.7	7.2	207.3	128.6	62.2
87/88	1,163.4	3.3	212.9	132.8	62.4
88/89	1,174.0	0.9	223.8	134.0	59.9
89/90	1,190.4	1.4	223.2	135.9	60.9
90/91	1,193.3	0.2	224.0	136.2	60.8
Average growth rate:	7.2%	2.6%	7.1%	4.2% (last 10 years:1980/81 - 90/91)	
			3.4%	(last 5 years:1985/86 - 90/91)	

(II) North Interconnected Network

Year	Energy Production (GWh)	Growth Rate (%)	Peak Power (MW)	Average Power (MW)	Load Factor (%)
1975/76	41.5	-	8.3	4.7	57.1
76/77	44.4	7.1	8.8	5.1	57.6
77/78	47.8	7.5	9.8	5.5	55.7
78/79	55.9	17.1	11.0	6.4	58.0
79/80	60.6	8.4	11.7	6.9	59.1
80/81	68.5	13.0	13.7	7.8	57.1
81/82	76.7	11.9	14.9	8.8	58.8
82/83	85.4	11.3	16.9	9.7	57.7
83/84	108.3	26.9	19.2	12.4	64.4
84/85	117.7	8.7	19.5	13.4	68.9
85/86	125.3	6.4	21.8	14.3	65.6
86/87	125.1	-0.1	21.4	14.3	66.7
87/88	129.1	3.2	22.4	14.7	65.8
88/89	125.1	-3.1	23.4	14.3	61.0
89/90	119.0	-4.9	21.6	13.6	62.9
90/91	116.9	-1.8	20.6	13.3	64.8
Average growth rate:	5.5%	-1.4%	4.2%	4.2% (last 10 years:1980/81 - 90/91)	
			-1.1%	(last 5 years:1985/86 - 90/91)	

表 4.4.2 公共部門に対する年間発生電力量 (2/2)

(III) Total (South + North Network)

(Unit: GWh)

Year	Energy Production (GWh)	Growth Rate (%)	Average Power (MW)
1975/76	316.1	-	36.1
76/77	364.8	15.4	41.6
77/78	443.2	21.5	50.6
78/79	519.9	17.3	59.3
79/80	594.9	14.4	67.9
80/81	666.2	12.0	76.0
81/82	749.8	12.5	85.6
82/83	852.8	13.7	97.3
83/84	950.0	11.4	108.4
84/85	1,076.2	13.3	122.9
85/86	1,176.6	9.3	134.3
86/87	1,251.9	6.4	142.9
87/88	1,292.5	3.2	147.5
88/89	1,292.1	0.5	148.3
89/90	1,309.4	0.8	149.5
90/91	1,310.2	0.1	149.6

Average growth rate: 7.0% (last 10 years:1980/81 - 90/91)
2.2% (last 5 years:1985/86 - 90/91)

(Source : SONEI)

表 4.4.3 消費者別の年間発生電力量電力消費量

(I) By Consumer Category

(Unit: GWh)

Year	HT Consumers	MT Consumers	LT Consumers	Totals	Increase Rate (%)
1975/76	985.4	164.4	148.7	1,298.5	-
76/77	909.5	188.6	166.9	1,265.0	-2.6
77/78	807.4	212.4	189.7	1,209.5	-4.4
78/79	835.8	261.2	220.8	1,317.8	9.0
79/80	759.8	279.9	255.5	1,295.2	-1.7
80/81	952.4	302.7	282.2	1,537.3	18.7
81/82	1,352.8	314.3	350.6	2,017.7	31.2
82/83	1,265.1	368.3	393.8	2,027.2	0.5
83/84	1,186.2	380.3	395.1	1,961.6	-3.2
84/85	1,285.6	435.9	439.6	2,161.1	10.2
85/86	1,296.5	472.1	478.6	2,247.2	4.0
86/87	1,174.7	488.5	533.7	2,196.9	-2.2
87/88	1,240.1	482.0	550.8	2,272.9	3.5
88/89	1,368.9	482.3	545.0	2,396.2	5.4
89/90	1,385.1	475.4	547.9	2,408.4	0.5
90/91	1,381.6	396.5	573.5	2,351.6	-2.4

Average growth:
rate (last 10 years):

HT	3.8%	MT	2.7%	LT	7.3%	Totals	4.3%	Increase Rate (%)	(80/81-90/91)
----	------	----	------	----	------	--------	------	-------------------	---------------

(II) By HT Consumers

Year	Alucam	Socatral	Cellu - cam	Cimen- cam	*Sonara **Cicam	Total
1979/80	736.2	14.8	8.9	-	-	759.9
80/81	861.6	14.7	72.9	-	*3.2	952.4
81/82	1,264.6	12.0	67.7	-	*8.6	1,352.8
82/83	1,174.9	12.5	53.9	17.8	*6.0	1,265.1
83/84	1,125.2	13.6	11.8	29.1	*6.4	1,186.2
84/85	1,221.9	13.2	9.9	32.5	*8.1	1,285.6
85/86	1,228.9	14.5	8.9	36.4	*7.7	1,296.5
86/87	1,113.4	14.0	4.6	35.1	*7.5	1,174.7
87/88	1,188.0	10.5	3.8	30.7	*7.1	1,240.1
88/89	1,315.5	11.4	3.4	28.1	*10.6	1,368.9
89/90	1,316.3	11.8	2.9	27.8	**26.2	1,385.1
90/91	1,317.8	12.5	2.7	26.1	**22.4	1,381.6

Share (90/91)	95.4%	0.9%	0.2%	1.9%	1.6%	100%
---------------	-------	------	------	------	------	------

Average growth rate: (82/83 - 90/91)	1.4%	0.0%	-31.2%	4.9%	** -14.5%	1.1%
--------------------------------------	------	------	--------	------	-----------	------

* South interconnected system
** North interconnected system

(Source: SONEL)

表 4.4.4 損失電力 (1/3)

(I) LT & MT Consumers (Public Sector)

(a) South Interconnected Network

Year	Public Sector Production (GWh)	Public Sector Consumption (GWh)	Loss of Energy	
			(GWh)	(%)
1979/80	534.3	475.7	58.6	11.0
80/81	597.7	519.2	78.5	13.1
81/82	673.1	593.5	79.6	11.8
82/83	767.4	681.3	86.1	11.2
83/84	841.6	675.6	166.0	19.7
84/85	958.5	764.7	193.8	20.2
85/86	1,051.3	825.5	225.8	21.5
86/87	1,126.7	899.9	226.8	20.1
87/88	1,163.4	910.7	252.7	21.7
88/89	1,174.0	905.8	268.2	22.8
89/90	1,190.4	907.4	283.0	23.8
90/91	1,193.3	880.2	313.1	26.2

(b) North Interconnected Network

Year	Public Sector Production (GWh)	Public Sector Consumption (GWh)	Loss of Energy	
			(GWh)	(%)
1979/80	60.6	59.7	0.9	1.5
80/81	68.5	65.8	2.7	3.9
81/82	76.7	71.4	5.3	6.9
82/83	85.4	80.8	4.6	5.4
83/84	108.3	99.8	8.5	7.8
84/85	117.7	110.8	6.9	5.9
85/86	125.3	120.6	4.7	3.8
86/87	125.1	122.3	2.8	2.2
87/88	129.1	122.1	7.0	5.4
88/89	125.1	121.5	3.6	2.9
89/90	119.0	115.9	3.1	2.6
90/91	116.9	89.8	27.1	23.2*

Note: Reason of energy loss increase in 1990/91 is unknown.

表 4.4.4 損失電力 (2/3)

(c) Total (South + North Interconnected Network)

Year	Public Sector	Public Sector	Loss of Energy	
	Production (GWh)	Consumption (GWh)	(GWh)	(%)
1979/80	594.9	535.4	59.5	10.0
80/81	666.2	585.0	81.2	12.2
81/82	749.8	664.9	84.9	11.3
82/83	852.8	762.1	90.7	10.6
83/84	949.9	775.4	174.5	18.4
84/85	1,076.2	875.4	200.7	18.6
85/86	1,176.6	946.1	230.5	19.6
86/87	1,251.8	1,022.2	229.6	18.3
87/88	1,292.5	1,032.8	259.7	20.1
88/89	1,299.1	1,027.3	271.8	20.9
89/90	1,309.4	1,023.3	286.1	21.8
90/91	1,310.2	970.0	340.2	26.0

(II) HT Consumers

Year	Total	Public Sector	*HT	HT	Loss of Energy (%)
	Production (GWh)	Production (GWh)	Production (GWh)	Consumption (GWh)	
1979/80	1,387.9	594.9	793.0	759.9	4.2
80/81	1,655.1	666.2	988.9	952.4	3.7
81/82	2,147.6	749.8	1,397.8	1,352.8	3.2
82/83	2,160.5	852.8	1,307.7	1,265.1	3.3
83/84	2,156.6	949.9	1,206.7	1,186.2	1.7
84/85	2,383.3	1,076.2	1,307.1	1,285.6	1.6
85/86	2,496.9	1,176.6	1,320.3	1,296.5	1.8
86/87	2,461.0	1,251.8	1,209.1	1,174.7	2.9
87/88	2,553.9	1,292.5	1,261.4	1,240.1	1.7
88/89	2,690.2	1,299.1	1,391.1	1,368.9	1.6
89/90	2,702.3	1,309.4	1,392.9	1,385.1	0.6
90/91	2,707.7	1,310.2	1,397.5	1,381.6	0.9

Note:- Figures marked with asterisk (*) are estimated values.
Energy loss of HT consumers is assumed to be 2.0 %, referring to the past trend.

表 4.4.4 損失電力 (3/3)

(III) ALL Consumers (LT + MT + HT Consumers)

Year	Total Production (GWh)	Total Consumption (GWh)	Loss of Energy	
			(GWh)	(%)
1975/76	1,341.1	1,298.4	42.7	3.3
76/77	1,310.6	1,265.0	45.6	3.6
77/78	1,276.1	1,209.5	66.6	5.5
78/79	1,384.8	1,317.8	67.0	5.1
79/80	1,387.9	1,295.2	91.7	7.1
80/81	1,655.1	1,537.3	117.8	7.7
81/82	2,147.6	2,017.7	129.9	6.4
82/83	2,160.5	2,027.2	133.3	6.6
83/84	2,156.6	1,961.6	195.0	9.9
84/85	2,383.3	2,161.1	222.2	10.3
85/86	2,496.9	2,247.2	249.7	11.1
86/87	2,461.0	2,196.9	264.1	12.0
87/88	2,553.9	2,272.9	281.0	12.4
88/89	2,690.2	2,396.2	294.0	12.3
89/90	2,702.3	2,408.5	293.8	12.2
90/91	2,707.7	2,351.6	356.1	13.2

(Source : SONEL)

表 4.4.5 カメルーンの人口 (1/2)

(I) Total Population

Year	Total Population	Growth Rate	
		Yearly	1975/76-90/91
1975/76	7,603,924	2.47 %	-
76/77	7,793,921	2.50 %	
77/78	7,989,918	2.50 %	
78/79	8,188,916	2.50 %	
79/80	8,393,915	2.50 %	
80/81	8,603,914	2.50 %	
81/82	8,827,909	2.60 %	
82/83	9,046,000	2.47 %	
83/84	9,468,500	4.67 %	
84/85	9,933,823	4.91 %	
85/86	10,306,447	3.75 %	
86/87	10,821,746	5.00 %	
87/88	11,181,035	3.33 %	
88/89	-	-	
89/90	-	-	
90/91	12,243,700	3.07 %	3.22 % ≈ 3.2%

Source: (1) Data for 1975/76 to 1980/81 - Annuaire Statistique du Cameroun 1983
 (2) Data for 1981/82 to 1987/88 - Cameroun in Figure 1984, 1987, 1988
 (3) Data for 1990/91 - Perspective de l'Economie Camerounaise a l'Horizon 1991

表 4.4.5 カメルーンの人口 (2/2)

(II) Region-wise Population

	Provincial Region	1975/76	1990/91	Growth rate
1.	Centre	1,177,125	2,979,500	6.39 %
2.	South	315,297	451,200	2.42 %
3.	East	366,562	530,400	2.49 %
4.	Littoral	935,457	2,255,200	6.04 %
5.	West	1,035,920	1,490,400	2.45 %
6.	South-west	620,709	942,500	2.82 %
7.	North-west	978,030	1,351,800	2.18 %
South Network		5,429,100	10,001,000	4.16 %
8.	North	479,306	672,900	2.29 %
9.	Far-North	1,395,194	1,098,600	- 1.58 %
10.	Adamaoua	359,445	471,200	1.02 %
North Network		2,233,945	2,242,700	0.03 %
TOTAL		7,663,045	12,243,700	3.17 % ≈ 3.20 %

Source: (3) Data for 1990/91

- Perspective de l'Economie Camerounaise a l'Horizon 1991

(4) Data for 1986/87

- Situation et Perspectives Demographiques du Cameroun (Resume), September 1990

Note: There is slight difference in 1975/76 population between data sources (1) and (4), but the difference is minor in terms of assessing the population growth ratio.

表 4.4.6 電化率の推定

Provincial Region	1986/87				1990/91			
	No. of consumers	No. of population	No. of House-hold	Share of Electrification	No. of consumers	No. of population	No. of House-hold	Share of Electrification
1) Centre	63,225	1,651,600	217,316	29.1 %	82,142	2,979,500	392,039	21.0 %
2) South	6,505	373,798	49,184	13.2 %	9,333	451,200	59,368	15.7 %
3) East	5,595	517,198	68,052	8.2 %	5,738	530,400	69,789	8.2 %
DRCSE	75,325	2,542,596	334,552	22.5 %	97,213	3,961,100	521,197	18.6 %
4) Littoral	91,636	1,352,833	178,004	51.5 %	113,670	2,255,200	296,737	38.3 %
5) West	28,481	1,339,791	176,288	16.2 %	37,939	1,490,400	196,105	19.3 %
DRLO	120,117	2,692,624	354,293	33.9 %	151,609	3,745,600	492,842	30.8 %
6) South-west	14,326	838,042	110,269	13.0 %	22,048	942,500	124,013	17.8 %
DRSO	14,326	838,042	110,269	13.0 %	22,048	942,500	124,013	17.8 %
7) North-west	14,187	1,237,348	162,809	8.7 %	20,022	1,351,800	177,868	11.3 %
DRNO	14,187	1,237,348	162,809	8.7 %	20,022	1,351,800	177,868	11.3 %
South Network	223,955	7,310,610	961,922	23.3 %	290,892	10,001,000	1,315,921	22.1 %
8) North	8,739	832,165	109,495	8.0 %	10,895	672,900	88,539	12.3 %
9) Far-North	8,968	1,855,695	244,170	3.7 %	12,030	1,098,600	144,553	8.3 %
10) Ada-maoua	6,067	485,185	65,156	9.3 %	7,414	471,200e	62,000	12.0 %
DRNEA	23,744	3,173,045	418,822	5.7 %	30,339	2,242,700	295,092	10.3 %
North Network	23,744	3,173,045	418,822	5.7 %	30,339	2,242,700	295,092	10.3 %
TOTAL	247,729	10,483,655	1,379,428	18.0 %	321,231	12,243,700	1,611,013	19.9 %

- Note: (1) Domestic consumer is composed of FC, UD and UDG consumers in terms of tariff category.
(2) Number of person per household is assumed to be 7.6 persons for tentative estimation of electrification ratio, as referred to Clause 2.2.
(3) Number of population is quoted from "DNR, DENO87" for 1986/87 and "Perspective de l'Economie Camerounaise l'Horizon 1991" for 1990/91.

表 4.4.7 電力消費者数 (1/5)

(I) LT Consumers by Regions

Provincial Region	Number of Consumers				Per capita Consumption (kWh)
	1979/80	1984/85	1989/90	1990/91	
1) Centre	32,211	50,496	84,074	85,815 (25.4%)	50.0
2) South	3,419	5,379	9,554	9,738 (2.9%)	29.6
3) East	2,237	4,774	6,907	6,055 (1.8%)	13.4
DRCSE	37,867	60,649	100,535	101,608 (30.1%)	42.8
4) Littoral	49,859	81,214	116,095	121,025 (35.8%)	128.1
5) West	9,814	18,984	38,341	39,836 (11.8%)	20.1
DRLO	59,673	100,198	154,436	160,861 (47.6%)	85.1
6) South-west	7,412	11,326	18,800	22,505 (6.7%)	25.6
DRSO	7,412	11,326	18,800	22,505 (6.7%)	25.6
7) North-west	3,858	8,945	20,899	20,580 (6.1%)	9.0
DRNO	3,858	8,945	20,899	20,580 (6.1%)	9.0
South Network	108,810	181,118	294,670	305,554 (90.5%)	52.5
8) North	3,494	6,887	11,492	11,819 (3.5%)	34.7
9) Far-north	3,375	6,361	12,286	12,562 (3.7%)	14.6
10) Adamaoua	2,358	5,026	7,779	7,915 (2.3%)	20.2
DRNEA	9,227	18,274	31,557	32,296 (9.5%)	21.8
North Network	9,227	18,274	31,557	32,296 (9.5%)	21.8
TOTAL	118,037	199,392	326,227	337,850 (100%)	46.8

Note:- DRCSE : Regional Delegation of Centre, South and East.
DRLO : Regional Delegation of Littoral and West.
DRSO : Regional Delegation of South-west.
DRNO : Regional Delegation of North-west.
DRNEA : Regional Delegation of North, Far-North and Adamaoua.

表 4.4.7 電力消費者数 (2/5)

(II) MT Consumers

(a) By Regions

Provincial Region	Number of Consumers				Per capita Consumption (kWh)
	1979/80	1984/85	1989/90	1990/91	
1) Centre	84	140	189	199 (17.5%)	32.4
2) South	15	16	32	36 (3.2%)	23.1
3) East	7	12	21	18 (1.6%)	4.2
DRCSE	106	168	242	253 (22.3%)	27.6
4) Littoral	308	464	563	561 (49.4%)	89.8
5) West	54	75	108	100 (8.8%)	12.2
DRLO	362	539	671	661 (58.2%)	58.9
6) South-west	43	56	67	67 (5.9%)	23.8
DRSO	43	56	67	67 (5.9%)	23.8
7) North-west	10	19	34	31 (2.7%)	2.4
DRNO	10	19	34	31 (2.7%)	2.4
South Network	521	782	1014	1012 (89.1%)	35.5
8) North	21	42	54	55 (4.8%)	40.6
9) Far-North	18	25	44	47 (4.1%)	8.6
10) Adamaoua	12	19	22	22 (2.0%)	8.9
DRNEA	51	86	120	124 (10.9%)	18.3
North Network	51	86	120	124 (10.9%)	18.3
TOTAL	572	868	1,134	1,136 (100%)	32.4

表 4.4.7 電力消費者数 (3/5)

(b) By Load Centers

(As of 1990/91)

Center No.	Name of Center	No. of M.T. Consumers	Consumption (MWh)	Revenue from Consumption (Mil. FCFA)	Total Revenue (Mil. FCFA)
11	Sect Urban de Douala	-	-	-	-
	Total Exploitation (Sect Urban de Douala)	-	-	-	-
12	Sect Urban de Yaounde	171	6,025.9	206.50	278.81
	Total Exploitation (Sect Urban de Yaounde)		6,025.9	206.50	278.81
146	Bertoua	9	94.2	3.12	3.77
155	Batouri	3	26.0	0.91	1.12
156	Nanga Eboko	2	15.7	0.55	0.85
159	Abong Mbang	6	21.4	0.75	1.14
181	Betare-Oya	-	-	-	-
188	Yokadouma	1	4.1	0.15	0.18
193	Belamo	-	-	-	-
203	Mbandjock	1	2.4	0.08	0.11
	Total Exploitation (Sect Interdepart Est)	22	163.8	5.56	6.97
108	Yaounde Rural	3	13.1	0.46	1.72
109	Makak	3	13.2	0.46	0.62
145	Eseka	4	60.8	2.12	2.40
147	Akonolinga	3	15.4	0.54	0.24
153	Bafia	4	32.6	1.14	1.41
160	Obala	3	23.2	0.78	0.87
172	Monatele	1	5.5	0.19	0.22
	Total Exploitation (Sect Interdepart Yaounde Ext.)	21	163.8	5.69	7.48
120	Ambam	1	3.4	0.12	0.16
121	Djoum	-	-	-	-
125	Mbal Mayo	6	654.4	22.11	24.38
137	Sangmelina	9	95.8	3.34	4.99
138	Ebolowa	8	101.9	3.34	4.23
	Total Exploitation (Sect Interdepart Sud)	24	855.5	28.91	33.76
	Total Delegation (DRCSE)		7,209.0	246.66	327.02
105	Ngambe	-	-	-	-
123	Kribi	15	905.5	30.58	33.23
124	Edea	-	-	-	-
154	Yabassi	-	-	-	-
	Total Exploitation (Sect Interdepart Littoral)	-	-	-	-
114	Dshang	9	91.6	3.18	6.32
115	Foumban	7	26.4	0.92	1.42
116	B'Fssam Ville	30	975.5	33.41	38.41
117	Bafang	23	74.3	2.59	3.82
122	B'Fssam Rural	8	133.9	4.43	5.23
135	Foumbot	3	31.3	1.09	1.73
136	Mbouda	3	40.2	1.40	1.68
148	Bangante	8	98.9	3.22	3.68
201	Ndikinimeki	2	3.5	0.12	0.32
	Total Exploitation (Sect Interdepart Ouest)	93	1,475.6	50.36	62.61

表 4.4.7 電力消費者数 (4/5)

Center No.	Name of Center	No. of M.T. Consumers	Consumption	Revenue from Consumption	Total Revenue
			(MWh)	(Mil. FCFA)	(Mil. FCFA)
113	Nkongame	-	-	-	-
127	Mbanga	-	-	-	-
128	Loum	-	-	-	-
134	Manjo	-	-	-	-
140	Souza	-	-	-	-
Total Exploitation (Sect Depart Moungo)			-	-	-
Total Delegation (DRLO)			-	-	-
118	Maroua	27	406.1	13.97	16.68
139	Yagoua	5	105.9	3.56	5.23
144	Mokolo	3	20.8	0.73	0.85
157	Kousseri	4	40	1.38	1.64
158	Mora	1	3.5	0.12	0.21
192	Kaele	2	5.4	0.19	0.69
Total Exploitation (Sect Interdepart Ext. Nord)			581.7	19.95	25.3
126	Ngaoundere	18	232.1	6.00	9.51
131	Meiganga	2	7	0.24	0.84
150	Banyo	1	3.7	0.13	0.78
170	Tibati	-	-	-	-
191	Tignere	-	-	-	-
Total Exploitation (Sect Depart Adamaoua)			242.8	8.37	11.11
102	Tcholire	4	12.3	0.43	0.39
103	Toubo	-	-	-	-
119	Garoua	41	3,324.6	89.53	98.25
143	Guider	6	40.7	1.42	2.01
153	Poli	-	-	-	-
Total Exploitation (Sect Interdepart Garoua)			3,377.6	91.38	100.65
Total Delegation (DRN)			4,202.1	119.70	137.06
173	Limbe	17	687.3	23.76	27.17
174	Tiko	12	512.7	17.46	19.88
175	Buea	14	164.6	5.55	6.46
176	Kumba	10	117.2	4.01	4.82
178	Muyuka	10	119.3	4.10	4.71
179	Mamfe	3	32.6	1.13	1.34
190	Mumdemba	-	-	-	-
Total Exploitation (Sect Interdep. Sud Ouest)			1,633.7	56.01	64.38
177	Bamenda	18	206.0	6.89	8.57
180	Nkambe	3	38.3	1.34	1.57
183	Kumbo	-	-	-	-
184	Wum	3	14.6	0.51	0.62
202	Ndop	1	10.1	0.36	0.45
Total Exploitation (Sect Interdep. Nord Ouest)			269.0	9.20	11.41
Total Siege			10,214.1	325.66	416.71

* Calculation results of the case excluding "A" Sect Interdept. Sud Ouest.

表 4.4.7 電力消費者数 (5/5)

(III) RT Consumers

(A) Outline

Name of manufacturer	Kind of manufacture	Location	Province	Contract capacity (MW)
1) Alucam	Aluminium refinery	Edea	Littoral	145
2) Socatral	Aluminium product	do.	do.	3.15
3) Cellucam	Paper mill	do.	do.	2.5
4) Cimencam	Cement factory	Douala	do.	6.7
5) Cicam	Textile factory	Garoua	North	2.5
Total				158.85
6) Cimenterie (not yet start for operation)	Cement factory	Yaounde	Centre	-

(B) Historical Peak Power and Consumption of Alucam and Socatral at Edea

Year	Alucam (GWh)	Socatral (GWh)	Total (GWh)	Average Power (MW)	Peak Power (MW)	Load Factor (%)
1979/80	736.2	14.8	751.0	85.7	110.2	77.8
80/81	861.6	14.7	876.3	100.0	168.5	59.3
81/82	1,264.6	12.0	1,276.6	145.7	190.5	76.5
82/83	1,174.9	12.5	1,187.4	135.5	172.6	78.5
83/84	1,125.2	13.6	1,138.8	130.0	161.6	80.4
84/85	1,221.9	13.2	1,235.1	141.0	160.6	87.8
85/86	1,228.9	14.5	1,243.4	141.9	161.1	88.1
86/87	1,113.4	14.0	1,127.4	128.7	150.0	85.8
87/88	1,188.0	10.5	1,198.5	136.8	169.0	80.9
88/89	1,315.5	11.4	1,326.9	151.5	166.0	91.3
89/90	1,316.3	11.8	1,328.1	151.6	168.0	90.2
90/91	1,317.8	12.5	1,330.3	151.9	166.0	91.5

Note:-

- 1) Both Alucam and Socatral are supplied directly from Edea No. II power station.
- 2) The above peak power are recorded for Alucam and the other consumers than the above seem to be considered in peak power for public sector owing to direct connection to the network.

表 4.4.8 カメルーンの電力売上高及び消費者数

Year	Income (F.CFA million)					Number of Consumers			
	HT	MT	LT	Subtotal	Other revenue	Total	HT	MT	LT
1975	1,291	2,206	3,323	6,820	832	7,652	2	334	57,792
1976	1,267	2,515	3,867	7,649	925	8,574	2	386	70,497
1977	1,332	6,304	5,483	10,346	1,599	11,945	2	410	78,427
1978	1,326	8,224	6,304	11,608	1,629	13,237	2	471	91,385*
1979	1,384	5,146	8,224	14,754	1,950	16,704	3	503	103,572*
1980	1,509	5,852	9,561	16,922	1,997	18,919	4	570	118,037*
1981	2,565	6,265	10,614	19,444	3,629	23,073	4	620	132,822*
1982	4,103	6,717	13,285	24,105	3,898	28,003	4	708	148,028*
1983	4,248	9,523	16,142	29,913	4,738	34,651	5	822	175,622*
1984	4,651	10,032	17,611	32,494	5,589	38,083	5	811	181,510*
1985	5,118	11,505	19,841	36,464	5,861	42,325	5	878	199,392*
1986	5,320	13,771	23,009	42,100	5,901	48,001	5	941	234,816*
1987	5,569	14,393	26,156	46,118	6,869	52,987	5	1,013	260,791*
1988	5,661	14,589	27,596	47,846	5,667	53,515	5	1,121	282,923*
1989	6,125	14,449	26,889	47,463	4,233	51,696	5	1,127	302,291*
1990	7,399	17,542	29,695	54,636	-	-	5	1,134	326,227
1991	7,624	15,679	32,393	55,696	-	-	5	1,136	337,850

Sources: Compte Rendu de Gestion, 1971/72, 1973/74, 1975/76, 1976/77, 1977/78, 1978/79, 1979/80, 1980/81, 1981/82, 1983/84, 1984/85, 1986/87, 1988/89, 1989/90

(*) : Compte Rendu de Gestion - Statistique Analytique-, 1977/78 - 1988/89

Note: Other revenue includes connecting services, supplies of material and sundry services.

H.T.: High tension,

M.T.: Medium tension

L.T.: Low tension

表 4.4.9 電気料金制度 (1/2)

(As of May 1993)

I. LOW VOLTAGE POWER CONSUMERS

The following tariffs are applied in the whole territory of Cameroon:

1. Lighting

- Requested capacity lower or equal to 0.66 kVA: 47.70 F/kWh
- Requested capacity over 0.66 kVA: 56.70 F/kWh

2. Domestic Use

Power supply for air conditioning, water-heaters, electric cookers and washing machines, according to the quantity of energy consumed as measured by a special meter: 42.30 F/kWh.

3. Power for Engines

For all purposes: 42.30 F/kWh.

4. Public Lighting

Tariffs applied to all power consumed between 6:30 pm and 6:00 am:
28.80 F/kWh.

II. MEDIUM VOLTAGE POWER CONSUMERS

1. Fixed rate:

7,900 CFAF for each kW of requested capacity.

2. Proportional tax per kW consumed

By portions of monthly utilization hours of requested capacity:

- | | | |
|----------------|-----------------------|---------|
| - 1st portion: | from 0 to 200 hours | 35.00 F |
| - 2nd portion: | from 201 to 325 hours | 32.00 F |
| - 3rd portion: | from 326 to 450 hours | 29.00 F |
| - 4th portion: | more than 450 hours | 27.00 F |

Source: Decree of the Ministry of Industrial and Commercial Development (May 10, 1993)

表 4.4.9 電気料金制度 (2/2)

(As of May 1993)

III. HIGH VOLTAGE POWER CONSUMERS

1. Fixed rate:

The rate is determined in accordance with the number of hours of utilization of requested capacity per year as follows:

- from 0 to 3,900 hours:	13,517 F/kWh
- from 3,901 to 5,400 hours:	9,412 F/kWh
- from 5,401 to 6,600 hours:	4,707 F/kWh
- over 6,600 hours:	no charge

2. Proportional tax per kW consumed

The tax is determined in accordance with the number of hours of utilisation of requested capacity per month as follows:

- from 0 to 200 hours:	23.53 F/kWh
- from 201 to 325 hours:	21.18 F/kWh
- from 326 to 450 hours:	16.47 F/kWh
- over 450 hours:	11.95 F/kWh

Source: Decree of the Ministry of Industrial and Commercial Development (May 10, 1993)

表 4.5.1 公共部門に対する電力需要予測 (トレンド法) (1/2)

(Trend Method; As per Projected by SONEI in 1989/90)

(I) South Interconnected Network

Year	Energy Production (GWh)	Growth Rate (%)	Peak Power (MW)	Average Power (MW)	Load Factor (%)
1989/90	1,218.4	3.8	236.5	139.1	58.8
90/91	1,264.5	do.	249.9	144.3	57.8
91/92	1,312.3	do.	264.0	149.8	56.7
92/93	1,361.9	do.	278.9	155.5	55.7
93/94	1,413.4	do.	294.7	161.3	54.7
94/95	1,466.9	do.	311.4	167.5	53.8
95/96	1,522.4	do.	329.1	173.8	52.8
96/97	1,579.9	do.	347.7	180.3	51.9
97/98	1,639.7	do.	367.4	187.2	50.9
98/99	1,701.7	do.	388.2	194.3	50.0
Average annual growth:	3.8%		5.6%	(last 3 years: 1985/86 - 88/89)	

Note:- Figures for public sector do not include HT consumers.

(II) North Interconnected Network

Year	Energy Production (GWh)	Growth Rate (%)	Peak Power (MW)	Average Power (MW)	Load Factor (%)
1989/90	127.0	1.6	24.5	14.5	59.2
90/91	129.1	do.	25.7	14.7	57.3
91/92	131.1	do.	26.9	15.0	55.6
92/93	133.2	do.	28.2	15.2	53.9
93/94	135.3	do.	29.2	15.4	52.8
94/95	137.4	do.	31.0	15.6	50.6
95/96	139.6	do.	32.4	15.9	49.2
96/97	141.8	do.	34.0	16.2	47.6
97/98	144.1	do.	35.6	16.4	46.2
98/99	146.4	do.	37.3	16.7	44.8
Average annual growth:	1.6%		4.8%	(last 4 years: 1984/85 - 88/89)	

Note:- Figures for public sector do not include HT consumers since no HT consumers has been supplied in North network up to 1988/89.

(Source : SONEI, DE)

表 4.5.1 公共部門に対する電力需要予測 (トレンド法) (2/2)

(Trend Method; As per Projected by SONEI in 1989/90)

(III) Total Demand (South + North Network)

Year	Energy Production (GWh)	Growth Rate (%)	Average Power (MW)
1989/90	1,345.5	4.1	153.6
90/91	1,393.5	3.6	159.1
91/92	1,443.4	3.6	164.8
92/93	1,495.1	3.6	170.7
93/94	1,548.7	3.6	183.1
94/95	1,604.3	3.6	183.1
95/96	1,662.0	3.6	189.7
96/97	1,721.7	3.6	196.5
97/98	1,783.7	3.6	203.6
98/99	1,848.0	3.6	211.0

Average annual growth 3.6%

(Source : SONEI, DE)

表 4.5.2 公共部門に対する電力需要予測 (マイクロ法) (1/4)

(Micro Method; As per Projected by SONEL in 1989/90)

(I) South Interconnected Network

(A) Medium (Niveau) Growth Forecast

Year	Energy Production			Growth Rate	Average Power	Peak Power
	LT	MT	TOTAL			
	(GWh)	(GWh)	(GWh)			
1990/91	589.2	603.0	1,192.2	-	136.1	224.8
91/92	617.2	609.5	1,226.7	2.90	140.0	231.5
92/93	646.5	616.3	1,262.8	2.94	144.2	238.3
93/94	677.2	623.3	1,300.5	2.99	148.5	245.4
94/95	709.4	630.5	1,339.9	3.03	153.0	252.8
95/96	743.1	638.0	1,381.1	3.07	157.7	260.6
96/97	778.4	645.7	1,424.1	3.11	162.6	268.7
97/98	815.4	653.7	1,469.0	3.16	167.7	277.2
98/99	854.1	661.9	1,516.0	3.20	173.1	286.7
99/00	894.7	687.4	1,582.1	4.36	180.6	298.5
2000/01	1,032.5	707.0	1,739.5	9.95	198.6	328.2
01/02	1,057.9	727.1	1,785.0	2.62	203.8	336.6
02/03	1,083.9	747.9	1,831.8	2.62	209.1	345.6
03/04	1,110.6	769.2	1,879.8	2.62	214.6	354.7
04/05	1,137.9	791.3	1,929.2	2.63	220.2	364.0
05/06	1,165.9	814.0	1,979.9	2.63	226.0	373.6
06/07	1,194.6	837.4	2,032.0	2.63	232.0	383.4
07/08	1,224.0	861.5	2,085.5	2.63	238.1	393.5
08/09	1,254.1	886.4	2,140.5	2.64	244.3	403.9
09/10	1,284.9	912.0	2,197.0	2.64	250.8	414.5
10/11	1,316.5	938.4	2,255.0	2.64	257.4	425.5
11/12	1,348.9	965.7	2,314.6	2.64	264.2	436.7
12/13	1,382.1	993.7	2,375.8	2.65	271.2	448.3
13/14	1,416.1	1,022.6	2,438.8	2.65	278.4	460.1
14/15	1,450.9	1,052.5	2,503.4	2.65	285.8	472.3

Note:- Figures of MT demand include 3 HT consumers, Cimencam, Cellucam and Sonara (now, MT consumer).

(Source: SONEL, DSG)

表 4.5.2 公共部門に対する電力需要予測 (マイクロ法) (2/4)

(Micro Method; As per Projected by SONEL in 1989/90)

(B) Low (Moyenne) Growth Forecast

Year	Energy Production			Growth Rate	Average Power	Peak Power
	LT	MT	TOTAL			
	(GWh)	(GWh)	(GWh)			
1990/91	589.2	410.9	1,000.2	-	114.2	222.3
91/92	617.2	413.0	1,030.2	3.00	117.6	228.9
92/93	646.5	415.1	1,061.6	3.05	121.2	235.9
93/94	677.2	417.1	1,094.4	3.09	124.9	243.2
94/95	709.4	419.2	1,128.6	3.13	128.8	250.8
95/96	743.1	421.3	1,164.4	3.17	132.9	258.8
96/97	778.4	423.4	1,201.8	3.21	137.2	267.1
97/98	815.4	425.5	1,240.9	3.25	141.7	275.8
98/99	854.1	427.7	1,281.8	3.29	146.3	284.8
99/00	894.7	429.8	1,324.5	3.33	151.2	294.3
2000/01	1,032.5	443.6	1,476.1	11.45	168.5	328.0
01/02	1,057.9	457.8	1,515.7	2.68	173.0	336.8
02/03	1,083.9	472.4	1,556.3	2.68	177.7	345.9
03/04	1,110.6	487.5	1,598.1	2.68	182.4	355.1
04/05	1,137.9	503.1	1,641.0	2.69	187.3	364.7
05/06	1,165.9	519.2	1,685.1	2.69	192.4	374.5
06/07	1,194.6	535.8	1,730.4	2.69	197.5	384.5
07/08	1,224.0	553.0	1,777.0	2.69	202.8	394.9
08/09	1,254.1	570.7	1,824.8	2.69	208.3	405.5
09/10	1,284.9	588.9	1,873.9	2.69	213.9	416.4
10/11	1,316.5	607.8	1,924.3	2.69	219.7	427.6
11/12	1,348.9	627.2	1,976.2	2.69	225.6	439.1
12/13	1,382.1	647.3	2,029.4	2.69	231.7	451.0
13/14	1,416.1	668.0	2,084.1	2.70	237.9	463.1
14/15	1,450.9	689.4	2,140.3	2.70	244.3	475.6

Note:- Figures of MT demand include 3 HT consumers, Cimencam, Cellucam and Sonara (now, MT consumer).

(Source: SONEL, DSG)

表 4.5.2 公共部門に対する電力需要予測 (マイクロ法) (3/4)

(Micro Method; As per Projected by SONEL in 1989/90)

(II) North Interconnected Network

(A) Medium (Niveau) Growth Forecast

Year	Energy Production			Growth Rate (%)	Average Power (MW)	Peak Power (MW)
	LT	MT	TOTAL			
	(GWh)	(GWh)	(GWh)			
1990/91	78.1	83.6	161.7	-	18.5	29.4
91/92	80.0	84.3	164.3	1.58	18.8	29.9
92/93	82.0	84.9	166.9	1.58	19.1	30.3
93/94	84.0	85.5	169.5	1.59	19.4	30.8
94/95	86.1	86.2	172.3	1.60	19.7	31.3
95/96	88.2	86.8	175.0	1.60	20.0	31.8
96/97	90.4	87.5	177.8	1.61	20.3	32.3
97/98	92.6	88.1	180.7	1.62	20.6	32.9
98/99	94.9	88.8	183.7	1.63	21.0	33.4
99/00	97.2	89.5	186.7	1.63	21.3	33.9
2000/01	164.5	93.9	258.4	38.45	29.5	47.0
01/02	168.5	98.6	267.2	3.38	30.5	48.6
02/03	172.7	103.6	276.2	3.40	31.5	50.2
03/04	176.9	108.7	285.7	3.41	32.6	51.9
04/05	181.3	114.2	295.5	3.43	33.7	53.7
05/06	185.7	119.9	305.6	3.44	34.9	55.6
06/07	190.3	125.9	316.2	3.46	36.1	57.5
07/08	195.0	132.2	327.2	3.47	37.3	59.5
08/09	199.8	138.8	338.6	3.49	38.6	61.6
09/10	204.7	145.7	350.4	3.50	40.0	63.7
10/11	209.7	153.0	362.7	3.52	41.4	66.0
11/12	214.9	160.7	375.6	3.53	42.9	68.3
12/13	220.2	168.7	388.9	3.55	44.4	70.7
13/14	225.6	177.1	402.7	3.56	46.0	73.2
14/15	231.1	186.0	417.1	3.58	47.6	75.8

(Source: SONEL, DSG)

表 4.5.2 公共部門に対する電力需要予測 (マイクロ法) (4/4)

(Micro Method; As per Projected by SONEL in 1989/90)

(B) Low (Moyenne) Growth Forecast

Year	Energy Production			Growth Rate (%)	Average Power (MW)	Peak Power (MW)
	LT	MT	TOTAL			
	(GWh)	(GWh)	(GWh)			
1990/91	58.3	75.7	134.0	-	15.3	24.4
91/92	59.8	76.0	135.8	1.35	15.5	27.2
92/93	61.2	76.4	137.6	1.36	15.7	27.5
93/94	62.7	76.8	139.5	1.37	15.9	27.9
94/95	64.3	77.2	141.5	1.38	16.1	28.3
95/96	65.9	77.6	143.4	1.39	16.4	28.7
96/97	67.5	78.0	145.4	1.40	16.6	29.1
97/98	69.1	78.4	147.5	1.41	16.8	29.5
98/99	70.8	78.7	149.6	1.42	17.1	29.9
99/00	72.6	79.1	151.7	1.43	17.3	30.3
2000/01	96.2	81.7	177.9	17.23	20.3	35.6
01/02	98.6	84.3	182.8	2.80	20.9	36.6
02/03	101.0	87.0	188.0	2.80	21.5	37.6
03/04	103.5	89.8	193.2	2.80	22.1	38.6
04/05	106.0	92.6	198.6	2.80	22.7	39.7
05/06	108.6	95.6	204.2	2.81	23.3	40.8
06/07	111.3	98.7	209.9	2.81	24.0	42.0
07/08	114.0	101.8	215.8	2.81	24.6	43.2
08/09	116.8	105.1	221.9	2.81	25.3	44.4
09/10	119.7	108.4	228.1	2.81	26.0	45.6
10/11	122.6	111.9	234.6	2.81	26.8	46.9
11/12	125.7	115.5	241.2	2.81	27.5	48.2
12/13	128.8	119.2	247.9	2.81	28.3	49.6
13/14	131.9	123.0	254.9	2.82	29.1	51.0
14/15	135.2	126.9	262.1	2.82	29.9	52.4

(Source : SONEL, DSG)

表 4.5.3 高電圧(H T)消費者に対する電力需要予測

(I) South Interconnected Network

Name of Factory	Contract capacity (MW)	*1 Plant Factor (%)	*2 Required energy production (GWh)	Peak Power (MW)	Remarks
1) Alucam	145.0	100	1,296.1	145.0	
2) Socatral	3.15	50	14.1	3.15	
Sub-total (1)	148.15	-	1,310.2	148.15	For Micro method
3) Cellucam	2.5	20	4.5	2.5	
4) Cimencam	6.7	50	29.9	6.7	
Sub-total (2)	9.2	-	34.4	9.2	
TOTAL	157.35	-	1,344.6 (1375.1)	157.35 (166.0)	For Trend method

(II) North Interconnected Network

Name of Factory	Contract capacity (MW)	*1 Plant Factor (%)	*2 Required energy production (GWh)	Peak Power (MW)	Remarks
5) Cicam	2.5	100	22.3	2.5	
TOTAL	2.5	-	22.3	2.5	For both methods

- Note: - 1) Each plant factor based on the contract capacity is assumed from the present trend.
- 2) Required energy for production includes loss of energy, assuming 2% .
- 3) Peak power is assumed to be summation of each contract capacity as maximum.
- 4) The values in the parentheses shows actual ones for South interconnected system achieved in 1990/91, which will be used for the revised demand forecast as HT consumers.

表 4.5.4 マイクロ法による需要予測パラメータ (1/2)

Following parameters are summarized for the demand forecast by SONEL:

(I) South Interconnected Network

Description	Medium Forecast (Niveau)	Low Forecast (Moyenne)	Remarks
1) Population growth	4.75 % up to 1999/00 and 2.46 % thereafter (*1)	- same as left -	4.67 % in average for past 15 years
2) Domestic demand per capita	56.2 kWh up to 1999/00 and 63.9 kWh thereafter	- same as left -	57.3 kWh in 1986/87
3) Average professional demand per capita (M.F. demand)	4.4 kWh	- same as left -	5.1 kWh in 1986/87
4) MT demand (as per GDP growth)	1.09 % in 1990/91 to 2.91 % in 2014/15 (*1)	0.5 % up to 1999/00 and 3.2 % up to 2014/15.	
5) Average load factor for public sector (LT & MT)	60.5 % (5,300 Hours)	51.4 % (4,500 Hours)	
6) Loss of distribution	15 %	- same as left -	
7) Others	Demand for 3 consumers (Cimencam, Cellucam & Sonara) is included in that of MT.	- same as left -	
8) Service rate (*2)	22 % up to 1999/00 and 25 % up to 2014/15.	- same as left -	

Note:- (1) The figures quoted from SONEL's Data prevail over that of parameters owing to some discrepancy between them. Some of parameters are revised accordingly.

(2) It seems that "Service rate" means share of electrification.

表 4.5.4 マイクロ法による需要予測パラメータ (2/2)

(II) North Interconnected Network

Description	Medium Forecast (Niveau)	Low Forecast (Moyenne)	Remarks
1) Population growth	2.46 % up to 2014/15	- same as left -	0.47 % in average for past 15 years
2) Domestic demand per capita	22.9 kWh up to 1999/00 and 37.8 kWh thereafter	16.7 kWh up to 1999/00 and 20.6 kWh thereafter	12.1 kWh in 1986/87
3) Average professional demand per capita (M.F. demand)	2.8 kWh up to 1999/00 and 4.6 kWh thereafter	2.5 kWh up to 1999/00 and 4.2 kWh thereafter	1.0 kWh in 1986/87
4) MT demand (as per GDP growth)	0.75 % up to 1999/00 and 5.0 % up to 2014/15.	0.5 % up to 1999/00 and 3.2 % up to 2014/15.	
5) Average load factor for public sector (LT & MT)	62.8 % (5,000 Hours) (*1)	57.1 % (4,500 hrs)	
6) Loss of distribution	10 % for MT and 3 % for LT	- same as left -	
7) Service rate (*2)	8 % up to 1999/00 and 9 % up to 2014/15.	- same as left -	

Note:- (1) The figures quoted from SONEL's Data prevail over that of parameters owing to some discrepancy between them. Some of parameters are revised accordingly.

(2) It seems that "Service rate" means share of electrification.

表 4.5.5 電力量及び最大出力需要予測 (1/3)

(By Trend Method: Load factor as per assumed by SONEL)

(I) South Network

Year	Public sector (*1)			HT consumers (*3)		Total		
	Energy Production (GWh)	Peak Power (MW)	Load Factor (%)	Energy Production (GWh)	Peak Power (MW)	Energy Production (GWh)	Peak Power (MW)	Load Factor (%)
88/89	1,174.0	223.8	59.9	1,368.8	166.0	2,542.8	389.8	74.5
1989/90	1,218.4	236.5	58.8	1,344.6	157.4	2,563.0	393.9	74.3
90/91	1,264.5	249.9	57.8	1,344.6	157.4	2,609.1	407.3	73.1
91/92	1,312.3	264.0	56.7	1,344.6	157.4	2,656.9	421.4	72.0
92/93	1,361.9	278.9	55.7	1,344.6	157.4	2,706.5	436.3	70.8
93/94	1,413.4	294.7	54.7	1,344.6	157.4	2,758.0	452.1	69.6
94/95	1,466.9	311.4	53.8	1,344.6	157.4	2,811.5	468.8	68.5
95/96	1,522.4	329.1	52.8	1,344.6	157.4	2,867.0	486.5	67.3
96/97	1,579.9	347.7	51.9	1,344.6	157.4	2,924.5	505.1	66.1
97/98	1,639.7	367.4	50.9	1,344.6	157.4	2,984.3	524.8	64.9
98/99	1,701.7	388.2	50.0	1,344.6	157.4	3,046.3	545.6	63.7
(*2)								
1999/00	1,766.4	403.0	50.0	1,344.6	157.4	3,111.0	560.3	63.4
2000/01	1,833.5	418.3	50.0	1,344.6	157.4	3,178.1	575.6	63.0
01/02	1,903.2	434.2	50.0	1,344.6	157.4	3,247.8	591.5	62.7
02/03	1,975.5	450.7	50.0	1,344.6	157.4	3,320.1	608.0	62.3
03/04	2,050.5	467.8	50.0	1,344.6	157.4	3,395.1	625.1	62.0
04/05	2,128.5	485.6	50.0	1,344.6	157.4	3,473.1	642.9	61.7
05/06	2,209.3	504.0	50.0	1,344.6	157.4	3,553.9	661.4	61.3
06/07	2,293.3	523.2	50.0	1,344.6	157.4	3,637.9	680.5	61.0
07/08	2,380.5	543.0	50.0	1,344.6	157.4	3,725.1	700.4	60.7
08/09	2,470.9	563.7	50.0	1,344.6	157.4	3,815.5	721.0	60.4
09/10	2,564.8	585.1	50.0	1,344.6	157.4	3,909.4	742.4	60.1
10/11	2,662.3	607.3	50.0	1,344.6	157.4	4,006.9	764.7	59.8
2014/15	3,090.6	705.0	50.0	1,344.6	157.4	4,435.2	862.4	58.7

Note: 1) SONEL has forecasted upto 1998/1999 according as annual load factor decreasing year by year from 59% to 50%, since increase rate of peak power is assumed as 5.7%.

2) Just for reference, same load factor in 1998/99 (50%) is used thereafter, along with the same growth rate of energy production up to 2014/15.

3) Peak power of HT consumers are assumed to be total of the contract capacities (Refer to Table 4.5.3).

表 4.5.5 電力量及び最大出力需要予測 (2/3)

(By Trend Method: Load factor as per assumed by SONEI)

(II) North Network

Year	Public sector (*1)			HT consumers (*3)		Total		
	Energy Production	Peak Power	Load Factor	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Load Factor
	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(%)
88/89	125.1	23.4	61.0	22.3	2.5	147.4	25.9	65.0
1989/90	127.0	24.5	59.2	26.2	2.5	153.2	27.0	64.8
90/91	129.1	25.7	57.3	22.4	2.5	151.5	28.2	61.3
91/92	131.1	26.9	55.6	22.3	2.5	153.4	29.4	59.6
92/93	133.2	28.2	53.9	22.3	2.5	155.5	30.7	57.8
93/94	135.3	29.2	52.9	22.3	2.5	157.6	31.7	56.8
94/95	137.4	31.0	50.6	22.3	2.5	159.7	33.5	54.4
95/96	139.6	32.4	49.2	22.3	2.5	161.9	34.9	53.0
96/97	141.8	34.0	47.6	22.3	2.5	164.1	36.5	51.3
97/98	144.1	35.6	46.2	22.3	2.5	166.4	38.1	49.9
98/99	146.4	37.3	44.8	22.3	2.5	168.7	39.8	48.4
(*2)								
1999/00	148.7	37.9	44.8	22.3	2.5	171.0	40.4	48.3
2000/01	154.4	39.3	44.8	22.3	2.5	176.7	41.8	48.2
01/02	160.3	40.8	44.8	22.3	2.5	182.6	43.3	48.1
02/03	166.4	42.4	44.8	22.3	2.5	188.7	44.9	48.0
03/04	172.7	44.0	44.8	22.3	2.5	195.0	46.5	47.9
04/05	179.2	45.7	44.8	22.3	2.5	201.5	48.2	47.8
05/06	186.0	47.4	44.8	22.3	2.5	208.3	49.9	47.7
06/07	193.1	49.2	44.8	22.3	2.5	215.4	51.7	47.6
07/08	200.5	51.1	44.8	22.3	2.5	222.8	53.6	47.5
08/09	208.1	53.0	44.8	22.3	2.5	230.4	55.5	47.4
09/10	216.0	55.0	44.8	22.3	2.5	238.3	57.5	47.3
10/11	224.2	57.1	44.8	22.3	2.5	246.5	59.6	47.2
2014/15	260.3	66.3	44.8	22.3	2.5	282.6	68.8	46.9

Note: 1) SONEI has forecasted upto 1998/1999 according as annual load factor decreasing year by year from 59.2% to 44.8%, since increase rate of peakpower is assumed as 4.8%.

2) Just for reference, same load factor in 1998/99 (44.8%) is used thereafter, along with the same growth rate of energy production up to 2014/15.

3) Peak power of HT consumers are assumed to be total of the contract capacities (Refer to Table 4.5.3).

表 4.5.5 電力量及び最大出力需要予測 (3/3)

(By Trend Method; Load factor as per assumed by SONEI)

(III) Total Demand (South+ North Network)

Year	Public sector						HT consumers						Total			
	Energy Production			Peak Power			Energy Production			Peak Power			Energy Production (GWh)	Peak Power (MW)	Load Factor (%)	
	South (GWh)	North (GWh)	Total (GWh)	South (MW)	North (MW)	Total (MW)	South (GWh)	North (GWh)	Total (GWh)	South (MW)	North (MW)	Total (MW)				
88/89	1,174.0	125.1	1,299.1	223.8	23.4	247.2	60.0	1,315.5	-	1,315.5	166.0	-	166.0	2,489.5	389.8	72.9
1989/90	1,218.4	127.0	1,345.4	236.5	24.5	261.0	58.8	1,344.6	26.2	1,370.8	157.4	2.5	159.9	2,716.2	420.9	73.7
90/91	1,264.5	129.1	1,393.6	249.9	25.7	275.6	57.7	1,344.6	22.4	1,367.0	157.4	2.5	159.9	2,760.6	435.5	72.4
91/92	1,312.3	131.1	1,443.4	264.0	26.9	290.9	56.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	2,810.3	450.8	71.2
92/93	1,361.9	133.2	1,495.1	278.9	28.2	307.1	55.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	2,862.0	467.0	70.0
93/94	1,413.4	135.3	1,548.7	294.7	29.2	323.9	54.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	2,915.6	483.8	68.8
94/95	1,465.9	137.4	1,604.3	311.4	31.0	342.4	53.5	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	2,971.2	502.3	67.5
95/96	1,522.4	139.6	1,662.0	329.1	32.4	361.5	52.5	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,028.9	521.4	66.3
96/97	1,579.9	141.8	1,721.7	347.7	34.0	381.7	51.5	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,088.6	541.6	65.1
97/98	1,639.7	144.1	1,783.8	367.4	35.6	403.0	50.5	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,150.7	562.9	63.9
98/99	1,701.7	146.4	1,848.1	388.2	37.3	425.5	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,215.0	585.4	62.7
1999/00	1,766.4	148.7	1,915.1	403.0	37.9	440.8	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,282.0	600.7	62.4
2000/01	1,833.5	154.4	1,987.9	418.3	39.3	457.6	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,354.8	617.5	62.0
'01/02	1,903.2	160.3	2,063.4	434.2	40.8	475.0	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,430.3	634.8	61.7
'02/03	1,975.5	166.4	2,141.8	450.7	42.4	493.0	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,508.7	652.9	61.3
'03/04	2,050.5	172.7	2,223.2	467.8	44.0	511.8	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,590.1	671.6	61.0
'04/05	2,128.5	179.2	2,307.7	485.6	45.7	531.2	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,674.6	691.1	60.7
'05/06	2,209.3	186.0	2,395.4	504.0	47.4	551.4	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,762.3	711.3	60.4
'06/07	2,293.3	193.1	2,486.4	523.2	49.2	572.4	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,853.3	732.2	60.1
'07/08	2,380.5	200.5	2,580.9	543.0	51.1	594.1	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	3,947.8	754.0	59.8
'08/09	2,470.9	208.1	2,679.0	563.7	53.0	616.7	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	4,045.9	776.5	59.5
'09/10	2,564.8	216.0	2,780.8	585.1	55.0	640.1	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	4,147.7	800.0	59.2
'10/11	2,662.3	224.2	2,886.4	607.3	57.1	664.4	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	4,253.3	824.3	58.9
2014/15	3,090.6	260.3	3,350.8	705.0	66.3	771.3	49.6	1,344.6	22.3	1,366.9	157.4	2.5	159.9	4,717.7	931.2	57.8

表 4.5.6 電力需要予測 (SONELによるマイクロ法) (1/6)

(By Micro Method: as per assumed by SONEL)

(I) South Network - (a) Medium (Niveau) Growth Production

Year	Public Sector			HT Consumers		Total		
	Energy Production	Peak Power	Load Factor	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Load Factor
	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(%)
1988/89	1,174.0	223.8	59.9	1,391.1	166.0	2,565.1	389.8	75.1
89/90	1,190.4	223.2	60.9	1,366.7	168.0	2,557.1	391.2	74.6
1990/91	1,192.2	225.0	60.5	1,310.2	148.2	2,502.4	373.1	76.6
91/92	1,226.7	231.5	60.5	1,310.2	148.2	2,536.9	379.6	76.3
92/93	1,262.8	238.3	60.5	1,310.2	148.2	2,573.0	386.4	76.0
93/94	1,300.5	245.4	60.5	1,310.2	148.2	2,610.7	393.5	75.7
94/95	1,339.9	252.8	60.5	1,310.2	148.2	2,650.1	401.0	75.4
95/96	1,381.1	260.6	60.5	1,310.2	148.2	2,691.3	408.7	75.2
96/97	1,424.1	268.7	60.5	1,310.2	148.2	2,734.3	416.9	74.9
97/98	1,469.0	277.2	60.5	1,310.2	148.2	2,779.2	425.3	74.6
98/99	1,516.0	286.0	60.5	1,310.2	148.2	2,826.2	434.2	74.3
99/00	1,582.1	298.5	60.5	1,310.2	148.2	2,892.3	446.7	73.9
2000/01	1,739.5	328.2	60.5	1,310.2	148.2	3,049.7	476.4	73.1
01/02	1,785.0	336.8	60.5	1,310.2	148.2	3,095.2	485.0	72.9
02/03	1,831.8	345.6	60.5	1,310.2	148.2	3,142.0	493.8	72.6
03/04	1,879.8	354.7	60.5	1,310.2	148.2	3,190.0	502.8	72.4
04/05	1,929.2	364.0	60.5	1,310.2	148.2	3,239.4	512.2	72.2
05/06	1,979.9	373.6	60.5	1,310.2	148.2	3,290.1	521.7	72.0
06/07	2,032.0	383.4	60.5	1,310.2	148.2	3,342.2	531.6	71.8
07/08	2,085.5	393.5	60.5	1,310.2	148.2	3,395.7	541.7	71.6
08/09	2,140.5	403.9	60.5	1,310.2	148.2	3,450.7	552.0	71.4
09/10	2,197.0	414.5	60.5	1,310.2	148.2	3,507.2	562.7	71.2
10/11	2,255.0	425.5	60.5	1,310.2	148.2	3,565.2	573.6	70.9
11/12	2,314.6	436.7	60.5	1,310.2	148.2	3,624.8	584.9	70.7
12/13	2,375.8	448.3	60.5	1,310.2	148.2	3,686.0	596.4	70.5
13/14	2,438.8	460.2	60.5	1,310.2	148.2	3,749.0	608.3	70.4
2014/15	2,503.4	472.4	60.5	1,310.2	148.2	3,813.6	620.5	70.2

Note: Regarding energy production and peak power for HT consumers, please refer to Table 4.5.3.

表 4.5.6 電力需要予測 (SONELによるマイクロ法) (2/6)

(By Micro Method: as per assumed by SONEL)

(I) South Network - (b) Low (Moyenne) Growth Production

Year	Public Sector			HT Consumers		Total		
	Energy Production	Peak Power	Load Factor	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Load Factor
	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(%)
1988/89	1,174.0	223.8	59.9	1,391.1	166.0	2,565.1	389.8	75.1
89/90	1,190.4	223.2	60.9	1,366.7	168.0	2,557.1	391.2	74.6
1990/91	1,000.2	222.3	51.4	1,310.2	148.2	2,310.4	370.4	71.2
91/92	1,030.4	229.0	51.4	1,310.2	148.2	2,340.6	377.1	70.8
92/93	1,061.4	235.9	51.4	1,310.2	148.2	2,371.6	384.0	70.5
93/94	1,094.4	243.2	51.4	1,310.2	148.2	2,404.6	391.4	70.1
94/95	1,128.6	250.8	51.4	1,310.2	148.2	2,438.8	399.0	69.8
95/96	1,164.4	258.8	51.4	1,310.2	148.2	2,474.6	406.9	69.4
96/97	1,201.8	267.1	51.4	1,310.2	148.2	2,512.0	415.2	69.1
97/98	1,240.9	275.8	51.4	1,310.2	148.2	2,551.1	423.9	68.7
98/99	1,281.8	284.8	51.4	1,310.2	148.2	2,592.0	433.0	68.3
99/00	1,324.5	294.3	51.4	1,310.2	148.2	2,634.7	442.5	68.0
2000/01	1,476.1	328.0	51.4	1,310.2	148.2	2,786.3	476.2	66.8
01/02	1,515.7	336.8	51.4	1,310.2	148.2	2,825.9	485.0	66.5
02/03	1,556.3	345.8	51.4	1,310.2	148.2	2,866.5	494.0	66.2
03/04	1,598.1	355.1	51.4	1,310.2	148.2	2,908.3	503.3	66.0
04/05	1,641.0	364.7	51.4	1,310.2	148.2	2,951.2	512.8	65.7
05/06	1,658.1	368.5	51.4	1,310.2	148.2	2,968.3	516.6	65.6
06/07	1,730.4	384.5	51.4	1,310.2	148.2	3,040.6	532.7	65.2
07/08	1,777.0	394.9	51.4	1,310.2	148.2	3,087.2	543.0	64.9
08/09	1,824.8	405.5	51.4	1,310.2	148.2	3,135.0	553.7	64.6
09/10	1,873.9	416.4	51.4	1,310.2	148.2	3,184.1	564.6	64.4
10/11	1,924.3	427.6	51.4	1,310.2	148.2	3,234.5	575.8	64.1
11/12	1,976.2	439.2	51.4	1,310.2	148.2	3,286.4	587.3	63.9
12/13	2,029.4	451.0	51.4	1,310.2	148.2	3,339.6	599.1	63.6
13/14	2,084.1	463.1	51.4	1,310.2	148.2	3,394.3	611.3	63.4
2014/15	2,140.3	475.6	51.4	1,310.2	148.2	3,450.5	623.8	63.1

Note: Regarding energy production and peak power for HT consumers, please refer to Table 4.5.3.

表 4.5.6 電力需要予測 (SONELによるマイクロ法) (3/6)

(By Micro Method: as per assumed by SONEL)

(II) North Network - (a) Medium (Niveau) Growth Production

Year	Public Sector			HT Consumers		Total		
	Energy Production	Peak Power	Load Factor	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Load Factor
	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(%)
1988/89	125.1	23.4	61.0	22.3	2.5	147.4	25.9	65.0
89/90	118.4	21.6	62.6	26.2	2.5	144.6	24.1	68.5
1990/91	161.7	29.4	62.8	22.4	2.5	184.1	31.9	65.9
91/92	164.3	29.9	62.8	22.3	2.5	186.6	32.4	65.8
92/93	166.9	30.3	62.8	22.3	2.5	189.2	32.8	65.8
93/94	169.5	30.8	62.8	22.3	2.5	191.8	33.3	65.7
94/95	172.3	31.3	62.8	22.3	2.5	194.6	33.8	65.7
95/96	175.0	31.8	62.8	22.3	2.5	197.3	34.3	65.6
96/97	177.8	32.3	62.8	22.3	2.5	200.1	34.8	65.6
97/98	180.7	32.9	62.8	22.3	2.5	203.0	35.4	65.5
98/99	183.7	33.4	62.8	22.3	2.5	206.0	35.9	65.5
99/00	186.7	33.9	62.8	22.3	2.5	209.0	36.4	65.5
2000/01	258.4	47.0	62.8	22.3	2.5	280.7	49.5	64.8
01/02	267.2	48.6	62.8	22.3	2.5	289.5	51.1	64.7
02/03	276.2	50.2	62.8	22.3	2.5	298.5	52.7	64.6
03/04	285.7	51.9	62.8	22.3	2.5	308.0	54.4	64.6
04/05	295.5	53.7	62.8	22.3	2.5	317.8	56.2	64.5
05/06	305.6	55.6	62.8	22.3	2.5	327.9	58.1	64.5
06/07	316.2	57.5	62.8	22.3	2.5	338.5	60.0	64.4
07/08	327.2	59.5	62.8	22.3	2.5	349.5	62.0	64.4
08/09	338.6	61.6	62.8	22.3	2.5	360.9	64.1	64.3
09/10	350.4	63.7	62.8	22.3	2.5	372.7	66.2	64.3
10/11	362.7	66.0	62.8	22.3	2.5	385.0	68.5	64.2
11/12	375.6	68.3	62.8	22.3	2.5	397.9	70.8	64.2
12/13	388.9	70.7	62.8	22.3	2.5	411.2	73.2	64.1
13/14	402.7	73.2	62.8	22.3	2.5	425.0	75.7	64.1
2014/15	417.1	75.8	62.8	22.3	2.5	439.4	78.3	64.0

Note: Regarding energy production and peak power for HT consumers, please refer to Table 4.5.3.

表 4.5.6 電力需要予測 (SONELによるマイクロ法) (4/6)

(By Micro Method: as per assumed by SONEL)

(II) North Network - (b) Low (Moyenne) Growth Production

Year	Public Sector			HT Consumers		Total		
	Energy Production	Peak Power	Load Factor	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Load Factor
	(GWh)	(MW)	(%)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(%)
1988/89	125.1	23.4	61.0	22.3	2.5	147.4	25.9	65.0
89/90	118.4	21.6	62.6	26.2	2.5	144.6	24.1	68.5
1990/91	134.0	24.4	62.8	22.4	2.5	156.4	26.9	66.5
91/92	135.8	27.2	57.1	22.3	2.5	158.1	29.7	60.8
92/93	137.6	27.5	57.1	22.3	2.5	159.9	30.0	60.8
93/94	139.5	27.9	57.1	22.3	2.5	161.8	30.4	60.8
94/95	141.5	28.3	57.1	22.3	2.5	163.8	30.8	60.7
95/96	143.4	28.7	57.1	22.3	2.5	165.7	31.2	60.7
96/97	145.4	29.1	57.1	22.3	2.5	167.7	31.6	60.6
97/98	147.5	29.5	57.1	22.3	2.5	169.8	32.0	60.6
98/99	149.6	29.9	57.1	22.3	2.5	171.9	32.4	60.5
99/00	151.7	30.3	57.1	22.3	2.5	174.0	32.8	60.5
2000/01	177.9	35.6	57.1	22.3	2.5	200.2	38.1	60.0
01/02	182.8	36.6	57.1	22.3	2.5	205.1	39.1	59.9
02/03	188.0	37.6	57.1	22.3	2.5	210.3	40.1	59.9
03/04	193.2	38.6	57.1	22.3	2.5	215.5	41.1	59.8
04/05	198.6	39.7	57.1	22.3	2.5	220.9	42.2	59.7
05/06	204.2	40.8	57.1	22.3	2.5	226.5	43.3	59.7
06/07	209.9	42.0	57.1	22.3	2.5	232.2	44.5	59.6
07/08	215.8	43.2	57.1	22.3	2.5	238.1	45.7	59.5
08/09	221.9	44.4	57.1	22.3	2.5	244.2	46.9	59.5
09/10	228.1	45.6	57.1	22.3	2.5	250.4	48.1	59.4
10/11	234.6	46.9	57.1	22.3	2.5	256.9	49.4	59.3
11/12	241.2	48.2	57.1	22.3	2.5	263.5	50.7	59.3
12/13	247.9	49.6	57.1	22.3	2.5	270.2	52.1	59.2
13/14	254.9	51.0	57.1	22.3	2.5	277.2	53.5	59.2
2014/15	262.1	52.4	57.1	22.3	2.5	284.4	54.9	59.1

Note: Regarding energy production and peak power for HT consumers, please refer to Table 4.5.3.

表 4.5.6 電力需要予測 (SONELによるマイク口法) (5/6)
(By Micro Method: as per assumed by SONEL)

(III) Total Demand - (a) Medium (Niveau) Growth Production

Year	Public sector										HT consumers				Total	
	Energy Production			Load Factor (%)	Peak Power			Energy Production			Peak North (MW)	Peak South (MW)	Peak Total (MW)	Energy Production (GWh)	Total Power (MW)	Load Factor (%)
	South (GWh)	North (GWh)	Total (GWh)		South (MW)	North (MW)	Total (MW)	South (GWh)	North (GWh)	Total (GWh)						
1988/89	1,174.0	125.1	1,299.1	223.8	23.4	247.2	60.0	1,368.8	22.3	1,391.1	166.0	2.5	168.5	2,690.2	415.7	73.9
89/90	1,190.4	118.4	1,308.8	223.2	21.6	244.8	61.0	1,366.7	26.2	1,392.9	168.0	2.5	170.5	2,701.7	415.3	74.3
1990/91	1,192.2	161.7	1,353.9	224.9	29.4	254.4	60.8	1,310.2	22.4	1,332.6	148.2	2.5	150.7	2,696.5	406.0	75.7
91/92	1,226.7	164.3	1,391.0	231.5	29.9	261.3	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,723.5	412.0	75.5
92/93	1,262.8	166.9	1,429.7	238.3	30.3	268.6	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,762.2	419.3	75.2
93/94	1,300.5	169.5	1,470.1	245.4	30.8	276.2	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,802.6	428.9	74.9
94/95	1,339.9	172.3	1,512.2	252.8	31.3	284.1	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,844.7	434.8	74.7
95/96	1,381.1	175.0	1,556.1	260.6	31.8	292.4	60.7	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,888.6	443.1	74.4
96/97	1,424.1	177.8	1,601.9	268.7	32.3	301.0	60.7	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,934.4	451.7	74.2
97/98	1,469.0	180.7	1,649.7	277.2	32.9	310.0	60.7	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,982.2	460.7	73.9
98/99	1,516.0	183.7	1,699.7	286.1	33.4	319.4	60.7	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,032.2	470.1	73.6
99/00	1,582.1	186.7	1,768.7	298.5	33.9	332.5	60.7	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,101.2	483.1	73.3
2000/01	1,739.5	258.4	1,997.9	328.2	47.0	375.2	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,330.4	525.9	72.3
01/02	1,785.0	267.2	2,052.2	336.8	48.6	385.4	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,384.7	536.0	72.1
02/03	1,831.8	276.2	2,108.0	345.6	50.2	395.9	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,440.5	548.5	71.9
03/04	1,879.8	285.7	2,165.5	354.7	51.9	406.6	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,498.0	557.3	71.7
04/05	1,929.2	295.5	2,224.6	364.0	53.7	417.7	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,557.1	568.4	71.4
05/06	1,979.9	305.6	2,285.5	373.6	55.6	429.1	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,618.0	579.8	71.2
06/07	2,032.0	316.2	2,348.2	383.4	57.5	440.9	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,680.7	591.5	71.0
07/08	2,085.5	327.2	2,412.7	393.5	59.5	453.0	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,745.2	603.8	70.8
08/09	2,140.5	338.6	2,479.1	403.9	61.6	465.4	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,811.6	618.1	70.6
09/10	2,197.0	350.4	2,547.4	414.5	63.7	478.2	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,879.9	628.9	70.4
10/11	2,255.0	362.7	2,617.7	425.5	66.0	491.4	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,950.2	642.1	70.2
11/12	2,314.6	375.6	2,690.2	436.7	68.3	505.0	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	4,022.7	655.7	70.0
12/13	2,375.8	388.9	2,764.7	448.3	70.7	519.0	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	4,097.2	669.8	69.8
13/14	2,438.8	402.7	2,841.5	460.2	73.2	533.4	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	4,174.0	684.0	69.7
2014/15	2,503.4	417.1	2,920.5	472.4	75.8	548.2	60.8	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	4,253.0	698.9	69.5

Note: Regarding energy production and peak power for HT consumers, please refer to Table 4.5.3.

表 4.5.6 電力需要予測 (SONELによるマイクロ法) (6/6)
(By Micro Method: as per assumed by SONEL)

(III) Total Demand - (b) Low (Moyenne) Growth Production

Year	Public sector										HT consumers				Total Peak Power (MW)	Total Load Factor (%)	
	Energy Production					Peak Power					Energy Production						
	South		North		Total	South		North		Total	South		North				Total
	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(MW)	(GWh)	(GWh)	(GWh)	(MW)			(MW)
1988/89	1,174.0	125.1	1,299.1	223.8	23.4	247.2	60.0	1,368.8	22.3	1,391.1	166.0	2.5	168.5	2,690.2	415.7	73.9	
89/90	1,190.4	118.4	1,308.8	223.2	21.6	244.8	61.0	1,366.7	26.2	1,392.9	168.0	2.5	170.5	2,701.7	415.3	74.3	
1990/91	1,000.2	134.0	1,134.1	222.3	24.4	246.6	52.5	1,310.2	22.4	1,332.6	148.2	2.5	150.7	2,466.7	397.3	70.9	
91/92	1,030.2	135.6	1,165.8	228.9	27.2	256.1	52.0	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,498.5	406.7	70.1	
92/93	1,061.6	137.6	1,199.2	235.9	27.5	263.4	52.0	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,531.7	414.1	69.8	
93/94	1,094.4	139.5	1,233.9	243.2	27.9	271.1	52.0	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,566.4	421.7	69.5	
94/95	1,128.6	141.5	1,270.1	250.8	28.3	279.1	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,602.6	423.7	69.1	
95/96	1,164.4	143.4	1,307.8	258.8	28.7	287.4	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,640.3	438.1	68.8	
96/97	1,201.8	145.4	1,347.2	267.1	29.1	296.2	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,679.7	445.8	68.5	
97/98	1,240.9	147.5	1,388.4	275.8	29.5	305.3	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,720.9	455.9	68.1	
98/99	1,281.8	149.6	1,431.3	284.8	29.9	314.8	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,763.8	465.4	67.8	
99/00	1,324.5	151.7	1,476.2	294.3	30.3	324.7	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,808.7	475.3	67.5	
2000/01	1,476.1	177.9	1,653.9	328.0	35.6	363.6	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	2,986.4	514.2	66.3	
01/02	1,515.7	182.8	1,698.5	336.8	36.6	373.4	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,031.0	524.0	66.0	
02/03	1,556.3	188.0	1,744.3	345.9	37.6	383.4	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,076.8	534.1	65.8	
03/04	1,598.1	193.2	1,791.3	355.1	38.6	393.8	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,123.8	544.4	65.5	
04/05	1,641.0	198.6	1,839.7	364.7	39.7	404.4	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,172.2	555.1	65.2	
05/06	1,685.1	204.2	1,889.3	374.5	40.8	415.3	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,221.8	566.0	65.0	
06/07	1,730.4	209.9	1,940.4	384.5	42.0	426.5	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,272.9	577.2	64.7	
07/08	1,777.0	215.8	1,992.8	394.9	43.2	438.0	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,325.3	588.7	64.5	
08/09	1,824.8	221.9	2,046.7	405.5	44.4	449.9	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,379.2	600.5	64.2	
09/10	1,873.9	228.1	2,102.0	416.4	45.6	462.0	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,434.5	612.7	64.0	
10/11	1,924.3	234.6	2,158.9	427.6	46.9	474.5	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,491.4	625.2	63.8	
11/12	1,976.2	241.2	2,217.3	439.1	48.2	487.4	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,549.8	638.0	63.5	
12/13	2,029.4	247.9	2,277.4	451.0	49.6	500.6	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,609.9	651.2	63.3	
13/14	2,084.1	254.9	2,339.1	463.1	51.0	514.1	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,671.6	664.8	63.0	
2014/15	2,140.3	262.1	2,402.5	475.6	52.4	528.1	51.9	1,310.2	22.3	1,332.5	148.2	2.5	150.7	3,735.0	678.7	62.8	

Note: 1) Regarding energy production and peak power for HT consumers, please refer to Table 4.5.3.

表 4.5.7 低成長電力需要予測 (トレンド法)

(Low Forecast Scenario by Trend Method; Load Factor at 60%)

South Interconnected Network

Year	Public Sector					Industrial Sector		Total	
	Energy Production	Growth Rate	Average Power	Load Factor	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power
	(GWh)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
1988/89	1,174.0	0.9	134.0	59.9	223.8	1,391.1	166.0	2,565.1	389.8
89/90	1,190.4	1.4	135.9	60.9	223.2	1,366.7	168.0	2,557.1	391.2
90/91	1,193.3	0.2	136.2	60.8	224.0	1,375.1	166.0	2,568.4	390.0
1991/92	1,224.3	2.6	139.8	60.0	232.9	1,375.1	166.0	2,599.4	398.9
92/93	1,256.2	2.6	143.4	60.0	239.0	1,375.1	166.0	2,631.3	405.0
93/94	1,288.8	2.6	147.1	60.0	245.2	1,375.1	166.0	2,663.9	411.2
94/95	1,322.3	2.6	151.0	60.0	251.6	1,375.1	166.0	2,697.4	417.6
95/96	1,356.7	2.6	154.9	60.0	258.1	1,375.1	166.0	2,731.8	424.1
96/97	1,392.0	2.6	158.9	60.0	264.8	1,375.1	166.0	2,767.1	430.8
97/98	1,428.2	2.6	163.0	60.0	271.7	1,375.1	166.0	2,803.3	437.7
98/99	1,465.3	2.6	167.3	60.0	278.8	1,375.1	166.0	2,840.4	444.8
99/00	1,503.4	2.6	171.6	60.0	286.0	1,375.1	166.0	2,878.5	452.0
2000/01	1,542.5	2.6	176.1	60.0	293.5	1,375.1	166.0	2,917.6	459.5
01/02	1,582.6	2.6	180.7	60.0	301.1	1,375.1	166.0	2,957.7	467.1
02/03	1,623.7	2.6	185.4	60.0	308.9	1,375.1	166.0	2,998.8	474.9
03/04	1,666.0	2.6	190.2	60.0	317.0	1,375.1	166.0	3,041.1	483.0
04/05	1,709.3	2.6	195.1	60.0	325.2	1,375.1	166.0	3,084.4	491.2
05/06	1,753.7	2.6	200.2	60.0	333.7	1,375.1	166.0	3,128.8	499.7
06/07	1,799.3	2.6	205.4	60.0	342.3	1,375.1	166.0	3,174.4	508.3
07/08	1,846.1	2.6	210.7	60.0	351.2	1,375.1	166.0	3,221.2	517.2
08/09	1,894.1	2.6	216.2	60.0	360.4	1,375.1	166.0	3,269.2	526.4
09/10	1,943.3	2.6	221.8	60.0	369.7	1,375.1	166.0	3,318.4	535.7
10/11	1,993.9	2.6	227.6	60.0	379.4	1,375.1	166.0	3,369.0	545.4
11/12	2,045.7	2.6	233.5	60.0	389.2	1,375.1	166.0	3,420.8	555.2
12/13	2,098.9	2.6	239.6	60.0	399.3	1,375.1	166.0	3,474.0	565.3
13/14	2,153.5	2.6	245.8	60.0	409.7	1,375.1	166.0	3,528.6	575.7
14/15	2,209.5	2.6	252.2	60.0	420.4	1,375.1	166.0	3,584.6	586.4

Note: 1) A revised load factor (60%) is used for Public Sector as constant in consideration of past tendency.

2) Energy and peak power for Industrial Sector is quoted from those of 1991/92 (See table 4.5.3), to meet with past tendency.

表 4.5.8 中成長電力需要予測 (トレンド法)

(Medium Forecast Scenario by Trend Method; Load Factor at 60%)

South Interconnected Network

Year	Public Sector					Industrial Sector		Total	
	Energy Production	Growth Rate	Average Power	Load Factor	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power
	(GWh)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
1988/89	1,174.0	0.9	134.0	59.9	223.8	1,391.1	166.0	2,565.1	389.8
89/90	1,190.4	1.4	135.9	60.9	223.2	1,366.7	168.0	2,557.1	391.2
90/91	1,193.3	0.2	136.2	60.8	224.0	1,375.1	166.0	2,568.4	390.0
1991/92	1,224.3	2.6	139.8	60.0	232.9	1,375.1	166.0	2,599.4	398.9
92/93	1,256.2	2.6	143.4	60.0	239.0	1,375.1	166.0	2,631.3	405.0
93/94	1,288.8	2.6	147.1	60.0	245.2	1,375.1	166.0	2,663.9	411.2
94/95	1,322.3	2.6	151.0	60.0	251.6	1,375.1	166.0	2,697.4	417.6
95/96	1,356.7	2.6	154.9	60.0	258.1	1,375.1	166.0	2,731.8	424.1
96/97	1,392.0	2.6	158.9	60.0	264.8	1,375.1	166.0	2,767.1	430.8
97/98	1,428.2	2.6	163.0	60.0	271.7	1,375.1	166.0	2,803.3	437.7
98/99	1,465.3	2.6	167.3	60.0	278.8	1,375.1	166.0	2,840.4	444.8
99/00	1,503.4	2.6	171.6	60.0	286.0	1,375.1	166.0	2,878.5	452.0
2000/01	1,577.1	4.9	180.0	60.0	300.1	1,375.1	166.0	2,952.2	466.1
01/02	1,654.3	4.9	188.9	60.0	314.8	1,375.1	166.0	3,029.4	480.8
02/03	1,735.4	4.9	198.1	60.0	330.2	1,375.1	166.0	3,110.5	496.2
03/04	1,820.4	4.9	207.8	60.0	346.4	1,375.1	166.0	3,195.5	512.4
04/05	1,909.6	4.9	218.0	60.0	363.3	1,375.1	166.0	3,284.7	529.3
05/06	2,003.2	4.9	228.7	60.0	381.1	1,375.1	166.0	3,378.3	547.1
06/07	2,101.4	4.9	239.9	60.0	399.8	1,375.1	166.0	3,476.5	565.8
07/08	2,204.3	4.9	251.6	60.0	419.4	1,375.1	166.0	3,579.4	585.4
08/09	2,312.4	4.9	264.0	60.0	439.9	1,375.1	166.0	3,687.5	605.9
09/10	2,425.7	4.9	276.9	60.0	461.5	1,375.1	166.0	3,800.8	627.5
10/11	2,544.5	4.9	290.5	60.0	484.1	1,375.1	166.0	3,919.6	650.1
11/12	2,669.2	4.9	304.7	60.0	507.8	1,375.1	166.0	4,044.3	673.8
12/13	2,800.0	4.9	319.6	60.0	532.7	1,375.1	166.0	4,175.1	698.7
13/14	2,937.2	4.9	335.3	60.0	558.8	1,375.1	166.0	4,312.3	724.8
14/15	3,081.1	4.9	351.7	60.0	586.2	1,375.1	166.0	4,456.2	752.2

Note: 1) A revised load factor (60%) is used for Public Sector as constant in consideration of past tendency.

2) Energy and peak power for Industrial Sector is quoted from those of 1991/92 (See table 4.5.3), to meet with past tendency.

表 4.5.9 高成長電力需要予測 (トレンド法)

(High Forecast Scenario by Trend Method; Load Factor at 60%)

South Interconnected Network

Year	Public Sector					Industrial Sector		Total	
	Energy Production	Growth Rate	Average Power	Load Factor	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power
	(GWh)	(%)	(MW)	(%)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)
1988/89	1,174.0	0.9	134.0	59.9	223.8	1,391.1	166.0	2,565.1	389.8
89/90	1,190.4	1.4	135.9	60.9	223.2	1,366.7	168.0	2,557.1	391.2
90/91	1,193.3	0.2	136.2	60.8	224.0	1,375.1	166.0	2,568.4	390.0
1991/92	1,224.3	2.6	139.8	60.0	232.9	1,375.1	166.0	2,599.4	398.9
92/93	1,256.2	2.6	143.4	60.0	239.0	1,375.1	166.0	2,631.3	405.0
93/94	1,288.8	2.6	147.1	60.0	245.2	1,375.1	166.0	2,663.9	411.2
94/95	1,322.3	2.6	151.0	60.0	251.6	1,375.1	166.0	2,697.4	417.6
95/96	1,356.7	2.6	154.9	60.0	258.1	1,375.1	166.0	2,731.8	424.1
96/97	1,392.0	2.6	158.9	60.0	264.8	1,375.1	166.0	2,767.1	430.8
97/98	1,428.2	2.6	163.0	60.0	271.7	1,375.1	166.0	2,803.3	437.7
98/99	1,465.3	2.6	167.3	60.0	278.8	1,375.1	166.0	2,840.4	444.8
99/00	1,503.4	2.6	171.6	60.0	286.0	1,375.1	166.0	2,878.5	452.0
2000/01	1,611.6	7.2	184.0	60.0	306.6	1,375.1	166.0	2,986.7	472.6
01/02	1,727.7	7.2	197.2	60.0	328.7	1,375.1	166.0	3,102.8	494.7
02/03	1,852.1	7.2	211.4	60.0	352.4	1,375.1	166.0	3,227.2	518.4
03/04	1,985.4	7.2	226.6	60.0	377.7	1,375.1	166.0	3,360.5	543.7
04/05	2,128.4	7.2	243.0	60.0	404.9	1,375.1	166.0	3,503.5	570.9
05/06	2,281.6	7.2	260.5	60.0	434.1	1,375.1	166.0	3,656.7	600.1
06/07	2,445.9	7.2	279.2	60.0	465.4	1,375.1	166.0	3,821.0	631.4
07/08	2,622.0	7.2	299.3	60.0	498.9	1,375.1	166.0	3,997.1	664.9
08/09	2,810.8	7.2	320.9	60.0	534.8	1,375.1	166.0	4,185.9	700.8
09/10	3,013.2	7.2	344.0	60.0	573.3	1,375.1	166.0	4,388.3	739.3
10/11	3,230.1	7.2	368.7	60.0	614.6	1,375.1	166.0	4,605.2	780.6
11/12	3,462.7	7.2	395.3	60.0	658.8	1,375.1	166.0	4,837.8	824.8
12/13	3,712.0	7.2	423.7	60.0	706.2	1,375.1	166.0	5,087.1	872.2
13/14	3,979.3	7.2	454.3	60.0	757.1	1,375.1	166.0	5,354.4	923.1
14/15	4,265.8	7.2	487.0	60.0	811.6	1,375.1	166.0	5,640.9	977.6

Note: 1) A revised load factor (60%) is used for Public Sector as constant in consideration of past tendency.

2) Energy and peak power for Industrial Sector is quoted from those of 1991/92 (See table 4.5.3).

表 4.5.10 修正電力需要予測 (マイクロ法・低成長シナリオ)

(Low Forecast Scenario by Micro Method)

South Interconnected Network

Year	Public Sector				Industrial Sector		Total		
	Energy Production	Average Power	Load Factor	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Load Factor
	(GWh)	(MW)	(%)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(%)
1988/89	1,174.0	134.0	59.9	223.8	1,391.1	166.0	2,565.1	389.8	75.1
89/90	1,190.4	135.9	60.9	223.2	1,366.7	168.0	2,557.1	391.2	74.6
90/91	1,193.3	136.2	60.8	224.0	1,375.1	166.0	2,568.4	390.0	75.2
1991/92	1,231.4	140.6	51.4	273.6	1,375.1	166.0	2,606.5	439.6	67.7
92/93	1,274.5	145.5	51.4	283.2	1,375.1	166.0	2,649.6	449.2	67.3
93/94	1,319.8	150.7	51.4	293.3	1,375.1	166.0	2,694.9	459.3	67.0
94/95	1,367.4	156.1	51.4	303.9	1,375.1	166.0	2,742.5	469.9	66.6
95/96	1,417.3	161.8	51.4	315.0	1,375.1	166.0	2,792.4	481.0	66.3
96/97	1,469.7	167.8	51.4	326.6	1,375.1	166.0	2,844.8	492.6	65.9
97/98	1,524.8	174.1	51.4	338.8	1,375.1	166.0	2,899.9	504.8	65.6
98/99	1,582.6	180.7	51.4	351.7	1,375.1	166.0	2,957.7	517.7	65.2
99/00	1,643.4	187.6	51.4	365.2	1,375.1	166.0	3,018.5	531.2	64.9
2000/01	1,705.4	194.7	51.4	379.0	1,375.1	166.0	3,080.5	545.0	64.5
01/02	1,751.2	199.9	51.4	389.2	1,375.1	166.0	3,126.3	555.2	64.3
02/03	1,798.3	205.3	51.4	399.6	1,375.1	166.0	3,173.4	565.6	64.0
03/04	1,846.6	210.8	51.4	410.4	1,375.1	166.0	3,221.7	576.4	63.8
04/05	1,896.2	216.5	51.4	421.4	1,375.1	166.0	3,271.3	587.4	63.6
05/06	1,947.2	222.3	51.4	432.7	1,375.1	166.0	3,322.3	598.7	63.3
06/07	1,999.6	228.3	51.4	444.4	1,375.1	166.0	3,374.7	610.4	63.1
07/08	2,053.5	234.4	51.4	456.3	1,375.1	166.0	3,428.6	622.3	62.9
08/09	2,108.8	240.7	51.4	468.6	1,375.1	166.0	3,483.9	634.6	62.7
09/10	2,165.6	247.2	51.4	481.2	1,375.1	166.0	3,540.7	647.2	62.4
10/11	2,224.0	253.9	51.4	494.2	1,375.1	166.0	3,599.1	660.2	62.2
11/12	2,283.9	260.7	51.4	507.5	1,375.1	166.0	3,659.0	673.5	62.0
12/13	2,345.5	267.8	51.4	521.2	1,375.1	166.0	3,720.6	687.2	61.8
13/14	2,408.8	275.0	51.4	535.3	1,375.1	166.0	3,783.9	701.3	61.6
14/15	2,473.9	282.4	51.4	549.7	1,375.1	166.0	3,849.0	715.7	61.4

Note: 1) A revised load factor (60%) is used for Public Sector as constant in consideration of past tendency.

2) Actual data of 1990/91 for Industrial Sector is quoted for (See table 4.5.3).

表 4.5.11 修正電力需要予測 (マイクロ法・中成長シナリオ)

(Medium Forecast Scenario by Micro Method)

South Interconnected Network

Year	Public Sector			Industrial Sector			Total		
	Energy Production (GWh)	Average Power (MW)	Load Factor (%)	Peak Power (MW)	Energy Production (GWh)	Peak Power (MW)	Energy Production (GWh)	Peak Power (MW)	Load Factor (%)
1988/89	1,174.0	134.0	59.9	223.8	1,391.1	166.0	2,565.1	389.8	75.1
89/90	1,190.4	135.9	60.9	223.2	1,366.7	168.0	2,557.1	391.2	74.6
90/91	1,193.3	136.2	60.8	224.0	1,375.1	166.0	2,568.4	390.0	75.2
91/92	1,237.2	141.2	60.5	233.4	1,375.1	166.0	2,612.3	399.4	74.7
92/93	1,283.9	146.6	60.5	242.3	1,375.1	166.0	2,659.0	408.3	74.4
93/94	1,332.8	152.2	60.5	251.5	1,375.1	166.0	2,707.9	417.5	74.0
94/95	1,384.1	158.0	60.5	261.2	1,375.1	166.0	2,759.2	427.2	73.7
95/96	1,437.8	164.1	60.5	271.3	1,375.1	166.0	2,812.9	437.3	73.4
96/97	1,494.1	170.6	60.5	281.9	1,375.1	166.0	2,869.2	447.9	73.1
97/98	1,553.0	177.3	60.5	293.0	1,375.1	166.0	2,928.1	459.0	72.8
98/99	1,614.9	184.3	60.5	304.7	1,375.1	166.0	2,990.0	470.7	72.5
99/00	1,679.7	191.7	60.5	316.9	1,375.1	166.0	3,054.8	482.9	72.2
2000/01	1,745.9	199.3	60.5	329.4	1,375.1	166.0	3,121.0	495.4	71.9
01/02	1,810.9	206.7	60.5	341.7	1,375.1	166.0	3,186.0	507.7	71.6
02/03	1,878.9	214.5	60.5	354.5	1,375.1	166.0	3,254.0	520.5	71.4
03/04	1,950.1	222.6	60.5	368.0	1,375.1	166.0	3,325.2	534.0	71.1
04/05	2,024.6	231.1	60.5	382.0	1,375.1	166.0	3,399.7	548.0	70.8
05/06	2,102.6	240.0	60.5	396.7	1,375.1	166.0	3,477.7	562.7	70.5
06/07	2,184.4	249.4	60.5	412.2	1,375.1	166.0	3,559.5	578.2	70.3
07/08	2,270.1	259.1	60.5	428.3	1,375.1	166.0	3,645.2	594.3	70.0
08/09	2,359.9	269.4	60.5	445.3	1,375.1	166.0	3,735.0	611.3	69.8
29/10	2,454.2	280.2	60.5	463.1	1,375.1	166.0	3,829.3	629.1	69.5
10/11	2,553.0	291.4	60.5	481.7	1,375.1	166.0	3,928.1	647.7	69.2
11/12	2,656.8	303.3	60.5	501.3	1,375.1	166.0	4,031.9	667.3	69.0
12/13	2,765.8	315.7	60.5	521.9	1,375.1	166.0	4,140.9	687.9	68.7
13/14	2,880.2	328.8	60.5	543.4	1,375.1	166.0	4,255.3	709.4	68.5
14/15	3,000.4	342.5	60.5	566.1	1,375.1	166.0	4,375.5	732.1	68.2

Note: 1) In this table, a revised load factor (60%) is used for Public Sector as constant in consideration of past tendency.

2) Actual data of 1990/91 for Industrial Sector is quoted (See table 4.5.3).

表 4.5.12 修正電力需要予測 (マイクロ法・高成長シナリオ)

(High Forecast Scenario by Micro Method)

South Interconnected Network

Year	Public Sector			Industrial Sector			Total		
	Energy Production	Average Power	Load Factor	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Energy Production	Peak Power	Load Factor
	(GWh)	(MW)	(%)	(MW)	(GWh)	(MW)	(GWh)	(MW)	(%)
1988/89	1,174.0	134.0	59.9	223.8	1,391.1	166.0	2,565.1	389.8	75.1
89/90	1,190.4	135.9	60.9	223.2	1,366.7	168.0	2,557.1	391.2	74.6
90/91	1,193.3	136.2	60.8	224.0	1,375.1	166.0	2,568.4	390.0	75.2
1991/92	1,249.9	142.7	60.5	235.8	1,375.1	166.0	2,625.0	401.8	74.6
92/93	1,303.9	148.9	60.5	246.0	1,375.1	166.0	2,679.0	412.0	74.2
93/94	1,361.1	155.4	60.5	256.8	1,375.1	166.0	2,736.2	422.8	73.9
94/95	1,421.4	162.3	60.5	268.2	1,375.1	166.0	2,796.5	434.2	73.5
95/96	1,485.2	169.5	60.5	280.2	1,375.1	166.0	2,860.3	446.2	73.2
96/97	1,552.6	177.2	60.5	293.0	1,375.1	166.0	2,927.7	459.0	72.8
97/98	1,623.8	185.4	60.5	306.4	1,375.1	166.0	2,998.9	472.4	72.5
98/99	1,699.1	194.0	60.5	320.6	1,375.1	166.0	3,074.2	486.6	72.1
99/00	1,778.8	203.1	60.5	335.6	1,375.1	166.0	3,153.9	501.6	71.8
2000/01	1,834.6	209.4	60.5	346.2	1,375.1	166.0	3,209.7	512.2	71.5
01/02	1,920.1	219.2	60.5	362.3	1,375.1	166.0	3,295.2	528.3	71.2
02/03	2,009.9	229.4	60.5	379.2	1,375.1	166.0	3,385.0	545.2	70.9
03/04	2,104.2	240.2	60.5	397.0	1,375.1	166.0	3,479.3	563.0	70.5
04/05	2,203.2	251.5	60.5	415.7	1,375.1	166.0	3,578.3	581.7	70.2
05/06	2,307.2	263.4	60.5	435.3	1,375.1	166.0	3,682.3	601.3	69.9
06/07	2,416.4	275.8	60.5	455.9	1,375.1	166.0	3,791.5	621.9	69.6
07/08	2,531.0	288.9	60.5	477.6	1,375.1	166.0	3,906.1	643.6	69.3
08/09	2,651.5	302.7	60.5	500.3	1,375.1	166.0	4,026.6	666.3	69.0
09/10	2,778.1	317.1	60.5	524.2	1,375.1	166.0	4,153.2	690.2	68.7
10/11	2,911.1	332.3	60.5	549.3	1,375.1	166.0	4,286.2	715.3	68.4
11/12	3,050.9	348.3	60.5	575.7	1,375.1	166.0	4,426.0	741.7	68.1
12/13	3,197.9	365.1	60.5	603.4	1,375.1	166.0	4,573.0	769.4	67.8
13/14	3,352.4	382.7	60.5	632.6	1,375.1	166.0	4,727.5	798.6	67.6
14/15	3,514.8	401.2	60.5	663.2	1,375.1	166.0	4,889.9	829.2	67.3

Note: 1) In this table, a revised load factor (60%) is used for Public Sector as constant in consideration of past tendency.

2) Actual data of 1990/91 for Industrial Sector is quoted for (See table 4.5.3).

表 4.5.13 マイクロ法による修正電力需要予測パラメータ

(Parameters used are summarized herein for the revised demand forecast.)

South Interconnected Network

Description	Medium Forecast (Niveau)	Low Forecast (Moyenne)	High Forecast
1) Population growth	4.75 % up to 1999/00 and 2.46 % thereafter	- same as left -	- same as left -
2) Domestic demand per capita	47.8 kWh up to 1999/00 and 54.3 kWh thereafter in terms of consumption	- same as left -	50.5 kWh in 1990/91 with annual growth rate of 1.5%
3) Average professional demand per capita (M.F. demand)	3.8 kWh in terms of consumption	- same as left -	- same as left -
4) MT demand (as per GDP growth)	1.0 % in 1990/91 to 6.4% in 2014/15 (*1)	0.5 % up to 1999/00 and 3.2 % up to 2014/15.	1.0 % in 1990/91 to 6.4% in 2014/15 (*1)
5) Average load factor for public sector (LT & MT)	60.5 % (5,300 Hours)	51.4 % (4,500 Hours)	60.5 % (5,300 Hours)
6) Loss of distribution	26 %	- same as left -	- same as left -
7) Service rate	22 % up to 1999/00 and 25 % up tp 2014/15	- same as left -	-

Note: The figures quoted herein are almost same with Table 4.5.4, except that some parameters are revised; to meet the psat data at starting point, i.e., domestic demand per capita, growth rate of MT demand and loss of distribution as above.

図 4.1.1 カメルーン政府組織図

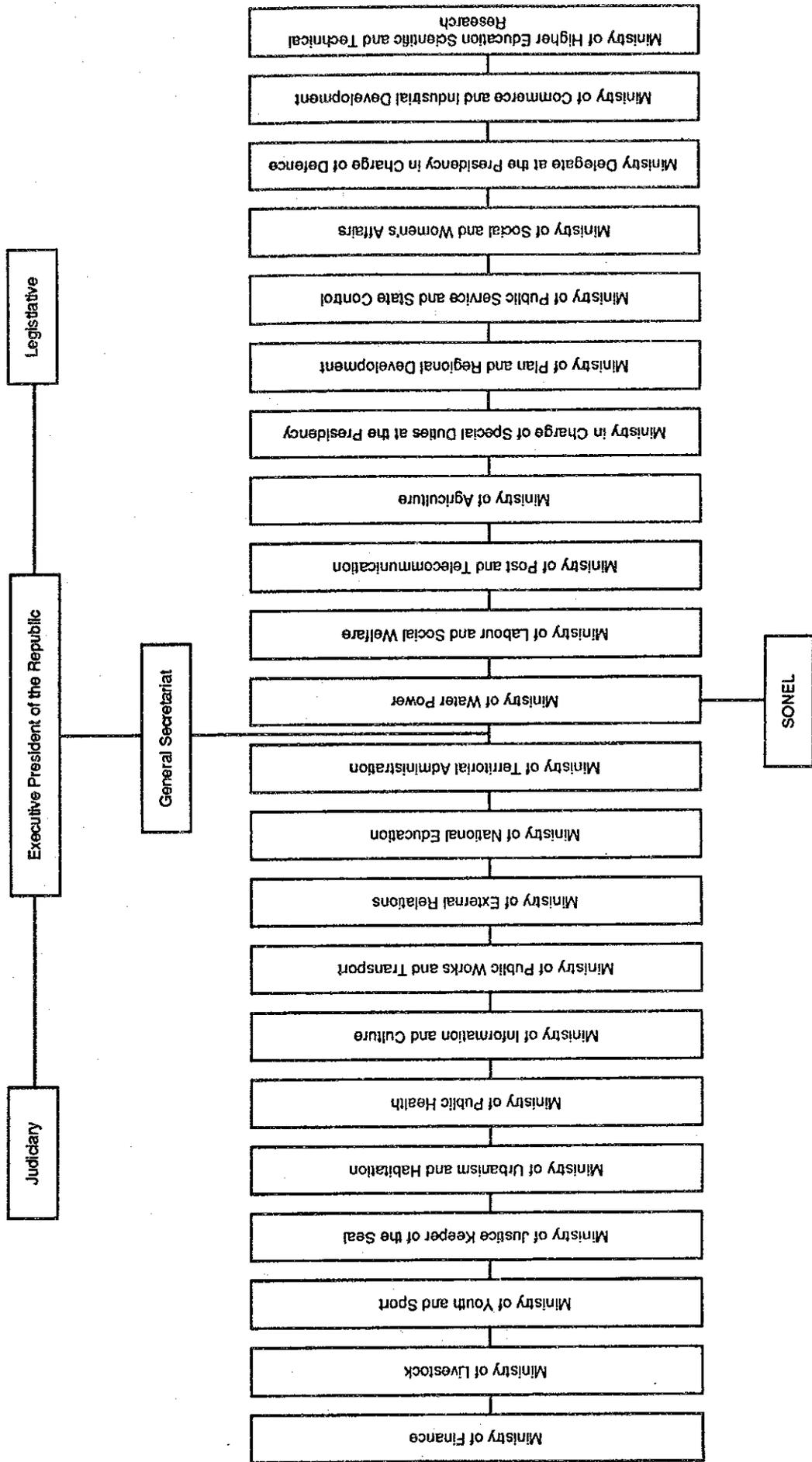
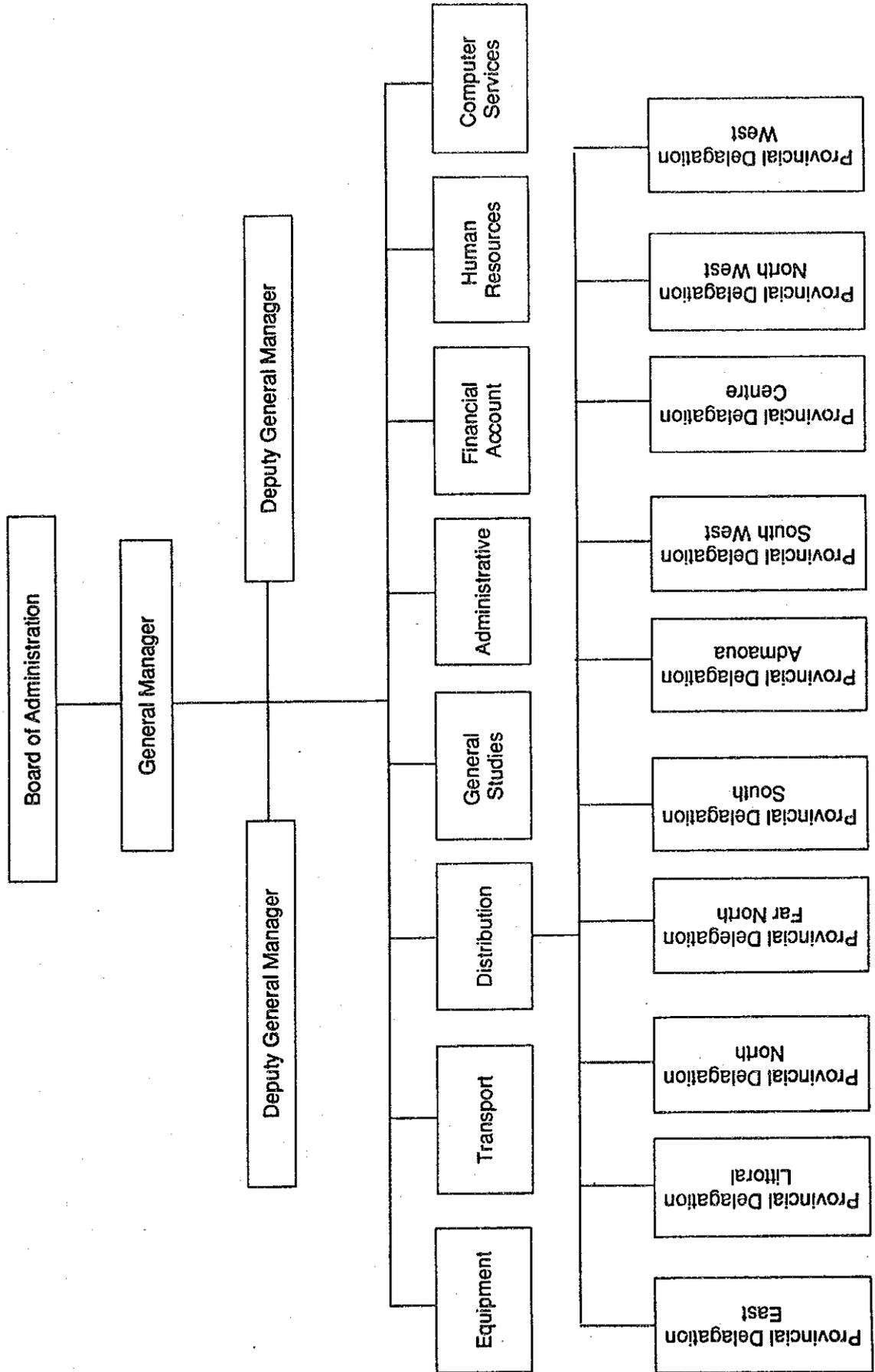


図 4.1.2 SONELの組織図



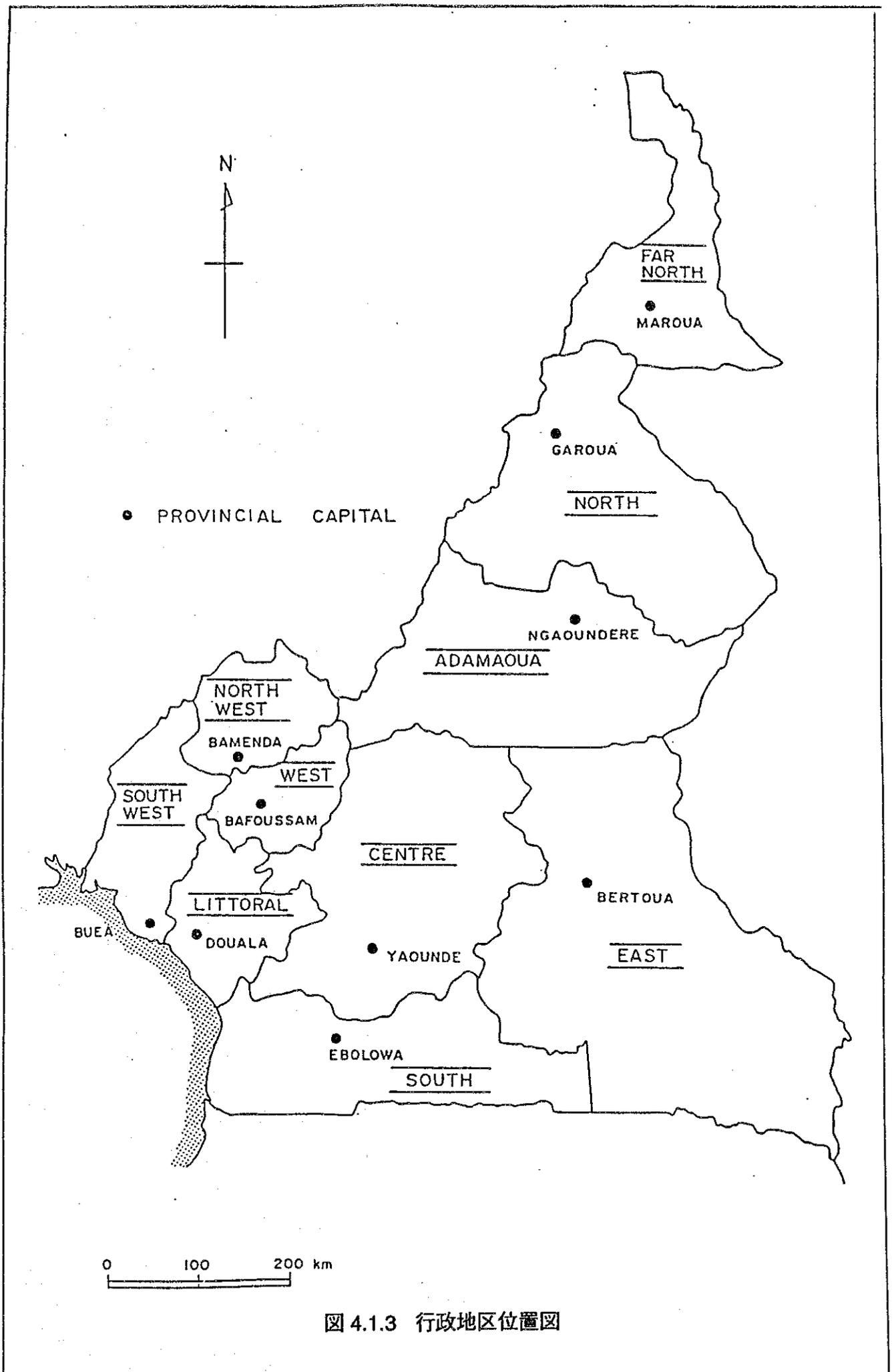


图 4.1.3 行政地区位置图

图 4.1.4 送電網

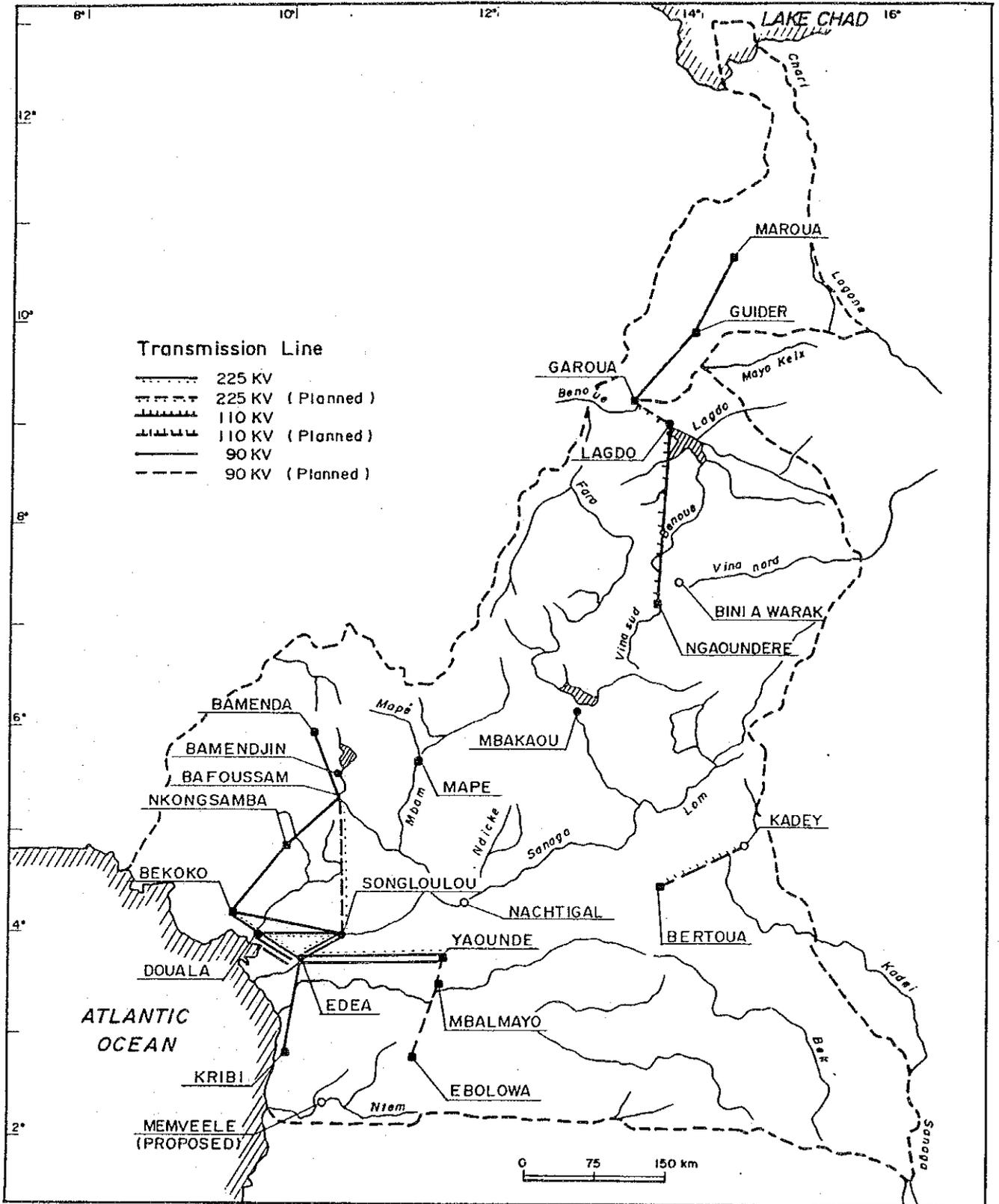
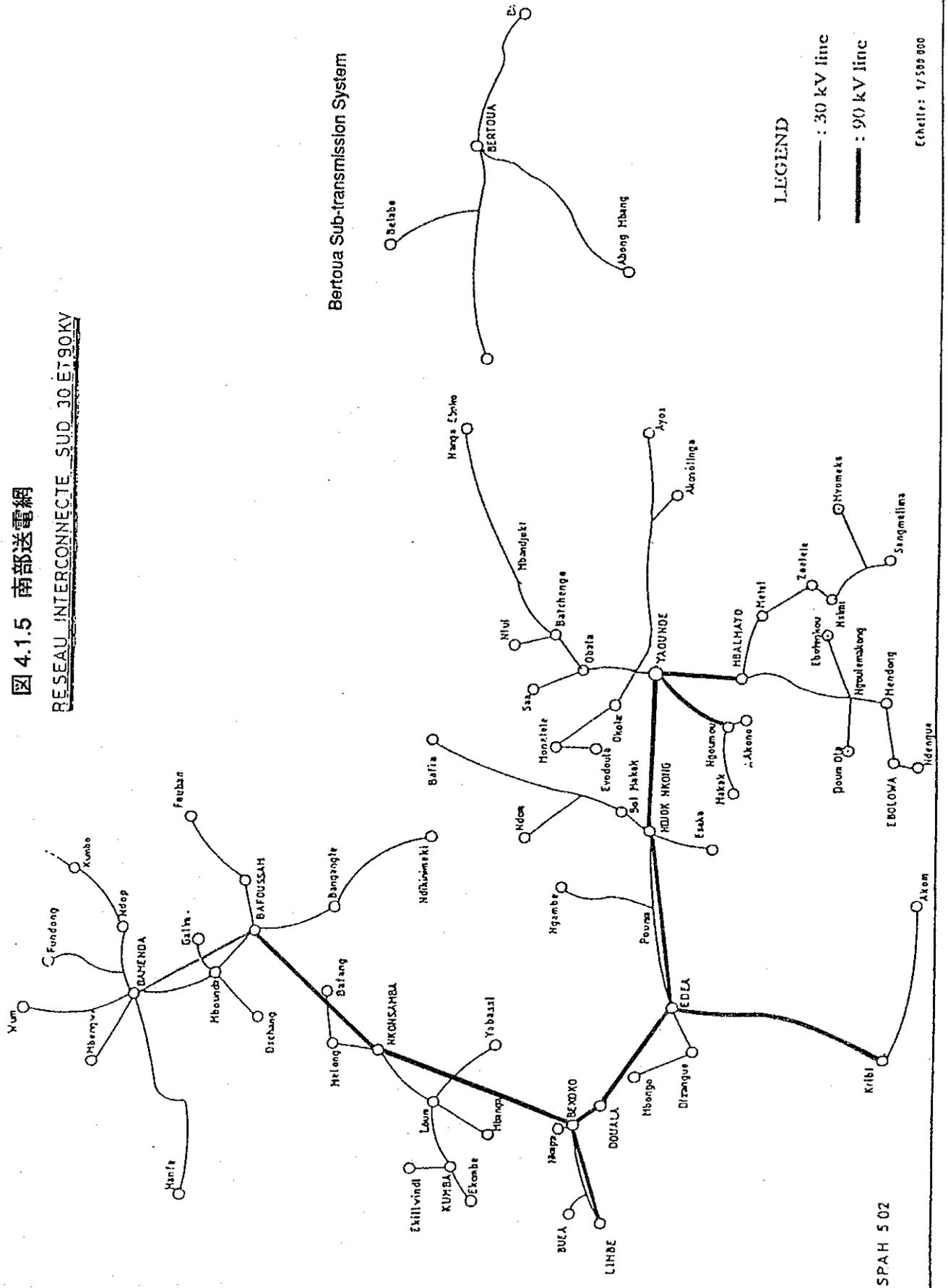


图 4.1.5 南部送電網

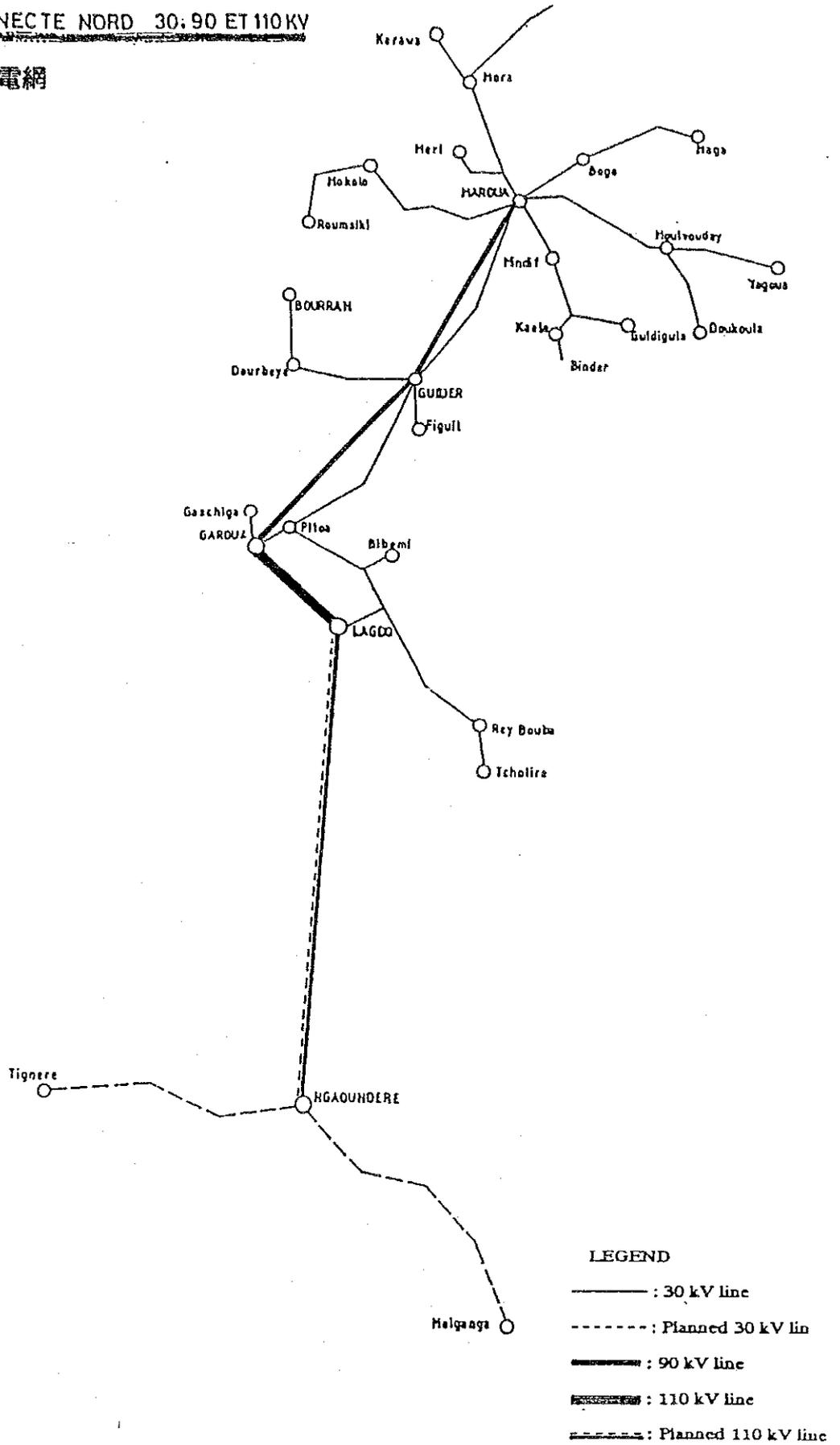
RESEAU INTERCONNECTE SUD 30 ET 90KV



SPAH 5 02

RESEAU INTERCONNECTE NORD 30, 90 ET 110KV

图 4.1.6 北部送電網



LEGEND

- : 30 kV line
- - - : Planned 30 kV line
- : 90 kV line
- ▨ : 110 kV line
- - - : Planned 110 kV line



図 4.2.1 発電設備位置図

SOUTH INTERCONNECTION NETWORK

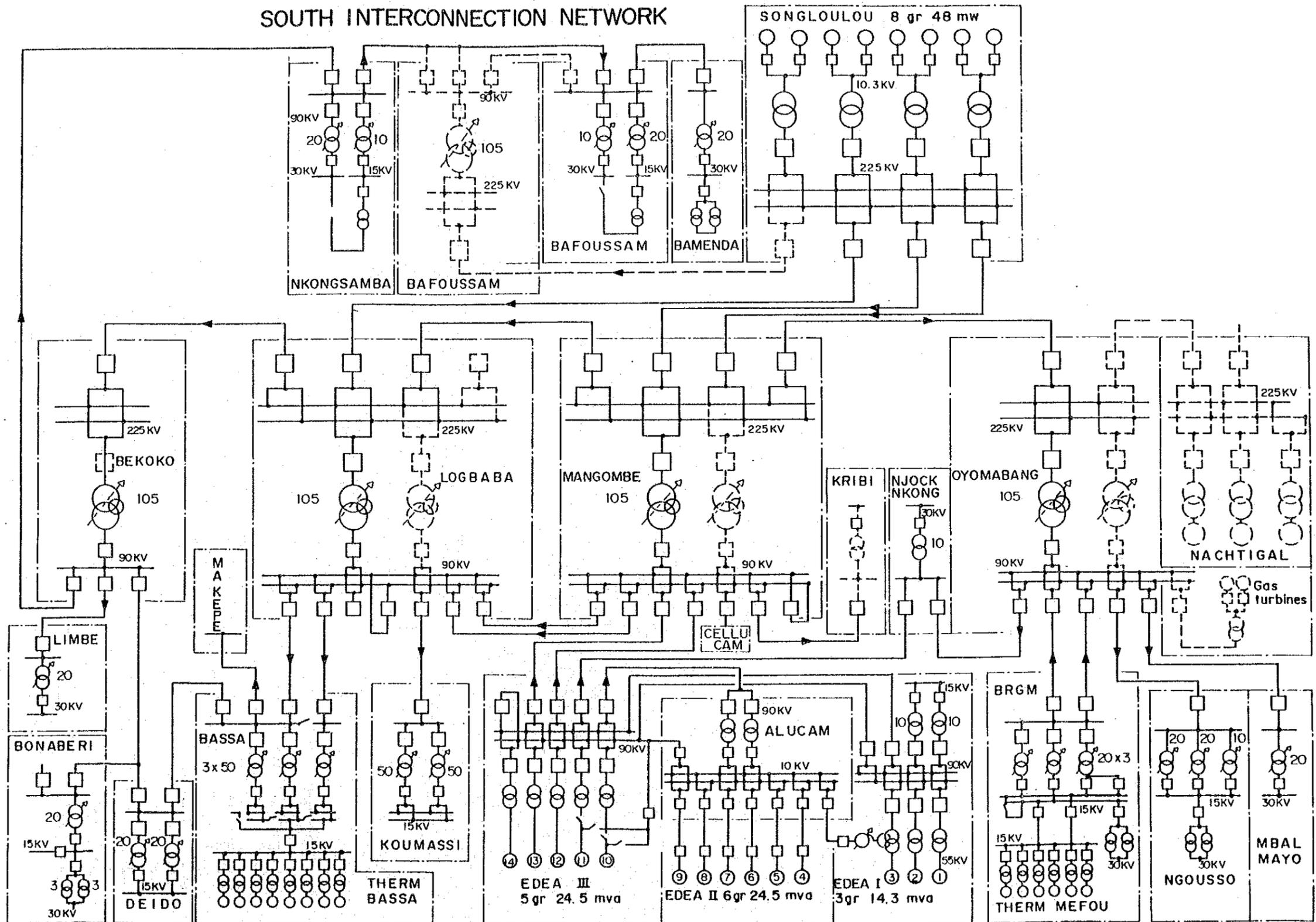


图 4.3.1 单线结线图 (1/2)

NORTH INTERCONNECTION NETWORK

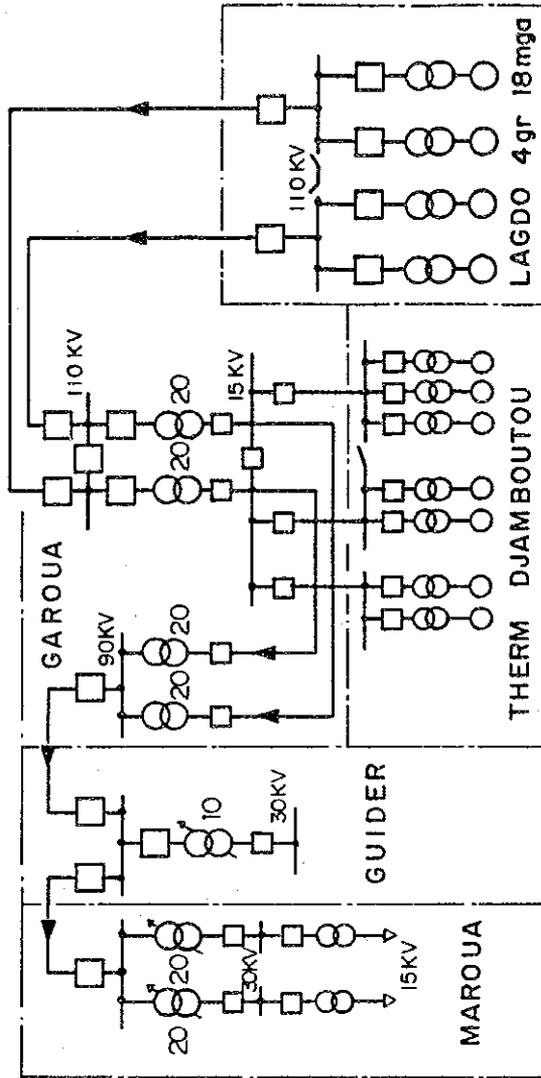
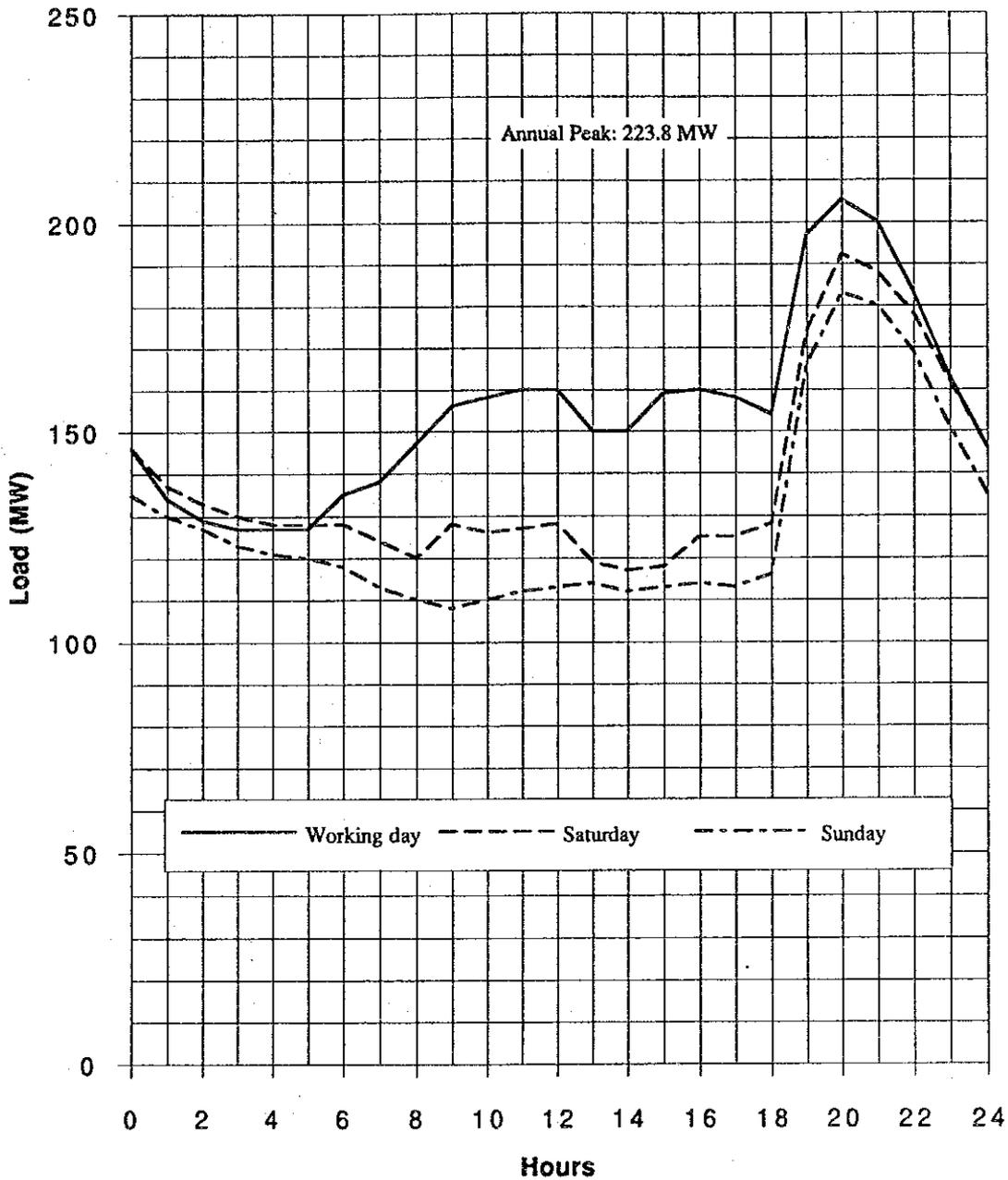


图 4.3.1 单線結線图 (2/2)

圖 4.4.1 南部送電網內負荷曲線

(Fiscal Year 1988/89)



- Note:
1. Working day (Load factor: 75.5%, Peak time: 4.43 hrs, 205.3 MW max., 155.7 MW average)
 2. Saturday (Load factor: 71.5%, Peak time: 4.89 hrs, 192.3 MW max., 137.6 MW average)
 3. Sunday & Holiday (Load factor: 69.9%, Peak time: 5.05 hrs, 183.0 MW max., 128.0 MW average)

圖 4.4.2 日負荷曲線 (平日)

COURBES DE CHARGE DU JOUR LE PLUS CHARGE DU MOIS

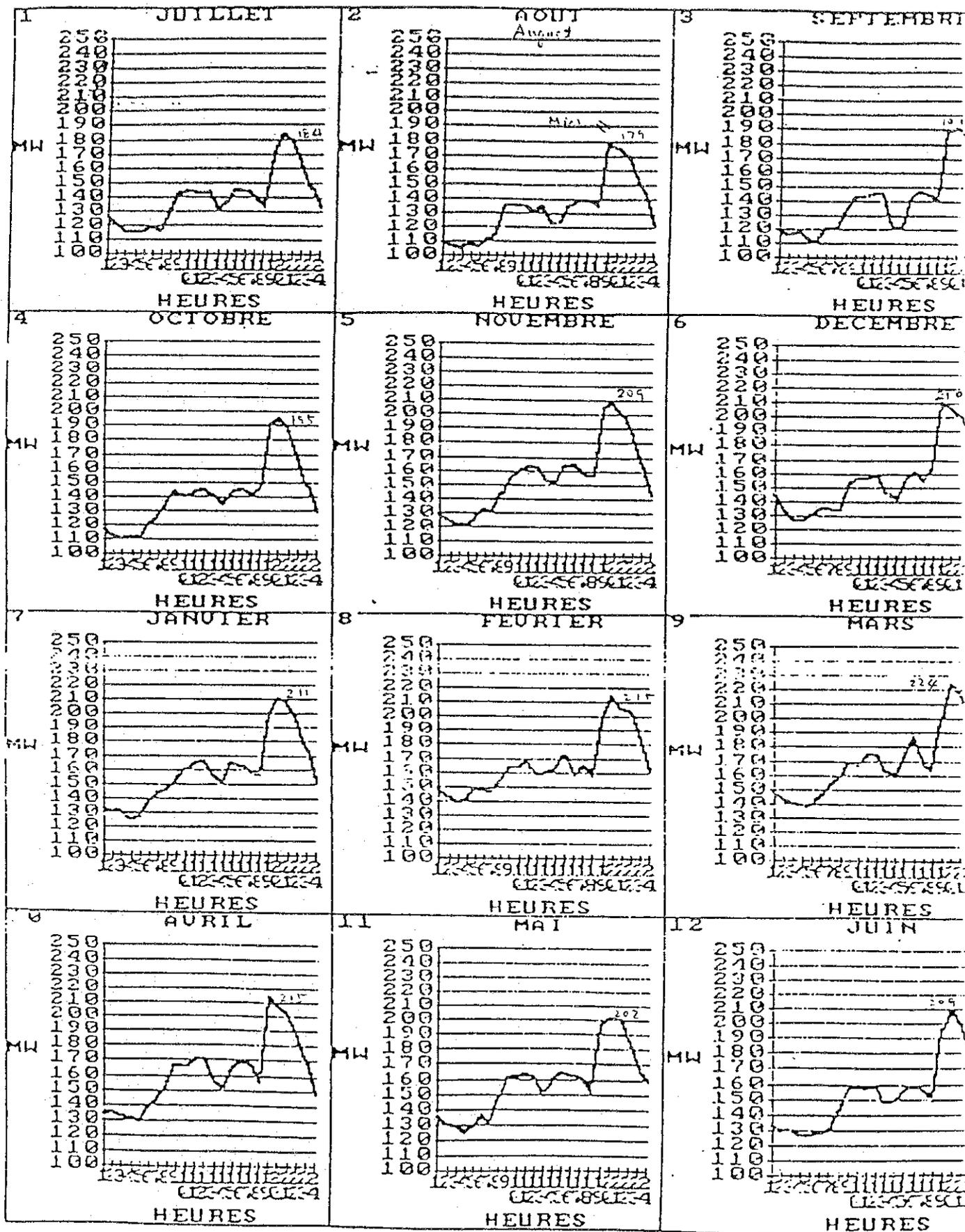


圖 4.4.3 日負荷曲線 (月平均)

PUISSANCES MOYENNES HORAIRES MENSUELLES

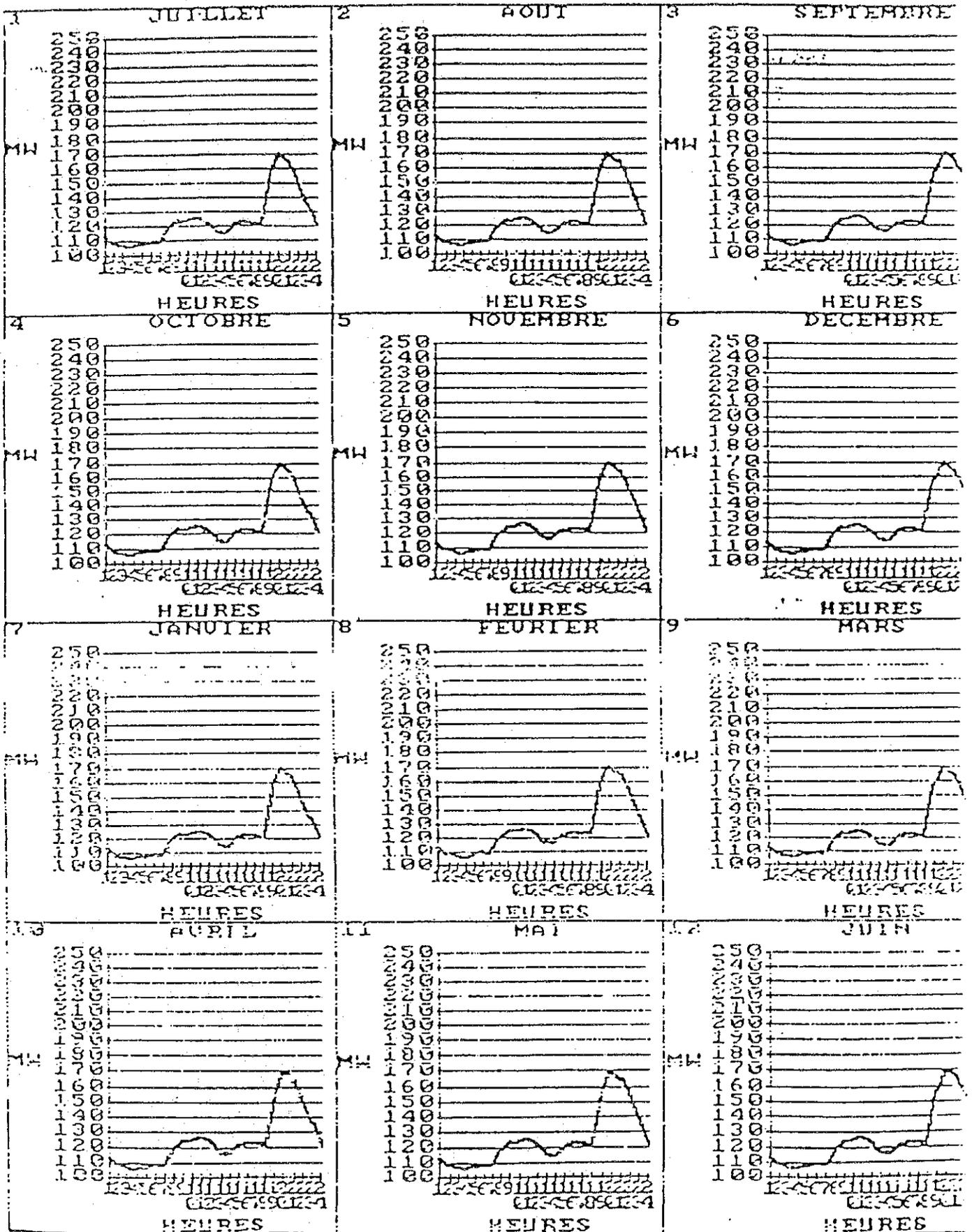


図 4.5.1 電力 (MW) 需要予測

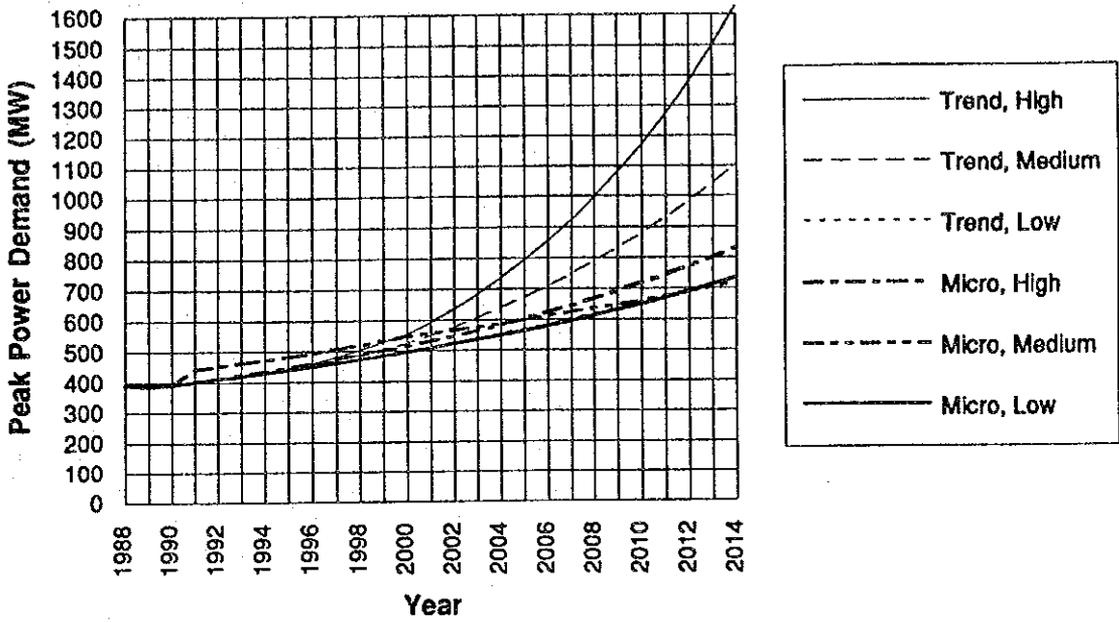
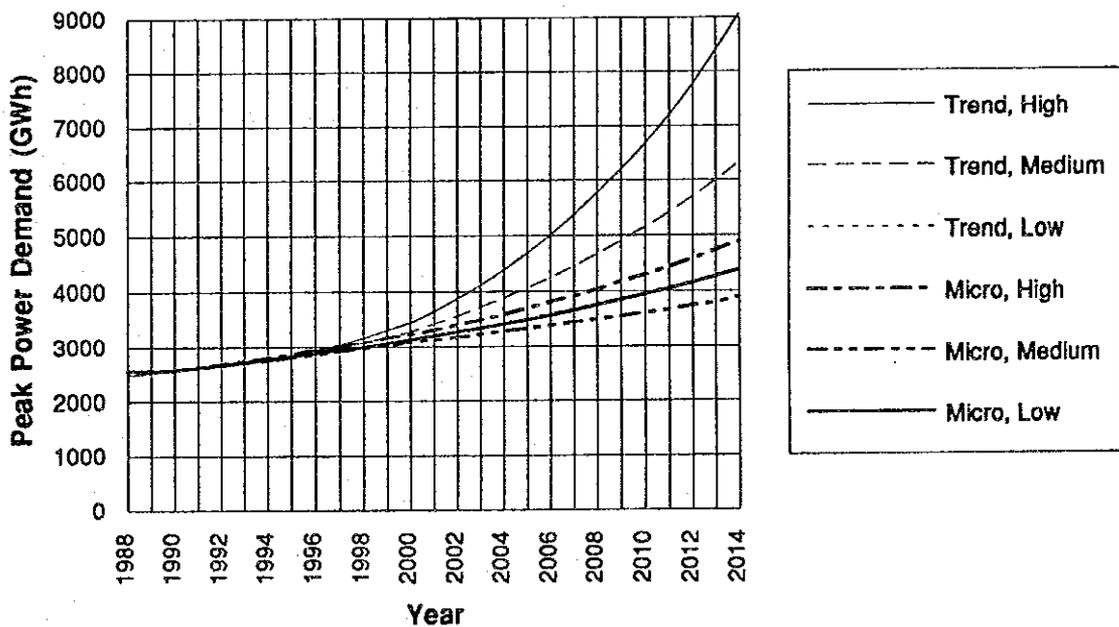


図 4.5.2 電力量 (GWh) 需要予測



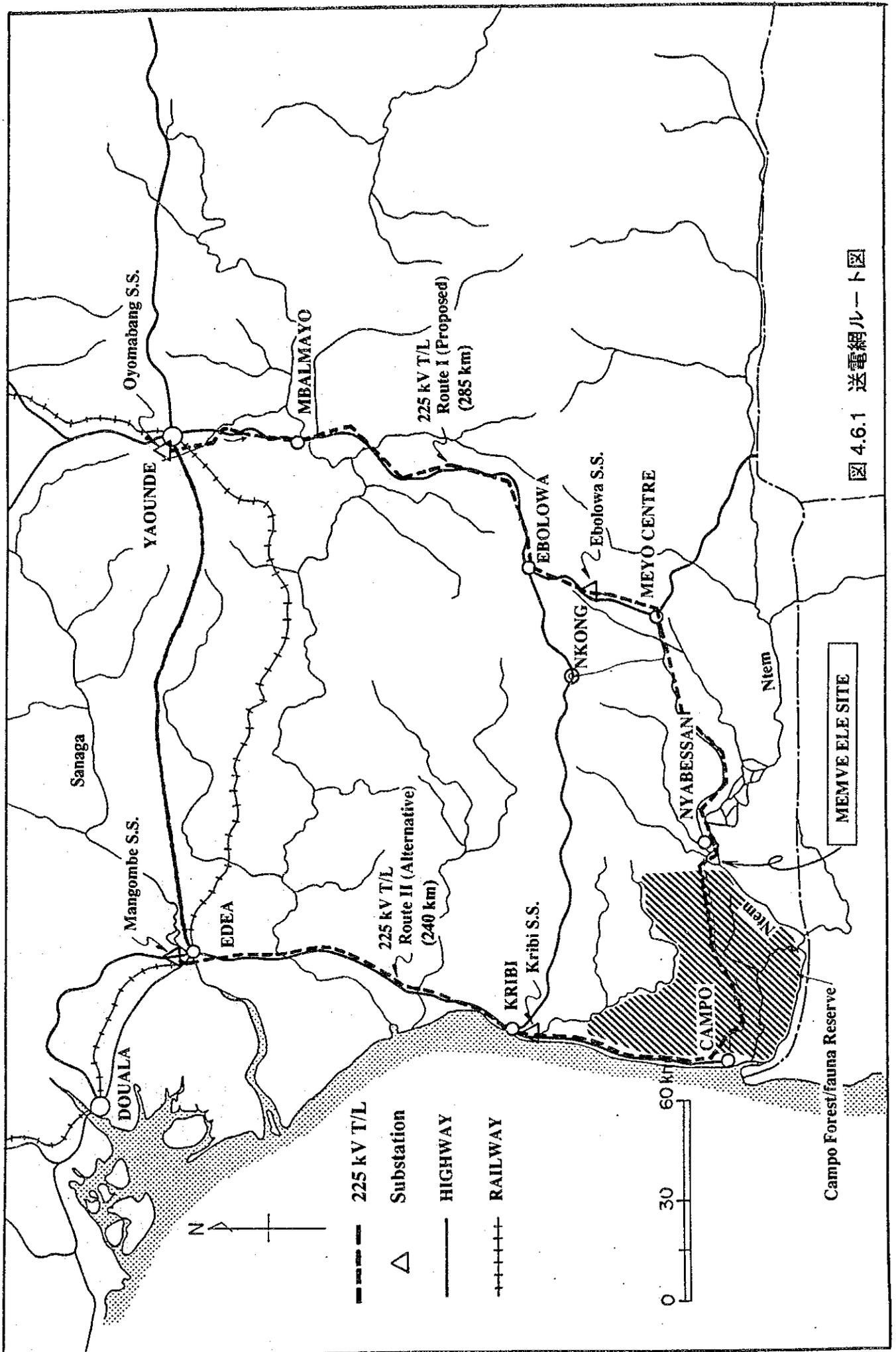


図 4.6.1 送電網ルート図

第5章 開発計画

5.1 開発計画立案にかかわる一般事項

当事業の位置はメンベレ滝近辺に限定できるものの、非常に多くの開発計画案を立案することが可能である。従って最適開発案を絞るにあたっては水力発電工学に基づく十分な検討を要する。

まず第一に検討すべきは、水力発電のタイプであり、下記3タイプが検討対象となり得る。

- i) 貯水池式（年間または季節調整可能な貯水池を伴う）
- ii) 調整池式（日調整あるいは週調整可能な調整池を伴う）、もしくは
- iii) 流れ込み式又は自流式（調整容量を持たない）。

貯水池式開発は、一般に大貯水容量を利用して、尖頭負荷発電に供され、流れ込み式開発は、非尖頭負荷発電を行なう。調整池式開発は、これらの中間に位置すると言える。

また、1日または1週間程度の負荷変動に応じうる調整容量を備えた自流式開発を調整池付流れ込み式開発と呼ぶことがあり、調整容量が比較的小さい場合は、調整池式であっても広い意味で流れ込み式に定義されることもある。

メンベレ計画が年間もしくは季節調整を可能とする貯水池を備え得る場合、開発タイプは貯水池式とし、尖頭負荷型発電を行なうのが妥当と言えよう。しかし、この場合、貯水池容量が十分であるかどうか問題となる。通常次の3条件を満足するものを貯水池式開発とみなし、これに満たないものを調整池式開発とするとしている。即ち、年間総流入量を R ($\text{m}^3/\text{sec} \cdot \text{day}$)、有効貯水量を V ($\text{m}^3/\text{sec} \cdot \text{day}$) および発電所最大使用水量を Q (m^3/sec) とするとき、

$$\text{調整率 } \frac{V}{R} \times 100 \geq 20 [\%]$$

$$\text{補給率 } \frac{Q}{\frac{R}{365}} \times 100 \geq 150 [\%]$$

$$\text{補給持続日数 } \frac{V}{Q} \geq 30 [\text{day}]$$

従って、池の容量が大きくても、流域面積が広く河川流量が大きければ、十分な調整が

行なえず調整池式となる。

メンベレ計画における、上3条件はそれぞれ

調整率=0.4%から0.6% < 20%

補給率=90%から110% < 150%

補給持続日数=1.2日から2.4日 < 30日

ここに、 $R = 145,000$ から $177,000 \text{ m}^3/\text{sec} \cdot \text{day}$ ¹⁾

$V = 560$ から $1,100 \text{ m}^3/\text{sec} \cdot \text{day}$

$Q = 450 \text{ m}^3/\text{s}$ ²⁾

となり、全てが不満足である。従い、メンベレ計画は貯水池式とはなり得ず、調整池式もしくは流れ込み式にすべきであるとの結論が導き出せる。

また、むやみにダム高を上げ調整容量の増大を図ることは、地形・地質・社会環境の観点から必ずしも好ましくない事実も発電タイプ決定の重要な要素である。実際、建設費及び発生電力量を比較した検討でも低ダム案が有利との結果を得ている。

5.2 開発計画検討の方針

開発計画の検討にあたり、3段階のスクリーニングもしくは最適化検討を加えるものとする。第1次スクリーニングは開発計画の初歩検討と呼ぶことができ、第2次スクリーニングはメンベレ計画のみに注目した詳細検討、最終スクリーニングは、南部送電網全体を考慮した開発規模及び投入時期検討である。

第1次の初歩検討では、kWh当たりの事業費に注目して、開発案の最適化を行なう。ここで最適化すべき開発案対象はダム軸及び水路線形である。メンベレ計画は広義の流れ込み式と判断されるので、本検討中でkWh当たりの事業費を指標とすることは、十分妥当である。この第1次検討では、きわめて微小と想像されるものの、調整効果に基づく渇水量の増加も考慮する。

第2次スクリーニングはより詳細な開発計画最適化検討である。主要な最適化対象は常時満水位及び最大使用水量である。広義の流れ込み式と定義されるものの、第2次スクリーニングでは、メンベレ発電所の形式を一般の調整池式として取り扱う。最適化問題にお

¹⁾ 貯水位変動をEL.392mからEL.390mと仮定した。

²⁾ 最終最適値を用いた。詳しくは第5.5節を参照のこと。

ける目的関数は、水力発電計画の質を的確に表現する純便益である。便益算定に用いる代替火力は、第1次電力に対してはガスタービン火力発電所、第2次電力に対しては石油火力発電所と仮定する。ともに、現在のカメルーンには存在しない火力発電所タイプであるが、将来の設置を想定しての代替火力選定である。

第2次スクリーニングでは、メンベレ計画単体を検討対象とし、南部送電網全体を考慮しない。また、ここではメンベレ計画の開発は段階開発を想定しない。本検討では最終スクリーニング用の開発案候補を複数選択するものとする。

最終検討は、一般に「開発規模・投入時期検討」と呼ばれる最適化問題としてとらえることができる。この検討により、南部送電網全体の開発順序を含む最適開発計画が得られる。今回の「開発規模・投入時期検討」の基本思想は、電力需要を満足する南部送電網将来開発案の中から、最小事業費の開発案及び最大の純便益を産み出す開発案を選択することである。（南部送電網の電力負荷パターンを図5.1に示す。）ここで考慮される純便益は南部送電網全体の便益である。また、将来開発案は第1次及び第2次スクリーニングで選択されたメンベレ開発案群と、既にフィージビリティ検討が終了しているナクティガル計画（Hydro-Quebec & Lavalin及びSONEL、1989年2月）とから構成される。

今回の「開発規模・投入時期検討」では、メンベレ計画を2段階開発（メンベレ第1期及び第2期）、ナクティガル計画を3段階開発（ナクティガル第1期、第2期及び第3期）と仮定する。メンベレ計画の場合、事業費比率は第1期73%、第2期27%、建設期間はそれぞれ5年及び2年と見積られている。また、ナクティガル計画においては、同フィージビリティ報告書（Amenagement Hydroelectrique de Nachtigal Amont, 1989年2月）を参照した。

開発計画検討の流れを図5.2に示す。

5.3 事業最適化の数学モデル

5.3.1 kWh当たり事業費最適化モデル（第1次スクリーニング）

kWh当たりの事業費を最小化する数学モデルは、次のようである。

$$\begin{array}{ll} \text{Minimize} & Z(C_0, E_0) = C_0/E_0 \\ \text{Subject to} & C_0 = C(A, Q, H, W) \\ & E_0 = E(A, Q, H, W) \\ \text{where} & Z: \quad \text{cost/kWh (FCFA/kWh)} \quad (\text{目的関数}) \\ & C_0: \quad \text{total project cost (FCFA)} \end{array}$$

- E₀: annual energy production (kWh)
- A: alternatives of dam alignment
- Q: alternatives of maximum plant discharge
- H: alternatives of dam height
- W: alternatives of waterway

5.3.2 純便益最適化モデル (第2次スクリーニング)

メンベレ事業の純便益を最大化する数学モデルを次に示す。

Maximize $Z = \Sigma(B_0 - C_0)$

Subject to $B_0 = B(E, P)$

$C_0 = C(A, Q, H, W)$

ここに

Z: net benefit (目的関数)

B₀: total project benefit (FCFA)

C₀: annual energy production (kWh)

E: annual energy production (kWh)

P: dependable power output (kWh)

A: alternatives of dam alignment

Q: alternatives of maximum plant discharge

H: alternatives of dam height

W: alternatives of waterway

5.3.3 開発規模・投入時期最適化モデル

メンベレ計画 (メンベレ第1期及び第2期) とナクティガル計画 (ナクティガル第1期、第2期及び第3期) を南部電力網の将来開発候補とする時、開発規模・投入時期最適化モデルは、次のようである。

Maximize $Z = B(t_1, t_2, t_3, t_4, t_5)$ または Maximize $Z = B(t_1, t_2, t_3, t_4, t_5)$

Subject to $B(t_1, t_2, t_3, t_4, t_5) = B_1(t_1) + B_2(t_2) + B_3(t_3) + B_4(t_4) + B_5(t_5)$

$C(t_1, t_2, t_3, t_4, t_5) = C_1(t_1) + C_2(t_2) + C_3(t_3) + C_4(t_4) + C_5(t_5)$

$P_d(t, m) \leq P_s(t, m)$

$$E_d(t) \leq E_s(t)$$

$$t_1 \leq t_2$$

$$t_3 \leq t_4 \leq t_5$$

$t = 1993, 1994, \dots, t_{last}$

$m = \text{January, February, } \dots, \text{December}$

ここに

Z: objective function

B_k: net benefit ($k = 1, 2, 3, 4, 5$)

C_k: Project development cost ($k = 1, 2, 3, 4, 5$)

P_d: power demand (MW)

P_s: power supply (MW)

E_d: energy demand (GWh)

E_s: energy supply (GWh)

t: fiscal years

m: month

t_k : developing year ($k = 1, 2, 3, 4, 5$) (variables)

$k = 1$ for 1st stage of Memve Ele Project

$k = 2$ for 2nd stage of Memve Ele Project

$k = 3$ for 1st stage of Nachtigal Project

$k = 4$ for 2nd stage of Nachtigal Project

$k = 5$ for 3rd stage of Nachtigal Project

上モデルにおいて、目的関数は、5種の将来開発候補の総事業費または総純便益であり、第1制約条件で定義される。第2・第3制約条件は電力需要の満足を意味する。ここで満足されるべきは電力量(GW時)と電力(MW)であり、電力需要予測は2014年まではマイクロ法に基づく中成長予測(毎年3.8%から6.0%の伸び)であり、2015年以降はマイクロ法予測の延長である。図4.5.1及び4.5.2にマイクロ法予測が示されている。

また、第4期・第5期制約条件では将来開発順序を実際の事象に合致させている。例えばメンベレ第2期はメンベレ第1期が開発された後にのみ投入可能等の条件である。最後の制約条件2種は年月の定義である。検討開始年は現在年の1993年、検討終了年は、メンベレ及びナクティガル両計画が南部送電網の電力需要を満足させ得る最終年である。¹⁾

¹⁾ たとえメンベレ・ナクティガル両計画が最終段階まで開発されたとしてもマイクロ法中成長電力予測に基づけば、2022年もしくは2023年には、電力不足となる。

5.4 開発案

メンベレ計画においては膨大な数の開発案をあげることが可能であるので、開発案候補を選ぶに当たっては十分な事前検討を要する。本報告書では次に示す4点に注目し、開発案候補の選定を実施する。即ち、i) 利用水資源を決める要素として重要なダム軸案、ii) 基本的落差を与える水路案、iii) 調整池の基本容量にかかわる常時満水位（ダム高にも影響する）及びiv) 発生電力量を支配する最大使用水量である。

検討される開発案の総数は最終的に表5.1に示すとおり計252ケースに及ぶことになる。これらの内訳はダム軸2案、水路3案、常時満水位6案、及び最大使用水量7案である。以下にこれらの詳細を述べる。

(1) ダム軸案

地形・地質学の観点から、実現可能なダム軸線形2案を提案することができる。第1ダム軸案A(1)及び第2ダム軸案A(2)である。A(1)は小規模開発案を代表するもので、ヌテム川のみを水資源とする。A(2)は大規模開発案で、ヌテム川及び2支流（ピオメ川及びヌジョオ川）の流量全部を水力発電に当てる計画である。当然のことながら、A(2)は大流量を得るものの、ダム長約3.8 kmにも及ぶ長大なダム建設を強いられることになる。A(1)は利用可能水量が減じるものの、ダム長は1.8 km程度に留まる。

図6.1にこれらダム軸線形2案を示す。また前述第3章では、地質工学上の観点からダム軸に対する検討を加えている。

(2) 水路案

本調査業務では、当初計6案の水路線形が提案されていた。しかし既に提出された「中間報告書」で述べたように、このうち3案のみが現在の検討対象として残されている。検討対象からはずれた3案は、いずれも湿地帯を長距離区間で横断せざるを得ず、施工の問題及び建設費の増加が懸念される。

現在の検討対象は第1案W(1)がヘッドポンドを有する高落差、第2案W(2)がヘッドポンドを有する低落差、第3案W(3)がヘッドポンドを備えない高落差案として定義できる。これら3案は全て開水路式導水路及びトンネル放水路を有する。水路案は図6.1に示される。

(3) 常時満水位案

メンベレ計画における常時満水位には、地形上あるいは地質上の制約がある。即ち、通

常の河川水位がEL.388m程度であるので、常時満水位はEL.388m以上でなければならず、かつ、ダムアバットに位置する部分の地質状況から常時満水位はEL.392m程度以下とするのが望ましいと判断される。これはダム右岸部ではEL.392m以上に遮水性の高い材料が観察されず、高価な止水対策が必要になると想像されるためである。

従って、常時満水位をEL.388mからEL.392mの範囲で検討することは相当の理由があると言える。(実際、「中間報告」では、この範囲で常時満水位の検討を行なった)しかしながら、より慎重な検討を加えるため、検討範囲をEL.388mからEL.398mまでに拡大することにする。

最適な常時満水位を求める際、最終的には常時満水位を連続する変数として取り扱うが、以下本文中では便宜上6種の不連続変数として表現する。即ち、 $H(k) = \{398, 396, 394, 392, 390, 388 \text{ m}\}$ 、 $k = -2, -1, 0, 1, 2, 3^{\text{D}}$ である。均一型フィルダムの余裕高3.0mを採用すれば、この時ダム天端標高はEL.401mからEL.391mとなる。

(4) 最大使用水量案

最大使用水量は水力発電計画を進めるにあたり、きわめて重要な要素である。本計画では、最大使用水量は $350\text{m}^3/\text{s}$ から $650\text{m}^3/\text{s}$ の範囲で検証するものとする。常時満水位同様、最大使用水量も最終的には連続変数として取り扱うが、下記7ケースを便宜的に最大使用水量の代表値とする。

$$Q(j) = \{350, 400, 450, 500, 550, 600, 650 \text{ m}^3/\text{s}\}$$

$$j = 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7$$

この最大使用水量範囲は、年平均河川流量のおよそ90%から170%に相当する。

5.5 計画の最適化

5.5.1 事業費及び発生電力の見積

(1) 事業費見積

開発案の事業費は一部土木準備工事等を除き、単価積算方式で見積った事業費を関数化し、計252ケース分を算出して求められた。常時満水位 $H(k)$ 及び最大使用水量 $Q(j)$ に関する限り、事業費の傾向はきわめて単純で、 $H(k)$ もしくは $Q(j)$ が増大すれば事業費もそれに応じ増大する。

^D 変数番号は「中間報告」と一致させるため、-2から+3とした。

また、事前に予測されたとおり、ダム軸案に関しては、小規模開発案A(1)が大規模開発案A(2)と比べ10%から20%廉価であった。水路案では延長が最短のW(2)が最も廉価であり、トンネル導水路を備えるW(3)が最も高価であった。最大使用水量が400 m³/sから500 m³/sのとき、事業費はおおよそF.CFA900億からF.CFA1,400億(355億円から552億円)である。

事業費の概略を表5.2及び図5.3に示す。

(2) 出力及び年間可能発生電力量の想定

1年間に可能な発生電力量は次式で与えることができる。

$$E = C \times 365 \text{ [days/year]} \times 24 \text{ [hours/day]} \times P \text{ [GW]}$$

$$P = \eta g H_e Q \text{ [kW]}$$

where C: coefficient

E: annual energy production (GWh/year)

P: power output (GW)

g: gravity acceleration (9.8m/sec²)

η : combined efficiency (0.872)

H_e: effective head (m)

Q: plant discharge (m³/s)

出力P及び年間発生電力量Eは、最大使用水量Qに大きく依存する。仮にメンベレ計画の発電型式を流れ込み式とすると、Qが400 m³/sから500 m³/sの範囲では、出力はおおよそ150 MWから240 MWであり、年間発生電力量は850 GW時から1,350 GW時程度となる。(図5.5及び図5.6)

また、一般には発電型式が調整池式の場合、利用可能水量が増加し、年間発生電力量も増大するが、メンベレ計画の場合、発電に供される水量の増加は考えられる最大の調整池を仮定しても、約1%に留まる。しかしながら、調整池の流量調整効果によって乾期流量(95%流量)の増加は認められる。図5.4及び以下に代表的な調整流量を示す。

ケース (図5.4)	有効調整容量 (100万m ³)	常時満水位 (m)	95%流量 (m ³ /s)	流量の増分 (m ³ /s)
ROR	-	392	82	-
RD-1	50	394	102	22
RD-2	100	395	125	45
RD-3	300	400	172	92

注) — 常時低水位を EL. 391.5 m (堆砂標高 388 m に取水水深 3.5 m を加えた) と仮定する。

- 発電所最大使用水量を450 m³/s と仮定する。
- ROR：流れ込み式、RD：調整池式

図5.4及び上表から下記の特徴が見出せる。

- (a) メンベレ発電所の1次電力が増加する。(一部の2次電力が1次電力に取って代る。)
- (b) 同様にSONELによって将来開発が予想される下流の水力発電計画 (SONELによる1983年の包蔵水力検討によれば約80mの落差を有する)でも1次電力の増加が期待できる。しかしながら、この下流計画は未だ調査段階に至っておらず、現在価値としての便益増大を仮定するのは困難である。したがって、本報告書では下流計画の便益増大を直接は考慮しないこととする。
- (c) 標高392 m以上にダム天端標高を上げるには施工上の問題がある。即ち、高ダム建設には漏水防止を目的として、長大なサドル・ダム及び止水対策をダム南西部分のやせ尾根さらにダム右岸部 (ニャベサン村付近) に施す必要がある。

これらの特徴を踏まえ、各ケースの純便益は下表のように計算される。

ケース	設備容量 (MW)	1次エネルギー (GWh/年)	2次エネルギー (GWh/年)	建設費 (US\$ 1x10 ⁶)	準便益 (US\$ 1x10 ⁶)
ROR	201.2	338	816	416.5	153.7
RD-1	208.0	423	757	473.0	141.8
RD-2	211.6	516	690	504.1	138.2
RD-3	228.4	703	600	721.7	107.1

流れ込み式案 (ROR) は調整池式案 (RD-1~3) と比べ準便益の面で十分に優位性がある。

5.5.2 第1次スクリーニングによるkWhあたりの最適事業費

第1次スクリーニングはダム軸案に対し、小規模開発案A(1)が有利であるとの結論を導いた。A(2)とのkWhあたりの事業費の差は約4 F.CFA/kWh (もしくは約4%)であった。この結果は図5.7にまとめられている。また、水路線形に対しては第1案W(1)が最良であるとの結論を得た。

これらA(1)W(1)で限定される開発案の中では、常時満水位はEL.392m H(1)、最大使用水

量は450 m³/s Q(3)がそれぞれ最も兼価な費用で単位電力量を発生し得ることが判明した。この時kWhあたりの事業費はF.CFA97.7である。

この値は約38円/kWhに相当し、国際的に見て非常に魅力的な電力単価と言える。図5.8にkWhあたり事業費の最適解を示す。また対応する事業費を表5.2に示す。

第1次スクリーニングが示す最適開発計画の概要は以下のとおりである。

- ダム軸案： 第1案A(1)。ヌテム本川のみを利用する小規模開発。
- 水路案： 第1案W(1)。2.5 km長開水路型導水路、ヘッドpond、1.5 km長トンネル放水路2条。放水位EL.336.0m。
- 常時満水位： 暫定的にEL.392m H(1)。
- 最大使用水量： 暫定的に450 m³/s Q(3)。

これらの計画概要は、流れ込み式を仮定した場合のkWhあたり最小事業費として求められたものである。

5.5.3 第2次スクリーニングによる最適純便益

第1次スクリーニングの結果に従い、ここではA(1) W(1)即ち、小規模開発及び第一水路線形案を仮定し、純便益の検討を行なう。

第2次スクリーニングから、第1次スクリーニングとおおむね同様な結論を得た。即ち、常時満水位 EL. 392 m、最大使用水量 450 m³/s を最適とする検討結果である。純便益はこの時、US\$ 153.7 百万であった。

しかしながら、この最適解は絶体的なものとは言えず、南部送電網全体を考える時最終結論は第3次スクリーニング即ち「開発規模・投入時期」検討を待たざるを得ない。「開発規模・投入時期」検討で、十分な最適化を行うため、以下の5計画案を採用するものとする。

常時満水位 (m)	最大使用水量 (m ³ /s)		
	Q = 400	Q = 450	Q = 500
FSL = 390	-	計画案 1	-
FSL = 392	計画案 2	計画案 3	計画案 4
FSL = 394	-	計画案 5	-

第2次スクリーニングが示す5計画案の純便益は以下のとおり。

計画案1	US\$ 139.6 百万	(約 149 億円相当)
計画案2	US\$ 135.9 百万	(約 145 億円相当)
計画案3	US\$ 153.7 百万	(約 164 億円相当)
計画案4	US\$ 137.6 百万	(約 147 億円相当)
計画案5	US\$ 145.3 百万	(約 155 億円相当)

純便益計算に当たっては下記の条件を仮定する。

- i) 1993年を基準年とする50年間のキャッシュ・フロー
- ii) 割引率 10%
- iii) 代替火力発電所（ガスタービン）の建設費は US\$ 1,131/kWh
- iv) 第1次電力エネルギー値 US\$ 0.076/kWh（ガスタービン）及び
第2時電力エネルギー値 US\$ 0.0340/kWh（石油火力）

上述4項以外の仮定は第8章を参照されたし。開発規模・投入時期検討の結果を図5.9に示す。

5.5.4 開発規模・投入時期検討

(1) 最小事業費検討

前述した5計画案（計画案1～5）を用いて南部送電網の最小事業費検討が行われた。本検討によればいずれの計画案をメンベレ計画に採用しても、ナクティガルの投入時期は2001年、メンベレの投入時期は2015年ころとなる。検討結果を図5.10に示すとともにその概要を以下に記す。

メンベレ計画案		総事業費
計画案1	F.CFA 3,775 億	(US\$ 1,395 百万)
計画案2	F.CFA 4,305 億	(US\$ 1,591 百万)
(最適案) 計画案3	F.CFA 3,694 億	(US\$ 1,365 百万)
計画案4	F.CFA 4,627 億	(US\$ 1,710 百万)
計画案5	F.CFA 4,631 億	(US\$ 1,712 百万)

注) 表中の総事業費はメンベレ及びナクティガル計画を全て投入した場合の南部送電網における将来拡充事業費を意味する。

最小事業費に注目した場合の最適南部送電網開発は、ナクティガルーメンベレの順序であり、このときメンベレの計画案は計画案3が最良である。しかしながら、この開発計画は必ずしも南部送電網に最大の純便益をもたらすとは限らない。最大純便益検討は次項(2)で行われている。

(2) 最大純便益検討

将来の南部送電網開発に対する投資額が實際上制約を受けない場合、南部送電網全体を一つの事業と見なして、最大の純便益を得るような将来開発案を求めることには相当の意味がある。本項では、南部送電網に最大の純便益をもたらす将来開発計画を吟味するものとする。

最大純便益に注目した開発規模・投入時期検討は表5.3に示す条件下で実施された。ここで考える将来開発候補はメンベレ第1期・第2期及びナクティガル第1期・第2期・第3期である。メンベレ第1期・第2期が前述した計画案3によって開発される場合、下記の純便益及び投入年が得られる。

純便益 (US\$ 百万)	開発投入順序 (開発投入年)
1,243.0	MI (2001) - M2 (2008) - N1 (2013) - N2 (2019) - N3 (2021)
1,314.7	MI (2001) - N1 (2008) - M2 (2015) - N2 (2019) - N3 (2021)
1,315.1	MI (2001) - N1 (2008) - N2 (2013) - M2 (2018) - N3 (2021)
1,314.6	MI (2001) - N1 (2008) - N2 (2015) - N3 (2018) - M2 (2020)
1,351.5	N1 (2001) - M1 (2010) - M2 (2015) - N2 (2019) - N3 (2021)
(最適解) 1,351.8	N1 (2001) - M1 (2010) - N2 (2015) - M2 (2018) - N3 (2021)
1,351.4	N1 (2001) - M1 (2010) - N2 (2015) - N3 (2018) - M2 (2020)
1,324.9	N1 (2001) - N2 (2010) - M1 (2013) - M2 (2018) - N3 (2021)
1,323.9	N1 (2001) - N2 (2010) - M1 (2013) - N3 (2018) - M2 (2020)
1,303.9	N1 (2001) - N2 (2010) - N3 (2013) - M1 (2016) - M2 (2020)

注) MI・M2はメンベレ第1期・第2期、N1・N2・N3はナクティガル第1期・第2期・第3期を表わす。

メンベレ計画に対し計画案3 (最大使用水量=450 m³/s、常時満水位=392 m) を導入し、