

3. 3 計画対象地域の電力市場の現況

各電力消費地における1974年から1984年までの電力需要データを、1980年までのデータはS E Bの年次報告書から、残りの期間分は会計財務部 (Accounts and Finance Department) から収集した。

収集したデータは消費者数、各区分ごとの売電量、発電量およびピーク需要である。消費区分は、家庭用、商業用、工業用、軍事用の4つに分類される。収集したデータは表 3.5から 3.11 までに示す。

入手したデータ及び分析結果の概要は次の通りである。

1) 1984年現在の各電力消費地における家庭用電力需要の電化率

コタキナバル	57.0 (%)
ラブアン	67.8
クダット	21.2
コタブルド	22.8
ポーフォート	27.3
テノム	28.9
ケニンガウ	33.4

農村地域では家屋が広範に分散しているため、上記の数値から大幅に電化率をあげることは困難と思われる。

2) 消費区分別に算出した各電力消費者地の売電量の年間成長率

	<u>1974/84</u>	<u>1974/80</u>	<u>1980/84</u>	<u>1982/84</u>
	(%)	(%)	(%)	(%)
<u>コタキナバル</u>				
家庭用	13.4	15.0	11.2	5.8
商業用	12.6	15.2	9.5	7.7
工業用	8.7	10.4	6.1	4.7
軍事用	9.8	13.0	5.9	10.1
平均	<u>12.3</u>	<u>14.4</u>	<u>9.3</u>	<u>6.3</u>

	<u>1974/84</u>	<u>1974/80</u>	<u>1980/84</u>	<u>1982/84</u>
	(%)	(%)	(%)	(%)
<u>ラブアン</u>				
家庭用	19.1	21.6	16.7	14.1
商業用	16.5	17.8	15.5	14.8
工業用	20.3	34.5	7.6	3.3
軍事用	4.1	-2.9	9.9	3.9
平均	<u>16.4</u>	<u>20.8</u>	<u>12.2</u>	<u>9.0</u>
<u>クダット</u>				
家庭用	11.9	10.4	14.2	9.2
商業用	8.2	13.3	2.2	-1.3
工業用	15.5	18.0	11.8	19.8
軍事用	-	-	-	-
平均	<u>12.4</u>	<u>14.5</u>	<u>9.4</u>	<u>9.1</u>
<u>コタブルド</u>				
家庭用	18.4	13.4	20.7	15.7
商業用	19.5	15.3	24.9	45.9
工業用	13.3	7.1	23.2	20.7
軍事用	16.7	12.7	23.0	25.4
平均	<u>16.7</u>	<u>12.7</u>	<u>23.0</u>	<u>25.4</u>

	<u>1974/84</u>	<u>1974/80</u>	<u>1980/84</u>	<u>1982/84</u>
	(%)	(%)	(%)	(%)
<u>ポーフォート</u>				
家庭用	19.2	23.0	13.8	12.7
商業用	18.7	25.1	12.6	13.0
工業用	15.4	13.0	19.2	33.2
軍 事 用	-	-	-	-
平 均	<u>16.8</u>	<u>18.4</u>	<u>14.4</u>	<u>16.4</u>
<u>デノム</u>				
家庭用	22.4	22.6	22.0	12.0
商業用	15.4	19.5	9.5	10.0
工業用	29.2	41.8	8.2	4.0
軍 事 用	-	-	-	-
平 均	<u>21.0</u>	<u>26.8</u>	<u>12.8</u>	<u>8.6</u>
<u>ケニンガウ</u>				
家庭用	20.6	19.8	21.8	16.1
商業用	22.0	27.0	16.1	9.8
工業用	12.6	12.5	12.8	3.2
軍 事 用	-	-	-	-
平 均	<u>19.6</u>	<u>20.4</u>	<u>18.4</u>	<u>12.3</u>

広範な地方電化計画が最近完了したコタベルドを除き、一般的傾向として、電力需要の成長率は1980年以降漸次減少している。前記の通り、成長率は1974/80、1980/84、1982/84の順に低減している。1983年から1984年までの最近の電力需要増加率を以下に記述する。

コタキナバル	4.2 (%)
ラブアン	6.4
クダット	7.8
コタブルド	22.8
ボーフォート	5.1
テノム	3.2
ケニンガウ	5.3

コタブルドを除き、増加率は全て10%未満である。コタブルドが極めて高率となっているのはテンギラン発電所が当地域の電力消費の中心地と接続されたことによるものと思われる。

新しい消費者への配電が、電力需要増大のための最大の要因であった。地方の電化計画はここ数年間、停滞している。しかしながら、現政府の新経済政策に立脚した基本構想として、地方電化が近い将来、促進されるものと期待される。

- 3) 小規模な電力消費地域内の、消費者1人あたり家庭用電力消費量の不規則な増加は、新しい消費者への配電に起因する場合が多い。通常、新規消費者の電力消費量は、長期間電気を使用してきた消費者と比較するとかなり少い。このため、多くの家庭へ新規に配電することにより、消費者1人あたりの家庭用電力消費量は低下することとなる。
- 4) コタキナバルとラブアンに於ける消費者1人あたり家庭用電力消費量は多く、その電力消費水準は既に先進国なみの水準に達しているといえる。かかる高水準を支えているのは家庭での冷房設備の使用である。また、既にマレーシアで普及し始めている省エネ型の冷房設備や冷蔵庫の使用は家庭用電力の年間平均消費量の成長をおさえる一要因となろう。この傾向は近年のコタキナバルとラブアンの成長率にとって注目すべきことである。
- 5) 他の電力消費地域の冷房設備の使用はそれほど多くない。

表 3.5 電力需要データ (コタキナバル発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984 ^{1/}
1. 消費者数											
a) 家庭用	12,205	13,416	17,073	17,000	18,685	20,328	22,633	23,562	26,398	26,709	29,838
b) 商業用		3,075	2,972	3,879	3,950	4,436	5,208	5,796	6,242	6,636	9,095
c) 工業用	842	804	768	800	913	1,033	1,178	1,516	1,570	1,659	2,552
d) 軍事用		2	2	14	19	40	15	47	16	16	16
合計	15,868	17,297	20,815	21,693	23,567	25,837	29,034	30,921	34,226	35,020	41,501
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	23,816	28,382	30,375	33,441	39,313	44,967	54,995	58,848	75,069	81,404	83,973
b) 商業用		29,133	32,036	32,496	42,990	47,773	58,993	68,254	73,070	80,575	84,683
c) 工業用	20,308	20,184	22,233	26,919	31,292	33,999	36,779	40,853	42,548	44,524	46,597
d) 軍事用		1,290	1,509	1,866	2,435	2,161	2,382	2,506	2,476	2,986	3,000
合計	68,282	78,989	86,153	94,722	116,030	128,900	153,149	170,461	193,163	209,489	218,253
3. 発生電力量 (MWh)	80,082	93,229	99,643	109,051	136,559	160,771	185,568	212,671	240,652	272,660	159,700 ^{2/}
4. ピーク需要 (MW)	15.90	18.05	18.90	22.40	27.25	32.30	35.30	42.30	46.30	54.10	55.90
5. 年負荷率 (%)	57.50	58.96	60.18	55.57	57.21	56.82	60.01	57.39	59.33	57.53	58.05

^{1/}: 推定値

^{2/}: テノムバング発電所からの送電により、当発電所の発電量は減少した。

表 3.6 電力需要データ (ラブアン発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984 ^{1/}
1. 消費者数											
a) 家庭用	1,291	1,675	1,986	2,241	2,648	2,864	3,128	3,516	3,894	4,517	5,077
b) 商業用		421	415	440	486	516	573	651	798	902	909
c) 工業用	90	79	85	101	90	116	132	145	150	166	171
d) 軍事用		159	175	246	394	389	390	389	488	535	603
合計	1,950	2,334	2,661	3,028	3,618	3,885	4,223	4,701	5,330	6,120	6,760
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	2,864	3,759	4,408	5,005	6,101	7,616	8,832	11,129	12,678	14,937	16,516
b) 商業用		2,787	2,922	2,960	3,677	5,360	5,625	7,279	8,111	10,722	11,020
c) 工業用	2,811	3,418	3,621	4,728	6,247	12,392	14,051	16,215	16,163	16,791	17,874
d) 軍事用		2,423	2,509	2,790	3,243	2,160	3,133	3,085	3,407	3,466	3,465
合計	10,686	12,387	13,460	15,483	19,268	27,528	31,641	37,708	40,359	45,916	48,875
3. 発電電力量 (MWh)	12,371	14,198	15,456	17,861	22,857	31,039	36,040	44,345	50,300	60,045	63,136
4. ピーク負荷 (MW) ^{2/}	2.36	2.83	2.96	3.39	3.45	5.47	6.70	8.30	9.00	10.70	14.30
5. 年負荷率 (%)	59.8	57.3	59.61	60.14	75.63	64.78	61.41	60.99	63.80	64.06	50.40

1/: 推定値

2/: サバガスインダストリーズへの暫定供給(約2.5MW)を含む

表 3.7 電力需要データ(クダット発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. 消費者数											
a) 家庭用	882	922	948	1,023	1,088	1,138	1,253	1,444	1,577	1,791	2,088
b) 商業用	287	282	271	293	307	333	350	359	398	421	489
c) 工業用	66	61	66	59	60	60	62	64	59	69	75
d) 軍事用	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
合計	1,236	1,266	1,286	1,376	1,456	1,532	1,666	1,868	2,035	2,282	2,653
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	1,103	1,410	1,359	1,426	1,531	1,790	1,997	2,403	2,849	3,195	3,395
b) 商業用		1,219	1,350	1,370	1,455	1,666	2,273	2,297	2,541	2,341	2,475
c) 工業用	763	887	996	1,196	1,386	1,610	2,064	2,341	2,246	2,897	3,221
d) 軍事用		17	14	14	16	17	16	14	13	14	15
合計	2,825	3,533	3,719	4,006	4,388	5,083	6,350	7,055	7,649	8,446	9,106
3. 発生電力量 (MWh)	3,252	3,912	4,229	4,469	5,200	6,216	7,410	7,972	9,190	10,535	11,867
4. ピーク負荷 (MW)	0.78	0.857	0.845	0.863	0.999	1.190	1.405	1.525	1.650	1.960	2.350
5. 年負荷率 (%)	47.60	52.11	57.13	59.11	59.42	59.63	60.21	59.68	63.58	61.36	57.65

表 3.8 電力需要データ(コタベルド発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. 消費者数											
a) 家庭用	452	555	608	639	787	888	1,048	1,449	1,881	2,147	2,235
b) 商業用		132	131	133	118	137	141	158	186	195	262
c) 工業用	17	34	36	40	40	48	54	57	61	64	79
d) 軍専用		1	1	1	1	1	1	1	1	3	3
合計	583	722	776	813	946	1,074	1,244	1,665	2,129	2,409	2,579
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	377	472	547	581	679	804	963	1,159	1,528	1,844	2,044
b) 商業用		356	404	465	492	575	726	739	831	1,120	1,768
c) 工業用	357	401	404	360	343	480	539	546	851	1,154	1,240
d) 軍専用		20	16	12	15	19	18	31	53	66	83
合計	1,095	1,249	1,371	1,418	1,529	1,878	2,246	2,475	3,263	4,184	5,135
3. 発生電力量 (MWh)	1,309	1,643	1,686	1,814	2,197	2,594	2,941	3,099	4,326	5,488	6,167
4. ピーク負荷 (MW)	0.35	0.38	0.41	0.43	0.515	0.577	0.605	0.723	1.028	1.256	1.330
5. 年負荷率 (%)	42.69	49.36	46.94	48.15	48.70	51.32	55.49	48.93	48.04	49.88	52.93

表 3.9 電力需要データ (ボーフオート発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. 消費者数											
a) 家庭用	442	459	500	526	667	809	1,065	1,164	1,310	1,967	2,016
b) 商業用		170	168	184	187	210	252	273	301	333	373
c) 工業用	44	51	51	53	63	72	87	86	101	115	115
d) 軍事用		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
合計	657	682	721	765	919	1,093	1,406	1,525	1,714	2,417	2,506
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	445	516	537	612	870	1,234	1,540	1,712	2,037	2,512	2,586
b) 商業用			504	572	665	896	1,235	1,279	1,551	1,732	1,982
c) 工業用	301	342	352	432	537	671	628	617	714	1,306	1,266
d) 軍事用			4	4	4	4	2	1	2	1	1
合計	1,236	1,377	1,397	1,620	2,076	2,805	3,405	3,609	4,304	5,551	5,835
3. 発電電力量 (MWh)	1,525	1,671	1,704	1,974	2,510	3,157	3,895	4,497	5,097	6,449	3,497
4. ピーク負荷 (MW)	0.35	0.38	0.378	0.44	0.535	0.628	0.745	0.891	1.12	1.288	1.300
5. 年負荷率 (%)	49.74	50.20	51.40	51.21	53.56	57.39	59.68	57.68	51.95	57.16	-

表 3.10 電力需要データ (テノム発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. 消費者数											
a) 家庭用	282	292	305	374	461	572	871	1,145	1,303	1,485	1,506
b) 商業用	152	157	157	161	158	169	207	249	263	282	286
c) 工業用	39	38	39	44	47	48	59	76	84	84	87
d) 軍事用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	473	487	501	579	666	789	1,137	1,476	1,650	1,851	1,879
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	246	285	312	327	383	528	836	1,155	1,472	1,825	1,852
b) 商業用	338	362	519	742	509	716	985	1,048	1,170	1,380	1,415
c) 工業用	153	147	150	163	620	677	1,243	1,361	1,573	1,609	1,702
d) 軍事用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	737	794	981	1,232	1,512	1,921	3,064	3,564	4,215	4,814	4,969
3. 発生電力量 (MWh)	889	981	1,196	1,494	1,764	2,221	4,167	4,147	4,855	5,569	6,395
4. ピーク負荷 (MW)	0.23	0.23	0.315	0.345	0.373	0.47	0.895	1.00	1.122	1.278	1.32
5. 年負荷率 (%)	44.12	44.79	43.34	49.43	53.99	53.94	53.15	47.34	49.40	49.74	55.30

表 3.11 電力需要データ (ケニシカウ発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. 消費者数											
a) 家庭用	838	885	944	1,085	1,060	1,325	1,636	2,274	2,484	3,007	3,185
b) 商業用	189	208	200	219	403	262	313	372	459	572	598
c) 工業用	59	63	62	65	66	69	74	85	107	118	122
d) 軍事用	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
合計	1,087	1,157	1,207	1,370	1,530	1,657	2,024	2,732	3,051	3,698	3,906
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	666	783	931	1,091	1,271	1,556	1,969	2,552	3,211	3,877	4,331
b) 商業用		697	792	897	1,128	1,298	2,300	2,461	3,472	4,087	4,186
c) 工業用	304	317	316	299	362	462	615	699	933	983	994
d) 軍事用		14	24	32	45	35	22	8	19	200	119
合計	1,611	1,811	2,063	2,319	2,806	3,351	4,906	5,720	7,635	9,147	9,630
3. 発電電力量 (MWh)	1,841	2,104	2,343	2,716	3,219	3,901	5,291	6,768	9,479	10,944	11,209
4. ピーク負荷 (MW)	0.46	0.50	0.655	0.65	0.725	0.89	1.155	1.700	1.919	2.315	2.410
5. 年負荷率 (%)	45.69	48.04	40.83	47.70	50.68	50.04	52.29	45.45	45.42	53.97	53.09

6) 家庭用需要に対する商業用需要の比率は、一般的に大都市ほど高率で、これは他の国々でも共通した傾向である。この比率はコタキナバルとラブアンでは約1.0、他の電力消費地域では約0.7に接近しつつある。

地方の電力消費地域では、当初この比率は高いが、やがてある値に低下して行く。以前は、地方における配電と言えば多数の店舗がある町の周辺に限定されていた。しかしその後の電化の伸びが、商業用電力需要ではなく、家庭用電力需要の伸びにみあった配電網の拡充によるものであり、そのため上記の比率が低下したと思われる。都市部における第3次サービス業での電力需要の伸びは、商業部門の電力需要の増加をもたらす主要因となろう。

7) 先進国では、年負荷率は60ないし65%の範囲にある。コタキナバル、ラブアン、およびクダットでの年負荷率は約60%、その他の電力消費地域では50%であった。

8) コタキナバルとラブアンの日負荷曲線は、昼間ピーク型を示しており、その他の電力消費地域では夕方ピーク型である。クダットの日負荷曲線は最近、昼間ピーク型から夕方ピーク型に転じた。

コタキナバルとラブアンにおける昼間ピーク型の原因は、昼間における事務所や店舗の冷房設備の使用と工業用電力需要によるものと考えられ、その他の消費地域における夕方ピーク型の原因は、家庭用電力需要が卓越しているためと考えられる。

9) コタキナバルでは、1983年から1984年にかけて、工業団地、商業団地、住宅団地が数多く完成し、家庭用、商業用、工業用の配電作業も完了したが、各消費区分の電力需要の増加はごくわずかであった。これは、当該期間中に、まだ入居が完了せず、空室が多かったためである。同様の例がラブアン、ケニンガウ、クダット、テノム、ポーフォート等の電力消費地域でも見られた。

10) サバ州の工業は小規模または家内工業が主流であり、政府の経済政策により、エネルギー集約型重工業はまだ計画されていない。このような状況のため、工業用の需要増加率は全体需要の増加率に比較して一般的に低い。

11) 軍事需要の伸びは、軍の国防政策に影響されるため、不規則であり、一定の傾向は示していない。

3. 4 西海岸地域の電力需要

3. 4. 1 概 説

1984年までのSEBのデータに基づいて、7つの電力消費地域ごとの電力需要を予測した。以下に記述するように、1995年までの期間と、1995年以後の期間について、別の予測方法を用いた。

- (1) 1995年までの期間については、家庭用、商業用、工業用、軍事用の4部門各々の電力需要を、過去の傾向の分析、ならびに電力需要に影響を及ぼす諸係数の推定に基づいて予測した。係数を一定の値に決めるのが困難な場合には、妥当な値の範囲を推定している。大き目の係数を採用すれば大き目の予測値が得られ、小さ目の係数の場合には、小さ目の予測値になる。
- (2) 1995年から2010年までの期間については、主として経済指標の推定に基づいて、各電力消費地域の総需要について巨視的に電力需要を予測した。
- (3) 大き目の予測値は基本的には、電力供給システムの所要供給力を決定するために使用され、プロジェクトの控え目な利益をうみ出す小さ目の予測値は経済分析に使用される。大小両予測値の加重平均値を最確値としている。

3. 4. 2 家庭用電力需要の予測

(1) 人口と世帯数

人口と世帯数に関するデータは、1970年と1980年の国勢調査、ならびにマスタープランから得ている。

(2) 電化率と消費者数

需要予測の対象となる最後の年度（1995年）について、電力消費地域の電化率に関して大小2つの目標値を推定した。

1995年時点での家庭用消費者数は、世帯数に推定電化率を掛けて算出した。1984年から1995年までの期間について、消費者数はある一定の率で増加すると

仮定してまず家庭用消費者の数を得、次いで消費者数を世帯数で割って電化率を算出した。

1984年現在の電化率と1995年の推定電化率を次に示す。

家庭電化率 (%)

	1984年実績	1995年推定電化率	
		大	小
コタキナバル	57.0	85	75
ラブアン	67.8	85	75
クダット	24.0	40	30
コタブルド	22.8	45	35
ポーフォート	27.3	50	40
テノム	28.9	50	40
ケニンガウ	33.4	55	45

(3) 家庭用需要の単位電力消費量

1984年現在の消費者と、将来の新規消費者の2つの場合に分けて消費者1人あたりの単位電力消費量を推定した。1995年度の単位電力消費量および新規接続消費者の単位電力消費量は、実際の傾向と諸外国のデータを参照して次に示す通り推定した。

消費者1人あたり単位消費量 (kWh)

	1984年 実績値	1995年推定値		新規消費者
		大	小	
コタキナバル	2.814	4.000	3.500	2.000
ラブアン	3.253	4.000	3.500	2.000
クダット	1.626	2.100	1.800	1.200
コタブルド	915	1.500	1.200	800
ポーフォート	1.283	1.800	1.500	1.000
テノム	1.230	1.800	1.500	1.000
ケニンガウ	1.360	2.100	1.800	1.200

1984年から1995年までの期間中、単位電力消費量は同じ比率で増加すると仮定した。この増加率を新規消費者にも適用した。

(4) 家庭用電力需要

上記から、電力消費地域別の一年間の家庭用電力需要は次の式により算定される。

$$E_i = N_{i-1} \times (UC_{i-1} + r) + (N_i - N_{i-1}) \times Q$$

ここでは、

E_i = i 年の家庭用電力需要

N_i = i 年の世帯数

N_{i-1} = ($i-1$)年の世帯数

UC_{i-1} = ($i-1$)年の単位家庭用電力消費量

r = 1年当りの単位家庭用電力消費量の増加

Q = 新規消費者の単位家庭用電力消費量

3. 4. 3 商業用電力需要の予測

商業部門の電力需要は、家庭用需要に、商業用需要の家庭用需要に対する比率を掛けて算出した。

比率の目標値は1995年度を想定し、この比率は1984年から1995年までの間、直線的に変化するものと仮定した。1984年現在の比率ならびに1995年分として推定した大小の値を次に示す。

家庭用電力需要に対する商業用電力需要の比率

	1984年実績	1995年推定値	
		大	小
コタキナバル	1.011	1.1	0.9
ラブアン	0.687	0.8	0.7
クダット	0.729	0.8	0.7
コタブルド	0.865	0.8	0.7
ポーフォート	0.766	0.8	0.7
テノム	0.764	0.8	0.7
ケニンガウ	0.967	1.0	0.9

3. 4. 4 工業用電力需要の予測

工業用電力需要の成長は通常、工業生産あるいは地域総生産（GRDP）の成長に関連づけられる。年6～6.5%と予測されるGRDPの成長率および工業部門の消費者に販売された電力量の伸びに関する最近の傾向に基づいて、各電力消費地域の成長率は以下のように推定される。

工業用需要の成長率（%）

	大	小
コタキナバル	8	6
ラブアン	8	6
クダット	12	10
コタブルド	12	10
ポーフォート	12	10
テノム	8	6
ケニンガウ	10	8

3. 4. 5 軍専用電力需要

これまでの傾向はかなり不規則であり、軍専用電力需要は国防計画による軍隊の配置に大幅な影響を受けるため、正確に予測しがたい。

本報告書では、各電力消費地域の軍専用電力需要は年5%で増加するものと仮定した。

3. 4. 6 所内使用電力および損失電力

発電所内での使用電力量を含め、損失電力量の比率は大部分の電力消費地域で20%を超過しているが、今後の配電システムの改良により、この比率は1995年には15%に改善されるものと推定される。その間この比率は直線的に減少するものと仮定する。

3. 4. 7 今後の大口電力消費者

現在、建設中か建設計画内である大口電力消費者リストを電力消費地域別に表3.12から 3.18 に記載してある。ここ数年間、建設事業は活況を呈し、多数のビルや施設が建設されてきたが、進行中のプロジェクト数は近年かなり減少している。リストにはEPFビル、MUISビル等のコタキナバルの大規模ビルが載っている。また、セパンガル湾のセメント工場等の大規模な産業も含まれている。これらのプロジェクトが全面操業に入れば各々2MWを超える電力が消費されると推定される。しかし実際には予定されている全負荷が消費されるまでにはかなりの時間がかかるであろう。過去の成長動向が、大口消費者を含む電力需要の平均成長率を示していると言える。コタキナバルでは1983年から1984年の間に多数のビルが建設され、SEBの電力系統に接続されたが、電力消費量の伸びはごくわずかであった。これは完成後も多くの新築ビルが十分に使用されていなかったことを意味している。これと同じく、大規模なビルが完成したとしても、当初は利用可能なスペースが十分に使用されないままである。

以上の状況を考慮して、電力需要はコタブルドを除き、電力需要の一般的傾向に従って増加するものと仮定した。養殖計画が進行中のコタブルドの場合、総需要に1990年度 4.5MW、1995年以後は7MWの養殖用負荷を追加した。

3. 4. 8 ポーフォート地域の電力需要

33kV線で相互連結されることになっているポーフォート周辺地域の1985年のピーク需要を下記のデータに基づいて概算する。

ウェストン	150kW
シピタン	800kW
ボンガワン	200kW
ムンバクト	400kW
クアラ ペニユ	230kW
その他 ¹⁾	130kW
合 計	1,910kW

1) ガドン, ピンピン, バルバルおよびピンスロック村

表 3. 12 (1) 大口消費者リスト (コタキナバル発電所)

プロジェクト	予想ピーク負 荷 (kW)	変圧器容量 (kVA)	摘 要
<u>1985</u>			
1. 分譲アパート建設 (ロット 015402589, マイル 3 1/2 トアラン ロード)	2,000	3 x 3,000	
2. ホテル宿泊設備 (ブロック36, ロット17 アイル村)	160	200	
3. 作業場・商店の集合建築 (CF 213127112, 213122813, 215313081, 21312314, プランタン ロード)	272	350	
4. 開発計画 (NT 6567, 21312628, 21311975; マイル 6 1/2; タンブナン高速道路)	255	300	
5. カバヤンリッジ開発、 第5期、カバヤン、K. K.	831	2 x 500	
6. カントリービューラッキ・ハイツ 分譲アパート、 スラヤジャスウィン	356.6	500	
7. 工業開発 (ロット 9276, マイル 6 1/2, トアラン ロード)	200	300	
8. 軽工業 (ロット 88, SEDCO 工業地区, 区分C, トアランロード脇の マイル 5 1/2)	486	750	
9. 工業開発 (CL 016392275, トアラナロード脇のマイル 5 1/2)	166.22	250	
10. 工業ビル (ロット 15377572, トアランロード脇のマイル 5 1/2)	200	300	
11. 1階建住宅建設、商店兼住宅6戸、 (ロット 6548, トアランロード脇の マイル 5 1/2)	767	1,000	

表 3. 12 (2) 大口消費者リスト (コタキナバル発電所)

プロジェクト	予想ピーク負荷 (kW)	変圧器容量 (kVA)	摘要
<u>1985</u>			
12. 軽工業ビル(13棟)(ロット 15347572, トアランロード脇のマイル 5 1/2)	200	500	
13. 工業開発 (ロット 2306, ノウンツン村)	300	500	
14. 住宅開発B.O.C (ロット 28783及び12317, リカストアランロード)	300	500	
15. 地域開発(ロット 12555, 109863, 10988; マイル 5 1/2, トアランロード) Tuaran Road	388.95	500	
16. 4階建商店兼住宅 (ロット 1231, ブランタン)	275.3	800	
17. 商店兼住宅(ババル)	359.2	500	
18. 住宅建設 (ロット 7757, 7759; トアランロード)	216	350	
19. コタキナバル高校 (ベナムパン カパヤン リッジ計画)	500	750	
20. 2軒続きの事務所付き 商店兼住宅 (ロット 1388, ブランタン)	110	300	

表 3. 12 (3) 大口消費者リスト (コタキナバル発電所)

プロジェクト	予想ピーク負 荷 (kW)	変圧器容量 (kVA)	摘 要
<u>1986</u>			
1. ワイキキ分譲住宅、 タンジュンアル	1,120	2,000	
2. セメント工場、 セパンガル湾	4,000	-	HT供給
3. MUTS 本部	2,000	4 x 750 2 x 1,000	
4. 多層の駐車場 兼商業ビル (ビスマサバの隣)	1,200	2 x 800	
5. 医療センター、 リカス ベイ	1,400	2 x 1,000	
6. キングズ フィッシャー公園	4,000		
7. 5階建アパート (ロット III 663, ロット 15956, マイル 1 1/2, トアラン ロード)	150	200	
8. 住 宅 (CL 105343496, コルム ロード)	490	750	
9. 体育館、日本料理店、 中国料理店、ディスコ (タンジュンアル ビーチ ホテル)	500	750	
10. 地域開発 (ロット 7610, スワンプロード, シフンスン ビラ, 第2期)	1,112	2 x 750	
11. 2階建商店兼住宅 (18棟)(ロク カウイ, LPPB)	105	500	
12. 住宅建設 (NT 4986, イナナム)	233	300	
13. 2階建商店兼住宅 (ロク カウイ 住宅地区)	500	750	

表 3. 12 (4) 大口消費者リスト (コタキナバル発電所)

プロジェクト	予想ピーク負荷 (kW)	変圧器容量 (kVA)	摘要
<u>1987</u>			
1. 多層駐車場 (中央市場向かい)	6,000		
2. 2階建展示館建設 (CL 9173, トアランロード脇のマイル7)	400	500	
3. 集合店舗 (カバヤン リッジ)	500	750	
4. SEDCO ロクカウイ軽工業地区			

表 3. 13 大口消費者リスト (ラプアン発電所、1985)

プロジェクト	予想ピーク負荷 (kW)	変圧器容量 (kVA)	摘要
1. 陶磁器工場 (ランカ ランカ)	1,000	-	HT 供給
<u>詳細不明プロジェクト</u>			
1. アジア供給基地 (ランカ ランカ)	450	-	建設中
2. ICI 生産工場 (ランカ ランカ)	-	-	計画中
<u>その他</u>			
住宅、工業団地ならびに商店兼住宅が数箇所で建設中である。しかしながら、これらの建物が完成後に使用されるか否かは至極、疑問である。			

表 3. 14 大口消費者リスト (クダット発電所、1985~1988)

プロジェクト	予想ピーク負荷 (kW)	変圧器容量 (kVA)	摘要
<u>1985</u>			
1. 農村電化(マイル6から11)	120	4 x 100	
2. タマン ゴールデン ヒル	120	200	
3. タマンク ダット	50	100	
4. クダット タイア 再生工場	250	500	
<u>1986</u>			
1. ニュー ホテル マルド	500	750	
2. タマン ワイズランド	150	-	
第1期 (ポンプ場を含む99基)			
第2期			1987
第3期			1988
3. タマン タンジュン カバル	120	300	
4. カジョン 軽工業	50	-	
5. シン ビラ	40	100	
6. 農村電化 (フムジャク、ロジョン)	80	200	
<u>1987</u>			
1. スクアチ ニュー ショップハウス	120	300	
<u>1988</u>			
1. 職業訓練学校	160	300	

表 3.15 大口消費者リスト (コタブルド発電所)

プロジェクト	予想ピーク負 (kW)	荷 変圧器容量 (kVA)	摘 要
<u>大規模プロジェクト</u>			
1. 養 魚 場			
- 試験養魚場	480	-	HT in 1985
- 第1期	4,000	-	1988
- 第2期	6,000	-	1991
<u>1985</u>			
1. 農村電化(1村)	-	-	
<u>1986</u>			
1. 学 校 (SMK)	377	500	
2. 農村電化 (メヌンゴイ村)	-	-	

表 3. 16 (1) 大口消費者リスト (ポーフォート発電所)

プロジェクト	予想ピーク負 荷 (kW)	変圧器容量 (kVA)	摘 要
<u>1985</u>			
1. サバアソシエイテド プラスチック工業 (クリアスクチル村)	300	500	
2. ポーフォート ジャヤ 商工業団地 (ポートフォート サウス)	200	500	
3. 市庁舎	150	300	
4. クリアス クチル村	30	50	
5. メムバクト村	300		接 続
6. タマン キナエマス			商店8戸 住宅105戸
7. ポーフォート シンドミン	100	200	
8. <u>住宅建設</u>	100	200	不 明
<u>1986</u>			
1. ガドン2階建て学校(SMK)	86	-	
2. 農村電化	100	-	
- サログン村			
- ルマト村			
- マイル 60			

表 3. 16 (2) 大口消費者リスト (ポーフォート発電所)

プロジェクト	予想ピーク負 荷 (kW)	変圧器容量 (kVA)	摘 要
<u>現在実施中の住宅建設</u>			
1. 低費用住宅(LPPB)	-	-	
第2期	-	-	92戸
第3期	-	-	34戸
2. タマン パダス	-	-	商店4戸
第1期	-	-	住宅45戸
3. 住宅建設(L12878)	240	-	準独立住宅 12戸
4. 住宅建設(L175314084)	120	-	住宅200戸
5. 住宅建設(L850, 第1期)	-	-	準独立 住宅12戸
<u>計 画 中</u>			
1. 浄水場の増設	1,000	-	Ht 供給

表 3. 17 大口消費者リスト (テノム発電所)

プロジェクト	予想ピーク負 (kW)	荷 変圧器容量 (kVA)	摘 要
<u>1985</u>			
1. S.R.K. 市場	30	50	
2. キラン パバン、マイル 1 1/2 ジャラン サボン	60	-	
3. メララップ村	200-300	-	600基
4. メララップ エステート (第3期)	60	-	
<u>1987</u>			
1. 回教寺院、テノム	80	-	

表 3.18 大口消費者リスト (ケニンガウ発電所)

プロジェクト	予想ピーク負 荷 (kW)	変圧器容量 (kVA)	摘 要
<u>1985 - 1986</u>			
1. 回教寺院	150	200	
2. 農村電化計画	100	-	190 戸
<u>計 画 中</u>			
1. マラ技術大学	1,000	-	詳細不明

上記のピーク電力需要の成長率は、大き目の予測で年12%、小さ目の予測で年10%と想定した。

3. 4. 9 1995年以後の予測

1995年以後、2010年までの期間における総電力需要は、以下の諸要因を考慮に入れて、地域総生産（GRDP）に比例して増加するものと仮定する。

- 1) 1995年までに、サバ州の電力消費形態は先進国なみに発達した水準になる。
- 2) 先進国では一人あたりの電力消費量の成長率はごくわずかで、年2、3%である。
- 3) 電化しなければならない小村落が沢山残っている。
- 4) 冷房設備、冷蔵庫等、省エネ型の家庭用機器の使用がサバで主流となる。

GRDPの成長率を年6%とした場合の電力需要の伸び率は、次の通りである。

1995年以後の電力需要の伸び率（%/年）

	<u>大き目の推定値</u>	<u>小さ目の推定値</u>
1996年～2000年	9.92	7.06
2001年～2005年	8	5.65
2006年～2010年	6	4.25

3. 4. 10 系統のピーク電力需要

1985年から1995年までの各電力消費地域の電力需要予測は表 3.19 から 3.25 に示す通りである。1985年から2010年までの西海岸地域系統のピーク電力需要は表 3.26 及び図 3.3に示す通りである。

表 3.19 電力需要予測 (コタキナバル発電所, 1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人口 (×1,000)	286.6	298.5	311	323.8	337.3	351.3	365.95	381.2	397	413.5	430.8	448.7
戸 数	52,336	54,536	56,843	59,212	61,709	64,309	67,012	69,837	72,766	75,832	79,027	82,357
消費者数	29,838	32,243	34,842	37,650	40,685	43,964	47,507	51,336	55,474	59,945	64,777	69,998
電化率 (%)	57	59.1	61.3	63.6	65.9	68.4	70.9	73.5	76.2	79	82	85
需 要 (MWh)	83,973	91,997	102,894	114,950	128,281	143,014	159,289	177,259	197,090	218,967	243,090	269,679
1消費者当たりの需要(kWh)	2,814	2,853	2,953	3,053	3,153	3,253	3,353	3,453	3,553	3,653	3,753	3,853
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率 (%)	101	101.87	102.69	103.5	104.31	105.12	105.94	106.75	107.56	108.37	109.19	110
需 要 (MWh)	84,863	92,972	104,821	118,037	132,769	149,180	167,451	187,782	210,392	235,525	263,448	294,455
3. 工 業 用 (MWh)	46,597	50,325	54,351	58,699	63,395	68,466	73,944	79,859	86,248	93,148	100,599	108,647
4. 軍 事 用 (MWh)	3,000	3,150	3,308	3,473	3,647	3,829	4,020	4,221	4,432	4,654	4,887	5,131
5. 総 需 要 (GWh)	218.3	238.4	265.4	295.2	328.1	364.5	404.7	449.1	498.2	552.3	612	677.8
6. 損失ならびに発電所内使用 (%)	23.2	22.5	21.7	21	20.2	19.5	18.7	18	17.2	16.5	15.7	15
7. 必要電力量 (GWh)	284.3	307.6	339	373.7	411.2	452.8	497.8	547.7	601.7	661.4	726	797.5
8. 年 負 荷 率 (%)	58.05	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
9. ピーク負 荷 (MW)	55.9	60.5	66.7	73.6	80.9	89.1	98	107.8	118.4	130.2	142.9	157
予 測 値 (小さ目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人口 (×1,000)	286.6	298.5	311	323.8	337.3	351.3	365.95	381.2	397	413.5	430.8	448.7
戸 数	52,336	54,536	56,843	59,212	61,709	64,309	67,012	69,837	72,766	75,832	79,027	82,357
消費者数	29,838	31,878	34,058	36,387	38,875	41,533	44,374	47,408	50,650	54,113	57,813	61,766
電化率 (%)	57	58.6	60.3	61.9	63.5	65.2	66.8	68.5	70.1	71.7	73.4	75
需 要 (MWh)	83,973	89,907	98,044	106,873	116,452	126,840	138,106	150,318	163,555	177,900	193,441	210,276
1消費者当たりの需要(kWh)	2,814	2,820	2,879	2,937	2,996	3,054	3,112	3,171	3,229	3,288	3,346	3,404
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率 (%)	101.1	100.1	99	98	97	96	95	94	93	92	91	90
需 要 (MWh)	84,863	89,997	97,063	104,736	112,958	121,767	131,200	141,299	152,106	163,668	176,031	189,248
3. 工 業 用 (MWh)	46,597	49,393	52,356	55,498	58,828	62,357	66,099	70,065	74,269	78,725	83,448	88,455
4. 軍 事 用 (MWh)	3,000	3,150	3,308	3,473	3,647	3,829	4,020	4,221	4,432	4,654	4,887	5,131
5. 総 需 要 (GWh)	218.3	232.4	250.8	270.6	291.9	314.8	339.4	365.9	394.4	424.9	457.8	493.1
6. 損失ならびに発電所内使用 (%)	23.2	22.5	21.7	21	20.2	19.5	18.7	18	17.2	16.5	15.7	15
7. 必要電力量 (GWh)	284.3	299.9	320.3	342.5	365.8	391.1	417.5	446.2	476.3	508.9	543.1	580.1
8. 年 負 荷 率 (%)	58.05	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
9. ピーク負 荷 (MW)	55.9	59	63	67.4	72	77	82.2	87.8	93.7	100.2	106.9	114.2

表 3.20 電力需要予測(ラブアン発電所,1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人口(×1,000)	37.7	41.2	44.3	47.7	51.3	55.2	59.5	62.1	64.9	67.8	70.8	74
戸 数	7,490	8,370	9,120	9,950	10,850	11,820	12,899	13,620	14,390	15,200	16,060	16,970
消費者数	5,077	5,583	6,138	6,750	7,422	8,161	8,974	9,867	10,850	11,930	13,118	14,425
電化率(%)	67.8	66.7	67.3	67.8	68.4	69	69.6	72.4	75.4	78.5	81.7	85
需 要 (MWh)	16,516	17,871	20,030	22,441	25,134	28,141	31,498	35,244	39,423	44,086	49,286	55,084
1消費者当たりの需要(kWh)	3,253	3,201	3,263	3,325	3,387	3,448	3,510	3,572	3,634	3,695	3,757	3,819
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	66.7	67.9	69.1	70.3	71.5	72.7	73.9	75.1	76.4	77.6	78.8	80
需 要 (MWh)	11,020	12,135	13,841	15,776	17,971	20,459	23,277	26,468	30,119	34,210	38,837	44,067
3. 工 業 用 (MWh)	17,874	19,304	20,848	22,516	24,317	26,263	28,364	30,633	33,084	35,730	38,589	41,676
4. 軍 事 用 (MWh)	3,465	3,638	3,820	4,011	4,212	4,422	4,643	4,876	5,119	5,375	5,644	5,926
5. 総 需 要 (MWh)	48,875	52,948	58,539	64,745	71,635	79,285	87,782	97,220	107,745	119,402	132,356	146,754
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	25.3	24.4	23.4	22.5	21.6	20.6	19.7	18.7	17.8	16.9	15.9	15
7. 必要電力量 (MWh)	65,428	70,037	76,422	83,542	91,371	99,855	109,317	119,582	131,077	143,684	157,379	172,651
8. 年 負 荷 率 (%)	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
9. ピーク負 荷(MW)	11.67	12.49	13.63	14.9	16.3	17.81	19.5	21.33	23.38	25.63	28.07	30.8

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (小さ目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人口(×1,000)	37.7	41.2	44.3	47.7	51.3	55.2	59.5	62.1	64.9	67.8	70.8	74
戸 数	7,490	8,370	9,120	9,950	10,850	11,820	12,890	13,620	14,390	15,200	16,060	16,970
消費者数	5,077	5,519	6,000	6,523	7,092	7,710	8,381	9,112	9,906	10,769	11,787	12,727
電化率(%)	67.8	65.9	65.8	65.6	65.4	65.2	65	66.9	68.8	70.8	72.9	75
需 要 (MWh)	16,516	17,515	19,165	20,970	22,944	25,103	27,464	30,046	32,869	35,956	39,331	43,022
1消費者当たりの需要(kWh)	3,253	3,173	3,194	3,215	3,235	3,256	3,277	3,297	3,318	3,339	3,360	3,380
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	66.7	67	67.3	67.6	67.9	68.2	68.5	68.8	69.1	69.4	69.7	70
需 要 (MWh)	11,020	11,735	12,898	14,176	15,579	17,120	18,813	20,671	22,712	24,953	27,414	30,115
3. 工 業 用 (MWh)	17,874	18,946	20,083	21,288	22,566	23,919	25,355	26,876	28,488	30,198	32,010	33,930
4. 軍 事 用 (MWh)	3,465	3,638	3,820	4,011	4,212	4,422	4,643	4,876	5,119	5,375	5,644	5,926
5. 総 需 要 (MWh)	48,875	51,834	55,966	60,445	65,300	70,565	76,275	82,468	89,189	96,482	104,399	112,994
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	25.3	24.4	23.4	22.5	21.6	20.6	19.7	18.7	17.8	16.9	15.9	15
7. 必要電力量 (MWh)	65,428	68,563	73,063	77,994	83,291	88,873	94,987	101,437	108,502	116,104	124,136	132,934
8. 年 負 荷 率 (%)	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64	64
9. ピーク負 荷(MW)	11.67	12.23	13.03	13.91	14.86	15.85	16.94	18.09	19.35	20.71	22.14	23.71

表 3.21 電力需要予測(クダット発電所,1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)	(実際の値)											
1. 家庭用												
人口(×1,000)	46.2	47.4	48.6	49.8	51	52.3	53.6	54.9	56.3	57.7	59.1	60.6
戸 数	8,700	8,900	9,300	9,600	9,800	10,100	10,300	10,800	11,000	11,300	11,600	11,900
消費者数	2,088	2,250	2,425	2,614	2,818	3,037	3,273	3,528	3,802	4,098	4,416	4,760
電化率(%)	24	25.3	26.1	27.2	28.8	30.1	31.8	32.7	34.6	36.3	38.1	40
需 要 (MWh)	3,395	3,680	4,063	4,484	4,945	5,451	6,006	6,615	7,281	8,012	8,811	9,687
1消費者当たりの需要(kWh)	1,626	1,635	1,675	1,715	1,755	1,795	1,835	1,875	1,915	1,955	1,995	2,035
2. 商業用												
家庭需要に対する比率(%)	72.9	73.5	74.2	74.8	75.5	76.1	76.8	77.4	78.1	78.7	79.4	80
需 要 (MWh)	2,475	2,705	3,015	3,354	3,734	4,149	4,613	5,120	5,687	6,305	6,996	7,750
3. 工業用 (MWh)	3,221	3,608	4,040	4,525	5,068	5,677	6,358	7,121	6,975	8,932	10,004	11,204
4. 軍 事 用 (MWh)	15	16	17	17	18	19	20	21	22	23	24	26
5. 総 需 要 (MWh)	9,106	10,008	11,135	12,380	13,766	15,296	16,997	18,876	20,965	23,272	25,836	28,667
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	23.3	22.5	21.8	21	20.3	19.5	18.8	18	17.3	16.5	15.8	15
7. 必要電力量 (MWh)	11,867	12,914	14,239	15,671	17,272	19,001	20,932	23,020	25,351	27,871	30,684	33,726
8. 年 負 荷 率 (%)	57.65	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
9. ピーク負 荷(MW)	2.25	2.46	2.71	2.98	3.29	3.62	3.98	4.38	4.82	5.3	5.84	6.42

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (小さ目)	(実際の値)											
1. 家庭用												
人口(×1,000)	46.2	47.4	48.6	49.8	51	52.3	53.6	54.9	56.3	57.7	59.1	60.6
戸 数	8,700	8,900	9,300	9,600	9,800	10,100	10,500	10,800	11,000	11,300	11,600	11,900
消費者数	2,088	2,192	2,302	2,417	2,538	2,664	2,798	2,937	3,084	3,238	3,400	3,570
電化率(%)	24	24.6	24.8	25.2	25.9	26.4	26.6	27.2	28	28.7	29.3	30
需 要 (MWh)	3,395	3,553	3,765	3,990	4,228	4,479	4,745	5,026	5,324	5,638	5,971	6,323
1消費者当たりの需要(kWh)	1,626	1,621	1,636	1,651	1,666	1,681	1,696	1,711	1,726	1,741	1,756	1,771
2. 商業用												
家庭需要に対する比率(%)	72.9	72.6	72.4	72.1	71.8	71.6	71.3	71.1	70.8	70.5	70.3	70
需 要 (MWh)	2,475	2,500	2,726	2,877	3,035	3,207	3,383	3,574	3,769	3,975	4,198	4,426
3. 工業用 (MWh)	3,221	3,543	3,897	4,287	4,716	5,187	5,706	6,277	6,904	7,595	8,354	9,190
4. 軍 事 用 (MWh)	15	16	17	17	18	19	20	21	22	23	24	26
5. 総 需 要 (MWh)	9,106	9,692	10,406	11,171	11,997	12,892	13,854	14,898	16,019	17,232	18,548	19,965
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	23.3	22.5	21.8	21	20.3	19.5	18.8	18	17.3	16.5	15.8	15
7. 必要電力量 (MWh)	11,867	12,506	13,306	14,141	15,053	16,015	17,062	18,168	19,371	20,637	22,028	23,489
8. 年 負 荷 率 (%)	57.65	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
9. ピーク負 荷(MW)	2.25	2.38	2.53	2.69	2.86	3.05	3.25	3.46	3.69	3.93	4.19	4.47

表 3.22 電力需要予測(コタブルト発電所, 1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人 口 (×1,000)	51.6	52.9	54.2	55.5	56.9	58.4	59.8	61	62.2	63.4	64.7	66
戸 数	9,790	10,060	10,320	10,590	10,880	11,190	11,480	11,730	11,980	12,240	12,510	12,790
消費者数	2,235	2,436	2,654	2,893	3,152	3,436	3,744	4,080	4,447	4,846	5,281	5,755
電化率(%)	22.8	24.2	25.7	27.3	29	30.7	32.6	34.8	37.1	39.6	42.2	45
需 要 (MWh)	2,044	2,324	2,663	3,043	3,470	3,949	4,487	5,089	5,763	6,517	7,360	8,302
1消費者当たりの需要(kWh)	915	954	1,003	1,052	1,101	1,150	1,198	1,247	1,296	1,345	1,394	1,443
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	86.5	85.9	85.3	84.7	84.1	83.5	83	82.4	81.8	81.2	80.6	80
需 要 (MWh)	1,768	1,997	2,271	2,577	2,918	3,298	3,724	4,193	4,714	5,292	5,932	6,641
3. 工 業 用 (MWh)	1,240	1,389	1,555	1,742	1,951	2,185	2,448	2,741	3,070	3,439	3,851	4,313
4. 軍 事 用 (MWh)	83	87	92	96	101	106	111	117	123	129	135	142
5. 総 需 要 (MWh)	5,135	5,797	6,581	7,459	8,441	9,539	10,770	12,140	13,670	15,376	17,278	19,398
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	23.8	23	22.2	21.4	20.6	19.8	19	18.2	17.4	16.6	15.8	15
7. 必要電力量 (MWh)	6,739	7,529	8,459	9,489	10,631	11,893	13,296	14,841	16,549	18,437	20,521	22,822
8. 年 負 荷 率 (%)	57.84	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
9. ピーク負 荷 (MW)	1.33	1.92	2.15	2.41	2.7	3.03	3.38	3.78	4.21	4.69	5.22	5.81

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (小さ目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人 口 (×1,000)	51.6	52.9	54.2	55.5	56.9	58.4	59.8	61	62.2	63.4	64.7	66
戸 数	9,790	10,060	10,320	10,590	10,880	11,190	11,480	11,730	11,980	12,240	12,510	12,790
消費者数	2,235	2,381	2,536	2,701	2,877	3,065	3,264	3,477	3,704	3,945	4,202	4,476
電化率(%)	22.8	23.7	24.6	25.5	26.4	27.4	28.4	29.6	30.9	32.2	33.6	35
需 要 (MWh)	2,044	2,219	2,426	2,650	2,892	3,155	3,440	3,749	4,084	4,446	4,838	5,262
1消費者当たりの需要(kWh)	915	932	957	981	1,005	1,030	1,054	1,078	1,102	1,127	1,151	1,175
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	86.5	85	83.5	82	80.5	79	77.5	76	74.5	73	71.5	70
需 要 (MWh)	1,768	1,887	2,026	2,173	2,328	2,493	2,666	2,849	3,042	3,245	3,459	3,683
3. 工 業 用 (MWh)	1,240	1,364	1,500	1,650	1,815	1,997	2,197	2,416	2,658	2,924	3,216	3,538
4. 軍 事 用 (MWh)	83	87	92	96	101	106	111	117	123	129	135	142
5. 総 需 要 (MWh)	5,135	5,557	6,043	6,569	7,137	7,751	8,414	9,132	9,906	10,744	11,648	12,625
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	23.8	23	22.2	21.4	20.6	19.8	19	18.2	17.4	16.6	15.8	15
7. 必要電力量 (MWh)	6,739	7,217	7,768	8,357	8,988	9,664	10,388	11,163	11,993	12,882	13,834	14,853
8. 年 負 荷 率 (%)	57.84	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
9. ピーク負 荷 (MW)	1.33	1.84	1.98	2.13	2.29	2.46	2.64	2.84	3.05	3.28	3.52	3.78

表 3.23 電力需要予測 (ポーフォート発電所 1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)	(実際の値)											
1. 家庭用												
人口 (×1,000)	40.2	41	41.8	42.6	43.5	44.4	45.3	46.2	47.1	48	49	50
戸 数	7,380	7,530	7,840	8,000	8,160	8,320	8,490	8,840	9,020	9,270	9,520	9,780
消費者数	2,016	2,185	2,368	2,567	2,782	3,016	3,269	3,543	3,840	4,162	4,511	4,890
電化率 (%)	27.3	29	30.2	32.1	34.1	36.2	38.5	40.1	42.6	44.9	47.4	50
需 要 (MWh)	2,586	2,850	3,192	3,571	3,991	4,457	4,973	5,543	6,175	6,873	7,645	8,499
1消費者当たりの需要(kWh)	1,283	1,304	1,348	1,391	1,435	1,478	1,521	1,565	1,608	1,651	1,695	1,738
2. 商業用												
家庭需要に対する比率 (%)	76.6	76.9	77.2	77.5	77.8	78.1	78.5	78.8	79.1	79.4	79.7	80
需 要 (MWh)	1,982	2,192	2,464	2,768	3,105	3,481	3,904	4,368	4,884	5,457	6,093	6,799
3. 工業用 (MWh)	1,266	1,418	1,588	1,779	1,992	2,231	2,499	2,799	3,135	3,511	3,932	4,404
4. 軍事用 (MWh)	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
5. 総 需 要 (MWh)	5,835	6,463	7,248	8,121	9,092	10,172	11,378	12,713	14,197	15,844	17,674	19,705
6. 損失ならびに発電所内使用 (%)	13.9	14	14.1	14.2	14.3	14.4	14.5	14.6	14.7	14.8	14.9	15
7. 必要電力量 (MWh)	6,777	7,515	8,437	9,465	10,609	11,883	13,308	14,887	16,643	18,597	20,768	23,182
8. 年 負 荷 率 (%)	59.51	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
9. ピーク負 荷 (MW)	1.3	1.48	1.66	1.86	2.09	2.34	2.62	2.93	3.28	3.66	4.09	4.56

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (小さ目)	(実際の値)											
1. 家庭用												
人口 (×1,000)	40.2	41	41.8	42.6	43.5	44.4	45.3	46.2	47.1	48	49	50
戸 数	7,380	7,530	7,840	8,000	8,160	8,320	8,490	8,840	9,020	9,270	9,520	9,780
消費者数	2,016	2,141	2,274	2,415	2,565	2,725	2,894	3,074	3,265	3,467	3,683	3,912
電化率 (%)	27.3	28.4	29	30.2	31.4	32.8	34.1	34.8	36.2	37.4	38.7	40
需 要 (MWh)	2,586	2,751	2,965	3,193	3,439	3,704	3,987	4,292	4,619	4,970	5,347	5,752
1消費者当たりの需要(kWh)	1,283	1,285	1,304	1,322	1,341	1,359	1,378	1,396	1,415	1,433	1,452	1,470
2. 商業用												
家庭需要に対する比率 (%)	76.6	76	75.4	74.8	74.2	73.6	73	72.4	71.8	71.2	70.6	70
需 要 (MWh)	1,982	2,091	2,235	2,389	2,552	2,726	2,911	3,107	3,316	3,539	3,775	4,026
3. 工業用 (MWh)	1,266	1,393	1,532	1,685	1,854	2,039	2,243	2,467	2,714	2,985	3,284	3,612
4. 軍事用 (MWh)	1	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
5. 総 需 要 (MWh)	5,835	6,238	6,735	7,270	7,848	8,471	9,144	9,869	10,652	11,497	12,409	13,393
6. 損失ならびに発電所内使用 (%)	13.9	14	14.1	14.2	14.3	14.4	14.5	14.6	14.7	14.8	14.9	15
7. 必要電力量 (MWh)	6,777	7,254	7,840	8,473	9,157	9,896	10,694	11,556	12,488	13,494	14,582	15,757
8. 年 負 荷 率 (%)	59.51	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
9. ピーク負 荷 (MW)	1.3	1.43	1.54	1.67	1.8	1.95	2.1	2.27	2.46	2.66	2.87	3.1

表 3.24 電力需要予測 (テノム発電所 1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人口 (×1,000)	28.3	28.7	29	29.4	29.8	30.2	30.6	31	31.4	31.8	32.3	32.7
戸 数	5,210	5,280	5,480	5,550	5,630	5,700	5,770	5,960	6,040	6,120	6,250	6,290
消費者数	1,506	1,610	1,722	1,841	1,968	2,105	2,250	2,406	2,573	2,751	2,941	3,145
電化率(%)	28.9	30.5	31.4	33.2	35	36.9	39	40.4	42.6	44.9	47.1	50
需 要 (MWh)	1,852	2,035	2,259	2,504	2,773	3,067	3,389	3,740	4,123	4,542	4,999	5,497
1消費者当たりの需要(kWh)	1,230	1,264	1,312	1,360	1,409	1,457	1,506	1,554	1,603	1,651	1,700	1,748
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	76.4	76.7	77.1	77.4	77.7	78	78.4	78.7	79	79.3	79.7	80
需 要 (MWh)	1,415	1,561	1,742	1,938	2,155	2,392	2,657	2,943	3,257	3,602	3,984	4,398
3. 工 業 用 (MWh)	1,702	1,838	1,985	2,144	2,316	2,501	2,701	2,917	3,150	3,402	3,674	3,968
4. 軍 事 用 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. 総 需 要 (MWh)	4,969	5,434	5,986	6,586	7,244	7,960	8,747	9,600	10,530	11,546	12,657	13,863
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	22.3	21.6	21	20.3	19.6	19	18.3	17.7	17	16.3	15.7	15
7. 必要電力量 (MWh)	6,395	6,931	7,577	8,263	9,010	9,827	10,706	11,665	12,687	13,795	15,014	16,309
8. 年 負 荷 率 (%)	55.3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
9. ピーク負 荷 (MW)	1.32	1.58	1.73	1.89	2.06	2.24	2.44	2.66	2.90	3.15	3.43	3.72

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (小さ目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人口 (×1,000)	28.3	28.7	29	29.4	29.8	30.2	30.6	31	31.4	31.8	32.3	32.7
戸 数	5,210	5,280	5,480	5,550	5,630	5,700	5,770	5,960	6,040	6,120	6,250	6,290
消費者数	1,506	1,578	1,653	1,732	1,815	1,902	1,992	2,088	2,187	2,292	2,401	2,516
電化率(%)	28.9	29.9	30.2	31.2	32.2	33.4	34.5	35	36.2	37.4	38.4	40
需 要 (MWh)	1,852	1,961	2,094	2,234	2,383	2,541	2,709	2,888	3,077	3,277	3,490	3,715
1消費者当たりの需要(kWh)	1,230	1,243	1,266	1,290	1,313	1,336	1,360	1,383	1,407	1,430	1,453	1,477
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	76.4	75.8	75.2	74.7	74.1	73.5	72.9	72.3	71.7	71.2	70.6	70
需 要 (MWh)	1,415	1,486	1,574	1,669	1,766	1,868	1,975	2,088	2,206	2,333	2,464	2,601
3. 工 業 用 (MWh)	1,702	1,804	1,912	2,027	2,149	2,278	2,414	2,559	2,713	2,875	3,048	3,231
4. 軍 事 用 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. 総 需 要 (MWh)	4,969	5,251	5,580	5,930	6,298	6,687	7,098	7,535	7,996	8,485	9,002	9,547
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	22.3	21.6	21	20.3	19.6	19	18.3	17.7	17	16.3	15.7	15
7. 必要電力量 (MWh)	6,395	6,698	7,064	7,440	7,833	8,256	8,688	9,156	9,634	10,137	10,679	11,232
8. 年 負 荷 率 (%)	55.3	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
9. ピーク負 荷 (MW)	1.32	1.53	1.61	1.7	1.79	1.88	1.98	2.09	2.2	2.31	2.44	2.56

表 3. 25 電力需要予測 (ケニンガウ発電所、1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (小き目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人 口 (×1,000)	52.85	55.49	57.99	60.6	63.32	66.17	69.15	71.92	74.79	77.78	80.89	84.13
戸 数	9,550	10,030	10,740	11,220	11,730	12,250	12,810	13,570	14,110	14,670	15,260	15,870
消費者数	3,185	3,428	3,689	3,970	4,272	4,597	4,948	5,324	5,730	6,166	6,636	7,142
電化率(%)	33.4	35.4	37.3	39.3	41.3	43.2	45.2	47.1	49.1	51.1	53	55
需 要 (MWh)	4,331	4,837	5,436	6,099	6,830	7,638	8,529	9,512	10,595	11,787	13,100	14,545
1消費者当たりの需要(kWh)	1,360	1,411	1,474	1,536	1,599	1,661	1,724	1,786	1,849	1,912	1,974	2,037
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	96.7	97	97.3	97.6	97.9	98.2	98.5	98.8	99.1	99.4	99.7	100
需 要 (MWh)	4,186	4,692	5,289	5,952	6,687	7,500	8,401	9,398	10,499	11,717	13,061	14,545
3. 工 業 用 (MWh)	994	1,093	1,203	1,323	1,455	1,601	1,761	1,937	2,131	2,344	2,578	2,836
4. 軍 事 用 (MWh)	119	125	131	138	145	152	159	167	176	185	194	204
5. 総 需 要 (MWh)	9,630	10,747	12,060	13,511	15,117	16,891	18,851	21,014	23,400	26,032	28,933	32,129
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	16.4	16.3	16.1	16	15.9	15.8	15.6	15.5	15.4	15.3	15.1	15
7. 必要電力量 (MWh)	11,519	12,840	14,374	16,085	17,975	20,061	22,335	24,869	27,660	30,735	34,079	37,798
8. 年 負 荷 率 (%)	54.6	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
9. ピーク負 荷 (MW)	2.41	2.77	3.1	3.46	3.87	4.32	4.81	5.36	5.96	6.62	7.34	8.14

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人 口 (×1,000)	52.85	55.49	57.99	60.6	63.32	66.17	69.15	71.92	74.79	77.78	80.89	84.13
戸 数	9,550	10,030	10,740	11,220	11,730	12,250	12,810	13,570	14,110	14,670	15,260	15,870
消費者数	3,185	3,428	3,689	3,970	4,272	4,597	4,948	5,324	5,730	6,166	6,636	7,142
電化率(%)	33.4	34.2	34.3	35.4	36.4	37.5	38.6	39.2	40.6	42	43.5	45
需 要 (MWh)	4,331	4,750	5,249	5,796	6,397	7,055	7,776	8,566	9,432	10,379	11,417	12,552
1消費者当たりの需要(kWh)	1,360	1,386	1,423	1,460	1,497	1,535	1,572	1,609	1,646	1,683	1,720	1,758
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	96.7	96.1	95.5	94.9	94.3	93.7	93	92.4	91.8	91.2	90.6	90
需 要 (MWh)	4,186	4,565	5,013	5,501	6,032	6,610	7,232	7,915	8,658	9,466	10,343	11,297
3. 工 業 用 (MWh)	994	1,074	1,159	1,252	1,352	1,461	1,577	1,704	1,840	1,987	2,146	2,318
4. 軍 事 用 (MWh)	119	125	131	138	145	152	159	167	176	185	194	204
5. 総 需 要 (MWh)	9,630	10,513	11,552	12,687	13,926	15,278	16,745	18,353	20,105	22,017	24,100	26,369
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	16.4	16.3	16.1	16	15.9	15.8	15.6	15.5	15.4	15.3	15.1	15
7. 必要電力量 (MWh)	11,519	12,561	13,769	15,104	16,559	18,144	19,840	21,719	23,766	25,994	28,386	31,023
8. 年 負 荷 率 (%)	54.6	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53	53
9. ピーク負 荷 (MW)	2.41	2.71	2.97	3.25	3.57	3.91	4.27	4.68	5.12	5.6	6.11	6.68

表 3. 26 系統のピーク電力需要予測 (SEB 西海岸地域)

(単位: MW)

消費地域	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005	2010
大き目の予測値												
1. コタキナバル	60.5	66.7	73.6	80.9	89.1	98.0	107.8	118.4	157.0			
2. テノム	1.1	1.2	1.3	1.4	1.6	1.7	1.9	2.0	2.6			
3. ポーフオート	1.0(2.4)	1.1(2.6)	2.9	3.3	3.6	4.1	4.5	5.0	7.0			
4. ケニンガウ	(2.2)	(2.5)	(2.8)	3.1	3.5	3.8	4.3	4.8	6.5			
5. コタベルード	(1.3)	(1.5)	(1.7)	(1.9)	(2.1)	6.9	7.6	8.4	11.1			
6. ラブアン	(12.5)	(13.6)	(14.9)	(16.3)	(17.8)	(19.5)	21.3	23.4	30.8			
7. クダット	(2.0)	(2.2)	(2.4)	(2.6)	(2.9)	(3.2)	3.5	3.9	5.1			
合計	62.6 (82.0)	69.0 (90.3)	77.8 (99.6)	88.7 (109.5)	97.8 (120.6)	114.5 (137.2)	150.9	165.9	220.1	353.5	519.4	695.1
小き目の予測値												
1. コタキナバル	59.0	63.0	67.4	72.0	77.0	82.2	87.8	93.7	114.2			
2. テノム	1.1	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.5	1.5	1.8			
3. ポーフオート	1.0(2.3)	1.1(2.6)	2.8	3.1	3.4	3.7	4.1	4.5	5.9			
4. ケニンガウ	(2.2)	(2.4)	(2.6)	2.9	3.2	3.4	3.7	4.1	5.3			
5. コタベルード	(1.3)	(1.4)	(1.5)	(1.6)	(1.7)	6.4	7.0	7.6	9.7			
6. ラブアン	(12.2)	(13.0)	(13.9)	(14.9)	(15.9)	(16.9)	18.1	19.4	23.7			
7. クダット	(1.9)	(2.0)	(2.2)	(2.3)	(2.4)	(2.6)	2.8	3.0	3.6			
合計	61.1 (80.0)	65.2 (85.5)	71.4 (91.6)	79.2 (98.0)	84.9 (104.9)	97.0 (116.5)	125.0	133.8	164.2	230.9	304.0	374.3

(注) 1. 接続後の系統間の送電開始時期(推定)

1987: ポーフオート

1988: ケニンガウ

1990: コタベルード

1991: ラブアンならびにクダット

2. テノム、ポーフオート、コタベルードならびにクダットについては、日中のピーク負荷を示す。
要を示す。

3. かつこ内の数値は、電力系統に連結されていないピーク負荷を示す。

夕方のピーク電力需要だけでなく、昼間に生ずる系統のピーク電力需要を得るために、ケニンガウとクダットの総電力需要に係数 0.8を、また、テノム、ポーフォートおよびコタブルドには係数 0.7を掛ける。当初コタキナバル、テノム、およびポーフォートから構成されている電力系統は、1986年から1990年の5ヶ年計画中に以下の通り相互連結されるものと仮定する。

1986年	—	ポーフォート
1987年	—	ケニンガウ
1989年	—	コタブルド
1990年	—	ラブアンとクダット

3. 5 東海岸地域の電力需要

3. 5. 1 概 説

1985年度の総販売電力量の推定値によれば、東海岸地域の電力需要194.8 GWh は、サバ州全域の総電力需要 571.8 GWhの34.1%を占める。これはコタキナバルの需要の約71%に相当する。1970年と1980年の国勢調査によるとその間のサンダカンおよびタワウ行政区の人口増加率は年 5.4%であり、全マレーシアの平均、年 3.8%と比較すれば相当高い。しかし、1974年から1984年までの電力需要の伸び率は比較的 low、サバ州全域での年12.0%に対して東海岸地域では年 8.3%であった。

東海岸地域の主要な電力消費地はサンダカンとタワウである。サンダカンはサバ州の前州都であった。しかし西海岸のコタキナバルへの遷都に伴ない、商業の中心地も西海岸へ移転してしまった。木材伐採と木材関連産業の1970年代前半のブームも去り、現在では関連の商業活動もあまり活発ではない。これらの事実が電力需要の低い伸び率に反映しているものと思われる。

タワウは東海岸地域の最も活発な電力消費地域である。ここには、この地域での活発な木材伐採活動に関連して多数の木材業や木材関連産業がある。建設および採石関係の産業と他の軽工業の操業も見られる。ココア、アブラヤシ、ゴム、ココナ

ツ等のプランテーション農業が多数の労働力を吸収している。このような広範な経済活動を反映して、1974年から1984年までの期間の電力需要の伸びは東海岸の電力消費地域の中で最大であった。

3. 5. 2 電力需要の過去のデータ

1974年から1984年までの期間のサンダカン、タワウ、ラハドダトウ、スンボルナの電力需要データを西海岸電力消費地域のデータ収集と同じ方法で収集し、表 3.27 から 3.30 までにまとめてある。

- (1) 各電力消費地域の売電量の年間伸び率を消費区分別に算定すると次の通りである。

電力消費地域別年間伸び率 (%/年)

	<u>1974/84</u>	<u>1974/80</u>	<u>1980/84</u>	<u>1982/84</u>
<u>サンダカン</u>				
家庭用	7.0	11.9	7.8	5.6
商業用	8.9	10.6	6.8	5.2
工業用	4.8	5.1	4.2	-1.4
軍費用	6.9	2.0	13.2	24.7
平均	<u>8.0</u>	<u>9.2</u>	<u>6.3</u>	<u>3.1</u>
<u>タワウ</u>				
家庭用	13.3	14.2	11.9	9.1
商業用	13.2	15.1	10.3	8.6
工業用	10.1	4.2	19.6	24.7
軍費用	-4.9	-13.1	6.3	4.6
平均	<u>12.6</u>	<u>10.7</u>	<u>12.7</u>	<u>11.8</u>

	<u>1974/84</u>	<u>1974/80</u>	<u>1980/84</u>	<u>1982/84</u>
<u>ラハドダトウ</u>				
家庭用	14.2	15.6	12.1	17.7
商業用	8.2	10.3	5.3	0.3
工業用	3.0	4.4	0.9	4.3
軍事用	-2.3	-6.1	4.3	20.2
平均	<u>8.4</u>	<u>9.6</u>	<u>6.5</u>	<u>7.6</u>
<u>スンボルナ</u>				
家庭用	9.4	10.4	7.9	6.3
商業用	8.6	12.1	3.4	1.7
工業用	9.2	11.4	6.0	16.2
軍事用	-	-	-	-
平均	<u>9.1</u>	<u>11.1</u>	<u>6.3</u>	<u>6.4</u>

- (2) 1974年から1984年までの期間の各電力消費地域における売電量の平均伸び率は、全マレーシア平均の年12.0%よりも低い。タワウの伸び率(12.6%)は、全マレーシア平均よりもわずかに高く、その他の電力消費地域での伸び率は年10%よりも低い(8.0%から9.1%)。
- (3) 1982年から1984年までの売電量の伸び率は、それ以前よりも低く、西海岸地域と同じ傾向を示している。
- (4) サンダカン、タワウ、ラハドダトウの日負荷曲線は昼間ピーク型であり、スンボルナは夕方ピーク型である。

3. 5. 3 電力需要予測

4つの電力消費地域各々の電力需要を西海岸地域の場合と同じ方法で予測した。

表 3.27 電力需要データ(サンダカン発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. 消費者数											
a) 家庭用	7,527	8,113	8,766	9,349	10,032	10,600	11,222	12,061	13,036	14,188	14,298
b) 商業用	(1,961)	2,010	2,106	2,261	2,371	2,501	2,660	2,779	2,910	2,588	3,196
c) 工業用	549	398	414	435	462	485	593	563	583	597	662
d) 軍事用	(-)	3	3	3	2	1	1	1	1	1	1
合計	10,037	10,524	11,289	12,048	12,867	13,587	14,476	15,404	16,535	17,374	18,157
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	13,634	14,735	16,096	17,934	20,361	23,617	26,720	29,647	32,318	35,465	36,019
b) 商業用	(11,458)	13,292	13,942	15,375	17,491	20,326	22,024	24,218	25,876	27,568	28,618
c) 工業用	19,764	16,631	17,459	18,167	17,622	24,561	26,694	28,037	32,366	32,895	31,459
d) 軍事用	(-)	385	391	377	445	417	426	453	450	509	700
合計	44,856	45,043	47,888	51,853	55,919	63,921	75,864	82,355	91,010	96,437	96,796
3. 発生電力量 (MWh)	52,059	52,258	57,171	62,581	68,333	83,148	93,026	104,847	112,800	119,206	123,873
4. ピーク需要 (MW)	9.60	10.30	11.35	11.70	13.80	16.20	18.00	19.45	20.77	21.15	22.95
5. 年負荷率 (%)	61.90	57.92	57.50	61.06	56.53	58.59	59.00	61.54	62.00	64.34	61.61

表 3.28 電力需要データ (タワウ発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. 消費者数											
a) 家庭用	3,948	4,385	4,727	5,154	5,703	6,241	6,893	7,517	8,438	9,544	10,770
b) 商業用	(1,071)	1,073	1,182	1,363	1,534	1,651	1,787	1,911	2,103	2,287	2,436
c) 工業用	270	249	262	284	294	307	335	369	404	440	464
d) 軍事用	-	5	4	5	5	5	5	5	5	5	5
合計	5,289	5,712	6,175	6,806	7,536	8,204	9,010	9,802	10,950	12,276	13,675
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	7,666	9,214	8,846	10,845	12,320	14,777	17,019	19,564	22,422	24,321	26,700
b) 商業用	6,961	6,895	7,838	11,197	12,843	14,900	16,222	17,361	20,344	24,554	23,987
c) 工業用	5,707	6,178	5,863	6,551	6,001	6,381	7,302	9,507	9,606	12,419	14,948
d) 軍事用	-	1,615	1,123	1,090	1,107	1,261	800	953	935	1,109	1,023
合計	20,342	23,902	23,670	29,683	32,371	37,319	41,343	47,385	53,307	62,403	66,658
3. 発電電力量 (MWh)	23,552	26,830	29,594	35,290	38,237	45,877	50,986	58,943	66,011	75,327	82,839
4. ピーク需要 (MW)	4.85	5.05	5.97	6.95	7.45	8.42	9.63	10.20	12.48	13.80	15.00
5. 年負荷率 (%)	55.43	60.65	56.89	57.96	58.59	62.20	60.44	65.97	60.38	62.31	63.04

表 3. 29 電力需要データ (ラハドダトウ発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. 消費者数											
a) 家庭用	1,041	1,198	1,321	1,488	1,715	1,910	2,059	2,410	2,610	2,747	3,078
b) 商業用	434	466	492	531	591	636	671	720	757	837	850
c) 工業用	89	70	77	92	107	114	111	120	127	139	145
d) 軍事用	-	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
合計	1,564	1,735	1,891	2,112	2,414	2,661	2,842	3,251	3,495	3,724	4,074
2. 売電量 (MWh)											
a) 家庭用	1,655	1,939	2,206	2,601	2,841	3,370	3,970	4,627	4,532	5,825	6,275
b) 商業用	2,331	2,074	2,301	2,459	2,928	3,622	4,192	4,467	5,116	5,144	5,145
c) 工業用	2,823	3,005	2,961	3,107	2,963	3,253	3,659	3,356	3,480	4,273	3,787
d) 軍事用	-	16	14	13	10	11	11	11	9	11	13
合計	6,809	7,034	7,482	8,180	8,742	10,256	11,832	12,461	13,137	15,253	15,220
3. 発生電力量 (MWh)	7,735	8,104	8,973	9,312	10,050	11,778	13,045	14,612	15,467	17,369	17,661
4. ピーク需要 (MW)	1.64	1.64	1.85	1.74	1.83	2.12	2.39	2.68	2.99	3.25	-
5. 年負荷率 (%)	53.84	56.41	55.37	61.09	62.69	63.42	62.31	62.24	59.05	61.01	-

表 3. 30 電力需要データ (スポンルナ発電所、1974~1984)

	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984
1. 消費者数											
a) 家庭用	560	597	661	725	756	857	897	1,074	1,187	1,245	1,330
b) 商業用	136	136	156	161	166	160	211	221	247	235	229
c) 工業用	22	16	28	31	29	33	35	39	37	36	41
d) 軍事用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	718	749	845	917	951	1,050	1,143	1,334	1,471	1,516	1,600
2. 発電量 (MWh)											
a) 家庭用	780	814	918	1,018	1,068	1,200	1,409	1,603	1,693	1,856	1,913
b) 商業用	422	460	519	609	608	703	839	834	929	1,033	960
c) 工業用	249	244	288	409	446	423	476	401	445	525	601
d) 軍事用	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
合計	1,451	1,518	1,725	2,036	2,122	2,326	2,724	2,838	3,067	3,414	3,474
3. 発生電力量 (MWh)	1,716	2,050	2,287	2,476	2,614	2,830	3,354	3,816	4,248	4,949	5,193
4. ピーク需要 (MW)	0.545	0.600	0.620	0.580	0.610	0.650	0.680	0.780	0.950	1.180	1.180
5. 年負荷率 (%)	35.94	39.00	42.11	48.73	48.13	49.70	56.31	55.85	51.05	47.88	50.24

- (1) 1984年現在の電化率および1995年度の推定電化率は次の通りである。

世帯電化率 (%)

	1984年	1995年推定値	
		大	小
サンダカン	57.6	75	70
タワウ	37.8	75	70
ラハドダトウ	26.8	55	50
スンボルナ	11.2	20	17

- (2) 1984年現在の家庭用電力需要における単位電力消費量および1995年の推定値(1984年現在の消費者と新規消費者別)を以下に示す。

消費者1人あたり単位電力消費量 (kWh)

	1984年	1995年推定値		
		大	小	新規消費者
サンダカン	2519	3600	3200	1800
タワウ	2479	3600	3200	1800
ラハドダトウ	2039	3000	2700	1500
スンボルナ	1438	2300	2000	1200

- (3) 1984年現在の商業用電力需要の家庭用電力需要に対する比率および、その1995年の推定値を以下に示す。

商業用電力需要の家庭用電力需要に対する比率 (%)

	1984年	1995年推定値	
		大	小
サンダカン	79.5	85	75
タワウ	89.8	100	80
ラハドダトウ	82.0	90	80
スンボルナ	50.2	60	50

- (4) 1984年から1985年までの期間の工業用電力需要の伸び率を、以下に示す。

工業用需要の伸び率 (%)

	大	小
サンダカン	6	4
タワウ	11	9
ラハドダトウ	5	4
スンボルナ	11	9

- (5) サンダカン、タワウ、ラハドダトウ、スンボルナの4電力消費地域の電力需要予測結果を表 3.31 から 3.34 にまとめている。

3. 5. 4 1995年以後の予測

1995年以後は東海岸地域を二つの地域に分けて電力需要の予測を行なう。即ち、サンダカン周辺を第1地域、タワウ、ラハドダトウ及びスンボルナ周辺を第2地域とする。電力需要の予測には、西海岸電力システムとの相互連結の時期を考慮している。電力需要の推定伸び率を次に示す。

1995年以後の電力需要の年間伸び率（%/年）

	第1地域		第2地域	
	大	小	大	小
1995年-2000年	7.0	5.3	10.5	8.85
2000年-2005年	6.0	4.8	8.0	7.1
2005年-2010年	4.5	3.75	6.0	5.3

3. 5. 5 系統のピーク電力需要

昼間に生ずるピーク電力需要を得る際に、係数 0.8をスンボルナのピーク電力需要に掛ける。

東海岸の電力消費地域は次の通り西海岸の電力システムに相互連結されるものと仮定する。

1995年	サンダカン
2000年	タワウ、ラハドダトウ、スンボルナ

東海岸地域系統のピーク電力需要を表 3.35 に、サバ州全体のピーク電力需要の要約を表 3.36 に示す。また、サバ州のピーク電力需要および系統に連結されたサバ州のピーク電力需要を各々図 3.4および 3.5に示す。

表 3.31 電力需要予測(タワウ発電所、1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人口(×1,000)	146.8	153.9	160.5	167.4	174.6	182.1	190	197.4	205.1	213.1	221.4	230
戸 数	28500	29900	31300	32800	34400	36000	37700	39300	41000	42800	44700	46600
消費者数	10770	11912	13174	14570	16115	17823	19712	21801	24112	26667	29494	32620
電化率(%)	37.8	39.8	42.1	44.4	46.8	49.5	52.3	55.5	58.8	62.3	66	70
需 要 (MWh)	26700	29852	33337	37199	41463	46180	51396	57158	63544	70591	78391	87027
1消費者当たりの需要(kWh)	2479	2506	2531	2553	2573	2591	2607	2622	2635	2647	2658	2668
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	89.8	90.7	91.7	92.6	93.5	94.4	95.4	96.3	97.2	98.1	99.1	100
需 要 (MWh)	23987	27084	30555	34440	38772	43611	49013	55038	61776	69282	77667	87027
3. 工 業 用 (MWh)	14948	16592	18251	20076	22084	24292	26721	29393	32332	35565	39122	43034
4. 軍 事 用 (MWh)	1023	1074	1128	1184	1243	1305	1370	1439	1511	1587	1666	1749
5. 総 需 要 (MWh)	66658	74602	83271	92899	103562	115388	128500	143028	159163	177025	196849	218837
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	17.2	17	16.8	16.6	16.4	16.2	16	15.8	15.6	15.4	15.2	15
7. 必要電力量 (MWh)	80505	89882	100085	111390	123878	137695	152976	169867	188582	209249	232133	257455
8. 年 負 荷 率 (%)	61.3	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
9. ピーク負 荷 (MW)	15	16.82	18.73	20.85	23.18	25.77	28.63	31.79	35.29	39.16	43.44	48.18
予 測 値 (小さ目)	(実際の値)											
1. 家 庭 用												
人口(×1,000)	146.8	153.9	160.5	167.4	174.6	182.1	190	197.4	205.1	213.1	221.4	230
戸 数	28500	29900	31300	32800	34400	36000	37700	39300	41000	42800	44700	46600
消費者数	10770	11832	12998	14279	15686	17232	18931	20797	22847	25098	27572	30290
電化率(%)	37.8	39.6	41.5	43.5	45.6	47.9	50.2	52.9	55.7	58.6	61.7	65
需 要 (MWh)	26700	29316	32191	35354	38823	42634	46820	51416	56463	62004	68090	74803
1消費者当たりの需要(kWh)	2479	2478	2477	2476	2475	2474	2473	2472	2471	2470	2470	2470
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	89.8	88.9	88	87.1	86.2	85.3	84.5	83.6	82.7	81.8	80.9	80
需 要 (MWh)	23987	26065	28337	30803	33480	36386	39542	42965	46680	50708	55079	59842
3. 工 業 用 (MWh)	14918	16260	17723	19318	21056	22951	25016	27267	29721	32395	35310	38487
4. 軍 事 用 (MWh)	1023	1074	1128	1184	1243	1305	1370	1439	1511	1587	1666	1749
5. 総 需 要 (MWh)	66658	72715	79382	86659	94602	103276	112748	123087	134375	146694	160145	171881
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	17.2	17	16.8	16.6	16.4	16.2	16	15.8	15.6	15.4	15.2	15
7. 必要電力量 (MWh)	80505	87608	95411	103908	113160	123241	134224	146184	159212	173397	188850	205742
8. 年 負 荷 率 (%)	61.3	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
9. ピーク負 荷 (MW)	15	16.39	17.86	19.45	21.18	23.06	25.12	27.36	29.79	32.45	35.34	38.5

表 3.32 電力需要予測 (サンダカン発電所、1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目) (実際の値)												
1. 家 庭 用												
人口 (×1,000)	139.0	144.7	150.4	156.2	162.2	168.6	175.1	181.5	188.1	195	202.1	209.5
戸 数	24830	25850	27000	28140	29380	30630	31970	33320	34780	36310	37900	39570
消費者数	14298	15279	16328	17449	18647	19927	21294	22756	24318	25987	27771	29677
電化率(%)	57.6	59.1	60.5	62	63.5	65.1	66.6	68.3	69.9	71.6	73.3	75
需 要 (MWh)	36019	39188	42581	46206	50077	54223	58641	63368	68424	73826	79595	85752
1消費者当たりの需 要(kWh)	2519	2565	2608	2648	2686	2721	2754	2785	2814	2841	2866	2890
2. 商 業 用												
家庭需 要に対する比率(%)	79.5	80	80.5	81	81.5	82	82.5	83	83.5	84	84.5	85
需 要 (MWh)	28618	31350	34278	37427	40813	44463	48379	52595	57134	62014	67258	72889
3. 工 業 用 (MWh)	31549	33442	35449	37576	39831	42221	44754	47439	50285	53302	56500	59890
4. 軍 事 用 (MWh)	700	735	772	811	852	895	940	987	1036	1088	1142	1199
5. 総 需 要 (MWh)	96796	104715	113080	122020	131573	141802	152714	164389	176879	190230	204495	219730
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	19.1	18.7	18.4	18	17.6	17.2	16.9	16.5	16.1	15.7	15.4	15
7. 必要電力量 (MWh)	119649	128844	138501	148772	159694	171334	183691	196852	210867	225780	241642	258506
8. 年 負 荷 率 (%)	59.5	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
9. ピーク負 荷 (MW)	22.95	24.51	26.35	28.31	30.38	32.6	34.95	37.45	40.12	42.96	45.97	49.18
予 測 値 (小さ目) (実際の値)												
1. 家 庭 用												
人口 (×1,000)	139	144.7	150.4	156.4	162.2	168.6	175.1	181.5	188.1	195	202.1	209.5
戸 数	24830	25850	27000	28140	29380	30630	31970	33320	34780	36310	37900	39570
消費者数	14298	15184	16125	17124	18185	19312	20508	21779	23128	24561	26083	27699
電化率(%)	57.6	58.7	59.7	60.9	61.9	63	64.1	65.4	66.5	67.6	68.8	70
需 要 (MWh)	36019	38585	41310	44209	47290	50548	54007	57682	61604	65767	70187	74874
1消費者当たりの需 要(kWh)	2519	2541	2562	2582	2600	2617	2633	2649	2664	2678	2691	2703
2. 商 業 用												
家庭需 要に対する比率(%)	79.5	79.1	78.7	78.3	77.9	77.5	77	76.6	76.2	75.8	75.4	75
需 要 (MWh)	28618	30517	32503	34604	36822	39152	41610	44205	46959	49863	52927	56156
3. 工 業 用 (MWh)	31549	32811	34123	35488	36908	38384	39919	41516	43177	44904	46700	48568
4. 軍 事 用 (MWh)	700	735	772	811	852	895	940	987	1036	1088	1142	1199
5. 総 需 要 (MWh)	96796	102618	108708	115112	121872	128979	136476	144390	152776	161622	170956	180797
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	19.1	18.7	18.4	18	17.6	17.2	16.9	16.5	16.1	15.7	15.4	15
7. 必要電力量 (MWh)	119649	126258	133221	140380	147903	155772	164231	172922	182093	191722	202076	212702
8. 年 負 荷 率 (%)	59.5	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
9. ピーク負 荷 (MW)	22.95	24.02	25.35	26.71	28.14	29.64	31.25	32.9	34.64	36.48	38.45	40.47

表 3.33 電力需要予測(ラハドグトウ発電所、1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)												
1. 家庭用	(実際の値)											
人口	64400	66800	69400	72200	75100	78100	81200	84300	87400	90700	94100	97600
戸 数	11490	12050	12570	13140	13370	14280	14980	15630	16280	16970	17680	18430
消費者数	3078	3430	3823	4260	4748	5291	5897	6572	7324	8162	9096	10136
電化率(%)	26.8	28.5	30.4	32.4	35.5	37.1	39.4	42	45	48.1	51.1	55
需 要 (MWh)	6275	7073	7962	8953	10059	11290	12662	14189	15891	17790	19908	22266
1消費者当たりの需要(kWh)	2039	2062	2083	2102	2119	2134	2147	2159	2170	2180	2189	2197
2. 商業用												
家庭需要に対する比率(%)	82	82.7	83.5	84.2	84.9	85.6	86.4	87.1	87.8	88.5	89.3	90
需 要 (MWh)	5145	5851	6645	7537	8541	9668	10935	12357	13955	15752	17772	20039
3. 工業用 (MWh)	3787	3976	4175	4384	4603	4833	5075	5329	5595	5875	6169	6477
4. 軍 事 用 (MWh)	13	14	14	15	16	17	17	18	19	20	21	22
5. 総 需 要 (MWh)	15220	16914	18796	20889	23219	25808	28689	31893	35460	39437	43870	48804
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	12.2	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
7. 必要電力量 (MWh)	17335	19220	21359	23738	26385	29327	32601	36242	40295	44815	49852	55159
8. 年 負 荷 率 (%)	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
9. ピーク負 荷 (MW)	3.24	3.6	4	4.44	4.94	5.49	6.1	6.78	7.54	8.39	9.33	10.38
予 測 値 (小さ目)												
1. 家庭用	(実際の値)											
人口	64400	66800	69400	72200	75100	78100	81200	84300	87400	90700	94100	97600
戸 数	11490	12050	12570	13140	13370	14280	14980	15630	16280	16970	17680	18430
消費者数	3078	3401	3757	4151	4586	5066	5597	6184	6832	7548	8339	9215
電化率(%)	26.8	28.2	29.9	31.6	33.4	35.5	37.4	39.6	42	44.5	47.2	50
需 要 (MWh)	6275	6945	7683	8500	9403	10397	11496	12713	14058	15545	17181	18993
1消費者当たりの需要(kWh)	2039	2042	2045	2048	2050	2052	2054	2056	2058	2059	2060	2061
2. 商業用												
家庭需要に対する比率(%)	82	81.8	81.6	81.5	81.3	81.1	80.9	80.7	80.5	80.4	80.2	80
需 要 (MWh)	5145	5682	6272	6924	7642	8431	9301	10263	11323	12493	13776	15194
3. 工業用 (MWh)	3787	3938	4096	4260	4430	4607	4791	4983	5182	5389	5605	5829
4. 軍 事 用 (MWh)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
5. 総 需 要 (MWh)	15520	16579	18066	19700	21492	23453	25607	27979	30584	33449	36585	40040
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	12.2	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
7. 必要電力量 (MWh)	17335	18840	20530	22386	24423	26651	29099	31794	34755	38010	41574	45500
8. 年 負 荷 率 (%)	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61	61
9. ピーク負 荷 (MW)	3.24	3.58	3.91	4.26	4.65	5.07	5.54	6.05	6.61	7.23	7.91	8.66

表 3.34 電力需要予測 (スンボルナ発電所、1985~1995)

年 度	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
予 測 値 (大き目)												
1. 家 庭 用	(実際の値)											
人 口	71310	75590	79370	83340	87500	91880	96470	104340	117370	124300	131630	139400
戸 数	11890	12600	13450	14130	14830	15570	16350	17300	17990	18710	19460	20240
消費者数	1330	1472	1628	1802	1994	2206	2441	2701	2988	3306	3658	4048
電化率(%)	11.2	11.7	12.1	12.8	13.4	14.2	14.9	15.6	16.6	17.7	18.8	20
需 要 (MWh)	1913	2187	2490	2826	3197	3607	4062	4565	5121	5737	6418	7175
1消費者当たりの需要(kWh)	1438	1486	1529	1568	1603	1635	1664	1690	1714	1735	1755	1772
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	50.2	51.1	52	52.9	53.8	54.7	55.5	56.4	57.3	58.2	59.1	60
需 要 (MWh)	960	1117	1294	1494	1719	1971	2256	2576	2936	3340	3794	4305
3. 工 業 用 (MWh)	601	667	740	822	912	1013	1124	1248	1385	1537	1706	1894
4. 軍 事 用 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. 総 需 要 (MWh)	3474	3971	4524	5142	5828	6591	7442	8389	9442	10614	11918	13374
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	33.1	31.5	29.8	28.2	26.5	24.9	23.2	21.6	19.9	18.3	16.6	15
7. 必要電力量 (MWh)	5035	5797	6444	7162	7929	8776	9690	10700	11788	12991	14290	15734
8. 年 負 荷 率 (%)	48.7	49.3	49.8	50.4	51	51.6	52.1	52.7	53.3	53.9	54.4	55
9. ピーク負荷 (MW)	1.18	1.34	1.48	1.62	1.77	1.94	2.12	2.32	2.52	2.75	3	3.27
予 測 値 (小さ目)												
1. 家 庭 用	(実際の値)											
人 口	71310	75590	79370	83340	87500	91880	96470	100330	117370	124300	131630	139400
戸 数	11890	12600	13450	14130	14830	15570	16350	17300	17990	18710	19460	20240
消費者数	1330	1450	1581	1724	1879	2049	2234	2435	2655	2895	3156	3441
電化率(%)	11.2	11.5	11.8	12.2	12.7	13.2	13.7	14.1	14.8	15.5	16.2	17
需 要 (MWh)	1913	2124	2356	2608	2882	3182	3509	3865	4253	4677	5139	5641
1消費者当たりの需要(kWh)	1438	1465	1490	1513	1534	1553	1571	1587	1602	1616	1628	1639
2. 商 業 用												
家庭需要に対する比率(%)	50.2	50.2	50.2	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50.1	50	50	50
需 要 (MWh)	960	1066	1182	1308	1445	1594	1758	1935	2129	2340	2570	2821
3. 工 業 用 (MWh)	601	655	714	778	848	924	1007	1098	1197	1305	1422	1550
4. 軍 事 用 (MWh)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5. 総 需 要 (MWh)	3474	3845	4252	4694	5175	5700	6274	6898	7579	8322	9131	10012
6. 損失ならびに発電所内使用(%)	33.1	31.5	29.8	28.2	26.5	24.9	23.2	21.6	19.9	18.3	16.6	15
7. 必要電力量 (MWh)	5035	5613	6057	6538	7041	7590	8169	8798	9462	10136	10948	11779
8. 年 負 荷 率 (%)	48.7	49.3	49.8	50.4	51	51.6	52.1	52.7	53.3	53.9	54.4	55
9. ピーク負荷 (MW)	1.18	1.3	1.39	1.48	1.58	1.68	1.79	1.91	2.03	2.16	2.3	2.44

表 3.35 システムのピーク電力需要予測 (S E B 東海岸地域)

(単位: MW)

消費地域	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1995	2000	2005	2010
大き目の予測値												
区分1												
サンダカン	24.5	26.3	28.3	30.4	32.6	34.9	37.4	40.1	49.2	69.0	92.3	115.1
区分2												
タワウ	16.8	18.7	20.9	23.2	25.8	28.6	31.8	35.3	48.2			
ラハドダトウ	3.6	4.0	4.4	4.9	5.5	6.1	6.8	7.5	10.4			
スンボルナ	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.7	1.8	2.0	2.6			
合計	21.5	23.9	26.6	29.5	32.8	36.4	40.4	44.8	61.2	100.8	162.3	217.3
総計	(46.0)	(50.2)	(54.9)	(59.9)	(65.4)	(71.3)	(77.8)	(84.9)	(110.4)	169.8	254.6	332.4
小き目の予測値												
区分1												
サンダカン	24.0	25.4	26.7	28.1	29.6	31.3	32.9	34.6	40.5	52.4	66.3	79.7
区分2												
タワウ	16.4	17.9	19.4	21.2	23.1	25.1	27.4	29.8	38.5			
ラハドダトウ	3.6	3.9	4.3	4.6	5.1	5.6	6.0	6.6	8.7			
スンボルナ	1.0	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.9				
合計	21.0	22.9	24.9	27.1	29.5	32.1	34.9	38.0	49.1	75.0	105.7	136.9
総計	(45.0)	(48.3)	(51.6)	(55.2)	(59.1)	(63.4)	(67.8)	(72.6)	(89.6)	127.4	172.0	216.6

(注) 1. 西海岸地域との接続は、最初、サンダカンと接続され、後に、タワウ、ラハドダトウ

ならびにスンボルナと接続されるものと仮定する。

2. スンボルナについては、日中のピーク負荷(推定値)を示す。

3. かっこ内の数値は、電力系統に連結されていないピーク負荷を示す。

表3・36 サバ州における電力需要予測の要約

(単位: MW)

年度	西海岸地域		東海岸地域		合計	
	予測値 (大目)	予測値 (小目)	予測値 (大目)	予測値 (小目)	予測値 (大目)	予測値 (小目)
1985	82.0 (10.8%)	80.0 (7.8%)	46.0 (9.2%)	45.0 (7.1%)	128.0 (10.3%)	125.0 (7.6%)
1990	137.2 (9.9%)	116.5 (7.1%)	71.3 (9.1%)	63.4 (7.2%)	208.5 (9.7%)	179.9 (7.1%)
1995	220.1 (9.9%)	164.2 (7.1%)	110.4 (9.0%)	89.6 (7.3%)	330.5 (9.6%)	253.8 (7.1%)
2000	353.5 (8.0%)	230.9 (5.7%)	169.8 (8.4%)	127.4 (6.2%)	523.3 (8.1%)	358.3 (5.8%)
2005	519.4 (6.0%)	304.0 (4.2%)	254.6 (5.5%)	172.0 (4.7%)	774.0 (5.8%)	476.0 (4.4%)
2010	695.1	374.3	332.4	216.6	1,027.5	590.9

注: かつこ内は電力需要予測値の年間成長率

3. 6 電力開発計画

3. 6. 1 電力開発戦略

電力の開発戦略の策定に際し、SEBは国家エネルギー会議(National Energy Council)が設定した下記の政策を考慮している。

- 1) 発電に於ける化石燃料への依存率の低減
- 2) 既存発電システムの効率の向上
- 3) 水力、ガス、石炭等多様な電源の開発

第4次マレーシア計画の期間中(1981年~1985年)、SEBは下記の項目を達成した。

- 1) テノムパンギ発電プロジェクトの第I期、第II期、を成功裡に実施
- 2) メシラウとメランカップの2つの小水力発電計画を実施
- 3) サバ州西海岸のガス資源開発の援助、並びに1981年のサバエネルギーコーポレーション(Sabah Energy Corporation)の設立
- 4) 2010年までのサバ州全域の電力需要を見直すため、マスタープラン開発調査の実施
- 5) サバ州全域の既存システムの電力需要を満たすための発電・送電設備の増強

1990年に208.8MW、2000年に521MW、2010年の1,023.6MWに達すると予測されるサバのピーク電力需要を満たすために、SEBは長期電力開発計画を立案した。これによると、2つの水力発電プロジェクト、すなわちテノムパンギ第III期発電プロジェクトとリワグNo. 2、またはパダスNo. 5(いずれも定格出力約100MW)の開発ならびにラブアンで得られる天然ガスを利用する設備容量約200MWのガス燃焼式混合サイクル発電所の建設が計画されている。

サバガスインダストリーズ(SGI)が供給するガスの価格に基づいて数種の代替案が考慮された。経済的自由競争ベースでガスを確保できない場合は、石炭燃焼式火力発電所の建設も考慮されている。

主要発電所で発電した電力を十分に活用し、かつ経費のかかる小規模ディーゼル発電所を閉鎖するために、既存および提案された発電系統から妥当な送・配電距離内で、既存の送電線系統が拡張されることになっている。また地方電化計画を推進するため、ミニ水力発電計画も実施される。

3. 6. 2 発電設備拡充計画

第5次マレーシア計画の期間中に、テノムパンギ第Ⅲ期発電計画の電力供給対象地域に於いて下記のような発電設備容量の拡充が計画されている。

(1) SGIからの受電

出力32MWのガスタービン発電機2基と15MWのsteamタービン発電機1基から構成されるSGIの混合サイクル発電機は現在、自家用の電力供給設備として稼働中である。混合サイクル発電機1基の通常の運転出力は47MWで、そのうちSEBは約30MWを使用できる。

SGIとSEBを結ぶ33kV送電線は1986年6月に完成し、SGIからの受電を開始した。

(2) 主要水力発電計画

テノムパンギ第Ⅲ期電力計画のフィージビリティ調査は、1993年初期を当プロジェクトの完成目標として開始された。

出力100MWのリワグ第2水力発電計画のフィージビリティ調査は1986年に開始する計画である。この発電所は1990年代前半の完成を目ざして1989年に実際の建設に着手する予定である。今後の調査いかんでは、パダス上流計画(Upper Padas Project)が選定される可能性もある。

(3) セパンガル湾の新ディーゼル発電所

本発電所は、12MWのディーゼル発電機4基を備える計画で、コタキナバルの北方約20kmのセパンガル湾沿岸に位置している。

この発電所は、民間により建設される計画で、これが実現すれば、毎年200GWhの電力がSEB系統に供給されることになっている。

(4) コタキナバルの予備発電機設置計画

緊急事態発生時の電力供給を考慮して、20MW級のガスタービン、又はディーゼルエンジン発電機を2セット、タンジュンアル発電所か他の適切な場所に設置するよう計画されている。

(5) 小水力発電計画

主要配電網から遠く離れ、妥当な送電距離内に位置していない地方の電化のために、小水力発電が計画されている。

(6) 必要に応じた従来のディーゼル発電機の追加設置

ラハドダトウ、クダットのような孤立した場所の発電所および電力供給地域外の小規模発電所では主要配電網との相互連結前の電力需要を満たすために、ディーゼル発電機が必要とされる。

3. 6. 3 送電線系統の拡充

既存の電力系統では、小規模発電所の単位発電コストの平均は大規模発電所と比較して相当高い。利用可能な資料によると、大規模発電所の発電コストは、KWh あたり20~30Mセントであるのに対し、小規模発電所の発電コストはKWh あたり50~60Mセントである。主要水力発電計画ならびにガス燃焼式混合サイクル発電所の建設が実現すれば、KWh あたり20Mセント未満の安価なエネルギーが期待できる。

かかる状況下で、既存のディーゼル発電所を可能な限り閉鎖するために、SEBは大規模発電所を開発し、電力消費地域間を相互連結するよう計画している。第5次マレーシア計画の期間内に、下記のような送電線拡充計画の実施が意図されている。

(1) ポーフォート変電所からの33kV送電線

ポーフォート変電所に於いて、多数の小規模なあるいは農村地域の電力消費地に電力を供給するため33KV送電線2本を引出す計画がある。1本はムンバクト、ボンガワン、ガドン、ピンピン、ピンスロクおよびクアラペンユ用のボンガワン送電線で、もう1本はケルカン、ウエストン、ジピタンおよびシンドミン用のジピタン送電線である。これらは1986年の完成予定である。

(2) コタキナバル地域の66kV電力系統の強化

コタキナバル地域の66kV電力系統の強化を計るため下記の2つの計画がある。

ーイナナム変電所とセパンガル湾の発電所を結ぶ長さ14.7km、二回線、 250mm^2 ACSRの66kV架空送電線の建設。セパンガル湾の発電所からセパンガル湾の変電所までは長さ4.4km、単回線、DCタワーによる 250mm^2 ACSRの66KV送電線の拡張。セパンガル湾の変電所はガス絶縁式開閉装置を有する屋内式で、20MVA主変圧器2台を装備することになっている。

ーイナナム変電所からタンジュアル変電所までは、回線ごとに 630mm^2 のシングルコアケーブル3本から成る長さ13.9kmの66KV XLPE地中線の建設。コタキナバルでの電力需要を対象としてタンジュン リバトとカラムシンに、ひとつずつ変電所の建設が計画されている。両変電所ともガス絶縁式開閉装置を有する屋内式で、20MVA主変圧器2基を設置することになっている。

以上の66kV送電線と変電所は1987年までに完成予定である。

(3) パンギ発電所とケニンガウ間の132KV送電線の建設

パンギ発電所とケニンガウ変電所間に二回線、 350mm^2 ACSRの132kV架空送電線の建設が計画されている。導線の大きさは、テノムパンギ発電計画での132kV送電線の場合と同じく 350mm^2 (Bison) であり、ルート of 長さは約40kmである。

132/11kV降圧変電所の建設が2箇所計画されている。1つは7.5MVA主変圧器2基を備え単母線のテノムパンギ変電所で、他方は15MVA主変圧器2基を備えるケニンガウ変電所である。ケニンガウ変電所は二母線配列で、コタキナバルおよびスーク貯水池への132kV送電線を連結するために拡張できる。

この送電線建設計画は1987年までに完成予定である。

(4) 132kV送電線によるラブアンの電力系統との相互連結

前述の項目で述べたように、SGIの混合サイクル発電所との33kV相互連結が完了すれば、SEBは余剰電力をラブアンで利用できる。さらにSEBはこれとは別に発電設備容量200MW以内の混合サイクル発電機を建設する可能性もある。

ポーフォート変電所には 132 k V 送電線をラブアンに接続するための接続口がすでに用意されている。この相互連結は約 8 km の海底送電線の部分を含み、1989 年以降に経済的な面から、実現性が高まるものと思われる。フィージビリティ調査ならびに技術調査が待望される。

(5) コタブルドおよびクダットへの 132 k V 送電線の延長

コタキナバルから、コタブルドとクダットへ 132 k V 送電系統を延長する計画がある。この送電線延長計画は、コタブルドとクダットの電力需要の増加に伴ない、経済的に実現可能となろう。本計画は 1990 年に完成予定である。

(6) その他の送電線建設計画

1990 年までの第 5 次マレーシア計画に於いて以下の 3 項目が実施の運びとなる。

ーロク カウイへの 66 k V 送電線の建設

ペナンパンからロク カウイ工業団地 (Lok Kawi Industrial Estate) への 66 k V 送電線の建設は、本団地がフル操業を開始するまでに必要とされる。

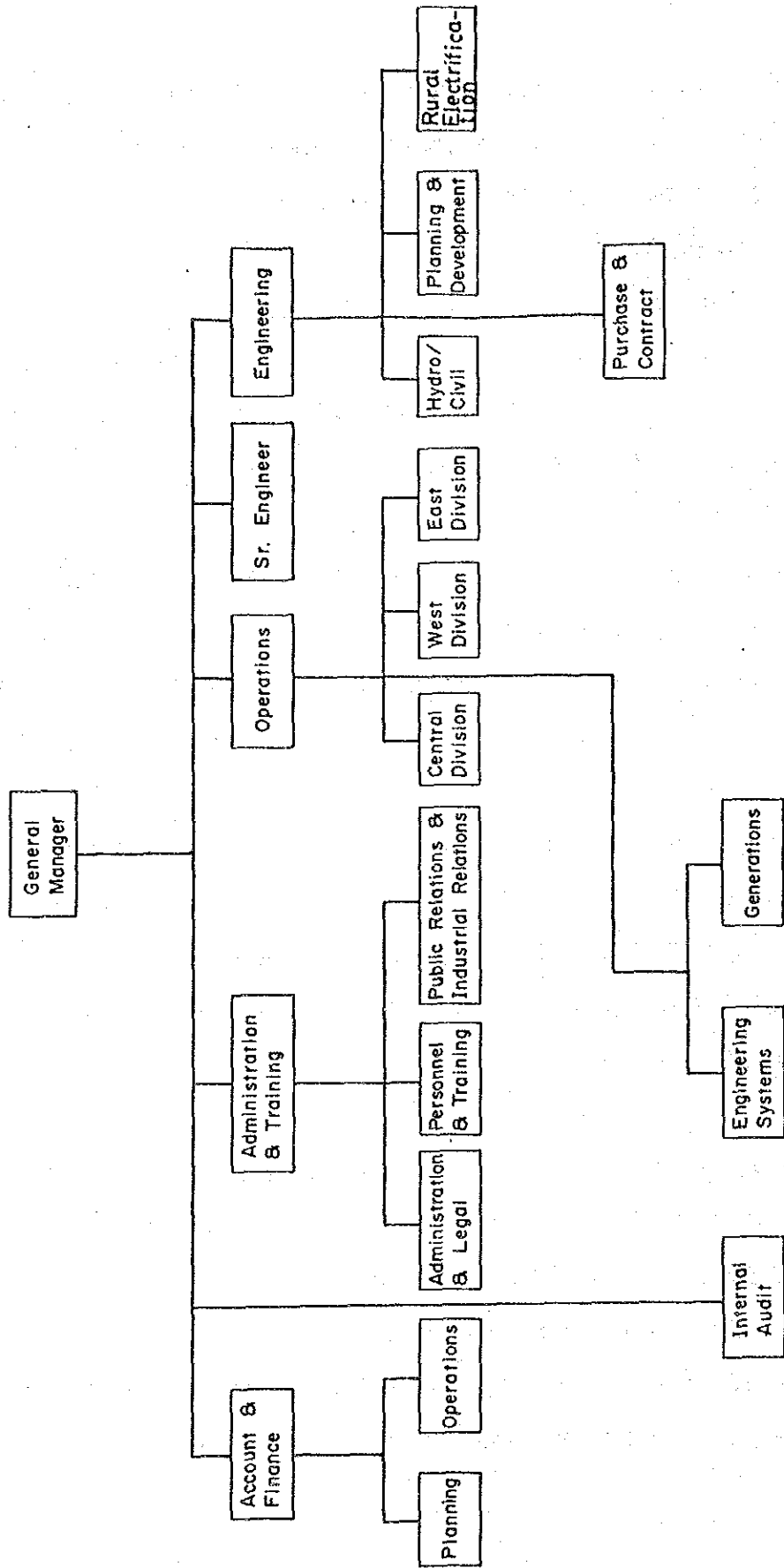
ーパバル変電所の建設

パバル地域への電力供給は現在、タンジュン アル発電所からの 22 k V 送電線により行なわれている。ポーフォート変電所とペナンパン変電所を結ぶ既存の 132 k V 送電線の近傍に 132/33/11 k V 変電所の建設が計画中である。おそらくパバルの電力需要が 22 k V 送電線の送電能力を超える 1990 年までに、本変電所が必要とされる。

ートゥアラン変電所の建設

トゥアランへの電力は現在、22 k V 送電線によりイイナム変電所から供給されている。第 5 次マレーシア計画の期間内に、2 × 20 MVA の新規変電所の建設が必要とされ、ベルギスカ電力供給地域の中心地であるトゥアランとタンパルリ内のどこかに建設されることになる。

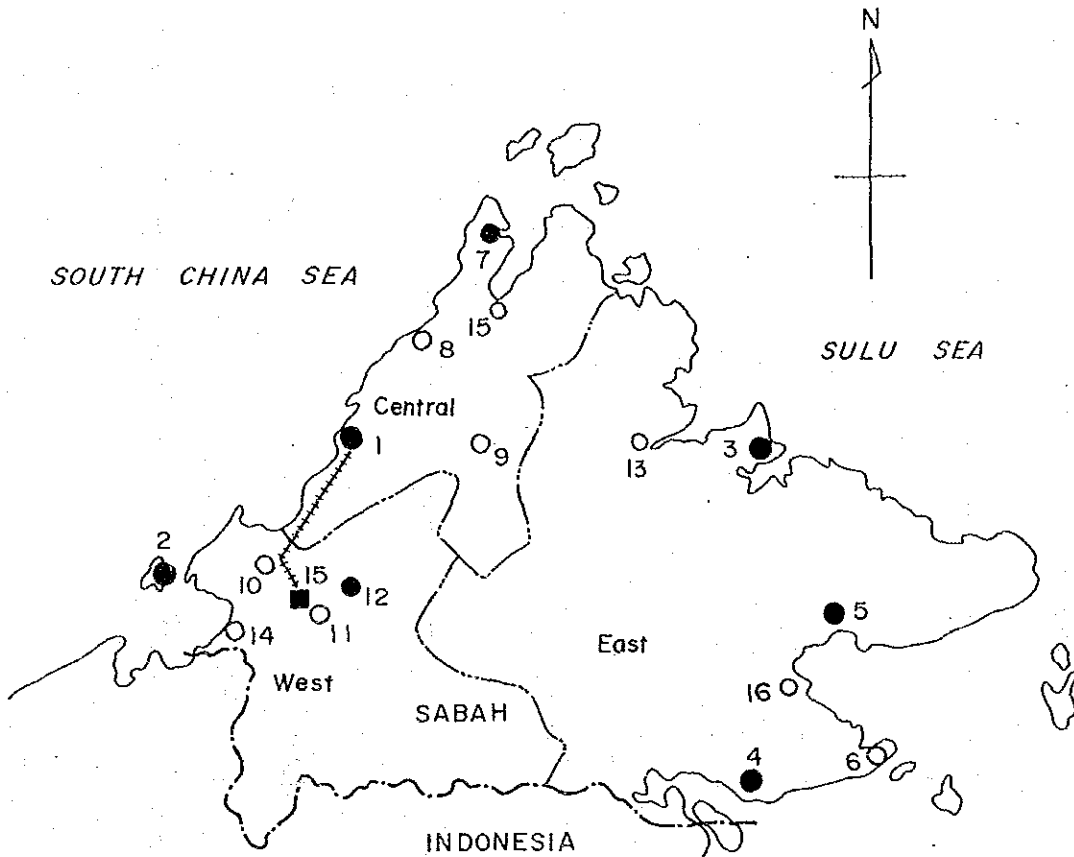
この場合、コタキナバルの 66 k V の電力系統を拡張するか、コタブルドおよびクダットへの 132 k V 送電線の一部を利用することになる。



TENOM PANGI PHASE III

SEB 組織図 (1985年10月)

SEB / JICA



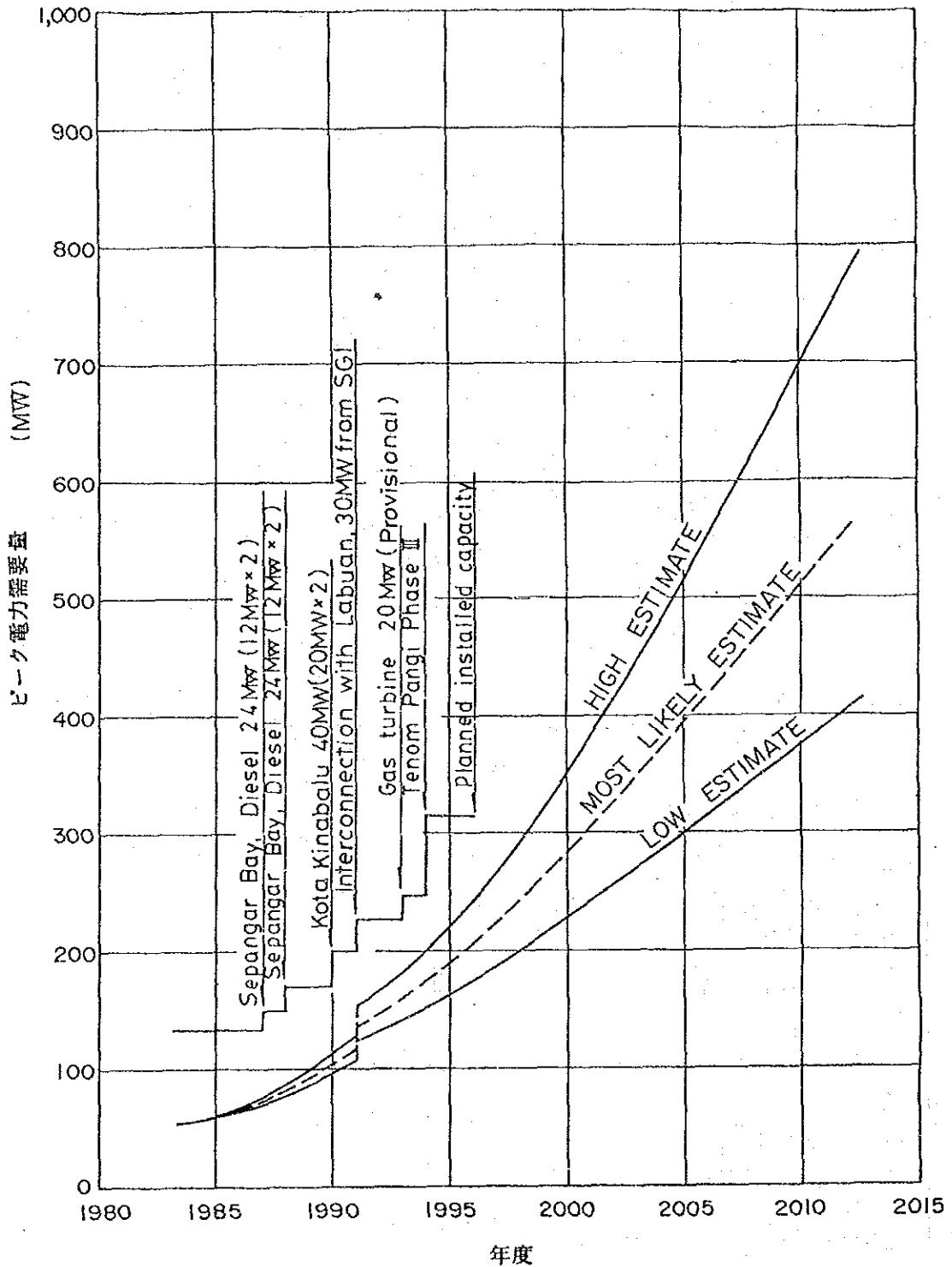
No.	発電所名
1	コタ キナバル
2	ラブアン
3	サンダカン
4	タワウ
5	ラハド ダトウ
6	スンボルナ
7	クダット
8	コタ ベルード
9	ラナウ
10	ボーフォート
11	テノム
12	ケニンガウ
13	ベルラン
14	シビタン
15	コタ マルドゥ
16	クナック
17	テノムパンギ ハイドロ

- MAJOR STATION
- MINOR STATION
- HYDRO STATION
- 132 KV TRANSMISSION LINE

TENOM PANGI PHASE III

発電所位置図

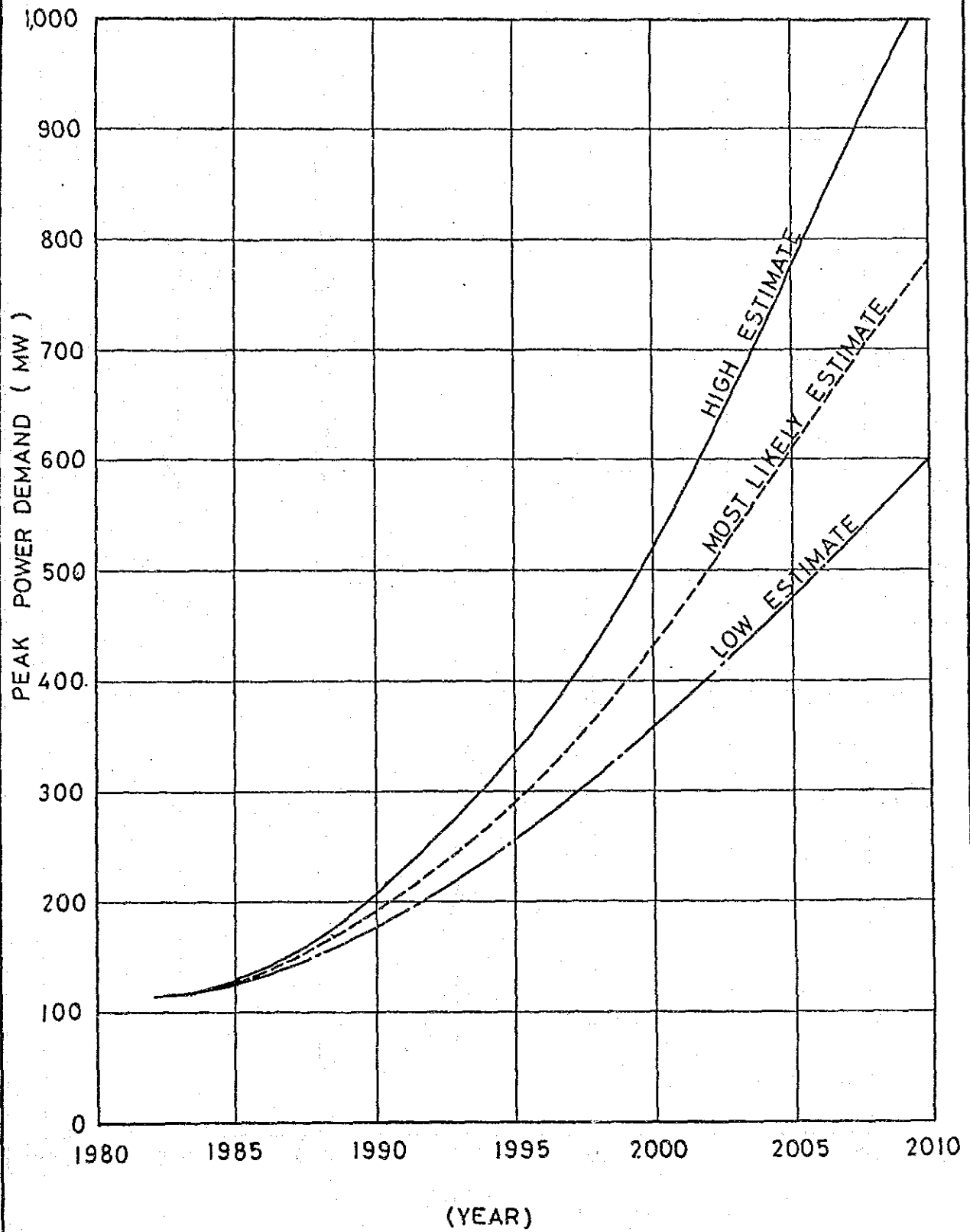
SEB / JICA



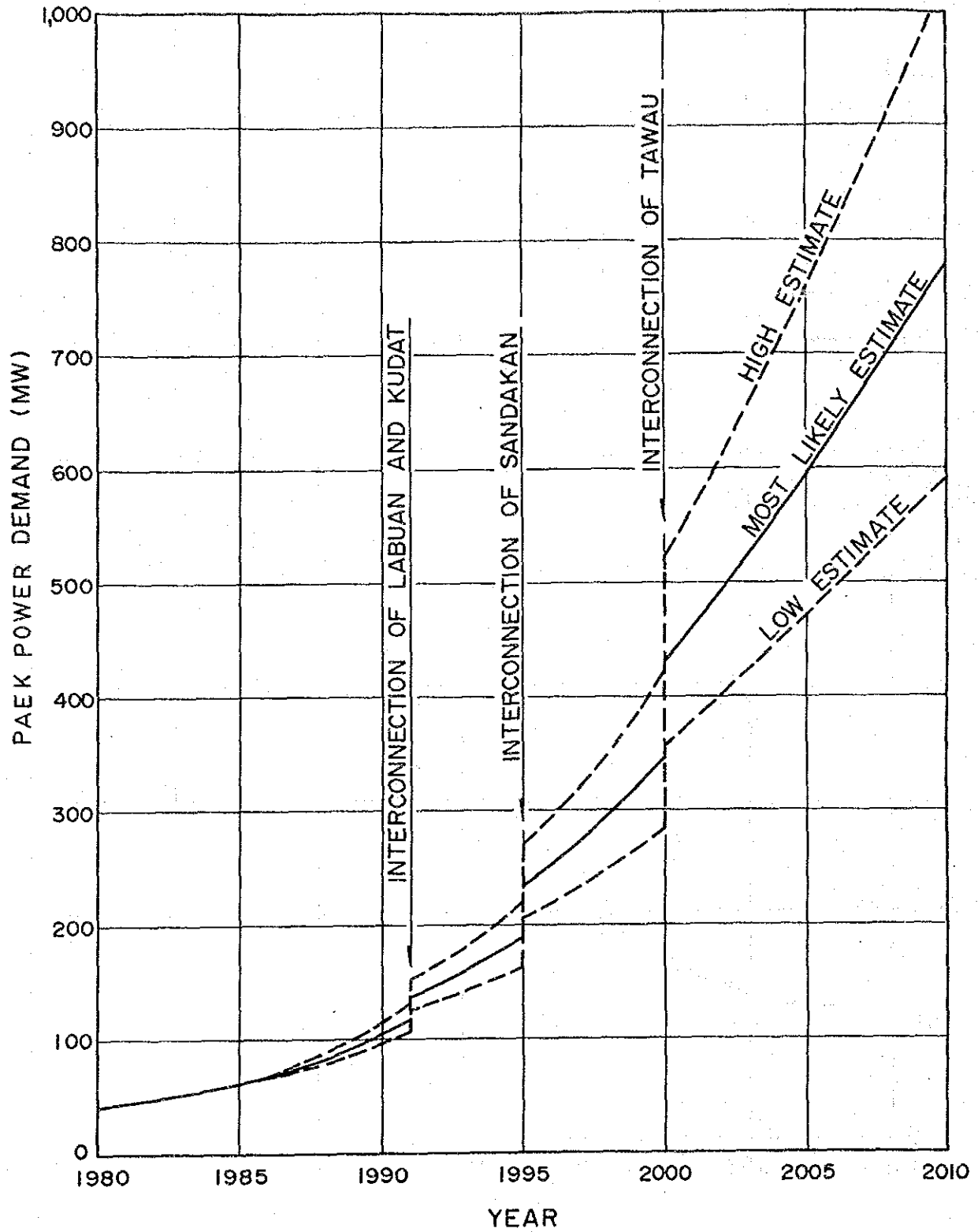
TENOM PANGI PHASE III

西海岸地域のピーク電力需要

SEB / JICA



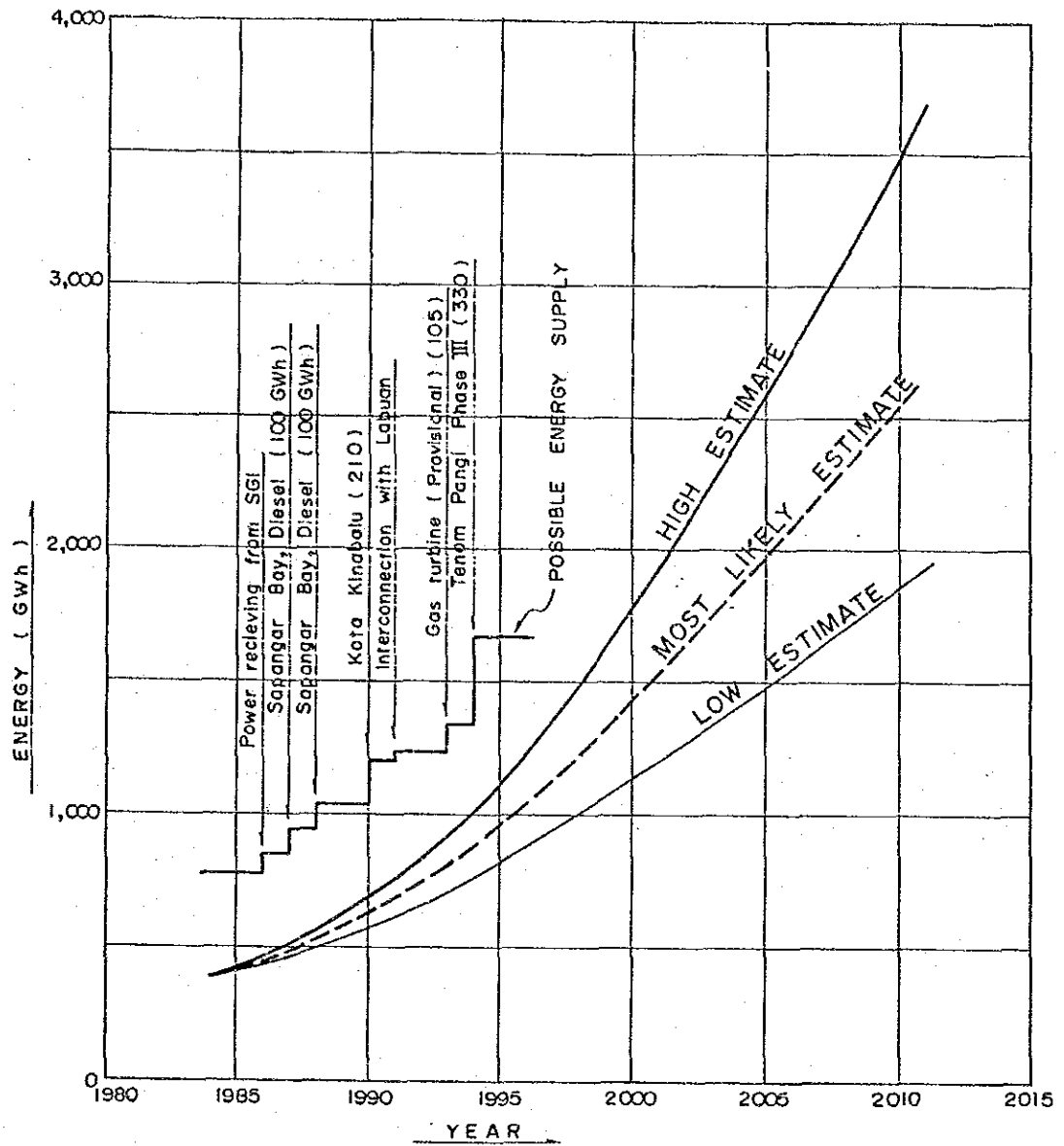
TENOM PANGI PHASE III
サバ州のピーク電力需要
SEB / JICA



TENOM PANGI PHASE III

系統に連結された
サバ州のピーク電力需要

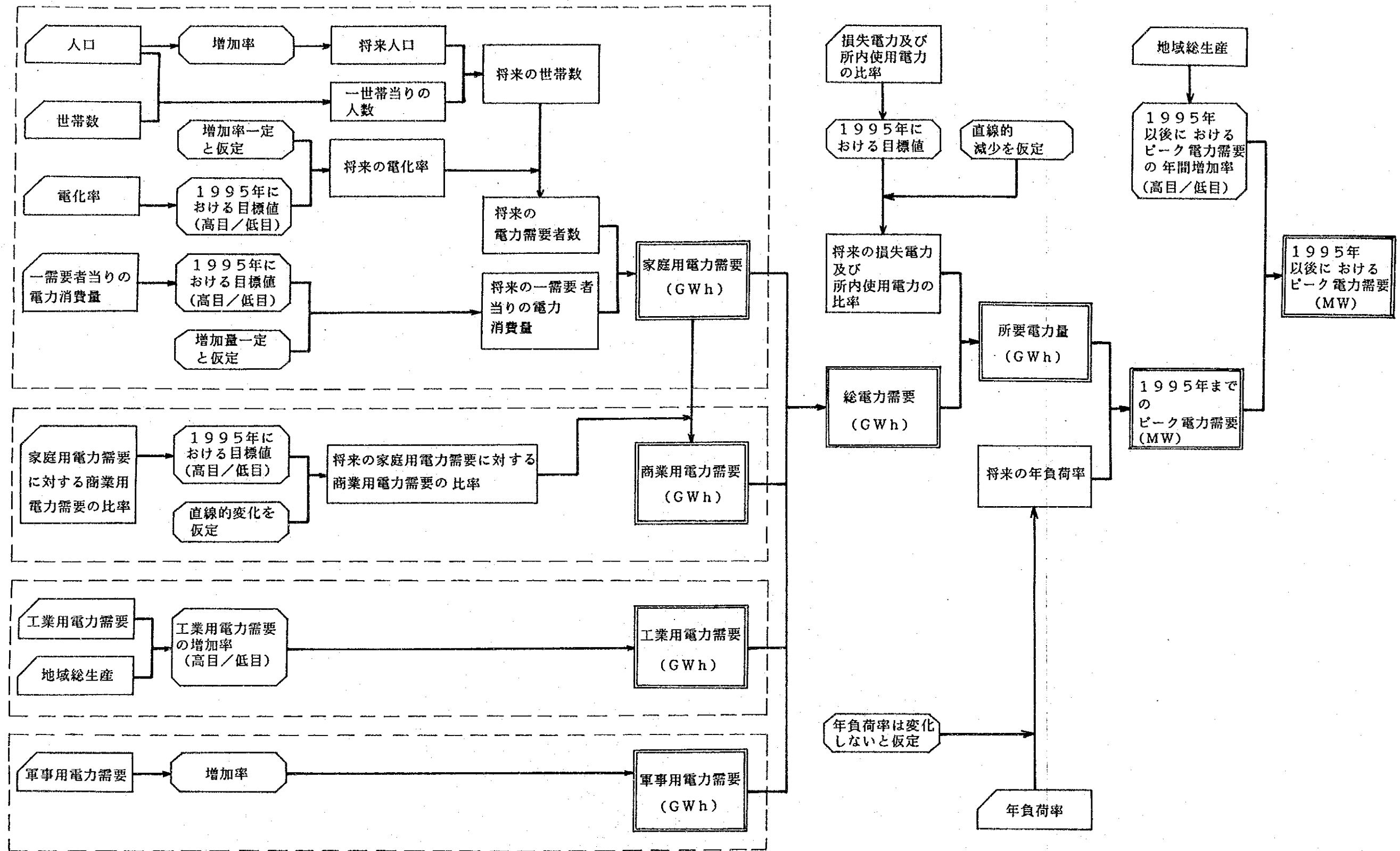
SEB / JICA



TENOM PANGI PHASE III

西海岸地域の所要電力量

SEB / JICA



付図 3.7 電力需要予測の流れ図

第4章 開発計画の立案

4.1 既存のテノムパンギプロジェクト

前章で説明したように、既存のテノムパンギプロジェクト（第1期・第2期）は、増大する電力需要を満たし、マレーシアのエネルギー政策を促進するために、サバ州で実施された最初の大水力発電プロジェクトであり、サバ州電力庁(SEB)の西海岸電力系統の中核となっている。

テノムパンギプロジェクトは、貯水容量が 470万 m^3 と限られているため、設備容量が66MWの流込み式発電所として設計されている。既存のテノムパンギプロジェクトの諸元は、次の通りである。

1. 流域面積	:	7.815km^2
2. 年間降雨量(1960年-1984年)	:	1.856mm
3. 年平均流出量(1969年-1984年)	:	$210\text{m}^3/\text{sec}$
4. 常時満水位	:	標高 173.9m
5. 低水位	:	標高 170.7m
6. 放水水位	:	標高 99.2m
7. 有効貯水容量	:	$4.7 \times 10^6 \text{ m}^3$
8. 総落差	:	74.7m - 71.5m
9. 有効落差	:	63.1m - 59.9m (平均61.5m)
10. 最大使用水量	:	$127.3\text{m}^3/\text{s}$
11. 取水堰	:	水門付取水堰 高水圧用ローラーゲート 幅15m x 高さ 9m x 4門 幅 6m x 高さ12m x 1門
12. 導水路	:	内径 6.3m、長さ 4.352m
13. 水圧鉄管	:	内径 3.0m、長さ 145m、3条

14. 発電所	:	幅26.5m、長さ53.5m
15. 発電設備容量	:	22MW×3基=66MW
16. 送電線	:	電圧 132KV, 距離 120km (テノムパンギー コナキナバル間)
17. 保証出力	:	45MW
18. 総発生電力量	:	516.2GW時
1次電力量	:	331.6GW時
2次電力量	:	184.6GW時

1974年に作成された、テノムパンギプロジェクトのフィージビリティ調査の報告書¹⁾では、以下のような報告がなされている。

- (1) 年平均流量 $196\text{m}^3/\text{s}$ 、95%保証流量 $40.1\text{m}^3/\text{s}$ という条件のもとで、テノムパンギプロジェクトの最適設備容量は66MWと決定された。
- (2) プロジェクトは段階的に実施し、電力需要の増加に応じて設備容量を1979年までに44MW、1985年までに66MWとする。
- (3) 発電所は豊水期においてはベース発電所として、渇水期においては、ピーク発電所として運用されるべきである。
- (4) 運転中のディーゼル発電機は、通常の運用からはずし、予備用発電設備として利用すべきである。

現在では当時と状況が変化しているので、最新の水文データ、経済データなどを加味して、既存のテノムパンギプロジェクトの規模を再検討した。ほぼ年間を通じて発電所の設備利用率が年負荷率と等しく、約60%であるという仮定のもとに、既存のテノムパンギプロジェクトの最適規模は約66MWという結果を得た。この計算結果は、付表A-4.1及びA-4.2に示す通りである。従って、既存のテノムパンギ発電所の設備容量が66MWというのは、妥当であると言える。

1) “サバ州の電源開発プロジェクト” 日本工営, 1974年 2月

4. 2 テノムパンギプロジェクトの拡張と、スーク貯水池・発電所

既存のテノムパンギプロジェクトは、ペガラン川・パダス川流域の下流部に位置する。取水堰地点での流域面積は、 7.815km^2 で、年平均流量は $210\text{m}^3/\text{sec}$ である。1974年に、作成されたテノムパンギプロジェクトのフィージビリティ調査報告書の中では、将来、電力需要が増加した時に、上流にスーク貯水池を建設し、テノムパンギ発電所の発電力を増強するよう提案している。スーク貯水池の建設と併行して、ピーク電力需要に見合うよう既存のテノムパンギ発電所の設備容量を約100MW増設するものとし、まず第1段階として、50MWの増設を提案している。1977年に実施された詳細設計では50MWの増設を44MWの増設と修正している。

これらの計画案を明確にするため、スーク貯水池、スーク発電所ならびにテノムパンギ発電所の増設分の規模を、最新の水文データ及び最近の経済情勢を考慮して再検討する。

66MWの設備容量を持つ既存のテノムパンギプロジェクトの発電力を増強するには、次の2つの計画案が考えられる。

計画案1 : スーク貯水池を建設し、テノムパンギ発電所を拡張する案

(スークに貯水池のみを建設する案)

計画案2 : スーク貯水池と発電所を建設し、テノムパンギ発電所を拡張する案

(スークに貯水池と発電所を建設する案)

これら2つの計画案を検討するにあたり、次に示す指標を変動要因とし、種々の組合せに対しプロジェクトの規模を検討した。

1. スーク貯水池

1) 満水位 (標高-m)

2) 有効貯水容量 (10^6m^3)

2. スーク発電所とテノムパンギ発電所 (拡張分)

1) 設備容量 (MW)

地形・水文条件から、スーク発電所はピーク発電所として、又増設後のテノムパンギ発電所はSEBの電力系統においてはベース発電所として運用されるべきであろう。この場合まず、テノムパンギ発電所の拡張分の設備容量を、最適規模と目される44MWとし、ついで小さ目の22MW及び大き目の66MWについても検討した。この結果、表4.1、表A-4.3、表A-4.5ならびに、図4.1に示す通り、44MWの場合に純便益が一番大きいことが判明した。それ故、テノムパンギ拡張分の設備容量を44MWとした。

スーク貯水地、スーク発電所及びテノムパンギ発電所の最適開発規模を決定するため、以下のケースにつき比較検討を行なった。

ケース	満水位 (標高-m)	有効貯水容量 (10^6 m^3)	設備容量 (MW)		
			スーク	テノムパンギ	合計

I. スークに貯水池のみ建設する場合

1	291	141	0	44	44
2	300	336	0	44	44
3	310	632	0	44	44
4	315	820	0	44	44

II. スークに貯水池と発電所を建設する場合

5	300	300	10	44	54
6	300	300	20	44	64
7	300	300	30	44	74
8	300	300	40	44	84
9	305	300	10	44	54
10	305	300	20	44	64
11	305	300	30	44	74
12	305	300	40	44	84

ケース	満水位 (標高-m)	有効貯水容量 (10^6 m^3)	設備容量 (MW)		
			スーク	テノムパンギ	合計
13	305	400	10	44	54
14	305	400	20	44	64
15	305	400	30	44	74
16	305	400	40	44	84
17	310	400	10	44	54
18	310	400	20	44	64
19	310	400	30	44	74
20	310	400	40	44	84
21	310	500	10	44	54
22	310	500	20	44	64
23	310	500	30	44	74
24	310	500	40	44	84
25	310	550	10	44	54
26	310	550	20	44	64
27	310	550	30	44	74
28	310	550	40	44	84
29	315	500	10	44	54
30	315	500	20	44	64
31	315	500	30	44	74
32	315	500	40	44	84

ケース	満水位 (標高-m)	有効貯水容量 (10^6 m^3)	設備容量 (MW)		
			スーク	テノムパンギ	合計
33	315	600	10	44	54
34	315	600	20	44	64
35	315	600	30	44	74
36	315	600	40	44	84
37	315	700	10	44	54
38	315	700	20	44	64
39	315	700	30	44	74
40	315	700	40	44	84

この比較検討で用いられた、その他の仮定ならびに条件を次に示す。

1. 比較検討に用いる費用は、サバ州あるいは近隣地域で、最近完成した類似のプロジェクトの建設費をもとに、インフレに対する補正をし、1985年/86年の物価水準で、算定する。
2. 便益は、最も安価な代替発電設備の費用で評価する。代替発電設備としては、将来、システムのベース負荷・ピーク負荷を受けもつために、最も建設される可能性が高い、石炭火力発電所を選ぶ。代替発電設備の規模としては、スーク・テノムパンギ水力発電システムの規模を考慮して、50MW級とする。単位発電便益は次のように算定される。
 - 1) 代替発電設備 : 石炭火力発電所
 - 2) 設備容量 : 50MW級
 - 3) kWあたりの建設費 : 1,350US\$/kW (1985年/86年価格)
 - 4) 耐用年数 : 25年
 - 5) 運転維持管理費(OMR費用) : 建設費の 3.0%

6) 補正係数 :

	石炭火力	水力
事故停止 :	0.03	0.005
所内電力消費 :	0.07	0.005
補修 :	0.15	0.01
送電損失 :	0.02	0.04

$$kW \text{ 価値補正係数} = \frac{(1-0.005)(1-0.005)(1-0.01)(1-0.04)}{(1-0.03)(1-0.07)(1-0.15)(1-0.02)} = 1.252$$

$$kWh \text{ 価値補正係数} = \frac{(1-0.005)(1-0.04)}{(1-0.07)(1-0.02)} = 1.048$$

7) kW 価値

割引率 : 10%

資本回収率 : 0.1102

$$kW \text{ 価値} = 1.350 \times (0.1102 + 0.03) \times 1.252 = 237.0 \text{ (US\$/kW)}$$

8) kWh 価値 :

石炭の値段 : 0.055 US\$/kg

石炭の消費率 : 0.45 kg/kWh

$$kWh \text{ 価値} = 0.055 \times 0.45 \times 1.048 = 0.026 \text{ (US\$/kWh)}$$

- プロジェクトの開発規模は、年均等純便益(B-C)を最大にするものを選ぶ。
 年均等純便益 = 年均等便益 - 年均等費用
- 年均等費用は、プロジェクトの経済的耐用年数を50年、割引率を年10%、運転維持管理費(OMR費)を総建設費の1.5%として、算定した。
- 年均等便益の算定は、前述のkW価値、kWh価値と95%保証電力、ならびに1次・2次電力量をもとに行なう。保証電力および発生電力量は、テノムパンギならびにスーク発電所を組合せた貯水地の運用シュミレーションから算定した。また、2次電力の半分はSEB電力系統内の火力発電所の燃料を節約するために用いられると仮定した。

6. スークとテノムパンギの発電所の最大使用水量は次の関係式から求める。

$$Q_p = \frac{P}{9.8 \times (H_g - H_l) \times E_0}$$

ここで、

Q_p (m^3 / S) : 最大使用水量

P (kW) : 設備容量

H_g (m) : 総落差。スークの場合には常時満水位から利用水深の20%のところに、またテノムパンギの場合には利用水深の50%のところに、定格水位を設定する。

H_l (m) : 損失落差。スークの場合には4 m、テノムパンギの場合には11.5 mと算定される。

E_0 : 水車と発電機の総合効率。

スークの場合には 0.85、テノムパンギでは 0.86 とする。

発電使用水量としては、1969年1月から1984年12月までの平均使用水量を用いた。1次電力に対応する使用水量は、スークとテノムパンギからなる電力系統を設備利用率60%で運転するのに必要な水量とした。2次電力に対応する使用水量は、1次電力に対応する使用水量を上回る水量がある場合の、余剰水量である。

7. 1次・2次発生電力量は次式で求められる。

$$E = 24 \times 30 \times 12 \times 9.8 \times Q \times H \times E_0$$

ここで、 E (GW時) : 年間発生電力量

Q (m^3 / S) : 平均使用水量

H (m) : 平均有効落差

E_0 : 水車と発電機の総合効率。

スークの場合には、0.85、テノムパンギの場合には、0.86 とした。

スーク貯水池の満水位(HWL)，貯水容量ならびにスーク発電所の設備容量を決定するために、費用・便益の比較検討をした。この結果を表 4.1ならびに、図 4.2に、また、費用算定に用いたデータは、付録の表A-4.6(1)からA-4.6(40)に示す。

4. 3 プロジェクトの規模

比較検討の結果、スーク発電所がない場合（計画案1）は、スーク発電所がある場合（計画案2）ほど優位でない。故に、テノムパンギ第3期プロジェクトでは、スーク貯水池、スーク発電所の建設および既存テノムパンギ発電所の拡張が、実施されるべきである。選定したプロジェクトの最適規模は次の通りである。

1. スーク貯水池及びスーク発電所

1) 常時満水位	:	標高 310m
2) 低水位	:	標高 285m
3) 放水位	:	標高 250m
4) 総貯水容量	:	$732 \times 10^6 \text{ m}^3$
5) 有効貯水容量	:	$550 \times 10^6 \text{ m}^3$
6) 利用水深	:	25m
7) 総落差	:	60 -35m
8) 定格落差	:	51m
9) 最大使用水量	:	$47.1 \text{ m}^3 / \text{S}$
10) 設備容量	:	20MW

2. テノムパンギ発電所

1) 常時満水位	:	標高 173.9m
2) 低水位	:	標高 170.7m
3) 放水位	:	標高 99.2m

4) 有効貯水容量	:	$4.7 \times 10^6 \text{ m}^3$
5) 総落差	:	74.7-71.5 m
6) 有効落差	:	平均61.5m
7) 最大使用水量 :		
増設分	:	$84.9 \text{ m}^3 / \text{S}$
既設分	:	$127.7 \text{ m}^3 / \text{S}$
合計	:	<u>$212.2 \text{ m}^3 / \text{S}$</u>
8) 設備容量 :		
増設分	:	44MW
既設分	:	66MW
合計	:	<u>110MW</u>

4. 4 スーク・テノムパンギ水力発電システムの運用

選定したプロジェクトの開発規模をもとにスーク貯水池、スーク発電所ならびにテノムパンギ発電所から構成されるスーク・テノムパンギ水力発電システムの運用を検討した。検討に際し、スーク発電所はピーク負荷をテノムパンギ発電所はベース負荷を受け持つとし、水力発電システムの全体的な設備利用率は80%とした。渇水期には、水力発電システムは可能な限りピーク発電に使用され、ベース負荷は予備のディーゼルあるいは、ガスタービン発電所で賄われるものと仮定した。

スーク・テノムパンギ水力発電システム運用のシュミレーションの結果を毎月の貯水池水位、使用水量、出力および電力量を用いて図 4.3と図 4.4に示す。

4. 5 電源開発計画案の検討

サバ州の増加する電力需要に対応するための、最適の電源開発計画を立案するために、次の3つの基本計画案の比較検討を行なった。

表 4.1 (1) スーク・テノムパンギ電力系統の比較検討

ケース	スーク貯水池		設備容量 (MW)	保証電力 (MW)	電力容量 (GWh)		発電便益 (10 ⁶ -US\$)	建設費 (10 ⁶ -US\$)	年経用年純便益						
	満水位 (EL.m)	容量 (10 ⁶ m ³)			1次	2次合計				電力容量合計	スーク	パンギ合計			
1	290	141	44	11.6	208.1	27.2	235.3	2.7	5.8	8.5	57.4	72.6	130.0	15.1	-6.6
2	300	336	44	41.0	222.7	23.1	245.8	9.7	6.1	15.8	65.8	72.6	138.4	16.0	-0.2
3	310	632	44	60.0	231.0	21.1	252.1	14.2	6.3	20.5	79.9	72.6	152.5	17.7	2.8
4	315	820	44	65.0	235.7	19.5	255.2	15.4	6.4	21.8	100.0	72.6	169.3	19.6	2.2
I. スーク貯水池のみ															
5	300	300	44	51.4	271.5	22.3	293.8	12.2	7.3	19.5	80.0	72.6	152.6	17.7	1.8
6	300	300	44	51.2	316.0	5.7	321.7	12.1	8.3	20.4	88.6	72.6	161.2	18.7	1.7
7	300	300	44	41.4	340.2	0	340.2	9.8	8.8	18.6	94.8	72.6	167.4	19.4	-0.8
8	300	300	44	41.5	355.3	0	355.3	9.8	9.2	19.0	101.6	72.6	174.2	20.2	-1.2
II. スーク貯水池及び発電所															
9	305	300	44	52.4	272.2	22.9	295.1	12.4	7.4	19.8	85.3	72.6	157.9	18.3	1.5
10	305	300	44	53.2	319.0	8.9	327.9	12.6	8.4	21.0	93.0	72.6	165.6	19.2	1.8
11	305	300	44	41.8	347.3	0	347.3	9.9	9.0	18.9	99.6	72.6	172.2	20.0	-1.1
12	305	300	44	44.5	363.6	0	363.6	10.5	9.5	20.0	106.0	72.6	178.6	20.7	-0.7
13	305	400	44	51.3	275.3	21.9	297.2	12.2	7.4	19.6	85.4	72.6	158.0	18.3	1.3
14	305	400	44	51.3	322.7	6.6	329.3	12.2	8.5	20.7	93.5	72.6	166.1	19.3	1.4
15	305	400	44	45.5	350.7	0	350.7	10.8	9.1	19.9	99.7	72.6	172.3	20.0	-0.1
16	305	400	44	44.5	367.3	0	367.3	10.5	9.5	20.0	106.3	72.6	178.9	20.7	-0.7

表 4.1 (2) スーク・テクノムパンギ電力系統の比較検討

ケース	スーク貯水池		設備容量		保証電力		電力		発電便益		建設費		年経用	年純便益			
	満水位 (EL.m)	容量 ($10^6 m^3$)	スーク	パンギ	(MW)	(MW)	1次	2次	(GWh)	(10^6 -US\$)	(10^6 -US\$)	(10^6 -US\$)					
			合計							合計	スーク	パンギ	合計	(10^6 US\$)			
17	310	400	10	44	54	52.2	275.7	22.2	297.9	12.4	7.5	18.9	92.7	72.6	165.3	19.2	0.7
18	310	400	20	44	64	53.2	324.3	9.6	333.9	12.6	8.6	21.2	100.5	72.6	173.1	20.1	1.1
19	310	400	30	44	74	52.3	357.1	0	357.1	12.4	9.3	21.7	106.5	72.6	179.1	20.8	0.9
20	310	400	40	44	84	45.0	375.4	0	375.4	10.7	9.8	20.5	112.8	72.6	185.4	21.5	-1.0
21	310	500	10	44	54	55.7	278.7	20.6	299.3	13.2	7.5	20.7	93.2	72.6	165.8	19.2	1.5
22	310	500	20	44	64	63.9	327.6	7.2	334.8	15.1	8.6	23.7	101.0	72.6	173.6	20.1	3.6
23	310	500	30	44	74	60.0	359.5	0	359.5	14.2	9.3	23.5	107.4	72.6	180.0	20.9	2.6
24	310	500	40	44	84	48.8	378.3	0	378.3	11.6	9.8	21.4	113.4	72.6	186.0	21.6	-0.2
25	310	550	10	44	54	62.4	280.1	19.6	299.7	14.8	7.5	22.3	93.5	72.6	166.1	19.3	3.0
26	310	550	20	44	64	71.0	329.2	6.3	335.5	16.8	8.6	25.4	101.5	72.6	174.1	20.2	5.2
27	310	550	30	44	74	67.9	360.3	0	360.3	16.1	9.4	25.5	107.9	72.6	180.5	20.9	4.6
28	310	550	40	44	84	48.7	379.6	0	379.6	11.5	9.9	21.4	114.4	72.6	187.0	21.7	-0.3
29	310	500	10	44	54	56.2	278.9	20.6	299.5	13.3	7.5	20.8	116.4	72.6	189.0	21.9	-1.1
30	310	500	20	44	64	68.4	328.7	9.7	338.4	16.2	8.7	24.9	123.9	72.6	196.5	22.8	2.1
31	310	500	30	44	74	65.6	364.7	0	364.7	15.5	9.5	25.0	129.7	72.6	202.3	23.4	1.6
32	310	500	40	44	84	49.6	385.4	0	385.4	11.8	10.0	21.8	135.7	72.6	208.3	24.1	-2.3

表 4.1 (3) スーク・テノムパンギ電力系統の比較検討

ケース	スーク貯水池		設備容量		保証電力 (MW)	電力		1次	2次合計		電力 (10 ⁶ -US\$)	発電 利益 (10 ⁶ -US\$)	建設 費 (10 ⁶ -US\$)	年経用 年純 利益			
	満水位 (EL.m)	容量 (10 ⁶ m ³)	スーク	パンギ		(MW)	(GWh)		合計	スーク					パンギ	合計	(10 ⁶ US\$)
33	315	600	10	44	54	70.2	282.0	19.2	301.2	16.6	7.6	24.2	116.6	72.6	189.2	21.9	2.3
34	315	600	20	44	64	77.0	332.4	7.8	340.2	18.2	8.7	26.9	123.9	72.6	196.5	22.8	4.1
35	315	600	30	44	74	75.2	367.2	0	367.2	17.8	9.5	27.3	129.9	72.6	202.5	23.5	3.8
36	315	600	40	44	84	63.6	388.9	0	388.9	15.1	10.1	25.2	136.0	72.6	208.6	24.2	1.0
37	315	700	10	44	54	70.0	285.2	17.7	302.9	16.6	7.6	24.2	116.6	72.6	189.2	21.9	2.3
38	315	700	20	44	64	74.9	335.8	5.3	341.1	17.8	8.8	26.6	124.1	72.6	196.7	22.8	3.8
39	315	700	30	44	74	79.8	369.2	0	369.2	18.9	9.6	28.5	130.0	72.6	202.6	23.5	5.0
40	315	700	40	44	84	63.6	391.3	0	391.3	15.1	10.2	25.3	136.3	72.6	208.9	24.2	1.1

1. すべて火力発電とする案
2. 水力・火力発電の複合案
3. すべて水力発電とする案

上記の3つの基本計画案のうち、すべて火力発電とする案ならびに、水力・火力発電の複合案は、更に8つに分けられる。すべて火力発電とする案では、ピーク負荷はディーゼル発電、またはガスタービン発電で賄われ、ベース負荷は石油あるいは石炭火力発電で賄われる。各々の案を次に示す。

1. すべて火力発電とする案

- 1) ディーゼル（ピーク） + 石油火力（ベース）
- 2) ガスタービン（ピーク） + 石油火力（ベース）
- 3) ディーゼル（ピーク） + 石炭火力（ベース）
- 4) ガスタービン（ピーク） + 石炭火力（ベース）

2. 水力・火力発電の複合案

- 5) ディーゼル（ピーク） + 水力（ベース）
- 6) ガスタービン（ピーク） + 水力（ベース）
- 7) 水力（ピーク） + 石油火力（ベース）
- 8) 水力（ピーク） + 石炭火力（ベース）

すべて水力発電とする場合は、ピーク負荷、ベース負荷ともに、すべて水力発電で賄われる。すなわち、

3. すべて水力発電とする場合

- 9) 水力（ピーク） + 水力（ベース）

ベース負荷を受けもつ発電所の設備容量としては、拡張後のテノムパンギ発電所（既存分+拡張分）の設備容量 110MWとする。その理由は、テノムパンギ発電所が、現在、SEBの西海岸の電力系統の中で最大の設備容量をもち、また、近い将来、西海岸の電力需要地帯がひとつの電力系統に統合されても、この状況はかわらないと想定されるからである。ピーク負荷運転用の発電所の設備容量は、スーク水力発電所の最適規模と同じく20MWとする。

水力発電がベース負荷を受けもつ水力・火力発電の複合案では、渇水期に水力発電を補助するための予備発電設備が不可欠である。それ故、公平な比較のために建設費の安いガスタービン発電機を補助発電設備として比較検討に加える。

すべて水力発電とする場合、発電所の運用の形態は、位置、地形、地質、水文条件、開発規模などに、大きく左右される。それゆえ、比較検討では、拡張後のテノムパンギ発電所ならびにスーク発電所を、代表的な水力発電所として選ぶ。この場合にも、ベース負荷を受けもつ水力発電所の補助発電設備が必要である。

電源開発比較検討案を次に示す。

ケース	計 画 案	発電設備 ¹⁾	容量 (MW)
1	すべて火力	ディーゼル (P)	20
		石油火力 (B)	110
		合 計	<u>130</u>
2	すべて火力	ガスタービン (P)	20
		石油火力 (B)	110
		合 計	<u>130</u>
3	すべて火力	ディーゼル (P)	20
		石炭火力 (B)	110
		合 計	<u>130</u>
4	すべて火力	ガスタービン (P)	20
		石炭火力 (B)	110
		合 計	<u>130</u>
5	水力・火力の複合	ディーゼル (P)	20
		ガスタービン (S)	6
		水 力 (B)	110
		合 計	<u>130</u>

ケース	計 画 案	発電設備 ¹⁾	容量 (MW)
6	水力・火力の複合	ガスタービン (P)	20
		ガスタービン (S)	6
		水 力 (B)	110
		合 計	<u>130</u>
7	水力・火力の複合	水 力 (P)	20
		石 油 火 力 (B)	110
		合 計	<u>130</u>
8	水力・火力の複合	水 力 (P)	20
		石 炭 火 力 (B)	110
		合 計	<u>130</u>
9	すべて水力	水 力 (P)	20
		ガスタービン (S)	14
		水 力 (B)	110
		合 計	<u>130</u>

1) : P = ピーク用発電所

B = ベース用発電所

S = 補助用発電所

電源開発計画案の比較検討で考慮したその他の条件、仮定等は次の通りである。

1. 電力市場は、コタキナバルとその周辺地域を含む西海岸電力系統に統合される電力消費地域とする。単純化のために、発生した電力は、すべて一度に、この電力消費地域で消費されるものとした。
2. ピーク負荷およびベース負荷は系統の設備利用率を全体として、60%に保つように、各々ピーク負荷用発電所とベース負荷用発電所から同時に電力が供給されると仮定した。
3. 各々の発電設備のデータは、次に示す通りである。

表 4.2 各種発電設備の概要

項 目	発 電 設 備 の 型 式				
	ディーゼル	ガスタービン	石油火力	石炭火力	水 力
1. 耐用年数(年)	17	20	25	25	50
2. 建設費 (US\$/kW)	550	300	850	1.350	-
3. 年間OMR費(%) (建設費に対する割合)	4.0	2.0	2.5	3.0	1.5
4. 燃料消費率 (kg/kWh)	0.24	0.42	0.27	0.45	-
5. 燃料価格 (US\$/ kg)	0.21	0.29	0.21	0.055	-
6. 燃料費 (US\$/kWh)	0.050	0.122	0.057	0.025	-
7. 潤滑油消費率 (US\$/kWh)	0.002	-	-	-	-
8. 水力発電に対する補正係数 ¹⁾					
1) 出力	1.251	1.220	1.226	1.252	1.000
2) 電力量	0.990	1.000	1.026	1.048	1.000
9. 補正後の建設費	688	366	1.042	1.690	-
10. 補正後の燃料費 (US\$/kWh)	0.051 ²⁾	0.122	0.058	0.026	-

1) : 水力発電に対する補正係数で、以下のデータにもとづく。

2) : 潤滑油を含む。

項目	ディーゼル	ガスタービン	石油火力	石炭火力	水 力
1. 事故停止 (%)	5.0	5.0	3.0	3.0	0.5
2. 所内電力消費 (%)	2.0	3.0	5.0	7.0	0.5
3. 補 修 (%)	18.0	15.0	15.0	15.0	1.0
4. 送電損失 (%)	1.5	1.5	2.0	2.0	4.0

4. 開発計画案の建設費は、サバ州または近隣地域で最近完成したり、国際入札にかけられた類似のプロジェクトの建設費にもとづき、インフレによる補正をして、1985年/86年の物価水準で算定した。

5. 各開発計画案の比較は、単位電力量当りの建設費にもとづいて行なう。

6. 各開発案の建設費、年均等費用、年間の燃料費及び年間OMR 費用は、付録の表 A-4.7 (1) から表A-4.7(9)に示す通りである。これらをまとめたものを表 4.3 に示す。使用した割引率は10%である。

各開発計画案の比較検討の結果、すべて水力発電の場合（ケース9）、即ち、スーク発電所とテノムパンギ発電所の組合せが最適という結論を得た。

この開発案（ケース9）は、石炭火力とディーゼル発電あるいはガスタービン発電の組合せ（ケース3またはケース4）に比べ、ほんのわずかしが有利でないように見える。しかし、石炭価格は現在、石油価格に比べて、不当に低く、近い将来、必ず価格上昇が生じると思われる。そのような状況では、水力発電案は、石炭火力案より、ずっと、有利であろう。

水力発電所の補助発電設備として、予備発電設備を使用することも可能である。この場合、補助発電設備の建設費は大幅に減り、予備発電設備の埋没価格のみを考慮すればよい。

表 4.3 単位電力量当たりの年経用

ケース	建設費 (10 ³ US\$)	年均等 費用 (10 ³ US\$)	年間 燃料費 (10 ³ US\$)	年間 OMR 費 (10 ³ US\$)	総年間 費用 (10 ³ us\$)	年間 発 生電力量 (GW時)	単位電力量当 たりの年経用 (UWS/kW時)
1	128,380	14,350	39,510	3,420	57,280	683.3	0.084
2	125,600	13,490	40,710	3,020	57,220	683.3	0.084
3	199,660	22,210	17,520	6,130	45,860	683.3	0.067
4	193,220	21,350	18,720	5,730	45,800	683.3	0.067
5	299,060	30,540	7,090	4,840	42,470	683.3	0.062
6	292,620	29,680	8,290	4,440	42,410	683.3	0.062
7	216,120	22,870	38,650	4,390	65,910	683.3	0.096
8	287,400	30,730	16,660	7,100	54,490	683.3	0.080
9	309,820	31,340	2,750	4,670	38,760	683.3	0.057

従って、建設費は、大幅に節約され、水力発電が更に有利になる。

その上、水力発電は公害を引き起こすことがなく、純粋な国産エネルギーで、マレーシアのエネルギー政策にも合致する。状況が許せば水力発電の開発に向けて、全努力を注ぐべきである。

以上の理由で、すべて水力発電とする案（ケース9）、すなわち、スーク発電所とテノムバンギ発電所の組合せが、最も推奨できる開発計画である。

4. 6 水力発電プロジェクトの開発

第4次マレーシア計画（1981年-1985年）では、エネルギー政策に関して、次の点が強調されている。

- 発電において石油依存からの脱却
- エネルギー源の多様化

マレーシアでは石油を産出するが、石油は外貨を獲得するための重要な資源であり、1983年度にはサバ州の全輸出額のほぼ40%を占めている。石油の国内消費を減らし、外貨獲得のために輸出することが望ましいのは言うまでもない。

国産の最も有望なエネルギー源は、水力とガスであろう。

しかし、化石燃料のガスは、量的に限りがある。ガスは、有望なエネルギー源であるが、エネルギー源としてのほかに、工業生産の原材料としても利用できる。一方、水力発電は、国産の無公害エネルギーで、枯渇の心配のないエネルギー源である。

石炭は、水力、ガスと並ぶ比較的安価なエネルギー源である。しかし、マレーシアには、商業用に利用できるような石炭資源がない。石炭火力発電所の建設により、大出力の電力が容易に得られるが、石炭は輸入に頼らなければならない。

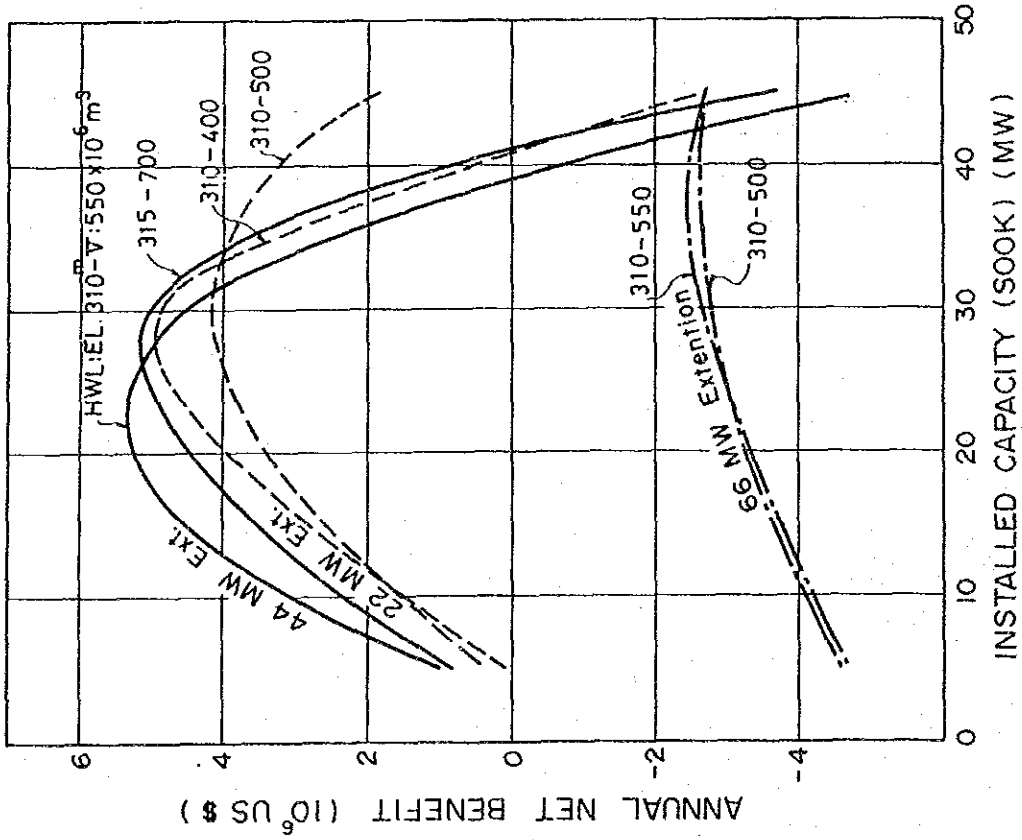
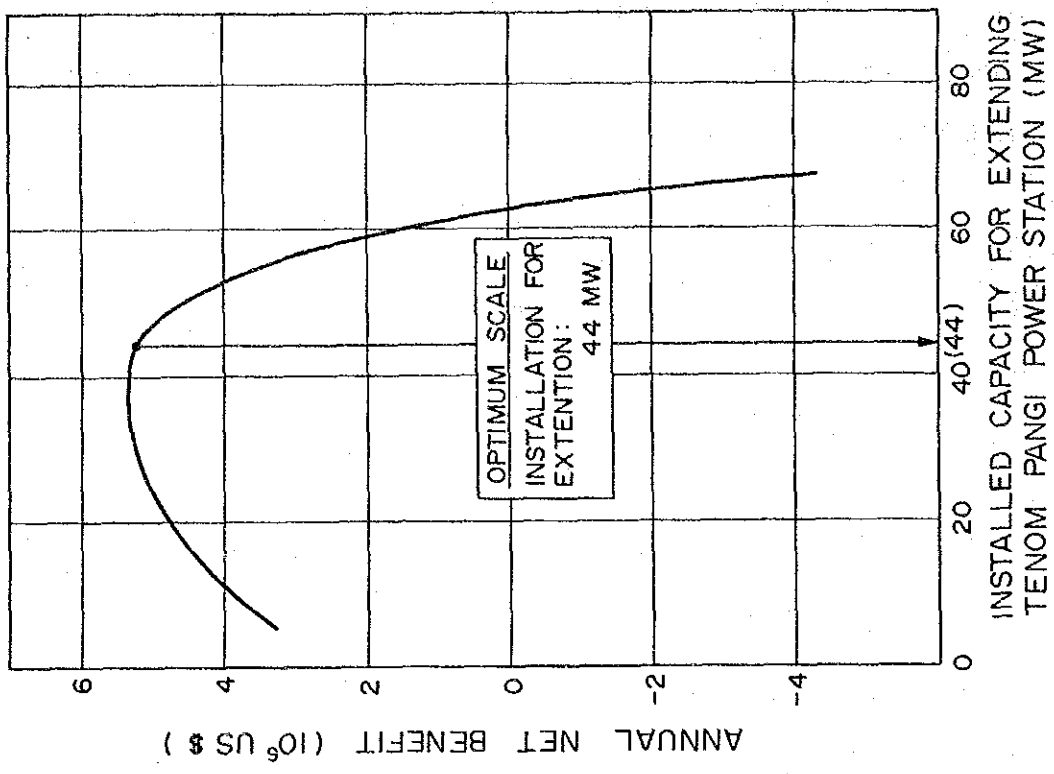
このような状況下で、水力は経済的に妥当であるかぎり最も望ましい電源であると言える。

サバ州においては、1980年代初頭まで電力はすべて、各電力消費地域に配置されたディーゼル発電によって賄われていた。これらの、ディーゼル発電所は系統として接続されておらず、個々に独立して運転されていた。

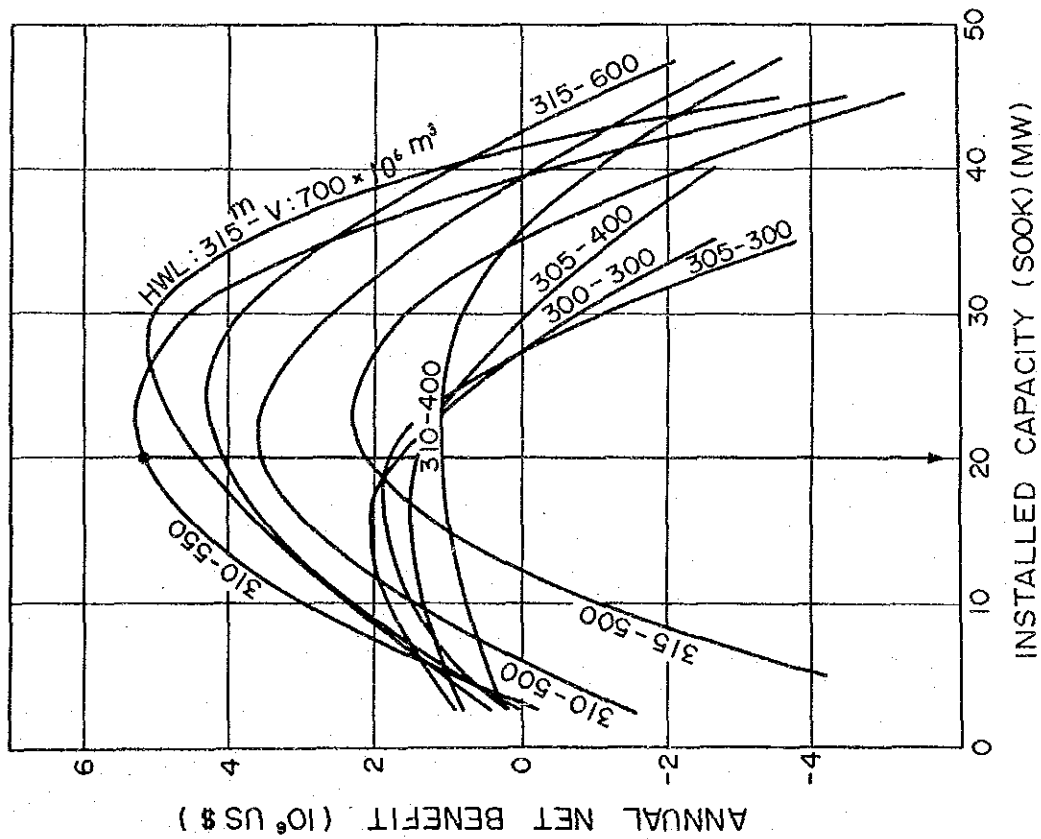
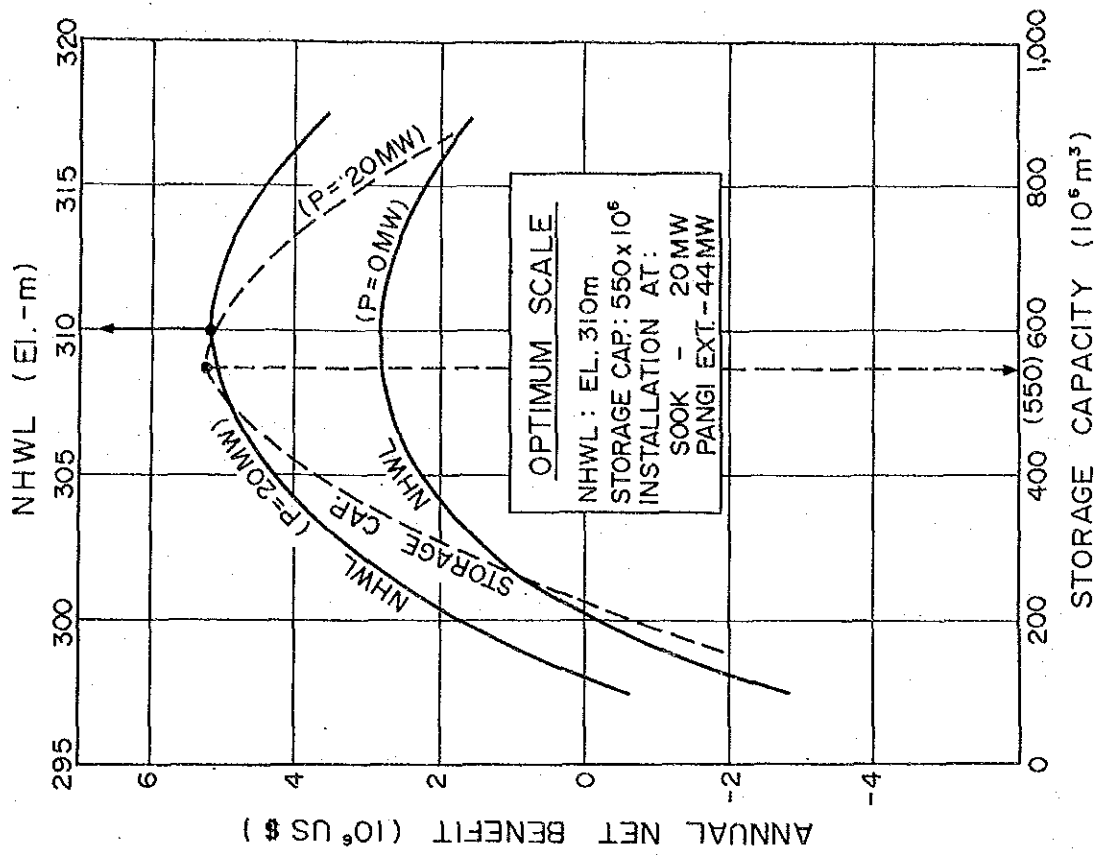
設備容量66MWのテノムパンギ水力発電開発プロジェクトは、1984年に、商用運転を開始した。テノムパンギ発電所で発電された電力は、石油消費量の節約に、大きく貢献している。テノムとポーフォートへの送・配電により、運転維持費用のかかる小規模ディーゼル発電所を予備に廻すことができた。現在建設中のケニンガウへの132kV送電線、ならびにポーフォート変電所からシピタン、ムンバクット、ボンガワン等への33kV送電線が完成すれば、小規模なあるいは農村部にある発電所をさらに予備化することが可能となる。

それ故、サバ州では、水力発電を中心に、電源の適切な組合せを計る必要がある。マスタープランでは、適切な電源の組合せとして、水力発電とガス燃焼式混合サイクル発電か石炭火力発電の組合せを推奨している。また補助用としてディーゼル発電とガスタービン発電を推奨している。なかでもパダス川上流域において、PD05、PD07およびPD14と名付けられた有望な包蔵水力地点が図上で確認されている。これらの地点での開発規模は、各々180MW、80MWおよび86MW程度と予備的に算定されているが、これらの地点は、ジャングル内で取付条件が良くないので、現在まで現地調査は実施されていない。それ故できるだけ早急に、これら包蔵水力地点のフィージビリティ調査の実施が望まれる。

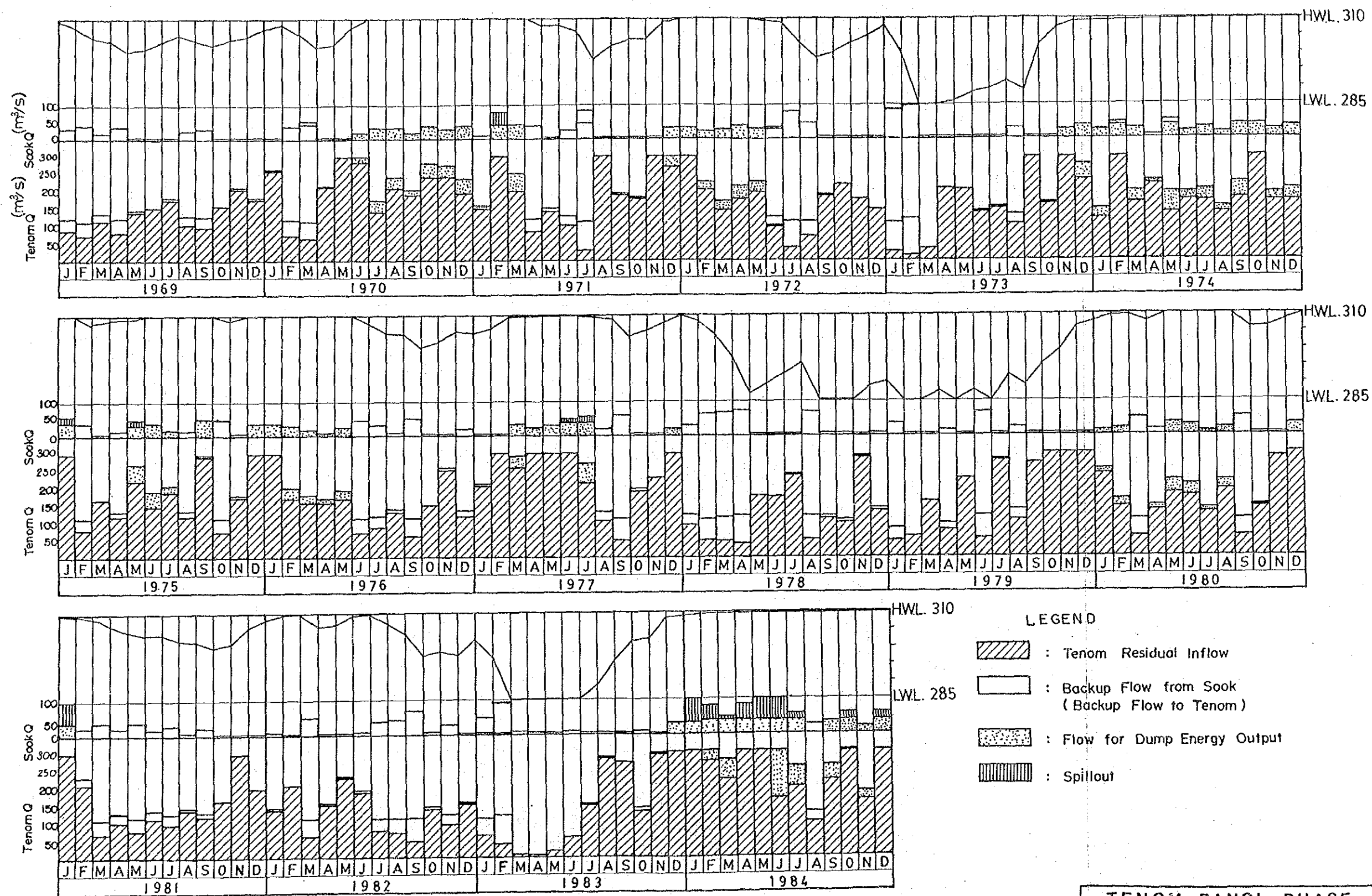
従って、1990年代の電力需要を満足するために、出来る限り、早い時期に、テノ
ンパンギ第3期計画のような経済的に見合う、中規模の水力発電計画を実施するよ
う提言する。



付図 : 4.1 テノムパンギ発電所(増設分)の最適規模



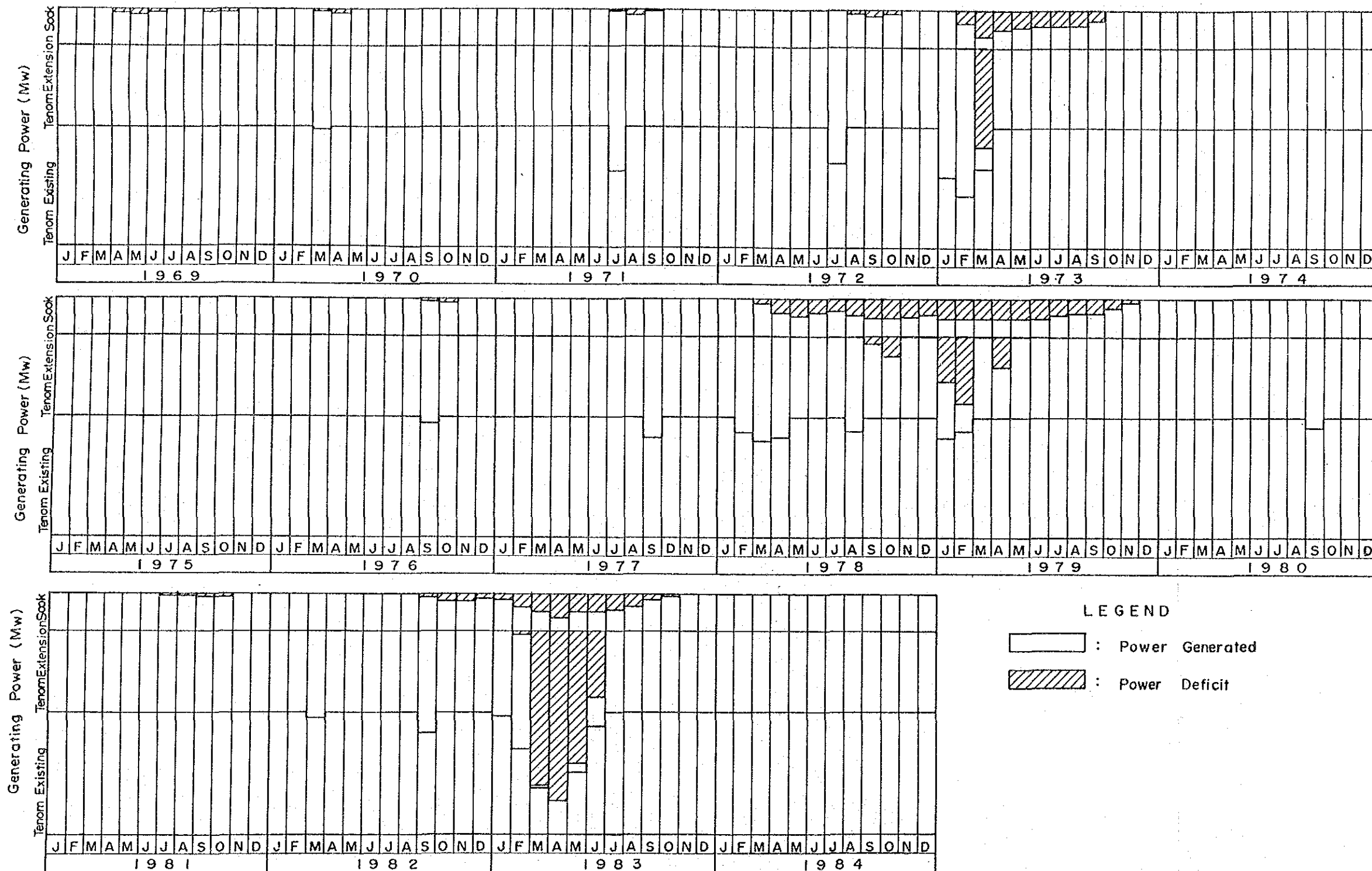
付図 : 4.2 スークダムと発電所の最適規模



TENOM PANGI PHASE III

貯水池の運用結果

SEB / JICA



LEGEND

- : Power Generated
- : Power Deficit

TENOM PANGI PHASE III
発生電力
シミュレーション結果
SEB / JICA

第5章 予 備 設 計

5. 1 概 説

この章では、テノムパンギ水力発電開発プロジェクト第3期工事の主要構造物の予備設計をについて概説する。

前章で述べた計画立案の検討結果として、テノムパンギ第3期工事は、スーク・ダムと発電所の建設、及びテノムパンギ発電所の増設から成っている。

スーク・ダムと発電所の主要構造物は、主ダムと副ダム、仮排水設備、洪水吐、取水口、導水路トンネル、サージタンクおよび水圧鉄管路、および発電所と屋外開閉所から成る。

テノムパンギ発電所の増設工事の主要構造物は、導水トンネル、サージタンクおよび水圧鉄管路からなる水路と発電所および屋外開閉所などである。増設計画のための取水構造物は、第1期および第2期工事において施工されている。

今回実施した現場調査の結果に基づき、技術的実施可能性の確認、およびフィージビリティ調査段階でのプロジェクト費用の見積のため、前記の主要構造物の予備設計を行った。

予備設計の結果を以下に要約する。

5. 2 スーク貯水池

5. 2. 1 主 ダ ム

1) ダムサイトの選定

ダムサイト候補地点として、スーク川の2ヶ所を選び調査を実施した。このうち、ひとつは、ケニンガウの南南東、約8kmにあるスーク峡谷内にある。ここは、スーク川とペガラン川の合流地点の上流域で、スーク川が岩層から成る丘陵を貫流している。もう1カ所は、スーク峡谷の上流約18kmにある。

比較検討の結果、ダムサイトとして、スーク峡谷内にある方を選んだ。この理由は、次の通りである。

(1) 同じ容量の貯水池を建設する場合、ダムサイトをスーク峡谷上流約18km地点に選んだ場合の方が、スーク峡谷に選んだ場合より、水没地域が2.5倍ほど大きくなる。それ故スーク峡谷上流地点にダムサイトを選べば補償費は高くなりまた貴重な平坦地を水没で失うことになる。

(2) スーク峡谷上流地点にダムサイトを選んだ場合、ダムの堤体積が10%以上多くなり、工事費の増加につながる。

ダムサイトに選定したスーク峡谷内で、適当なダム軸を選定するため、現地踏査を実施した。現地踏査の結果、ダム軸の候補地点2ヶ所が選ばれた。選ばれた2ヶ所のダム軸の候補地点を、図5-1に示す。地質状態を調査するため、これらのダム軸に沿って、ボーリングおよび弾性波探査を実施した。またこれら2ヶ所のダム軸候補地を包括する地域で地形測量を実施した。

これら2ヶ所のダム軸の地質状態に関して、上流側のダム軸の方が、下流側より優れていると結論された。その理由は次の通りである。

(1) 下流側ダム軸の右岸には、深さ50メートルにも達するルジオン値が100以上を示す高い透水性を有する地層が存在する。下流側ダム軸の左岸には同じような高い透水性を有する地層が地表面から7メートルないし20メートルの深さに及んでいる。

(2) これに対し、上流側ダム軸では兩岸ともに、同じく透水層の厚さは地表から5メートルないし12メートルに及んでいるだけである。

(3) このような高い透水性の地層は、ダム基礎として使用するためには、カーテングラウティングやリムグラウティングで適切に改良する必要がある。

(4) 下流側ダム軸の基礎処理は技術的にもかなり困難であり、また下流側ダム軸の基礎処理のコストは、上流側ダム軸のそれよりも高くつく。

以上の地質状態から判断して、上流側ダム軸が選定された。

2) ダムタイプの選定

スーク・ダムサイトにおける最適のダムタイプを選ぶため、図5.2 および 5.3に示した如く、最も一般的な3種類のダムタイプ、すなわち、不透水性アースコアを持つロックフィルダム、コンクリート重力式ダムおよびコンクリート表面遮水式ロックフィルダムの比較検討を行った。

コンクリート重力式ダムでは、洪水吐の位置を川の中心部に設けることができるため、洪水吐からの放流された流れの方向は比較的良い。一方、不透水性アースコアのロックフィルダムあるいは、コンクリート表面遮水式ロックフィルダムの場合には、洪水吐構造物は、強固な岩盤基礎の上に置く必要があるため、洪水吐の位置はダム両岸の取付部に限定される。従って、洪水吐構造物の反対側の河岸が、放流水により損傷をまぬがれないというケースが起こる。

重力式ダムの横断面の底幅は、通常不透水性アースコアあるいはコンクリート表面遮水式のロックフィルダムのそれよりもずっと狭い。これは、重力式ダムがロックフィルタイプのダムよりも大きな基礎支持力を必要とすることを意味している。

ロックフィルタイプのダムの建設材料はダムサイトの近辺で入手される。でなければ、このタイプのダムではダム体積が、重力式ダムのそれよりもはるかに大きいので経済的に成立たない。材料調査の結果によれば、ロックフィルタイプのダム盛土材は現場附近で入手できる。

各ダムタイプの建設費の概略比較を表 5.1に示す。

表 5.1 建設費の比較

項目	コンクリート 重力式ダム	コンクリート表面遮水式 ロックフィルダム	中央遮水コア一式 ロックフィルダム
1)上流側斜面	垂 直	1: 1.5	1: 2.5
2)下流側斜面	1: 0.8	1: 1.9	1: 1.9
3)体積 (10^6 m^3)	0.5	1.8	1.2
4)コスト ($10^6 \text{ US\$}$)			
主ダム	60.0	28.0	24.0
洪水吐	1.5	10.0	11.0
仮排水トンネル	3.5	9.0	10.0
水路	3.5	9.0	9.0
合 計	68.5	56.0	54.0
割 合	(127%)	(104%)	(100%)

選ばれたダムサイトについて行った地質調査の結果によれば、新鮮な基礎岩盤の剪断強度は $10\text{kg}/\text{cm}^2$ またはそれ以下と推測される。

図 5.2に示した標準断面を持つ重力式ダムの場合、基礎岩盤の剪断強度は $15\text{kg}/\text{cm}^2$ 以上なければならない。従って、スーク・ダムサイトに重力ダムを採用する場合、基礎岩盤に働くダムの圧力を減ずるため、ダムの底幅を広げなければならない。

更に、コンクリート表面遮水式ロックフィルダムの場合には、その基礎岩盤が危険な沈下または変形を起して表面遮水コンクリートにクラックを発生せしめないよう十分に強固で安定していない限り望ましくない。

スーク・ダムの候補地の地質を考慮して、この計画においては、経済的・技術的見地から、不透水性アースコアを持つロックフィルダムが最も推薦できるタイプであると結論づけた。

3) ダムの天端標高

ダムの天端標高は、最高水位とダム天端との間の垂直距離と定義される余裕高を考慮に入れて決定しなければならない。

余裕高の決定のためには、以下を考慮しなければならない。

- (1) 波高をも含む波の遡上高さ
- (2) 洪水吐ゲート操作上の予期せざる事故

波の遡上高さは、波高をも含み、貯水池の送風距離、風速、上流側斜面および斜面状態から決定することができる。下記の条件の下で、スーク貯水池での遡上高さは 1.3メートルと見積られる。

- 送風距離 : 10km
- 風速 : 20m/秒
- 上流側斜面 : 1 : 2.5
- スロープの状態 : 捨石

洪水吐ゲートの操作による不測の事故のための余裕は、ロックフィルダムについては、通常 1.5mを採用する。

スーク・ダムの余裕高は、上記2つの合計 2.8メートルと決定する。

あとで述べる如く、スーク貯水池の最高水位は、この貯水池の常時満水位であるEl. 310.00 mに、可能最大洪水による貯水池面の上昇分 1.1mを加えて El.311.10 mとした。これは、洪水吐の最適容量の検討から決定された数値である。

スーク・ダム天端の標高は、余裕高と貯水池最高水位の合計を端数処理して得た El.314.00 mとする。

4) 貯水池の堆砂

ダム建設後、スーク川により運ばれる土砂は、貯水池で捕捉される。従って、貯水池に堆砂容量を見込む必要がある。

流出土砂量の検討結果によると、スーク貯水池の比堆砂流入量は、 $170\text{m}^3 / \text{km}^2 / \text{年}$ と推定される。流入土砂の貯水池における捕捉率を100%と仮定すると、ダムサイトにおける流域面積が 1.705km^2 であるスーク貯水池の年間の堆砂量は、 $290,000\text{m}^3$ となる。故に、100年を想定した貯水池の所要堆砂容量は $29,000,000\text{m}^3$ である。

プロジェクトの最適規模を検討した結果、スーク貯水池の常時満水位ならびに低水位はそれぞれ標高 310.0m、標高 285.0mである。

貯水池の低水位より下に取水構造物を配置するのに必要な水深を考慮して死水位を標高 277.0mとした。標高 277.0m以下の貯水池容量は、 $100,000,000\text{m}^3$ であり、貯水池の流入土砂を貯えるのには十分な容量である。

5) 基礎処理

(1) ダム基礎の掘削

地質調査の結果から判断して、不透水性コア部分は、弾性波伝播速度 $2.8\text{km} / \text{sec}$ 以上、かつルジオン値50以下の層の上に置くように決定した。ロック材の盛

立部分は、表土、風化砕岩および完全に風化した岩を除いた地盤面の上に置かれるものとする。従って、コアゾーンのための掘削ラインは、左の取付部では地表下、深さ約25m、河床部分では深さ約5m、右取付部では深さ約10mないし25mとなる。ロックゾーンの掘削ラインは地表下、深さ平均約5mで、それぞれ2mないし8mの範囲内にある。

(2) ダム基礎の改良

基礎岩盤からの漏水量および浸透流の速度を押えるため、ダム基礎にカーテングラウティングおよびブランケットグラウティングを実施し改良する設計とする。

カーテングラウティングは不透水性コアゾーンの下基礎岩盤中に不透水性のカーテンを作るように計画されている。このため主および補助のグラウトホールを配置する。即ち主グラウトホールは、互いに2m離れた2本の線に沿って2m間隔で千鳥状に配置する。補助グラウトホールは主グラウトホールの外側に各々2本の線に沿って、3m間隔で千鳥状に配置する。また主グラウト線と片側2本の補助グラウトホール線の距離は、主グラウト線から近い方の線で2m、遠い方は4mである。

このフィージビリティ調査段階では、カーテングラウティングの深さは次の経験式により決定する。

$$D = H / 3 + C$$

ここで D : グラウトホールの深さ (m)

H : ダムの高さ (m)

C : 定数で8ないし25 (m)

ブランケットグラウティングは、基礎岩盤中で浸透水の動水勾配が最大となる不透性コアと接触する基礎岩盤面の透水性を減ずるために計画されている。グラウトホールは、カーテングラウティング領域を除き、不透水性コアに接触する全ての基礎岩盤面をカバーするように配置する。

これらは互いに2m離れた線に沿って3m間隔で千鳥状に配置する。ブランケットグラウティングの深さは5mとする。

6) ダムの安定性

ダム盛土の安定性の予備的解析は、ダム盛土の上・下流両側の斜面勾配を決定するため、円弧すべり法で行なった。

安定解析は常時満水位での定常浸透流状態および擬似静的地震荷重状態に対して行った。上記の状態に対する許容最小安全率は、前者の状態に対しては 1.5、後者に対しては 1.2としたが、これは最近の国際的推奨値に従ったものである。

安定性の予備的解析に用いた材料の特性を表 5.2に示す。

表 5. 2 予備的安定解析のためのパラメータ

ゾーン	比重	単位重量(t/m ³)			応力・パラメータ	
		乾	湿	飽和	C (t/m ²)	φ (°)
コア	2.85	1.60	2.00	2.04	0.95	24
フィルター	2.62	2.00	2.10	2.26	0	37
ロック	2.70	1.90	1.95	2.20	0	42

予備的安定解析に用いた地震係数は、地震記録の統計的解析の結果 0.12 と決定された。

安定解析に使用した流線網を、図 5.5に示す。

ダム盛土の上流と下流側の斜面勾配を仮定し、安定かつ経済的なダムの断面を決定するため、安定解析が繰り返された。

安定解析の結果、ダムの断面を以下の如く予備設計した。

ダム天端標高	: El. 314.00 m
洪水水位	: El. 311.10 m
常時満水位	: El. 310.00 m
低水位	: El. 285.00 m
堆砂位	: El. 277.00 m
ダム基底の標高	: El. 244.00 m

ダム高	: 70 m
ダムの天端幅	: 10 m
上流側斜面勾配	: 1: 2.5
下流側斜面勾配	: 1: 1.9

予備安定解析の結果を表 5.3に要約し、図 5.6と 5.7に示す。

表 5.3 最小安全率

設計条件	上流側斜面	下流側斜面
正常時	2.26	1.75
地震時	1.34	1.33

7) 耐震設計

マレーシア地質調査部の報告では、航空写真、および人工衛星からの写真の解読結果によれば、スーク貯水地域近傍で大地殻構造線が探知されているということである。これはスーク地域に大断層が存在する可能性を示すものである。

この可能性を明確にするため、地質専門家による航空写真の検討及び長いトレンチ掘削を含む地質調査を実施した。調査結果では、大断層の存在については現地では明確に確認できないとの結論であった。しかし、ダムの安定性確保のため、ダムの耐震性について十分な考慮を払った。

地震がアースダムに対して破壊をもたらす可能性は以下の如くに要約される。

- (1) 基礎中の大規模断層運動によるダムの破壊
- (2) 地殻構造の差動による余裕高の喪失
- (3) 地盤の運動によって誘発された斜面崩壊
- (4) 斜面崩壊または圧密による余裕高の喪失
- (5) 軟弱地盤上のダムのすべり
- (6) 地盤運動により誘発されたクラックを通じて生ずるパイピング現象
- (7) 貯水池への地すべりまたは落岩による越流

(8) 洪水吐または放流設備の破損

一方、耐震ダム設計対策は以下に示す通りである。

- (1) 沈下、滑りまたは断層運動に対し十分な余裕高を取る。
- (2) クラッキングに強い材料によるトランジションゾーンを幅広く設ける。
- (3) 堤体の中心部近くに、チムニードレインを用いる。
- (4) クラックを通過して水が流れる可能性を考慮して、十分な排水領域を設置すること。
- (5) クラッキングに強いプラスチックで幅広いコア領域を用いること。
- (6) クラックが生じた際のパイピング防止用に、コアの上流側に適切に粒度調整されたフィルター領域を設けること。
- (7) 越流による侵蝕を防止するような天端を詳細に設計すること。
- (8) 堤体のコアを取付部との接続部でフレア状に広げること。
- (9) 材料の侵潤飽和度を最少にするようにコアを配置すること。
- (10) 貯水池周辺で地すべりが発生しないよう周辺の斜面を安定せしめること。
- (11) 基礎中に、断層運動の恐れがある場合は特別の詳細設計を行うこと。

5. 2. 2 洪水吐

選定したダムサイトでの両岸の斜面勾配は、右岸では大略垂直1に対して水平2、左岸では垂直1に対して水平5である。表土、風化砕岩、完全に風化した地層の深さは、右岸では約7m、左岸では約10mである。このような地形および地質状況を考慮して、洪水吐は左岸の取付部の上で、かつ中程度に風化した地層に基礎を置くものとする。

洪水吐は、貯水池の貯留効果を考慮して、可能最大洪水（PMF）を経済的に処理するように、設計するものとする。スーク・ダムのPMFのピーク流量は、水文解析により $1.940\text{m}^3/\text{sec}$ と見積られている。

洪水吐の最適容量は、洪水吐からの最大放水量を仮定し、コスト比較により決定する。洪水調節による貯水池面の上昇を計算し、ダム天端の標高を、それぞれのケース

に対して決定する。ダムの建設費は、決定したダム高により概算見積する。洪水吐の建設費もまた最大洪水放水量から見積られる。

比較検討の結果を、表 5.4に示す。

最適洪水吐容量の検討の結果、洪水吐の最大放水量を $1.000\text{m}^3/\text{sec}$ とした。貯水池の最高水位は、常時満水位El. 310.00 mに洪水調節による貯水池面の上昇分 1.1mを加えてEl. 311.10 mとなった。

表 5. 4 洪水吐容量の最適化

項 目	代 替 案			
	I	II	III	IV
1) 最大洪水吐流量 (m^3/sec)	1.940	1.500	1.000	500
2) 貯水池の貯留量 (10^6m^3)	0	8.7	42.6	142.9
3) 貯留水深 (m)	0	0.8	1.1	3.7
4) 貯水池の洪水位 (El. m)	310.0	310.3	311.1	313.7
5) ダム天端の標高 (El. m)	312.9	313.2	314.0	316.5
6) ダムの建設費 (10^6 US\$)	23.0	23.4	24.0	27.5
7) 洪水吐建設費 (10^6 US\$)	10.6	9.7	8.5	7.1
8) 合計コスト (10^6 US\$)	33.6	33.1	32.5	34.6
9) 割 合 (%)	103	102	100	106

洪水吐は、湾曲した取水路、2門のローラゲートを持つオジー型の越流部、コンクリートで内貼りされたシュート、および減勢池から成っている。取水路は 100年確率洪水が、風化岩上を通過する際の流速を $1.5\text{m}/\text{sec}$ 以下に押えるように、El. 300.00 mまで掘削する。オジー型越流部には巾11.50 m、高さ 7.0mのローラゲートを2門設置する。高速流によるコンクリートのキャピテーション損傷を防ぐため、シュートの設計に際してはエアレーションを考えるものとする。放水時の過剰エネルギーを減勢するため、予備設計では減勢池をシュート端に設けるものとする。左岸取付部上で掘削された斜面は、地這りに対して適切に防護されなければならない。

5. 2. 3 建設工事中の仮排水工事

主ダムの建設工事中、川流を安全に仮排水しなければならない。ロックフィルタイプダムの場合、越流すれば建設工事に深刻な損害を与える。従って仮排水システムは適切に計画する必要がある。

主ダムの建設工期は予備的に2年半と見積られている。一方、このダムサイトの流量は1968年以後17年以上にわたって記録されている。

コファダムを越流するリスクと建設工事費を考慮に入れて、仮排水時の設計洪水は予備的に、即応最大洪水とした。即応最大洪水のピーク流量は $410\text{m}^3/\text{sec}$ で、表2.7に示すように約30年確率洪水に相当する。仮排水計画のための設計洪水を最終的に決定するためには以下の点を考慮に入れる必要がある。

- (1) 一般的に認められている工事方法であること
- (2) ダムサイトでの降雨と流量に関する記録の期間とその信頼性
- (3) 工 期
- (4) コファダムが決壊した場合の修復費用ならびに工事の遅延による費用
- (5) コファダム決壊時の洪水波による人命の損失と物的損害
- (6) 保険費用

スーク・ダムの建設のために予備的に採用した仮排水工事は、5 m径のトンネル2本、主ダムに内抱される主コファダム、および2つの一次締切り用コファダムより成っている。2本の仮排水トンネルは左岸側に配置する。No.1 仮排水トンネルの取水部シルの標高はほぼ河床高と等しいE1. 253.00 mとし、No.2 仮排水トンネルでは閉鎖を容易にし、かつ放流設備に兼用するためE1. 259.00 mとした。

主コファダムの天端標高は、所要工期を考慮に入れてE1. 270.00 mとした。一对の仮排水トンネルの径は、主コファダムの越流が起らないよう充分に大きくなければならない。

これら一对のトンネル径と最高洪水位との関係を決するため洪水追跡計算を行った。その計算結果を図 5.8に示す。これらの洪水追跡計算および選定した主コファダム天端標高を参照し、この一对の仮排水トンネルの径は予備的に 5.0mと決定した。

5. 2. 4 放流設備

放流設備はNo.2仮排水トンネル内に設ける。放流設備用の、トラッシュラックを備えた流入口構造物は、No.2仮排水トンネルの入口部分に設ける。入口シルの標高はE1. 277.00 mの設計堆砂面標高より上の、E1. 279.00 mとした。

放流量の制御にはジェットフローゲートを用い、その設置のため、プラグコンクリートのすぐ下流にバルブ室を設計する。

ジェットフローゲートの容量は、乾期にスーク発電所の2台の発電機の内1台が故障した状態で、テノムパンギ発電所の放流の必要性を考慮に入れて予備的に $60\text{m}^3/\text{sec}$ と決定した。この場合、ジェットフローゲートの径は 2.0mである。但し、この施設の最適容量および詳細は詳細設計段階で決定される。

5. 2. 5 副 ダ ム

副ダムは、貯水池の最高水位より低い所では、副ダムを建設する必要がある。副ダムサイトは、スーク・ダムサイトの北東約5km、スーク平野とケニンガウ谷平野の間に横たわる段丘上に位置している。

副ダム軸を現場で選定し、地形と地質の詳細調査を行なった。ダム軸における最も低い標高は約E1. 303mである。従って、副ダムの最大高さは約11mとなる。副ダムの天端の延長は合計約1,500mである。地質調査の結果によれば、副ダムの基礎は厚さ約50mの段丘堆積層からなっている。この段丘堆積層の上半分は主として砂まじりの土であり、下半分は粘土である。この段丘堆積物は、若干の処理を行えば、不透水性盛土材として使用することができる。

ダム基礎の地質状況と盛土材の入手可能性を考慮して、副ダムは、均一アースフィルダムとした。副ダムの上流、下流側斜面は貯水池の水の波浪と大雨による侵蝕から保護されなければならない。

5. 2. 6 導 水 路

発電のための導水路は、取水口、導水トンネル、サージタンクおよび水圧鉄管路から成る。これら構造物の予備設計は以下の如くである。

1) 取 水 口

取水構造物は、地形的条件から、主ダム軸の上流約120mの右岸上に配置するものとし、掘削した斜面上に置かれた傾斜ゲート・シャフトを持つ取水口として予備設計する。

流入口シル天端標高は、設計堆砂面E1. 277.0mおよび貯水池低水位E1. 285.0mを考慮に入れてE1. 278.0mとした。

2) 導水トンネル

導水トンネルは右岸に配置する。トンネルのルートは地表から十分な深さを保ち、その長さを出来る限り短くするように選定した。トンネルは円形断面とし、トンネル表面の粗度係数を改善するためコンクリート内貼りを施す。トンネルの長さは約450m、径は3.9mとする。

3) サージタンク

サージタンクは、主ダム軸の下流約250mの小さい尾根上に置く。

サージタンクの型式に関する予備的検討結果によれば、単動式のサージングによる水位変動は、制水口式のそれよりもずっと大きい。

選定したサージタンクの設置点の地形と地質状況を考慮に入れて、スーク発電計画では制水口タイプを選定した。サージタンクの径は、12.0mと決定した。選ばれたケースのサージング・カーブを図5.9に示す。サージタンクの解析は以下の条件で行なった。

a) 流 量	:	46.6m ³ / sec
b) 常時満水位	:	E1. 310.0m
c) 低 水 位	:	E1. 285m
d) 放 水 位	:	E1. 250m
e) トンネル長	:	449m
f) トンネル径	:	3.9m
g) ガイド・ベーンの開鎖時間	:	6sec
h) ガイド・ベーンの開放時間	:	10sec
i) 上昇サージングのための粗度係数	:	0.012
i) 下降サージングのための粗度係数	:	0.015
k) 制水口面積	:	4.8m ²

l) 制水口の流量係数 (流入) : 0.900

■) 制水口の流量係数 (流出) : 0.628

4) 水圧鉄管路

水圧鉄管路はトンネル部分と開削部分から成る。水圧鉄管トンネル部分は水平で、長さ56mである。水圧鉄管の開削部分は掘削スロープ上に置かれ、長さ83mである。鋼製水圧鉄管の内径は平均 3.1mとした。

5. 2. 7 発電所

スーク発電所は、屋外開閉所の敷地を考慮して主ダムのすぐ下流側に置く。発電所は、安定した岩盤の上に置かれ、地上式の発電所である。

5. 3 テノムパンギの増設

5. 3. 1 導水路

パンギ発電所増設のための導水路は取水口、導水トンネル、サージタンクおよび水圧鉄管路より成る。

1) 取水口

第3期用の取水構造物は、テノム峡谷の左岸上で第1期および2期の取水構造物のすぐ下流側に位置しており、第1期と2期工事段階ですでに建設済みである。

取水口にはローラゲートが3台設置されており、各々高さ 9.0m、巾 6.0mである。取水地点には十分な敷地がないため、沈砂池は地下に設置されている。これは長さ56m、巾10mで高さは約15mである。

第3期開発計画では、ゲートとトラッシュラックが設備される。

2) 導水トンネル

導水トンネルは、既存の66MW発電用導水トンネルと平行して川側に建設される。両方のトンネルの中心線は相互に約35m離れている。トンネルの内径は5.2mで、その延長は約4,200mである。

3) サージタンク

サージタンクは第1期・第2期工事で建設された既存のサージタンクの近くに設ける。サージタンクのシャフト全体はしっかりした岩の中に置かれ、その天端は、掘削面標高200mの位置にある。

サージタンク型式の予備的検討の結果、テノムパンギ発電所の増設用サージタンクは、制水口式とし、その径は14.0mとし、選定したケースのサージング・カーブを図5.10に示す。サージングの解析は以下の条件で行なった。

a) 流 量	:	85m ³ / sec
b) 常時満水位	:	El. 173.9m
c) 低水位	:	El. 170.7m
d) 放水位	:	El. 99.2m
e) トンネル長	:	4,140m
f) トンネル径	:	5.2m
g) ガイド・ベーンの開鎖時間	:	6sec
h) ガイド・ベーンの開放時間	:	10sec
i) 上昇サージングのための粗度係数	:	0.012
l) 下降サージングのための粗度係数	:	0.015
k) 制水口面積	:	4.56 m ²
l) 制水口の流量係数 (流入)	:	0.900
m) 制水口の流量係数 (流出)	:	0.636

4) 水圧鉄管路

地形条件ならびに、既存の水圧鉄管路を考慮して、増設分の水圧鉄管路は、既存の水圧鉄管と平行に全長にわたり地下式とする。水平部分と傾斜部を合わせた全長は 220m であり、内径は 4.0m とする。

5. 3. 2 発 電 所

発電所の増設スペースは既存発電所に接する上流側に確保されている。従って、発電所は上流側に増築され、既存の頭上走行クレーンが増設部分にも使用できることになる。既存の組立室と、頭上走行クレーンが増設するタービンと発電機の組立に利用できる。また増設ユニットの制御は既設の制御室で行う。

5. 4 発 電 機 器

スーク発電所のための水力タービンは、同調発電機と直接に連結された垂直シャフト・カプラン・タイプのものである。水力タービン発電機は定格ヘッド 51m および定格スピード 429rpm において出力 2×10 MW である。ケニンガウ変電所への送電する発電電圧を 132 kV に昇圧するために、23 MVA 昇圧変圧器を一セット設備する。

テノムパンギ発電所増設のため、水力タービン発電機 2×22 MW を発電所増築部分に取付ける。水力タービン発電機の基本的な特性は、既設の 22 MW ユニット 3 組のそれらと同様である。水力タービンは垂直シャフトのフランシス・タイプで、定格ヘッド 59.9m、定格スピード 300 rpm である。発電機出力は、発電所に近接して取付けられる 25 MVA 変圧器 2 組で、送電電圧 132 kV に昇圧され、132 kV 電力ケーブルを通じて 132 kV 屋外開閉所に接続される。屋外開閉所では、川の上流側で発電所の反対側に向けて 2 ベイの増設が必要となる。

5. 5 送 電 線

スーク発電所で発電された電力は 175mm^2 (Lynx) のACSR導線を用い、一回線送電線でケニンガウに送られる。送電線の距離は約10kmでケニンガウ変電所の132 KVブ스에接続される。この変電所は現在施工中であり、1987年に完成する予定、スーク・ダム発電所からの電力を受け入れるために、132 KVダブル・ブスを増設できるようになっている。

テノムパンギ発電プロジェクトの第1期と第2期工事では、断面積 350mm^2 (Bison)を持つACSR導線より成る132 KVの二回線送電線がコタキナバルまで建設された。現在さらに132 KVの二回線送電線が、テノムパンギ発電所とケニンガウ変電所との間で建設中である。この送電線の導線もまたACSR 350mm^2 (Bison)で、ケニンガウからコタキナバルへの将来の送電システム増設を考慮してテノムパンギ—コタキナバル間の送電線と同じものを使用している。

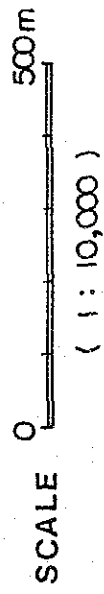
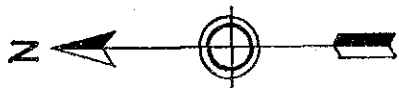
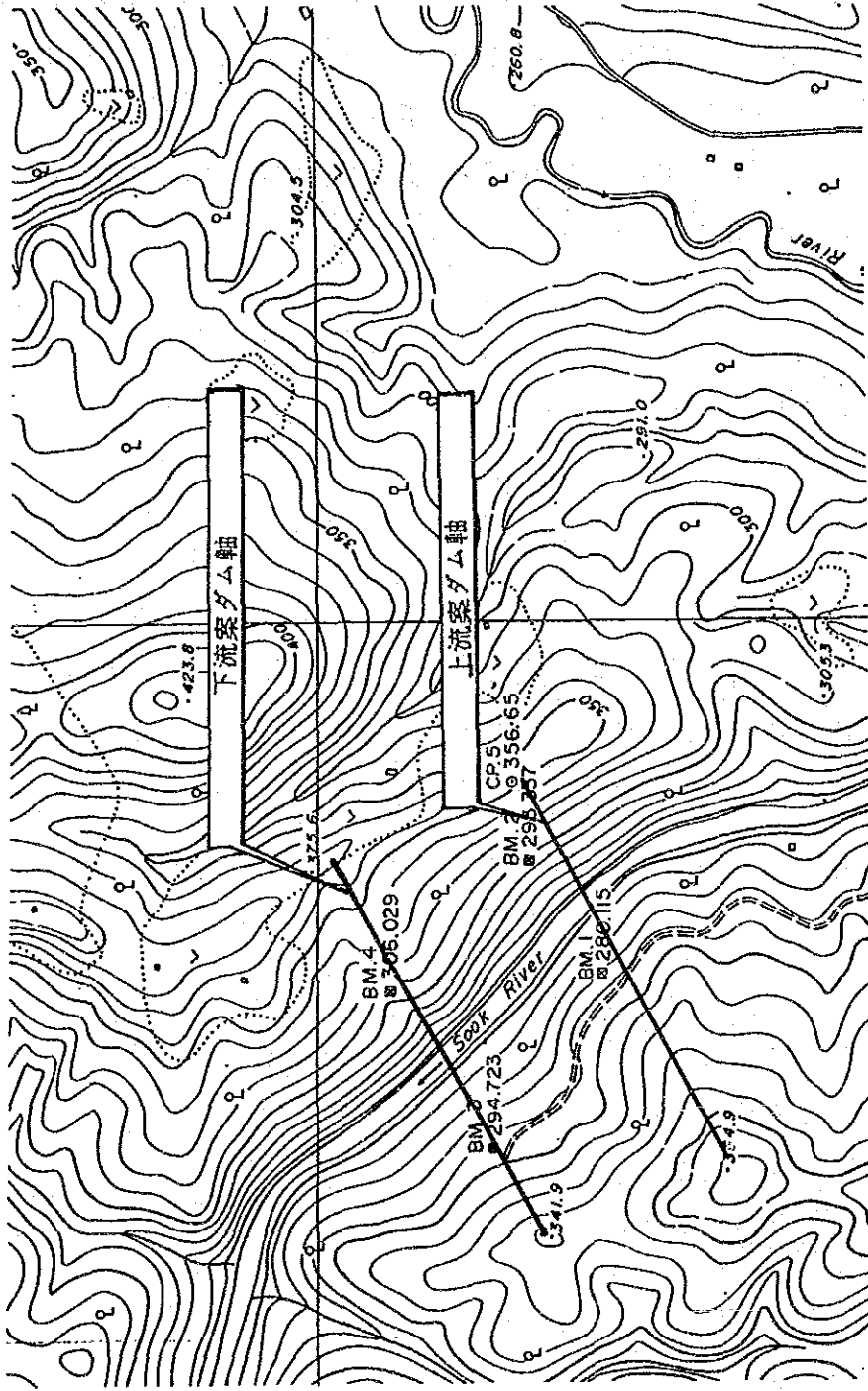
テノム、ケニンガウ、ポーフォート等の電力消費地の電力需要はあまり大きくなく、1995年で合計20 MW程度である。それ故テノムでパンギ発電所とスーク発電所(設備容量合計140 MW)での発電量の主要部分はコタキナバルおよびその周辺の地域に送らなければならない。

120 MWの電力を120kmの距離を越えて送るには、テノムパンギ発電所からペナムパング変電所までの、既存の送電線容量では充分ではない。原則として、重要な送電線システムは、そのシステム中のどの回線が故障しても、深刻なトラブルなしに運転が続けられるように計画されなければならない。ポーフォート変電所とペナムパング変電所の間では、ラブアンからコタキナバルまでの送電という点も考慮に入れておく必要がある。他の回線が故障の場合、一回線での送電容量は全発電量を送るには明らかに不十分である。

送電容量を増加せしめるため、少なくともケニンガウとコタキナバル間にある既存のテノムパンギ—ペナムパング送電線と同じ特性を持つ、もう一つの二回線送電線を建設する必要があることは、疑う余地がない。この新しい送電線施設の特性は、

ラブアンからの送電を考慮に入れて決定されなければならない。この送電線は別個の送電線プロジェクトとして計画し建設するよう提言する。ラブアンと送電線が連結されれば、あるいはその必要性が高まればいずれこの送電プロジェクトは実現されよう。

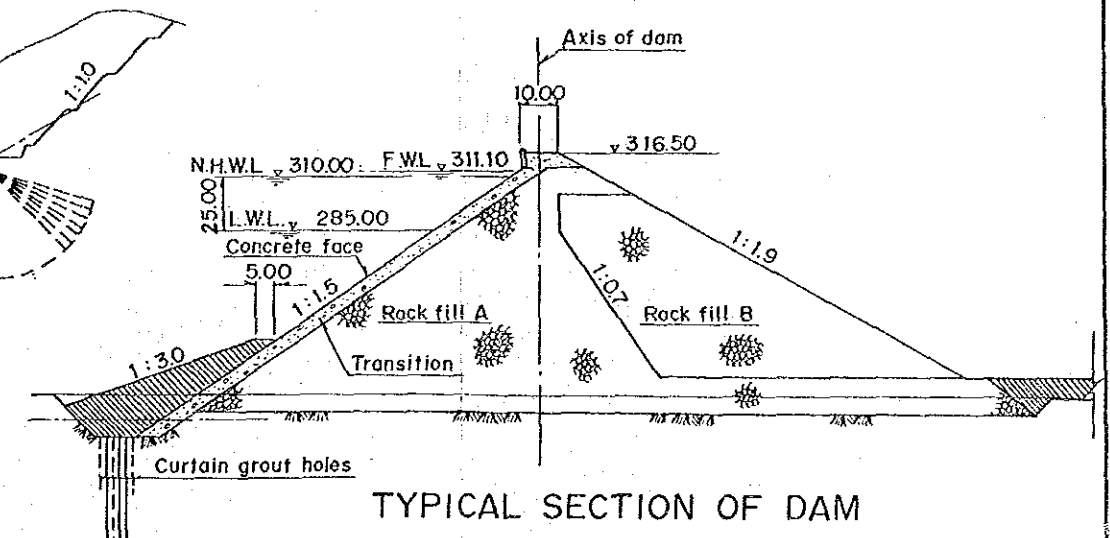
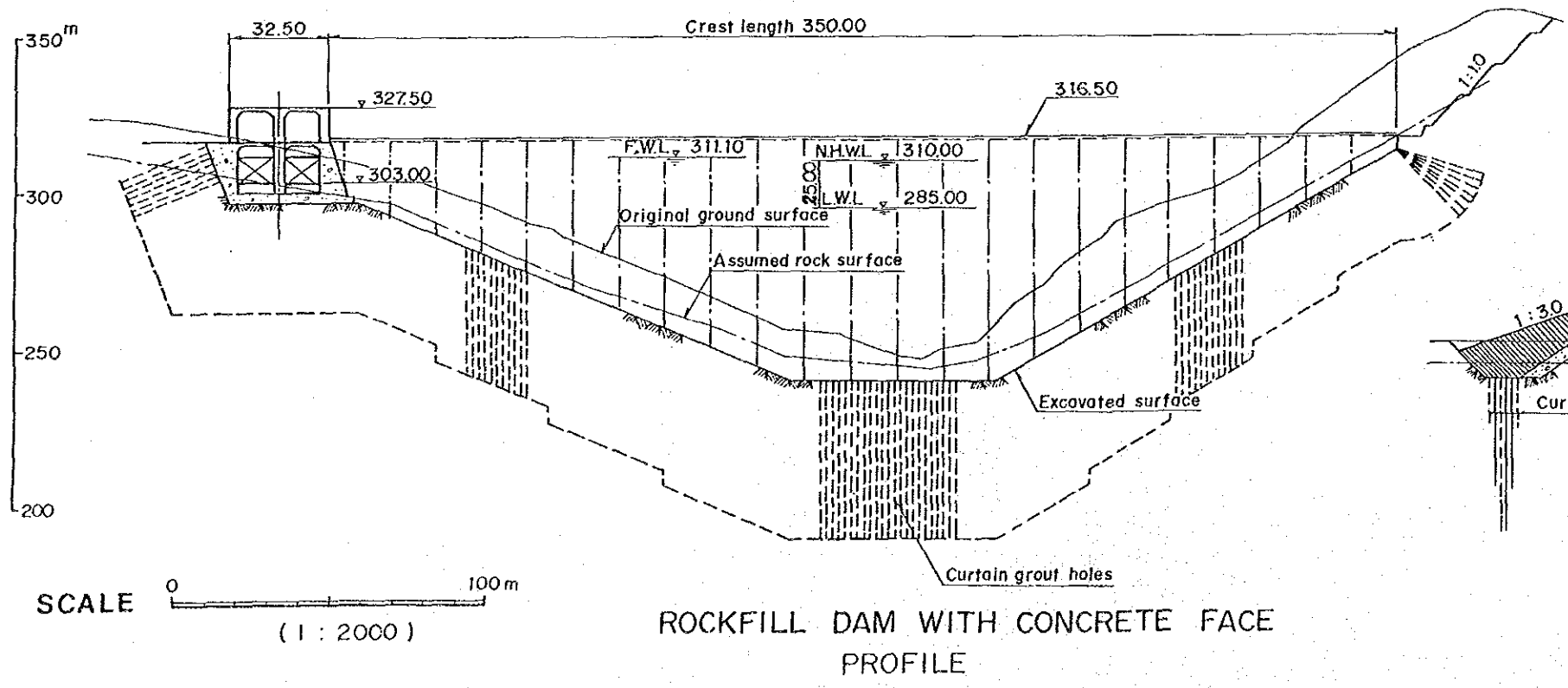
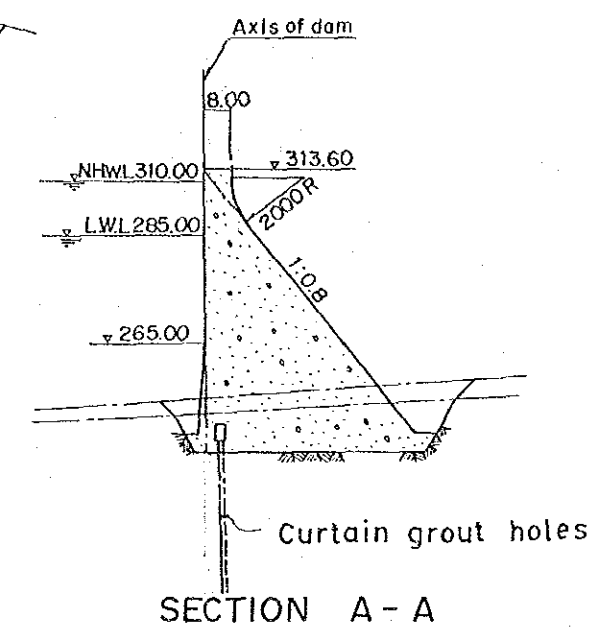
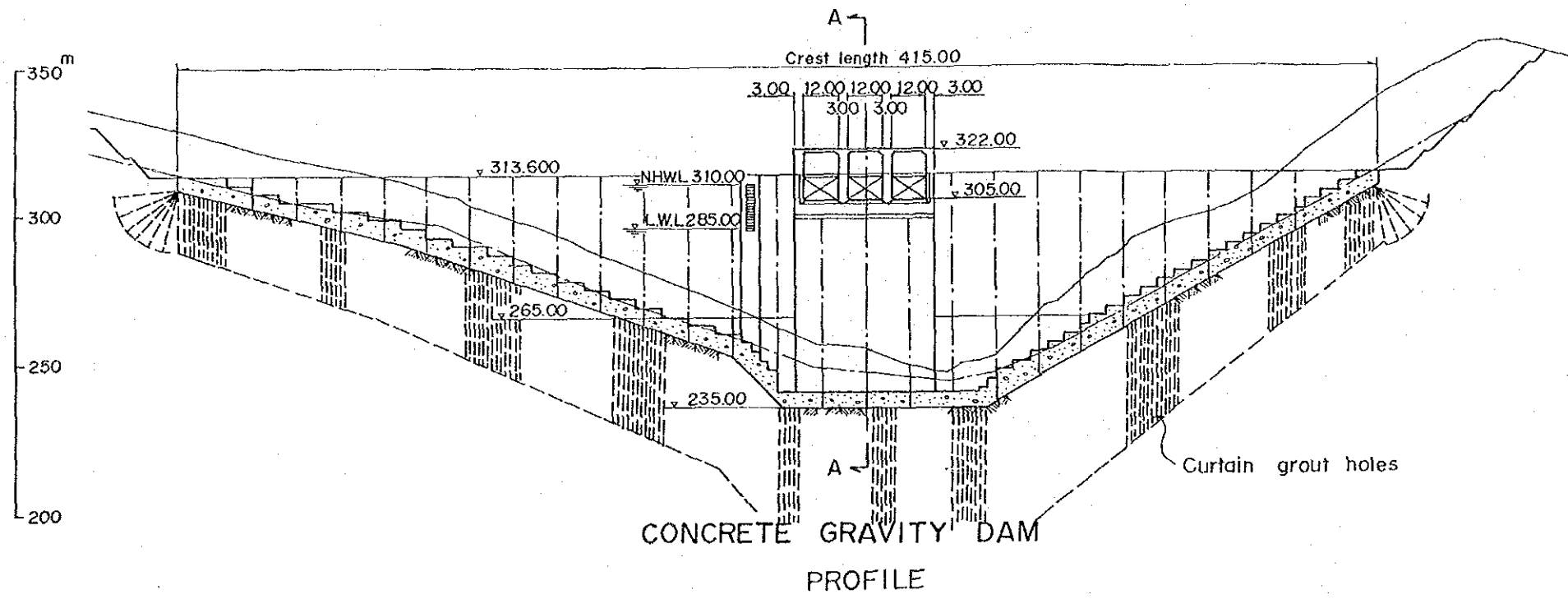
プロジェクト地域周辺の電化に関しては現在、ケニンガウから11 KV 配電線がアンシップ村まで伸びており電力利用が可能である。プロジェクトの影響地域への電力供給を行うために、発電所に11 KV の引出し設備を設けるものとする。プロジェクト周辺地域への11 KV 配電線の建設計画が具体化されれば、配電線は容易にその引出し設備に接続することができる。



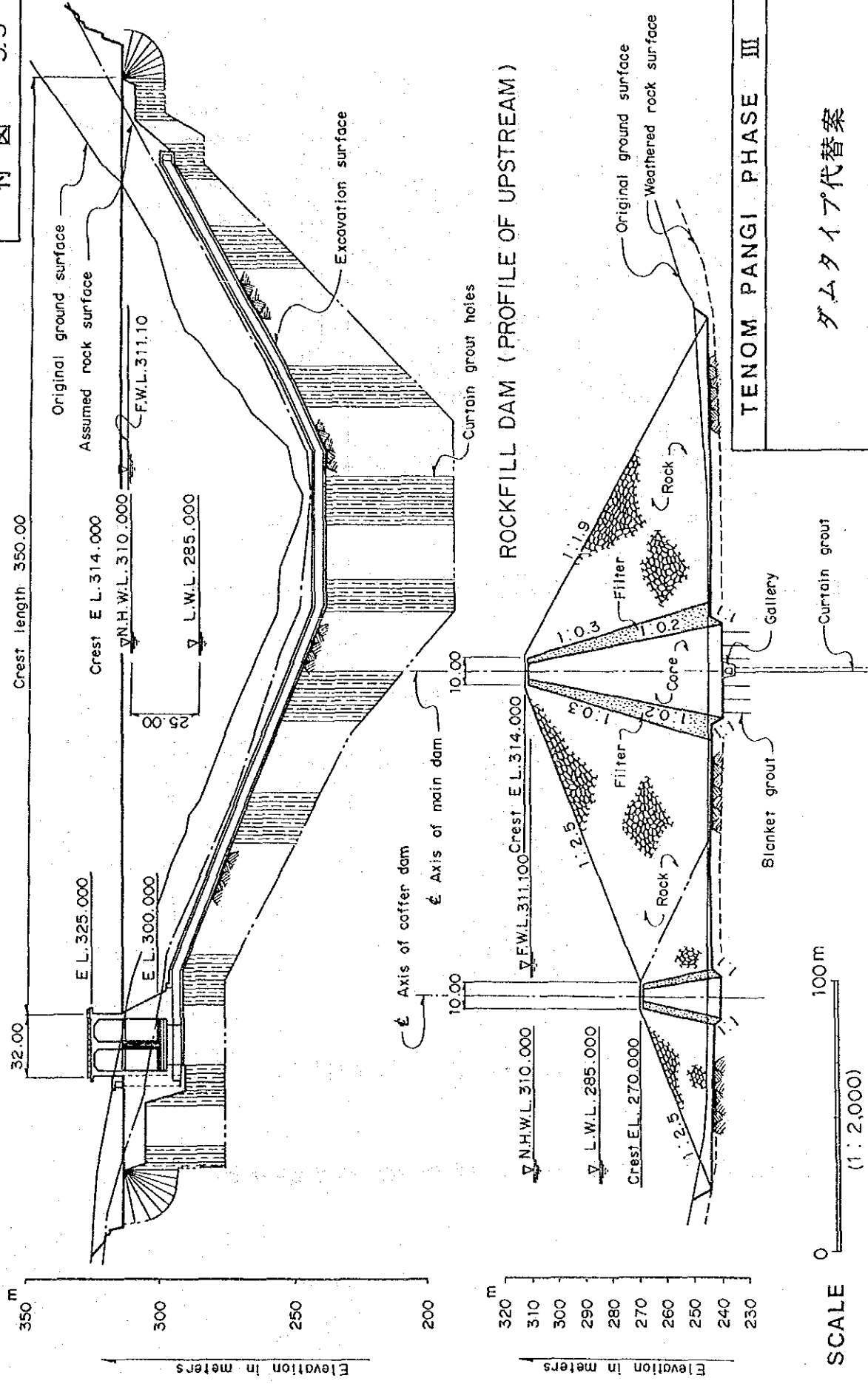
TENOM PANGI PHASE III

ダム軸候補地点

SEB / JICA



TENOM PANGI PHASE III
 ダムタイプ代替案
 SEB / JICA



ROCKFILL DAM (PROFILE OF UPSTREAM)

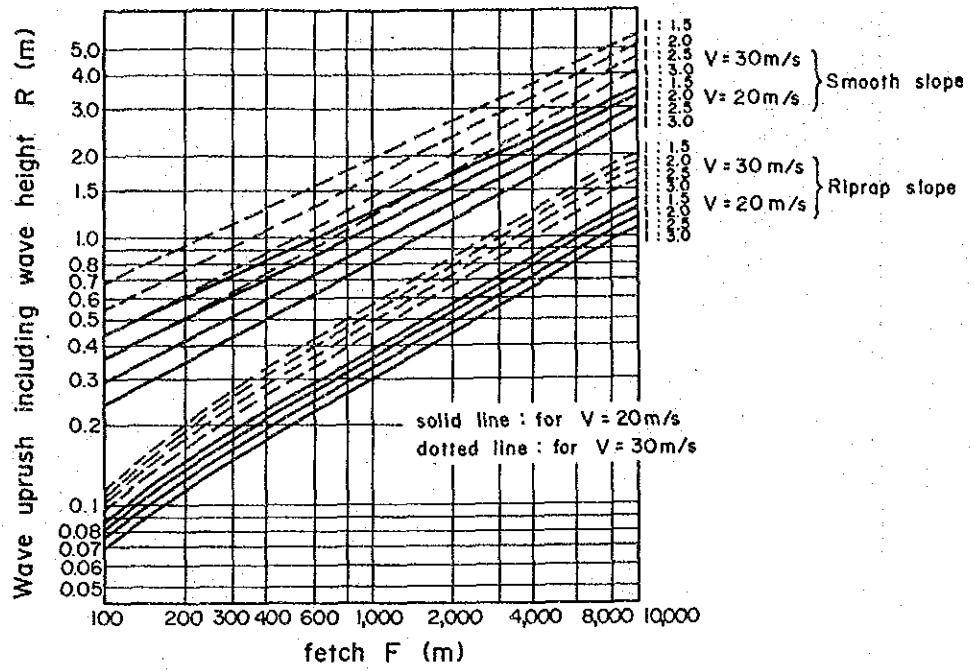
TENOM PANGI PHASE III

ダムタイプ代替案

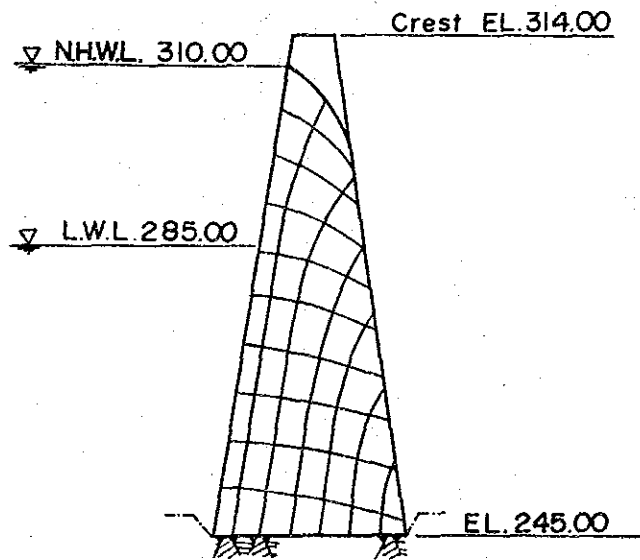
SEB / JICA

TYPICAL CROSS SECTION

SCALE 100m (1:2,000)



付図 5.4 S.M.B.法及びサビリー法による遡上高さ



付図 5.5 安定解析のための流線網