

Table 2-4-1 スリ・ランカの工業生産

Categories	1992		1993		1994		1995		1996		Annual average increase (%)
	Amount (Rs. million)	Share rate (%)									
<b>Value of Industrial Production at 1990-Constant Price</b>											
Food, beverages & tobacco	26,087	24.55%	28,304	23.45%	30,445	23.24%	33,641	23.29%	35,908	23.18%	8.32%
Textile, wearing apparel & leather products	38,805	36.52%	45,540	37.73%	48,333	36.89%	55,480	38.41%	58,332	37.65%	10.73%
Wood & wooden products	797	0.75%	939	0.78%	1,085	0.83%	1,243	0.86%	1,321	0.85%	13.46%
Paper & paper products	2,628	2.47%	3,140	2.60%	3,565	2.72%	3,508	2.43%	3,550	2.29%	7.81%
Chemical, petroleum, rubber & plastic products	19,752	18.59%	23,683	19.62%	25,838	19.72%	27,543	19.07%	31,135	20.10%	12.05%
Non metallic mineral products	9,451	8.89%	10,349	8.57%	11,643	8.89%	12,516	8.66%	13,360	8.62%	9.04%
Basic metal products	1,294	1.22%	1,178	0.98%	1,568	1.20%	1,377	0.95%	1,636	1.06%	6.04%
Fabricated metal products, machinery & transport equipment	5,314	5.00%	5,203	4.31%	5,931	4.53%	6,139	4.25%	6,252	4.04%	4.15%
Manufactured products not elsewhere specified	2,124	2.00%	2,366	1.96%	2,617	2.00%	3,005	2.08%	3,443	2.22%	12.84%
<b>Total</b>	<b>106,252</b>	<b>100.00%</b>	<b>120,702</b>	<b>100.00%</b>	<b>131,025</b>	<b>100.00%</b>	<b>144,452</b>	<b>100.00%</b>	<b>154,937</b>	<b>100.00%</b>	<b>9.89%</b>
<b>Value of Industrial Production at Current Price</b>											
Food, beverages & tobacco	34,157	25.10%	39,709	23.85%	45,054	23.63%	54,927	24.80%	68,209	26.21%	18.87%
Textile, wearing apparel & leather products	53,929	39.62%	70,057	42.08%	78,211	41.02%	89,944	40.62%	101,627	39.05%	17.16%
Wood & wooden products	1,005	0.74%	1,230	0.74%	1,601	0.84%	1,929	0.87%	2,171	0.83%	21.23%
Paper & paper products	2,586	1.90%	3,438	2.07%	4,066	2.13%	4,595	2.08%	5,069	1.95%	18.32%
Chemical, petroleum, rubber & plastic products	23,817	17.50%	28,876	17.35%	34,017	17.84%	38,321	17.31%	46,936	18.04%	18.48%
Non metallic mineral products	10,582	7.77%	12,351	7.42%	14,580	7.65%	16,740	7.56%	18,997	7.30%	15.75%
Basic metal products	1,424	1.05%	1,497	0.90%	1,909	1.00%	1,736	0.78%	2,248	0.86%	12.09%
Fabricated metal products, machinery & transport equipment	5,948	4.37%	5,915	3.55%	7,122	3.74%	7,977	3.60%	8,807	3.38%	10.31%
Manufactured products not elsewhere specified	2,658	1.95%	3,402	2.04%	4,083	2.14%	5,271	2.38%	6,183	2.38%	23.50%
<b>Total</b>	<b>136,106</b>	<b>100.00%</b>	<b>166,475</b>	<b>100.00%</b>	<b>190,643</b>	<b>100.00%</b>	<b>221,440</b>	<b>100.00%</b>	<b>260,247</b>	<b>100.00%</b>	<b>17.59%</b>
<b>Industrial Production Index (1990=100)</b>											
Food, beverages & tobacco	120	-	129	-	140	-	155	-	166	-	-
Textile, wearing apparel & leather products	144	-	168	-	179	-	206	-	217	-	-
Wood & wooden products	106	-	123	-	149	-	170	-	165	-	-
Paper & paper products	184	-	226	-	263	-	266	-	279	-	-
Chemical, petroleum, rubber & plastic products	121	-	132	-	159	-	196	-	224	-	-
Non metallic mineral products	137	-	159	-	212	-	228	-	243	-	-
Basic metal products	167	-	225	-	266	-	305	-	351	-	-
Fabricated metal products, machinery & transport equipment	126	-	124	-	141	-	147	-	150	-	-
Manufactured products not elsewhere specified	127	-	152	-	168	-	193	-	221	-	-
<b>All categories</b>	<b>137</b>	<b>-</b>	<b>155</b>	<b>-</b>	<b>172</b>	<b>-</b>	<b>192</b>	<b>-</b>	<b>205</b>	<b>-</b>	<b>-</b>

Source : Annual Report 1996, Central Bank of Sri Lanka.

Table 2-4-2 輸出作物統計

Item	Unit	1992 <sup>(1)</sup>	1993 <sup>(1)</sup>	1994 <sup>(2)</sup>	1995 <sup>(2)</sup>	1996 <sup>(2)</sup>	Average increasing R/annum(%)
<b>A. Tea Sector</b>							
Production		179	232	242	246	258	9.57%
High grown	1,000 Tons	54	73	77	74	72	7.46%
Medium grown	1,000 Tons	38	47	47	51	48	6.01%
Low grown	1,000 Tons	87	112	118	122	138	12.23%
Extent							
Total extent	1,000 ha	222	n.a.	187	189	188	-4.07%
Extent in bearing	1,000 ha	-	-	n.a.	173	177	-
Fertilizer used	1,000 Mt.Tons	110	147	126	120	154	8.78%
Planting area							
Replanting area	ha	1,417	1,311	1,225	1,215	990	-8.57%
New planting area	ha	-	-	1,450	1,397	565	-
Prices							
Colombo (net)	Rs./kg	60.51	68.88	65.12	72.21	103.88	14.47%
Export (f.o.b)	Rs./kg	81.98	91.16	91.32	102.31	139.56	14.23%
Cost of production	Rs./kg	72.26	75.81	75.67	76.14	90.75	5.86%
Exported volume	1,000 Tons	182	218	230	241	244	7.60%
Export earnings	Million Rs.	14,893	19,911	20,964	24,638	34,068	22.98%
Value added as % of GDP	(%)	2.0%	2.4%	2.3%	2.1%	2.2%	2.41%
<b>B. Rubber Sector</b>							
Production	1,000 Tons	106	104	105	106	112	1.39%
Area							
Under cultivation	1,000 ha	195	192	161	162	162	-4.53%
Under tapping	1,000 ha	146	146	121	124	122	-4.39%
Yield	kg/ha	725	714	870	853	870	4.66%
Fertilizer used	1,000 Mt.Tons	13	18	17	15	17	6.94%
Planting							
Replanting	ha	3,918	2,084	1,623	3,239	3,200	-4.93%
New planting	ha	-	-	538	829	855	-
Prices							
Export (f.o.b)	Rs./kg	37.65	44.34	51.81	83.69	79.78	20.65%
Colombo (RSS-1)	Rs./kg	29.28	35.48	50.36	72.04	67.85	23.38%
Cost of production	Rs./kg	20.50	23.00	30.85	33.37	36.70	15.67%
Volume consumed							
Exported volume	1,000 Tons	79	70	69	68	72	-2.29%
Domestic consumption	1,000 Tons	29	33	36	37	40	8.37%
Export earnings	Million Rs.	2,960	3,086	3,582	5,713	5,753	18.07%
Value added as % of GDP	(%)	1.0%	0.7%	0.9%	0.8%	0.9%	-2.60%
<b>C. Coconut Sector</b>							
Production	Million nuts	2,296	2,159	2,604	2,774	2,529	2.45%
Desiccated coconut(*)	Million nuts	365	269	380	465	425	3.88%
Coconut oil(**)	Million nuts	242	176	480	516	328	7.90%
Copra(***)	Million nuts	29	24	32	50	39	7.69%
Fresh nut export	Million nuts	25	22	25	27	17	-9.19%
Domestic nut consumption(****)	Million nuts	1,635	1,668	1,687	1,716	1,720	1.28%
Extent	1,000 ha	-	-	413	416	417	-
Average export price (f.o.b)	Rs./nut	6.47	6.31	5.67	6.08	9.42	9.85%
Fertilizer used	1,000 Mt.Tons	34	35	31	34	39	3.49%
Cost of production	Rs./nut	1.97	2.03	1.84	2.02	2.18	2.56%
Replanting/under planting	ha	1,589	1,553	842	986	578	-22.34%
New planting	ha	637	452	657	1,250	841	7.19%
Export earning	Million Rs.	3,691	2,796	3,761	5,271	6,091	13.34%
Kernel products	Million Rs.	2,665	1,847	2,476	3,521	4,469	13.80%
Other products	Million Rs.	1,026	949	1,285	1,750	1,622	12.13%
Value added as % of GDP	(%)	3.1%	2.6%	2.4%	2.1%	2.0%	-10.38%

(Note) \* 1 Mt.Ton = 6,800 nuts

\*\* 1 Mt.Ton = 8,000 nuts

\*\*\* 1 Mt.Ton = 4,925 nuts

\*\*\*\* Per capita household consumption = 94.8 nuts per year.

Source : (1) Annual Report 1994, Central Bank of Sri Lanka.

(2) Annual Report 1996, Central Bank of Sri Lanka.

Table 2-4-3 国内基幹作物・漁業・畜産統計

Item	Unit	1993 <sup>(1)</sup>	1994 <sup>(1)</sup>	1995 <sup>(2)</sup>	1996 <sup>(2)</sup>	Average increasing R/annum (%)
<b>A. Paddy Sector</b>						
Gross extent sown	1,000 ha	835	930	915	749	-3.56%
Gross extent harvested	1,000 ha	820	897	890	660	-6.98%
Net extent harvested	1,000 ha	732	798	795	587	-7.09%
Production	1,000 Mt.Tons	2,570	2,684	2,810	2,061	-7.09%
Yield	kg/ha	3,511	3,363	3,535	3,513	0.02%
Credit granted	Million Rs.	603	844	792	396	-13.08%
Purchases under the GPS*	1,000 Mt.Tons	46	120	282	1	-72.09%
Rice imported	1,000 Mt.Tons	209	58	9	341	17.73%
(Paddy equivalent)	1,000 Mt.Tons	299	85	14	488	17.74%
(Note) * : Guaranteed price of paddy.						
<b>B. Sugar Sector</b>						
Total area under cane with ratoons	ha	12,890	12,535	11,099	8,510	-12.93%
Area harvested	ha	11,095	8,845	8,176	8,482	-8.56%
Cane harvested	Mt.Tons	617,922	593,804	554,777	426,502	-11.63%
Private cane purchased	Mt.Tons	191,812	284,188	302,349	306,937	16.97%
Quantity of cane crushed	Mt.Tons	809,733	877,992	858,163	902,998	3.70%
Average yield	Mt.Tons/ha	56	67	68	52	-2.26%
Sugar production without sweepings	Mt.Tons	68,603	72,275	70,568	73,010	2.10%
Surgar recovery rate*	%	8.47%	8.23%	8.22%	8.05%	-1.68%
(Note) * Recover rate = (Sugar produced)/(Quantity of cane crushed) x 100						
<b>C. Fish Production</b>						
Marine fisheries	Mt.Tons	202,900	212,000	217,550	206,300	0.56%
Inland fisheries (aquaculture)*	Mt.Tons	18,000	12,000	20,000	22,250	7.32%
(Note) * Includes only inland fishery upto 1994. From 1995, includes inland fishery, coastal brackish water prawn and cultured prawn production.						
<b>D. Livestock Population<sup>(3)</sup></b> (up to 1995)						
Neat cattle	Head	1,704,100	1,702,500	1,704,100	-	0.00%
Buffaloe	Head	793,800	791,100	763,900	-	-1.90%
Sheep	Head	19,500	20,200	19,000	-	-1.29%
Goat	Head	582,600	587,800	587,800	-	0.45%
Pig(swine)	Head	90,100	933,800	93,800	-	2.03%
(Note) - Lack of data.						
<b>E. Livestock Population Slaughtered<sup>(3)</sup></b> (up to 1994)						
Neat cattle	Head	179,413	192,578	-	-	7.34%
Sheep & goat	Head	109,158	128,941	-	-	18.12%
Pig (swine)	Head	23,175	27,535	-	-	18.81%
(Note) - Lack of data.						

Sources : (1) Annual Report 1994, Central Bank of Sri Lanka.

(2) Annual Report 1996, Central Bank of Sri Lanka.

(3) Statistical Abstract of the Democratic Socialist Republic of Sri Lanka 1996, Department of Census and Statistics, Ministry of Finance and Planning.

Table 2-4-4 スリ・ランカのカの経済活動状況

Items	Number of reported firms		Persons engaged (persons)		Number of employees (persons)		Salaries & wages (Million Rs.)		Output (Million Rs.)		Input (Million Rs.)		Value added (Million Rs.)		Gross additions (Million Rs.)		
	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	
<b>Industry Classified by Sector</b>																	
Mining	54	53	2,380	3,893	2,298	3,775	76	148	313	518	34	44	279	474	15	17	
Food, beverage & tobacco	742	690	58,626	51,789	57,869	51,236	1,907	2,121	40,018	48,277	22,310	24,558	17,708	23,719	1,464	811	
Textile, wearing apparel & leather	658	730	153,103	183,072	152,522	182,435	4,702	6,218	34,918	42,715	18,494	24,224	16,424	18,490	53,001	2,771	
Wood, wooden products & furniture	154	163	5,401	5,487	4,763	5,287	119	160	685	750	228	251	457	499	11	39	
Paper products, printing & publishing	82	97	10,131	10,829	10,015	10,703	344	696	3,213	4,830	1,709	2,728	1,504	2,102	199	559	
Chemical, petroleum, rubber & plastic	217	309	23,693	31,012	23,594	30,793	833	1,446	23,907	34,504	18,413	26,667	5,494	7,836	1,042	1,271	
Non-metallic mineral products	153	146	12,212	14,809	11,991	14,669	583	752	5,355	6,153	3,050	3,322	2,305	2,831	260	988	
Basic metal products	7	9	1,902	1,850	1,902	1,844	123	177	1,651	1,786	1,070	1,004	581	782	11	62	
Metal products, machinery & equipment	134	198	13,030	19,185	12,492	18,260	545	809	5,794	8,740	3,176	5,283	2,619	3,457	240	872	
Other manufacturing industries	53	63	5,537	16,369	5,376	8,887	188	306	5,193	8,765	3,318	5,388	1,876	1,377	54	153	
Electricity, gas & steam	2	2	14,377	12,567	14,377	12,567	855	916	7,835	10,246	1,669	786	6,167	9,460	0	6,622	
Water works & supply	1	1	8,680	6,700	6,680	6,700	282	333	914	1,144	206	285	708	860	20	881	
Total	2,257	2,461	309,072	357,562	303,879	347,156	10,557	14,082	129,796	168,428	73,677	94,540	56,122	71,887	56,317	15,046	
<b>Industry Classified by Scale of Employment</b>																	
<9	565	554	2,911	3,002	2,126	2,253	36	37	695	297	165	161	530	136	24	24	
10 - 19	380	458	5,162	6,301	4,599	5,805	68	103	608	879	311	482	297	397	76	72	
20 - 29	213	249	5,140	5,995	4,860	5,734	90	145	1,202	1,499	661	901	541	598	144	110	
30 - 39	159	171	5,431	5,829	5,450	5,587	109	153	1,335	2,202	793	1,314	542	888	19	105	
40 - 49	119	132	5,285	5,898	5,257	5,845	122	170	1,560	2,859	1,015	1,861	545	999	165	164	
50 - 99	334	340	23,388	24,366	23,389	24,085	582	719	7,232	10,896	4,418	6,855	2,814	4,041	285	353	
100 - 199	190	214	26,484	29,719	26,191	29,549	747	953	9,107	9,709	5,368	6,057	3,739	3,653	19,428	357	
200 - 499	164	180	51,719	60,082	50,557	60,002	1,598	2,315	28,604	35,198	17,477	22,699	11,157	12,499	32,975	1,543	
500 - 999	75	101	52,039	71,430	51,943	69,848	1,750	2,752	28,505	41,272	21,049	31,155	7,456	10,117	913	1,958	
1,000 - 8,200	57	61	115,177	132,414	115,171	125,922	4,603	5,822	43,133	51,397	20,792	22,283	22,341	29,114	2,287	3,738	
Total	2,256	2,460	292,736	345,036	289,543	334,630	9,705	13,169	121,981	156,208	72,049	93,768	49,962	62,442	56,316	8,424	
<b>Industry Classified by Type</b>																	
Private	1,898	2,074	230,886	283,260	228,980	274,584	7,100	10,125	87,944	110,073	49,096	64,500	38,848	45,572	55,246	6,307	
Public	359	387	76,186	74,302	74,899	72,572	3,456	3,957	41,853	56,356	24,580	30,041	17,272	26,315	1,070	8,740	
Total	2,257	2,461	307,072	357,562	303,879	347,156	10,556	14,082	129,797	166,429	73,676	94,541	56,120	71,887	56,316	15,047	

Source : Statistical Abstract of the Democratic Socialist Republic of Sri Lanka 1996, Department of Census and Statistics, Ministry of Finance and Planning.

Table 2-4-5 スリ・ランカの経済活動のセクター別、雇用規模別、タイプ別割合 (%)

Items	Number of reported firms		Persons engaged		Number of employees		Salaries & wages		Output		Input		Value added		Gross additions	
	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993	1992	1993
	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
<b>Industry Classified by Sector</b>																
Mining	2.39%	2.15%	0.77%	1.09%	0.76%	1.09%	0.77%	1.05%	0.24%	0.31%	0.05%	0.05%	0.50%	0.66%	0.03%	0.11%
Food, beverage & tobacco	32.88%	28.04%	18.97%	14.48%	19.04%	14.76%	18.06%	15.06%	30.83%	28.66%	30.28%	25.98%	31.55%	32.99%	2.60%	5.39%
Textile, wearing apparel & leather	29.13%	29.66%	49.54%	51.20%	50.19%	52.55%	44.54%	44.16%	26.90%	25.36%	25.10%	25.62%	29.26%	25.72%	94.11%	18.42%
Wood, wooden products & furniture	6.82%	6.62%	1.75%	1.53%	1.57%	1.52%	1.13%	1.14%	0.53%	0.45%	0.31%	0.27%	0.81%	0.69%	0.02%	0.26%
Paper products, printing & publishing	3.63%	3.94%	3.28%	3.03%	3.30%	3.08%	3.26%	4.94%	2.48%	2.87%	2.32%	2.89%	2.68%	2.92%	0.35%	3.72%
Chemical, petroleum, rubber & plastic	9.61%	12.56%	7.67%	8.67%	7.76%	8.87%	7.89%	10.27%	18.42%	20.49%	24.99%	28.21%	9.79%	10.90%	1.85%	8.45%
Non-metallic mineral products	6.78%	5.93%	3.95%	4.14%	3.95%	4.23%	5.52%	5.34%	4.13%	3.65%	4.14%	3.51%	4.11%	3.94%	0.46%	6.57%
Basic metal products	0.31%	0.37%	0.62%	0.52%	0.63%	0.53%	1.17%	1.26%	1.27%	1.06%	1.45%	1.06%	1.04%	1.09%	0.02%	0.41%
Metal products, machinery & equipment	5.94%	8.05%	4.22%	5.37%	4.11%	5.26%	5.16%	5.74%	4.46%	5.19%	4.31%	5.59%	4.67%	4.81%	0.43%	5.80%
Other manufacturing industries	2.35%	2.56%	1.79%	4.58%	1.77%	2.56%	1.78%	2.17%	4.00%	5.20%	4.50%	5.70%	3.34%	1.92%	0.10%	1.02%
Electricity, gas & steam	0.09%	0.08%	4.65%	3.51%	4.73%	3.62%	8.10%	6.50%	6.04%	6.08%	2.27%	0.83%	10.99%	13.16%	0.00%	44.01%
Water works & supply	0.04%	0.04%	2.81%	1.87%	2.20%	1.93%	2.67%	2.36%	0.70%	0.68%	0.28%	0.30%	1.26%	1.20%	0.04%	5.86%
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
<b>Industry Classified by Scale of Employment</b>																
<9	25.04%	22.52%	0.99%	0.87%	0.73%	0.67%	0.37%	0.28%	0.57%	0.19%	0.23%	0.17%	1.06%	0.22%	0.04%	0.28%
10 - 19	16.84%	18.62%	1.76%	1.83%	1.59%	1.73%	0.70%	0.78%	0.50%	0.56%	0.43%	0.51%	0.59%	0.64%	0.13%	0.85%
20 - 29	9.44%	10.12%	1.76%	1.74%	1.68%	1.71%	0.93%	1.10%	0.99%	0.96%	0.92%	0.96%	1.08%	0.96%	0.26%	1.31%
30 - 39	7.05%	6.95%	1.86%	1.69%	1.88%	1.67%	1.12%	1.16%	1.09%	1.41%	1.10%	1.40%	1.08%	1.42%	0.03%	1.25%
40 - 49	5.27%	5.37%	1.81%	1.71%	1.82%	1.75%	1.26%	1.29%	1.28%	1.83%	1.41%	1.98%	1.09%	1.60%	0.29%	1.95%
50 - 99	14.80%	13.82%	7.99%	7.06%	8.08%	7.20%	6.00%	5.46%	5.93%	6.98%	6.13%	7.31%	5.63%	6.47%	0.51%	4.19%
100 - 199	8.42%	8.70%	9.05%	8.61%	9.05%	8.83%	7.70%	7.24%	7.47%	6.22%	7.45%	6.46%	7.48%	5.85%	34.50%	4.24%
200 - 499	7.27%	7.32%	17.67%	17.41%	17.46%	17.93%	16.47%	17.58%	23.45%	22.53%	24.26%	24.21%	22.33%	20.02%	58.55%	18.32%
500 - 999	3.32%	4.11%	17.78%	20.70%	17.94%	20.87%	18.03%	20.90%	23.37%	26.42%	29.21%	33.23%	14.92%	16.20%	1.62%	23.24%
1,000 - 8,200	2.53%	2.48%	39.35%	38.38%	39.78%	37.63%	47.43%	44.21%	35.36%	32.90%	28.86%	23.76%	44.72%	46.63%	4.06%	44.37%
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%
<b>Industry Classified by Type</b>																
Private	84.09%	84.27%	75.19%	79.22%	75.35%	79.10%	67.26%	71.90%	67.76%	66.14%	66.64%	68.22%	69.22%	63.39%	98.10%	41.92%
Public	15.91%	15.73%	24.81%	20.78%	24.65%	20.90%	32.74%	28.10%	32.24%	33.86%	33.36%	31.78%	30.78%	36.61%	1.90%	58.08%
Total	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%	100.00%

Source: Based on the data shown in Table 2-4-4.

Table 2-4-6 スリ・ランカの社会基盤

Kind of infrastructure	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	Annual increasing ratio (%)
<b>Road Sector</b>									
Length of public road in total (km)	25,680	25,684	25,952	25,749	25,749	26,004	-	-	0.25%
Number of motor vehicles registered	630,373	714,058	819,943	904,373	1,003,047	1,086,821	1,162,313	1,244,653	10.21%
Cars and cabs	155,194	163,779	173,519	180,135	189,477	197,300	210,013	228,869	5.71%
Motor cycles	240,869	307,392	391,732	450,372	516,205	570,136	606,924	641,126	15.01%
Others	234,310	242,887	254,692	273,866	297,365	319,385	345,376	374,658	6.94%
<b>Railway</b>									
Broad gauge (km)	1,394	1,394	1,394	1,403	1,403	1,432	1,442	1,442	0.48%
Single line	1,293	1,293	1,293	1,302	1,302	1,331	1,341	1,341	0.52%
Double line	101	101	101	101	101	101	101	101	0.00%
Narrow gauge (single line only) (km)	59	59	59	59	59	59	59	59	0.00%
Total	1,453	1,453	1,453	1,462	1,462	1,491	1,501	1,501	0.47%
<b>Sea Port and Sea Transport</b>									
<b>Colombo Port</b>									
Number of ships arrived*	-	-	2,847	2,929	3,117	3,323	3,251	3,277	2.85%
Total gross registered tonnage	-	-	38,673	40,318	43,994	50,610	53,278	55,992	7.68%
Total net registered tonnage	-	-	20,148	20,545	22,087	24,555	25,120	25,368	4.72%
Number of sailing craft arrive	-	-	187	225	350	430	416	244	5.47%
Total gross registered tonnage (1,000)	-	-	49	55	87	111	100	64	5.49%
Total net registered tonnage (1,000)	-	-	39	46	71	93	89	54	6.72%
<b>Trincomalee Port</b>									
Number of ships arrived*	-	-	183	195	247	246	243	266	7.77%
Total gross registered tonnage (1,000)	-	-	952	1,027	1,263	1,413	1,435	1,665	11.83%
Total net registered tonnage (1,000)	-	-	614	674	812	870	881	971	9.60%
<b>Galle Port</b>									
Number of ships arrived*	-	-	59	54	74	62	74	69	3.18%
Total gross registered tonnage (1,000)	-	-	126	160	189	202	265	185	7.98%
Total net registered tonnage (1,000)	-	-	79	97	120	113	159	108	6.45%
<b>Air Transport</b>									
Number of passenger by air craft (persons)									
To Sri Lanka	-	-	-	676,344	981,111	708,780	2,679,020	896,202	7.29%
From Sri Lanka	-	-	-	717,050	1,705,985	760,444	964,102	916,053	6.31%
Air mails handled (kg)									
To Sri Lanka	-	-	-	1,333,782	897,899	593,102	1,037,141	707,040	
From Sri Lanka	-	-	-	1,377,518	361,374	419,066	577,215	441,256	
Total handling volume	-	-	-	2,711,300	1,259,273	1,012,168	1,614,356	1,148,296	
Freight & excess baggage by air craft (Tons)									
To Sri Lanka	-	-	-	-	16,042	13,686	22,047	24,158	
From Sri Lanka	-	-	-	-	25,695	27,571	27,201	28,351	
Total handling volume	-	-	-	-	41,737	41,257	49,248	52,509	
<b>Postal Facilities</b>									
Post offices	508	511	515	527	534	544	557	562	1.45%
Sub post offices	3,321	3,330	3,349	3,357	3,357	3,351	3,375	3,404	0.35%
Post office agencies	40	67	81	98	127	147	173	182	24.17%

Source : Statistical Abstract of the Democratic Socialist Republic of Sri Lanka 1996, Department of Census and Statistics, Ministry of Finance and Planning.

## 2.5 家庭経済

Table 2-5-1は1986/87年度にスリ・ランカ中央銀行が実施した消費者財政・社会経済調査の報告書をもとに推定した1997年現在の所帯当りの収入と消費品目別の支出の状況を示したものである。このデータによると、スリ・ランカにおける所帯当りの収入水準は1997年現在所帯当り8,908ルピー(Rs.8,908)/月となっている。また同年の支出の総額は同じく所帯当り7,966ルピー(Rs.7,966)/月となっている。従って、所帯当りの余裕額は942ルピー(Rs.942)/ということになる。

ここに、現時点の収入水準を推定するにあたっては上記調査の結果にTable 2-5-1 (A)に示すような最低賃金指数を適用、また支出水準を推定するにあたっては同じく同表に示すコロンボ市の消費者物価指数の総合項目を適用した。

食費の支出額が4,401ルピー(Rs.4,401)/月となっていて月当りの収入額に対して約50%を占めるが、これは先進諸国のそれに比べてきわめて高い。一方、住宅費と被服費の占める割合は15%となっている。

一般に水道光熱費は収入の2.5%から5.0%の範囲だといわれている。この点からみると、スリ・ランカのそれは月当り収入に対しておよそ4.4%となっており、特に電気代は収入に対して0.6%に過ぎず、額にして所帯当り月平均で50ルピー(Rs.50)となっている。

スリ・ランカにおける上述の家庭経済の状況にみるかぎり、同国の人々には光熱費、特に電気代については、さらにいくらかの支出を行う余裕はあるようにみえる。実際、次章に述べるように、CEB発行の「Sales and Generation Data Book」によれば、一般家庭一契約者当りの電気代は150ルピー(Rs.150)/月となっている。この場合、一契約者とは一所帯と考えることができるだろう。

Table 2-5-1 スリ・ランカの家庭経済状況

A. Price Escalation					B. Family Economy			
Year	Minimum wage rate index		Consumers' price index in Colombo		Income/expenditure	Based on the Survey <sup>(1)</sup> (As of 1986/87)		Amount/HH as of 1997 estimated by MWR* & CPI** for expenditure (Rs./Month)
	(Dec. =100)	(Dec. =100)	(1952 =100)	(1987 =100)		Amount per S.U (Rs./Month)	Amount per HH (Rs./Month)	
1987	277.7	100.0	652.8	100.0				
1988	335.8	120.9	744.1	114.0				
1989	388.1	139.8	830.2	127.2				
1990	453.5	163.3	1,008.6	154.5				
1991	518.8	186.8	1,131.5	173.3				
1992	590.0	212.5	1,260.4	193.1				
1993	685.8	247.0	1,408.4	215.7				
1994	712.4	256.5	1,527.4	234.0				
1995	740.3	266.6	1,644.6	251.9				
1996	801.8	288.7	1,906.7	292.1				
1997								
Jan.	842.4	303.3	2,042.7	312.9				
Feb.	842.9	303.5	2,031.3	311.2				
Mar.	842.3	303.3	2,009.6	307.8				
Apr.	841.1	302.9	2,016.0	308.8				
Source : Bulletin May 1997, Central Bank of Sri Lanka.					<b>Average income</b>	2,728	2,941	8,908
					<b>Average expenditure</b>	2,388	2,580	7,966
					Food	1,320	1,425	4,401
					Expenditure for non-food	1,069	1,154	3,565
					Housing	198	214	661
					Clothing	191	206	637
					Fuel & light	115	125	385
					Electricity	15	16	50
					Water	1	1	4
					Transport & communication	125	134	415
					Education	53	58	178
					Recreation	50	54	167
					Social & religious functions	97	105	324
					Laundry & cleaning	28	30	93
					Litigation	11	12	37
					Gifts & donation to S.U*	46	50	155
					Personal expenditure	59	63	196
					Servants/drivers	18	20	61
					Medical expenditure	56	60	187
					Infants requirements	1	1	4
					Insurance	0	0	0
					Miscellaneous	4	4	12

Source : (1) Report on Consumer Finances and Socio Economic Survey 1986/87 in Sri Lanka, Part II, Statistics Department, Central Bank of Sri Lanka, December 1990.

(Note) S.U = Spending unit.

HH = Household.

\* : Minimum wage rate index.

\*\* : Consumer price index.

## 2.6 価格変動

### 2.6.1 消費者物価

Table 2-6-1はコロンボ市の1987年以降の消費者物価指数を示したものである。同表によれば、総合、食品、被服、光熱費、借家代、その他の物価の1987年から1996年までの期間の年平均上昇率はそれぞれ12.65%、13.08%、11.41%、マイナス0.05%、13.25%となっている。

Table 2-5-1 (A)に示したように、賃金の伸び率が年率で12.50%であるから、消費者物価指数の上昇の方が賃金のそれより若干高いことになる。

### 2.6.2 為替交換レート

対米ドル及び対日本円の1987年から1997年までの為替交換レートの変動はTable 2-6-2に示した通りである。

同表によれば、1987年から1996年までの期間、スリ・ランカのルピーは米ドルに対して年率7.03%、日本円に対して年率7.77%の割合でそれぞれ低下している。スリ・ランカ中央銀行発行の1997年5月版紀要によれば1997年5月現在の交換レートは100米ドル当り5,827ルピー(Rs.5,827)、100円当り50.48%ルピー(Rs.50.48)となっている。

Table 2-6-1 コロンボ市の消費者物価指数

Year/month	Base year: 1952 = 100							Base year: 1987 = 100										
	General	Food	Fuel & light	Rent	Miscellaneous	General	Food	Clothing	Fuel & light	Rent	Miscellaneous	General	Food	Clothing	Fuel & light	Rent	Miscellaneous	
1987	652.8	697.0	400.9	1,358.7	109.8	650.7	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	
1988	744.1	802.0	419.8	1,535.1	109.8	742.6	114.0	115.1	104.7	113.0	100.0	114.1	126.5	100.0	100.0	114.1	132.2	
1989	830.2	884.6	490.0	1,718.9	109.8	860.2	127.2	126.9	122.2	126.5	100.0	132.2	142.4	100.0	100.0	156.9	176.1	
1990	1,008.6	1,090.9	610.2	1,934.2	109.8	1,021.0	154.5	156.5	152.2	142.4	100.0	156.9	165.8	100.0	100.0	202.7	229.0	
1991	1,131.5	1,220.3	678.4	2,252.2	109.8	1,146.0	173.3	175.1	169.2	165.8	100.0	176.1	171.8	100.0	100.0	242.6	276.7	
1992	1,260.4	1,366.0	723.6	2,334.3	109.8	1,318.7	193.1	196.0	180.5	171.8	100.0	202.7	200.9	100.0	100.0	306.5	322.8	
1993	1,408.4	1,519.4	782.7	2,730.0	109.8	1,490.4	215.7	218.0	195.2	200.9	100.0	229.0	230.5	100.0	100.0	324.5	327.2	
1994	1,527.4	1,654.1	795.7	3,131.6	109.8	1,578.7	234.0	237.3	198.5	230.5	100.0	242.6	244.5	100.0	100.0	330.7	330.7	
1995	1,644.6	1,768.1	803.9	3,322.4	109.8	1,800.6	251.9	253.7	200.5	244.5	100.0	276.7	264.3	99.5	99.5	306.5	306.5	
1996	1,906.7	2,107.6	821.8	3,591.6	109.3	1,994.7	292.1	302.4	205.0	264.3	99.5	306.5	272.0	100.0	100.0	330.7	330.7	
1997	2,042.7	2,283.9	834.1	3,696.0	109.8	2,100.7	312.9	327.7	208.1	272.0	100.0	322.8	272.0	100.0	100.0	324.5	327.2	
January	2,031.3	2,263.6	834.1	3,696.0	109.8	2,111.8	311.2	324.8	208.1	272.0	100.0	324.5	272.0	100.0	100.0	324.5	327.2	
February	2,009.6	2,224.7	840.7	3,696.0	109.8	2,129.4	307.8	319.2	209.7	272.0	100.0	327.2	272.0	100.0	100.0	327.2	327.2	
March	2,016.0	2,229.1	840.7	3,696.0	109.8	2,151.9	308.8	319.8	209.7	272.0	100.0	330.7	272.0	100.0	100.0	330.7	330.7	
April																		
Average price increasing ratio (%) per annum from 1987 to 1996							12.65%	13.08%	8.30%	11.41%	-0.05%	13.25%						

Source : Bulletin May 1997, Central Bank of Sri Lanka.

Table 2-6-2 為替交換レート

Year/month	US Dollar (Per US\$100)		Japanese Yen (Per ¥100) Mid.	
	Buying	Selling	Mid.	Mid.
1987 December	3,075	3,078	3,076	24.91
1988 December	3,302	3,305	3,303	26.31
1989 December	3,999	4,002	4,000	28.16
1990 December	4,023	4,026	4,024	29.43
1991 December	4,257	4,260	4,258	33.90
1992 December	4,577	4,623	4,600	37.00
1993 December	4,931	4,981	4,956	44.33
1994 December	4,973	5,023	4,998	50.04
1995 December	5,351	5,459	5,405	52.55
1996 December	5,614	5,727	5,671	48.86
1997				
January	5,662	5,776	5,719	46.94
February	5,693	5,808	5,750	47.74
March	5,745	5,861	5,803	46.79
April	5,811	5,928	5,869	46.25
May	5,827	5,945	5,886	50.48

Source : Bulletin May 1997, Central Bank of Sri Lanka.

## 2.7 計画プロジェクトサイト周辺の社会経済状況

### 2.7.1 経済活動

コロンボ市北方約8kmの場所に位置する計画プロジェクトサイトは本章2.1.2項に述べたとおり西部州ワットラ県(以下「ワットラ」と称する)に属する。Figure 2-7-1はこのワットラの機構を示したものである。

ワットラは46のグラマ(村)からなる。ケラワラピティヤはこのグラマのひとつで、プロジェクトサイトはこの村に属する。

ワットラは島の西海岸沿いに位置しているため、このワットラに住む人々の主要な経済活動は海洋漁業となっている。彼らは(1)ワットラ漁業共同組合、(2)ウスウェタケイヤワ漁業共同組合、(3)パムヌガマ漁業共同組合、という3つの漁業共同組合を持っている。これらの漁業共同組合による漁獲高及び/もしくはそのワットラ県全体の経済活動に対する寄与の度合については今回は明らかにできなかった。

ワットラ県事務所長(スリ・ランカ国ワットラ県事務所の長。中央政府に属する機関なので日本流に表記するところなる)に対する聞き取り調査によると、漁業に携わる者以外はすべて雇用者であるとのことで、そのほぼ半数の47%は月額1,500ルピー(Rs.1,500)以下の収入を得るにとどまる者ばかりということであった。

### 2.7.2 人口

ワットラの人口はTable 2-7-1に示すとおり1996年現在で約15万人である。そのうち、68,338人が労働人口であるがその9,854人は雇用機会を持たない。つまり、1996年時点の失業率は14.4%であったということである。上述の聞き取り調査によると、1995年時点のワットラの人口は13万8,000人、所帯数は2万9,300所帯であったということである。この所帯規模にさほどの変化がないと仮定すれば、1996年時点の所帯数は3万1,910所帯であったことになる。

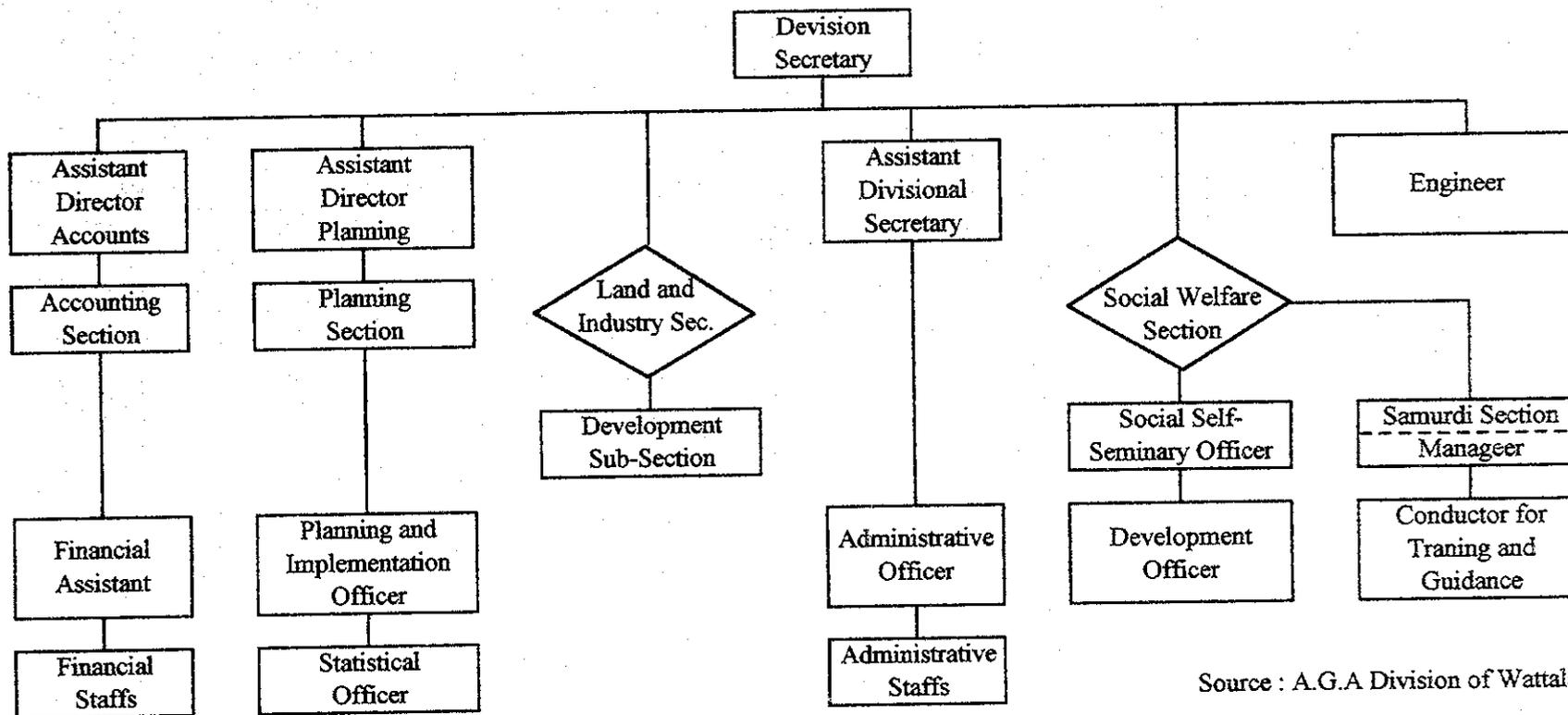
総就業人口58,484人のうち、公務員が11,298人、政府関連の企業に従事する者が8,713人で両方合わせて全就業人口の34%となる。残りの就業人口は域内に100社あるとされる工場等に工員として従事している。また、彼らの家庭経済を反映して、女性の就業割合は全就業人口の44.5%とかなり高いものとなっている。

### 2.7.3 その他の状況

今回行った現場踏査で、計画プロジェクトサイトの周辺には上述の登記人口には含まれていない不法居住者が若干居住していることがわかった。上述のワットラ県事務所の話では、彼らはいずれは恒久居住者となる、ということであった。また、彼らの生活状況

を考えれば、退去させるのは相当困難なことだと思われる。従って、プロジェクト実施にあたっては以上の状況を考慮する必要がある。

Figure 2-7-1 ワッタラの行政機構



Source : A.G.A Division of Wattala

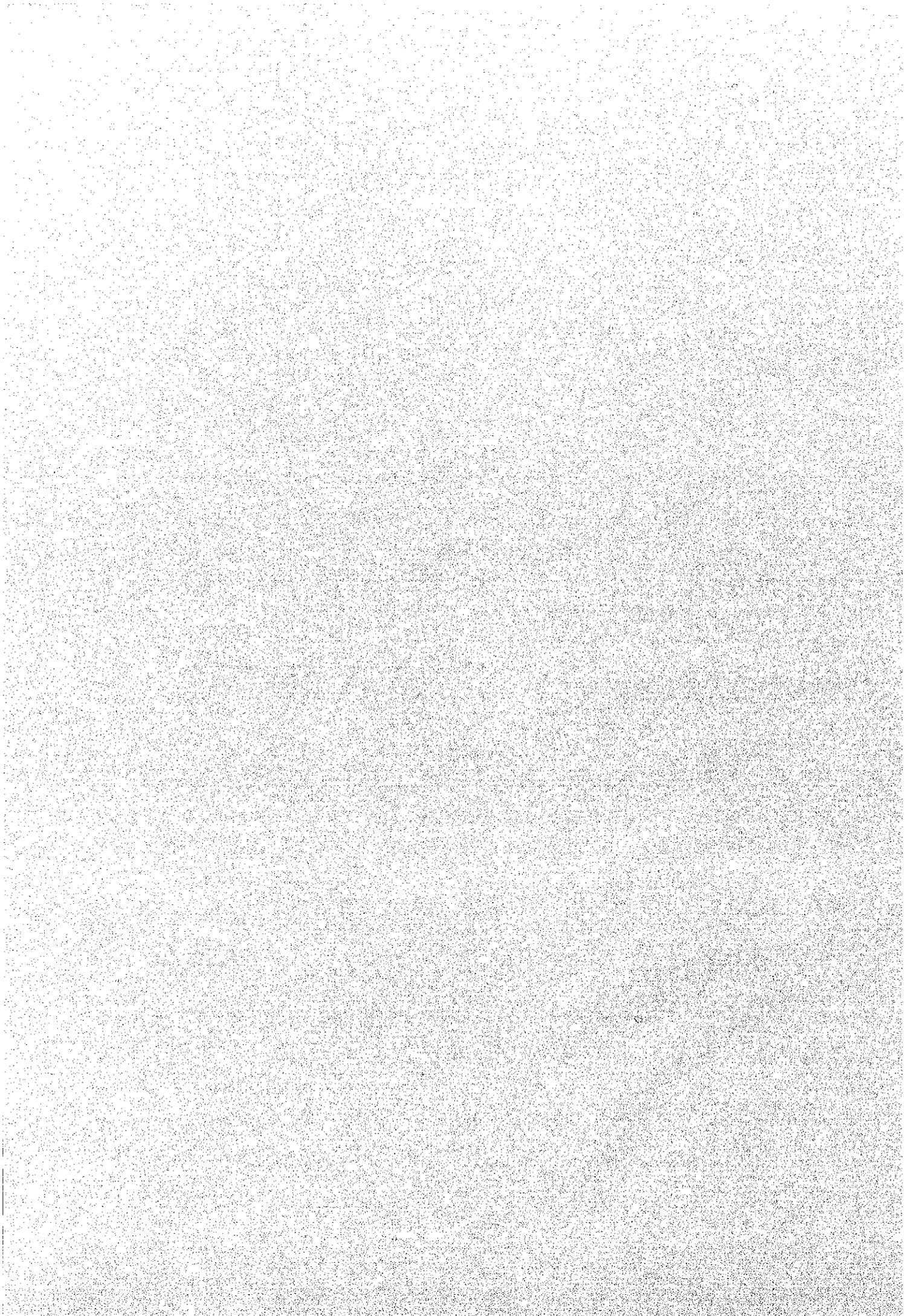
Table 2-7-1 ワッタラの人口と労働力

As of 1996

Grama (village)	Area Population		Number of houses by type					Labour force													Un-Labour				
	in total (Miles <sup>2</sup> )	Permanent (persons)	Semi- permanent	Temporary huts	Small classified	Not classified	Total	Gov'tal officers			Gov'tal corporation			Private			Others			Total employment			employed youth	in total force	
								Female	Male	Total	Female	Male	Total	Female	Male	Total	Female	Male	Total	Female	Male	Total			
Pamunugama	-	2,895	503	12	23	15	5	558	61	53	114	23	21	44	353	162	515	24	299	323	461	535	996	98	1,094
Maha Pamunugama	1.50	2,200	301	80	20	10	7	418	2	6	8	12	5	17	170	150	320	75	200	275	259	361	620	125	745
Bopitiya	1.00	1,295	190	92	16	5	15	318	18	44	62	10	18	28	180	68	248	35	20	55	243	150	393	60	453
Bopitiya Tuduwa	2.50	2,008	216	113	43	56	8	436	19	20	39	12	16	28	190	98	288	35	50	85	256	184	440	52	492
Pulluhena	1.00	2,156	376	36	8	12	0	432	33	52	85	14	31	45	84	48	132	31	25	56	162	156	318	158	476
Nugape	0.75	1,215	243	23	0	4	0	270	31	63	94	6	12	18	69	77	146	18	16	34	124	168	292	120	412
Kunjawatta	1.00	1,960	160	102	0	145	90	497	20	15	35	3	12	15	160	45	205	60	10	70	243	82	325	55	380
Uswatakeiyawa	2.50	3,940	750	40	10	5	0	805	70	80	150	50	63	113	177	195	372	185	230	415	482	568	1,050	200	1,250
Paranambelama	1.00	2,683	402	148	25	10	12	597	48	122	170	22	47	69	85	172	257	65	230	295	220	571	791	123	914
Patiyawala	1.00	2,318	95	322	69	58	289	833	18	49	67	49	1,227	1,276	189	226	415	108	296	404	364	1,798	2,162	294	2,456
Patiyawala South	4.00	3,050	300	50	20	175	50	595	50	100	150	125	200	325	75	80	155	20	25	45	270	405	675	300	975
Patiyawala North	4.00	3,425	288	50	12	150	88	588	30	60	90	75	125	200	100	200	300	25	75	100	230	460	690	250	940
Dikowita	2.45	1,634	153	71	2	112	10	348	1	1	2	0	0	0	146	98	244	2	215	217	149	314	463	160	623
Helkitta	-	5,371	623	121	2	54	52	852	83	168	251	68	156	224	364	389	753	179	376	555	694	1,089	1,783	143	1,926
Kuruduhena	0.25	3,735	368	145	45	28	16	602	160	215	375	103	175	278	265	170	435	250	365	615	778	925	1,703	375	2,078
Tibirigas Yaya	1.25	5,125	956	72	20	56	52	1,156	725	100	825	103	130	233	350	120	470	122	120	242	1,300	470	1,770	1,050	2,820
Alakanda	1.00	2,290	440	20	0	0	0	460	321	305	626	208	212	420	360	354	714	0	0	0	889	871	1,760	0	1,760
Kerawalapitiya	1.25	5,590	730	135	80	140	0	1,085	81	115	196	95	119	214	285	210	495	55	300	355	516	744	1,260	1,000	2,260
Matagoda	3.00	6,219	1,392	51	0	15	0	1,458	825	1,925	2,750	505	595	1,100	1,375	580	1,955	555	280	835	3,260	3,380	6,640	0	6,640
Balagala	-	6,097	895	130	12	2	98	1,137	122	138	260	190	152	342	562	440	1,002	742	642	1,384	1,616	1,372	2,988	70	3,058
Handala South	0.50	3,520	378	114	94	0	0	586	56	84	140	23	47	70	148	118	266	42	66	108	269	315	584	0	584
Handala North	2.00	4,390	381	95	52	65	43	636	78	124	202	18	154	172	169	370	539	185	105	290	450	753	1,203	163	1,366
Nayakakanda North	1.00	2,980	328	143	0	13	0	484	62	96	158	21	42	63	126	114	240	14	9	23	223	261	484	0	484
Nayakakanda South	0.75	3,651	341	105	17	5	9	477	76	21	97	41	53	94	158	196	354	52	89	141	327	359	686	76	762
Thelagapatha	0.25	4,608	630	151	23	40	10	854	29	32	61	24	54	78	273	285	558	179	344	523	505	715	1,220	400	1,620
Awariwatta	0.50	4,592	415	327	89	11	95	937	139	214	353	143	219	362	351	601	952	117	219	336	750	1,253	2,003	239	2,242
Wattala	0.50	3,486	482	159	12	6	0	659	379	442	821	75	67	142	428	507	935	76	102	178	958	1,118	2,076	197	2,273
Mabola	0.38	4,389	630	98	0	52	33	813	38	48	86	65	95	160	122	160	282	189	120	309	414	423	837	730	1,567
Galwatiya	0.13	3,298	493	19	11	9	34	566	14	52	66	8	29	37	166	449	615	160	510	670	348	1,040	1,388	450	1,838
Welikadamulla	0.25	4,736	747	330	0	0	95	1,172	28	12	40	210	170	380	380	243	623	60	240	300	678	665	1,343	960	2,303
Mattumagala	0.75	4,165	581	56	72	28	16	753	77	121	198	20	36	56	975	575	1,550	260	360	620	1,332	1,092	2,424	200	2,624
Kelagapokuma	0.50	2,238	260	102	0	0	12	374	21	51	72	19	42	61	426	374	800	45	116	161	511	583	1,094	29	1,123
Galudupita	0.50	3,802	626	223	20	8	12	889	136	241	377	111	199	310	221	312	533	12	21	33	480	773	1,253	0	1,253
Mahabage	0.75	3,831	770	70	40	10	58	948	54	48	102	102	130	232	202	274	476	17	30	47	375	482	857	126	983
Alipitiwala	2.00	3,483	535	116	3	36	0	690	83	147	230	163	186	349	458	292	750	0	0	0	704	625	1,329	0	1,329
Horape	0.25	1,794	331	48	3	0	0	382	58	120	178	12	33	45	60	101	161	30	79	109	160	333	493	156	649
Horape Tuduwa	0.25	1,615	292	65	4	7	3	371	169	217	386	48	40	88	83	63	146	49	72	121	349	392	741	203	944
Welisara	2.00	4,857	612	188	12	31	0	843	37	72	109	16	21	37	340	570	910	689	527	1,216	1,082	1,190	2,272	47	2,319
Magul Pokuma	1.75	3,646	370	275	30	5	8	688	50	107	157	45	155	200	550	460	1,010	100	155	255	745	877	1,622	459	2,081
Alehiwatta	1.00	3,456	660	350	25	0	0	1,035	90	110	200	40	80	120	600	525	1,125	200	150	350	930	865	1,795	325	2,120
Dalatura West	4.00	2,148	292	68	6	81	37	484	22	34	56	9	19	28	68	321	389	58	318	376	157	692	849	60	909
Dalatura East	1.25	1,524	198	32	9	41	20	300	20	225	245	6	11	17	84	122	206	58	131	189	168	489	657	96	753
Kurukulawa South	0.50	2,231	286	17	23	23	0	349	61	203	264	123	342	465	211	392	603	42	176	218	437	1,113	1,550	77	1,627
Kurukulawa North	0.25	1,778	320	20	0	2	0	342	38	56	94	6	17	23	235	270	505	35	98	133	314	441	755	37	792
Heenkenda	0.50	2,864	460	95	9	5	0	569	88	97	185	42	37	79	401	418	819	197	219	416	728	771	1,499	70	1,569
Tuduwe Gedara	0.25	1,887	2,259	90	4	2	13	2,368	24	48	72	9	47	56	83	70	153	15	55	70	131	220	351	121	472
Total	52.20	150,175	23,058	5,169	965	1,532	1,290	32,014	4,645	6,653	11,298	3,072	5,641	8,713	12,857	12,064	24,921	5,467	8,085	13,552	26,041	32,443	58,484	9,854	68,338

Source: A.G.A Division of Wattala.

## 第3章 スリ・ランカ国の電力事情 及び発電計画



## 第3章 スリ・ランカ国の電力事情及び発電計画

### 3.1 スリ・ランカ国の電力事情

スリ・ランカ国における電力は、セイロン電力庁(Ceylon Electricity Board:以下 CEB)が発電から配電まで一元的に実施している。CEBは1969年に法律により設立された機関で、灌漑電力省の監督下にある。

#### 3.1.1 発電電力量、ピーク負荷

スリ・ランカ国における発電電力量、ピーク負荷とそれぞれの伸び率を Table 3-1-1 に示す。

1970年代の終期から1980年代の初頭にかけて発電電力量の伸びは、10%を超えており、その時の急速な経済成長と呼応している。その後もその時々の経済成長に呼応する形で、発電電力量は伸びてきた。1983年、1987～1989年の伸びが低いのは市民による妨害があった為である。

1996年は激しい干ばつがあったため、水力設備の発電電力量が大幅に低下した。この低下分を火力設備が補ったが、補いきれず停電を余儀なくされた。Table 3.1.1-1の1996年の発電電力量は停電で送れなかった分381GWhを含んでいるので、実際の発電電力量は、 $4911-381=4530$ GWhとなり前年より低下している。

ここ20年間の発電電力量の伸びは平均7.6%を示している。

ピーク負荷についても、1996年以外は発電電力量の伸びと同様に伸びており、20年間の平均伸び率は7.1%を示している。

この様に、スリ・ランカ国において電力の需要は大きく伸びており、従来は干ばつでも水力発電の低下分を火力が補って来たが、近年は補いきれない状態にある。従って、降雨量に左右されない火力設備の早急な充実が望まれる。

#### 3.1.2 発電電力量の内訳

発電電力量の水力、火力、自家発の内訳を Table 3-1-2 に示す。本表で明らかな様に、スリ・ランカ国の電力供給態勢は典型的な水主火従である。豊水年にはほぼ100%の電力を水力から供給していた。1994年から自家発が稼働しはじめている。

横軸を年として、Table 3-1-2の値を図に示すと Figure 3-1-1の如くなる。本図で明らかな様に、周期的に火力発電の割合が多くなっている。これは、周期的に干ばつが起こっていることを示しており、1996年の干ばつは特に激しく、全発電電力量が前年より下がっているのは、火力発電が水力発電の減少量を補いきれなかったことを示している。1996年の火力による発電電力量は全体の24.9%にも昇っている。

### 3.1.3 発電設備

既存発電設備の位置を Figure 3-1-2 に示す。水力発電設備は、南部中央部に集中しており、火力発電設備はコロンボ市の北を流れるケラニ川流域に集中している。

水力発電設備の一覧を Table 3-1-3 に示す。水力発電設備は、Laxapana 系、Mahaweli 系と小水力があり、Mahaweli 系は灌漑との供用であるため、その運転は灌漑側の制約を受けることになる。水力発電の新たな開発は環境保全意識の高まりのため、難しくなりつつある。

火力発電設備の一覧を Table 3-1-4 に示す。1996 年の干ばつの影響もあり、115MW のガスタービン発電機が緊急輸入され、Kelanitissa 発電所に据え付けられ、1997 年から稼働している。また、Sapugasukanda 発電所で 10MW×4 基のディーゼル発電機も 1997 年から稼働している。

また、Kelanitissa 発電所、Sapugasukanda 発電所とも設備のリハビリテーションを進めており（JICA 調査団が 1997 年 12 月に訪問した際は Kelanitissa 発電所は 6 基のうち 5 基めを、Sapugasukanda 発電所 6 基のうち 4 基めを実施中）今後の利用率増加に備えている。

### 3.1.4 電力の消費

一人当りの電力消費及び分野別電力消費を形態を Table 3-1-5 に示す。本表で明らかな様に、一人当りの電力消費量は増加の一途を辿っている。近年の 200kWh 前後の値は、一人当りの GDP が似かよった他のアジア諸国に比べて低いので今後も増大の一途を辿ると考えられる。

また、一般家庭の電力消費も増大している。これは、電化を推し進めていることが大きな要因である。1996 年時点の電化率は 46.8% で、政府は 2005 年までに 80% の電化を計画している。

一般家庭用の電力消費割合が増大しているため、産業用の電力消費量は増大しているものの、全体に対する割合としては低下傾向を示している。なお、電力消費量の値は、産業用が最も多い。

また、1 日の電力消費パターンを Figure 3-1-3 に示す。この図で明らかな様に、電力のピークが一般家庭で照明を必要とする時間帯に出ている。電化を進めている段階では、このパターンは変わらないと予想される。

さらに、月別のピーク電力パターンを Figure 3-1-4 に示す。本図の様に、全体の傾向は右上がりを示し、毎年 12 月にその年の最大値を示すパターンを繰り返す。本図 1995 年のケースでは、12 月は 1 月の 1 割増しの値を示しているもので、電源容量もこの増大に応えられるものでなければならない。

Table 3-1-1 発電電力量とピーク出力

Year	Generated Energy		Peak Demand	
	GWh	Growth %	MW	Growth %
1977	1,216	7.3	261	8.8
1978	1,385	13.9	291	11.5
1979	1,525	10.1	329	13.1
1980	1,669	9.4	369	12.2
1981	1,871	12.1	413	11.9
1982	2,066	10.4	431	4.4
1983	2,114	2.3	437	1.4
1984	2,261	7.0	487	11.4
1985	2,465	9.0	515	5.7
1986	2,652	7.6	540	4.9
1987	2,707	2.1	570	5.6
1988	2,800	3.4	594	4.2
1989	2,858	2.1	618	4.0
1990	3,149	10.2	640	3.6
1991	3,376	7.2	685	7.0
1992	3,540*	4.9	742	7.7
1993	3,979	12.4	812	9.4
1994	4,365	9.7	910	12.1
1995	4,782	9.6	980	7.7
1996	4,911**	2.7	968	-1.2
Average	—	7.6	—	7.1

Notes :

\* Including estimated 46GWh curtailed power cut in 1992.

\*\* Including estimated 381.3GWh curtailed power cut in 1996.

Table 3-1-2 水力/火力/自家発電電力量の内訳

Year	Hydraulic Generation		Thermal Generation		Self Generation		Total GWh
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	
1982	1608	77.8	458	22.2	-	-	2066
1983	1217	57.6	897	42.4	-	-	2114
1984	2091	92.5	170	7.5	-	-	2261
1985	2395	97.2	69	2.8	-	-	2464
1986	2645	99.7	7	0.3	-	-	2652
1987	2177	80.4	530	19.6	-	-	2707
1988	2597	92.8	202	7.2	-	-	2799
1989	2801	98.0	57	2.0	-	-	2858
1990	3144	99.8	5	0.2	-	-	3149
1991	3116	92.3	260	7.7	-	-	3376
1992	2900	81.9	640	18.1	-	-	3540
1993	3796	95.4	183	4.6	-	-	3979
1994	4089	93.2	275	6.3	22.2	0.5	4386
1995	4514	94.0	269	5.6	17	0.4	4800
1996	3249	71.8	1126	24.9	152	3.4	4527
10year Av	3283	90.0	354.7	9.6	-	-	3612

Table 3-1-3 水力設備一覽

Hydro Plant	No. of Unit/ Unit Capacity(MW)		Generation(GWh/y)		Comissioned
	Total Capacity		Historic Average	Long Expect.	
Laxapana(KM)Complex Canyon	2 / 30	60	137.3	162	Unit 1 Mar.1983 Unit 2 1988
Wimalasurendra	2 / 25	50	122.1	113	Jan.1965
Old Laxapana	3 / 8.33	50	260.8	289	Dec.1950
	2 / 12.5				Dec.1958
New Laxapana	2 / 50	100	465.8	481	Unit 1 Feb.1974 Unit 2 Mar.1974
Polpitiya	2 / 37.5	75	396.8	404	Apr.1969
Laxapana Total		335	1382.8	1449	
Mahaweli Complex					
Victoria	3 / 70	210	663.7 1985-96)	735	Unit 1 Jan.1985 Unit 2 Oct.1984
Kotmale	3 / 67	201	445.13 1988-96)	495	Unit 1 Apr.1985 Unit 2 Feb.1988 Unit 3 Feb.1988
Randenigala	2 / 61	122	326.4 1987-96)	381	Jul.1986
Ukuwela	2 / 19	38	164.4	164	Unit 1 Jul.1976 Unit 2 Aug.1976
Bowatenna	1 / 40	40	48.8 1995-96)	50	Jun.1981
Ratambe	2 / 24.5	49	189.1 1991-96)	223	Jan.1990
Mahaweli Total		660		2048	
Samanalawewa	2 / 60	120	277.3 1993-96)	361	Oct.1992
Small Hydros					
Inginiyagala	2 / 2.475+	11	26.8	n.a.	Jun.1963
	2 / 3.15				
Uda Walawe	3 / 2	6	7.6	n.a.	Jul.1988
Nilambe	2 / 1.6	3	11.6 1989-96)	n.a.	
Small Hydro Total		20			
Total including small hydro		1135		3858	

Table 3-1-4 火力発電設備一覧

Plant	No. of Unit/ Unit Capacity (MW)	Commissioned		Remarks
		No.	Date	
Kelanitissa Gas Turbine	6 / 20	1	Nov.80	
		2	Mar.81	
		3	Apr.81	
		4	Dec.81	
		5	Apr.82	
		6	Mar.82	
Steam Turbine	1 / 115	1	Aug.97	
	2 / 22	1	Jun.62	
	(Rated25MW)	2	Sep.63	
Sapugaskanda Diesel	4 / 18 (Rated20MW)	1	May.84	
		2	May.84	
		3	Sep.84	
		4	Oct.84	
Diesel Ext.	4 / 10	5	Sept.97	
		6	Sept.97	
		7	Sept.97	
		8	Sept.97	
Total	391(Rated405)	-	-	

Table 3-1-5 一人当りの電力消費及び分野別電力消費

Year	Total Sale (GWh)	Sales Per Capita (kWh/Person)	Percentage of Sales by Tariff Group %			
			Domes.	Indust.	Commer.	Others*
1975	965	71	9.0	54.3	12.4	24.3
1976	997	73	9.5	51.8	13.5	25.2
1977	1,041	75	10.2	49.9	14.2	25.7
1978	1,166	82	10.2	50.9	13.9	25.0
1979	1,298	90	11.8	48.7	15.5	24.0
1980	1,392	94	13.7	45.0	16.0	25.3
1981	1,510	101	14.3	44.9	14.6	26.2
1982	1,694	112	15.3	43.6	15.5	25.6
1983	1,797	117	17.0	41.8	16.2	25.0
1984	1,886	121	16.8	41.3	17.0	24.9
1985	2,060	130	16.8	41.3	17.0	24.9
1986	2,232	138	16.5	41.5	17.1	24.9
1987	2,253	138	16.9	38.5	18.6	26.0
1988	2,371	143	16.5	38.1	19.5	25.9
1989	2,353	140	17.3	36.1	19.1	27.5
1990	2,608	154	19.0	34.9	16.2	29.9
1991	2,742	159	23.5	34.9	19.9	21.7
1992	2,916	168	23.1	36.7	19.6	20.6
1993	3,270	186	24.6	37.4	19.6	18.4
1994**	3,565	200	25.5	39.6	16.9	18.0
1995	3,915	216	25.9	39.0	16.1	19.0
1996	3,588	204	28.6	37.9	16.5	17.0

Notes :

\* Includes bulk sales to Lanka Electricity Company and Local Authorities, some of which were gradually being taken over by CEB and completely taken over in 1997.

\*\* Consumption by Hotels is included in the Industry from January 1994.

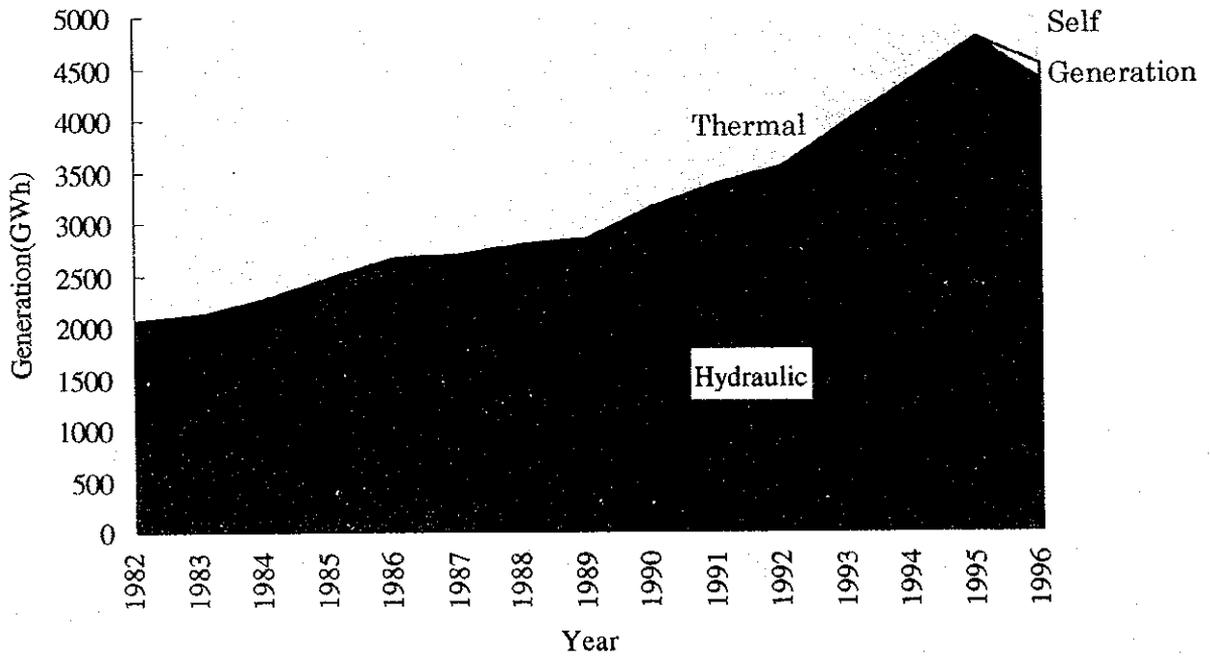


Figure 3-1-1 水力／火力／自家発電電力量の内訳

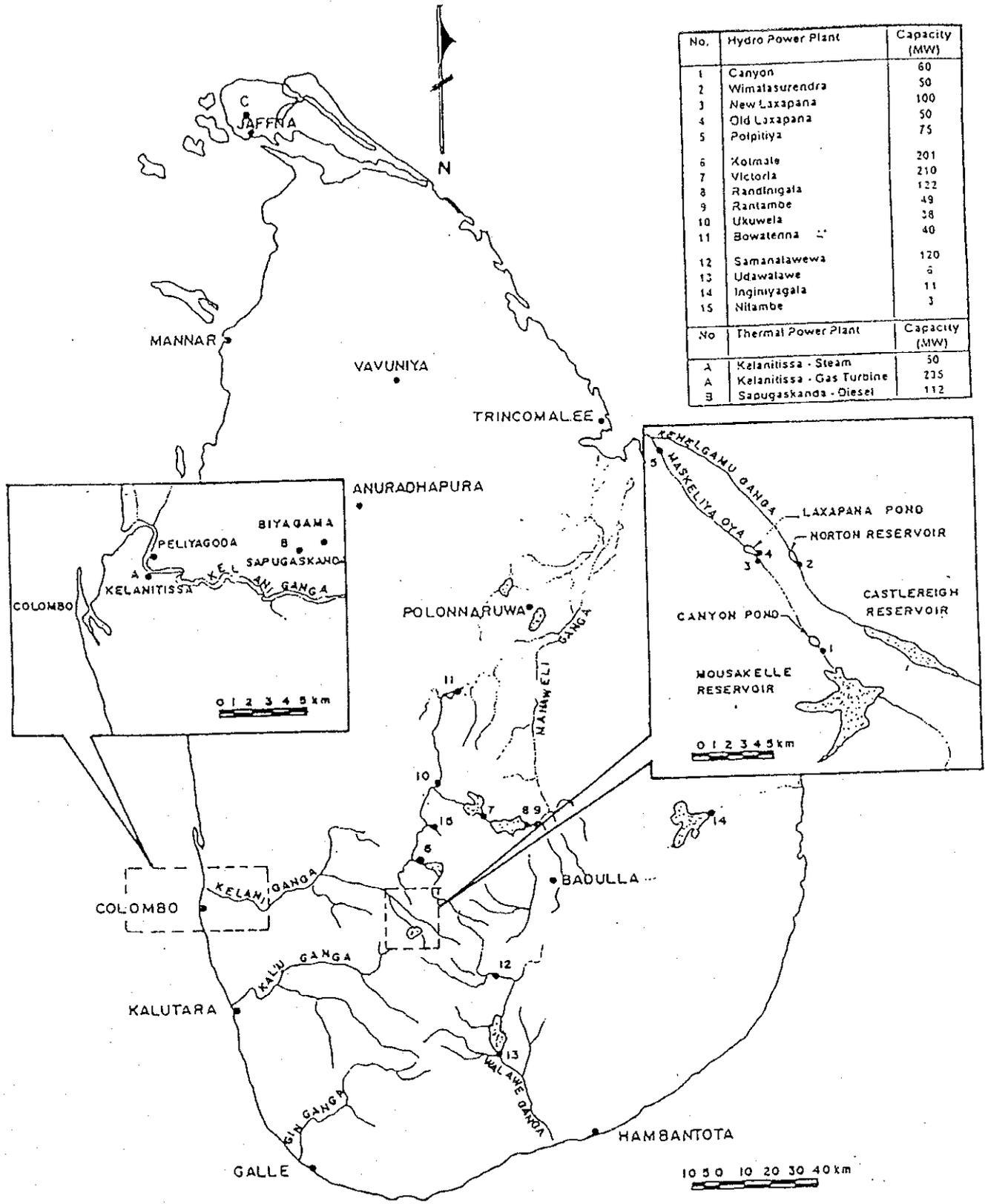


Figure 3-1-2 既存発電所位置図

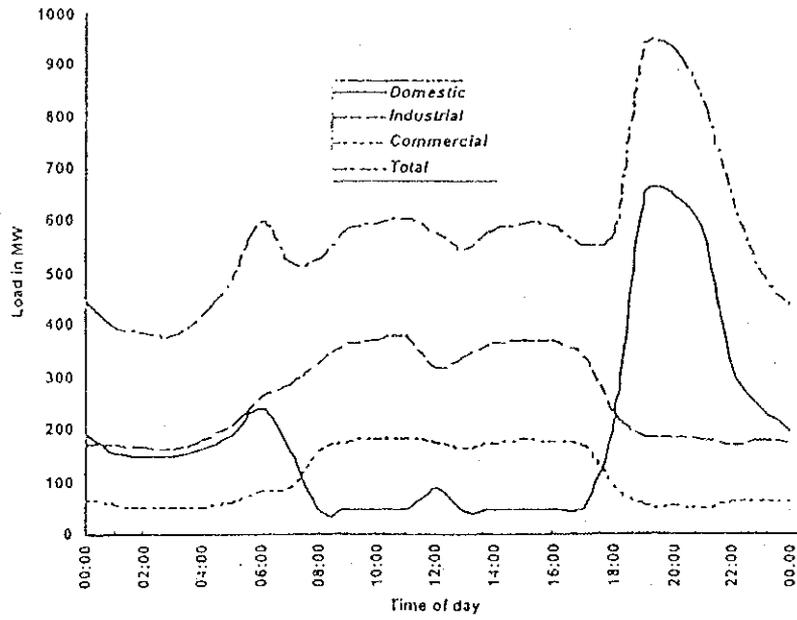


Figure 3-1-3 1日の電力消費パターン

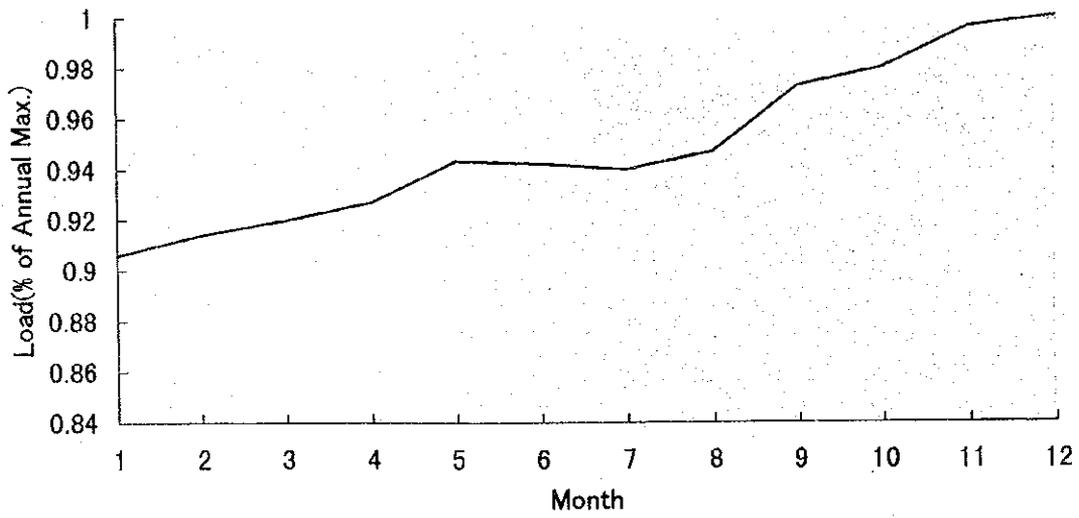


Figure 3-1-4 月別のピーク電力パターン

### 3.2 スリ・ランカの電力機関の機構

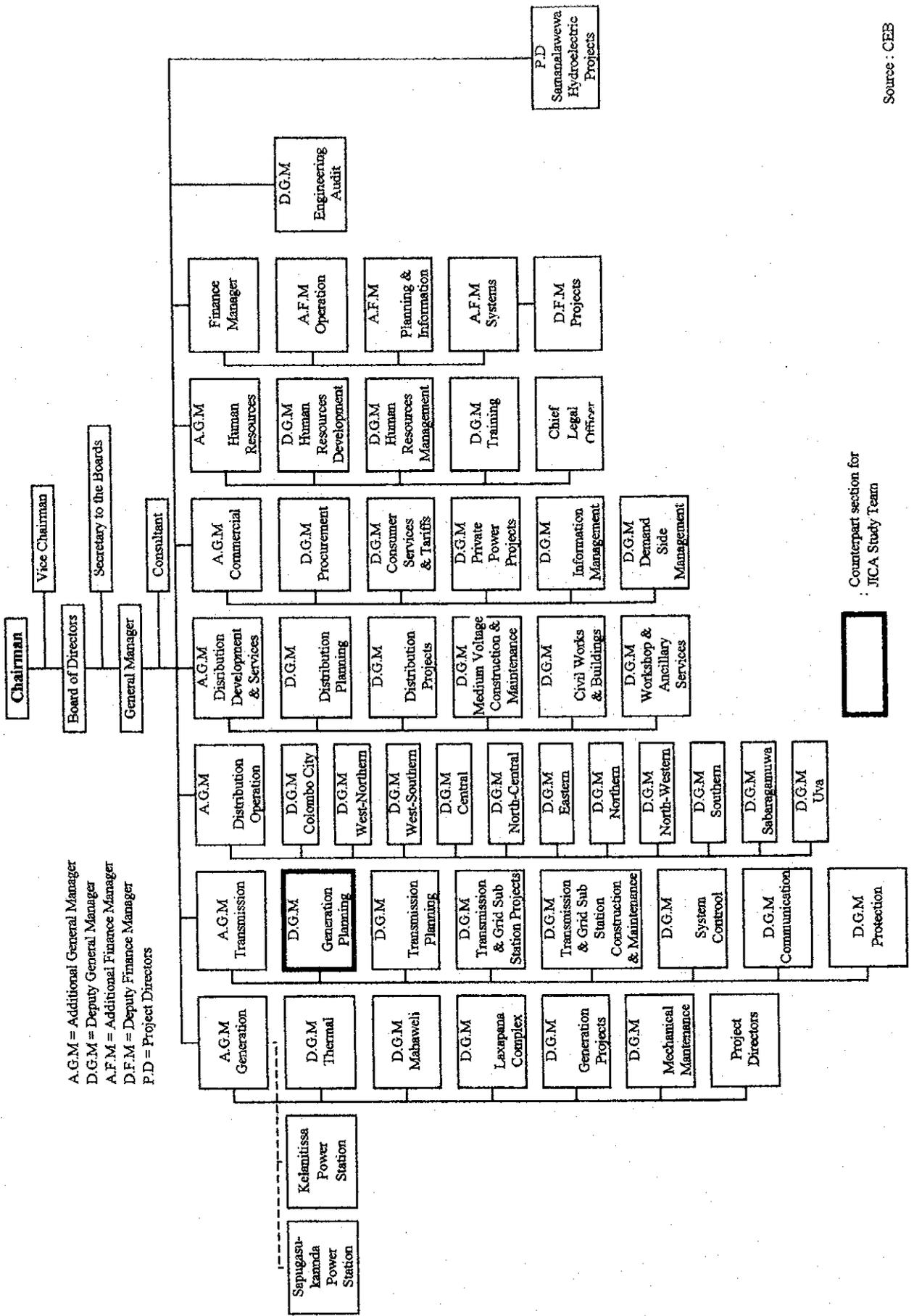
前章で述べたとおり、セイロン電力庁(CEB)は灌漑・電力・エネルギー省に属する政府機関であり、スリ・ランカにおいては唯一この機関のみが電力発電と供給の両方を行っている機関である。Figure 3-2-1にその組織を示した。

CEB以外にはランカ電力会社(LECO = Lanka Electricity Co. Ltd.)、ランカ・トランスフォーマー社、ラクダナヴィ社という3つの民間電力関連会社がある。CEBは設立当初これらの民間会社に100%の出資を行っていたが、1996年現在でも、電力販売のみを行っているLECOに対しては55%、トランスフォーマー等電力関連機器の製造販売を行っているランカ・トランスフォーマー社に70%、発電のみを行っているラクダナヴィ社に70%の出資を行っている。

マハウェリ省は中部州に端を発して北部中央州を貫流しているスリ・ランカでもっとも長い河川であるマハウェリ河の総合的な流域開発を行うことを使命として設けられた省である。

このマハウェリ河沿いに発電施設を併設したダムがいくつかある。CEBはこの発電施設の発電業務を所管しており、マハウェリ省は灌漑など他の目的で利用する水の管理を行っている。従って、マハウェリ河の水利用について両者の調整を図るため、CEBにはFigure 3-2-1に示すとおり同庁発電局長(Additional General Manager of Generation)のもと、マハウェリ担当部長(Deputy General Manager of Mahaweli)を長とする部所を設けている。

Figure 3-2-1 セイロン電力庁(CEB)の機構



Source : CEB

### 3.3 セイロン電力庁(CEB)の財政

CEBはこれまでそれぞれの暦年の末時点の貸借対照表と損益計算書を作成してきており、これらを財務年報にまとめている。今回入手できた財務報告は1996暦年度のものであった。

Table 3-3-1は上述の財務報告から抜粋したCEBの損益の状況を示したものである。

同表によれば、1995年、1996年のそれぞれの年次の収入は各々140億5,500万ルピー(Rs.14,055 million)及び103億8,500万ルピー(Rs.10,385 million)であった。一方、同年の支出はそれぞれ65億400万ルピー(Rs.6,504 million)及び79億2,900万ルピー(Rs.7,929 million)となっている。従って、利息ならびに税金差引後の最終的な収支はプラス側でそれぞれ52億2,700万ルピー(Rs.5,227 million)及び9,600万ルピー(Rs.96 million)となる。しかしながら、1)政府への特別賦課金、2)保険引当金、3)借款に対する償還引当金、4)減価償却引当金等の支出予定額を考慮すると、同年次のそれぞれの実質収入は35億2,800万ルピー(Rs.3,528 million)及びマイナス35億8,700万ルピー(Rs.-3,387 million)となる。つまり、1996年次の収支はマイナスとなっている。

最終的には、期末の繰越し収益はそれぞれの年次の期首の前年次からの繰越し収益を加え、かつ前年次の調整額を考慮して、各々111億ルピー(Rs.11,100 million)及び77億1,300万ルピー(Rs.7,713 million)となっている。

CEBは政府の機関ではあるが、その機能からみて一つの電力企業ということもできる。そして企業の規模は通常、貸借対照表によって示される。Table 3-3-2はCEBの1995年次、1996年次の貸借対照表である。同表にみるとおり、CEBの総資産は1995年次に1,287億2,700万ルピー(Rs.128,727 million)、1996年次に1,378億6,700万ルピー(Rs.137,867 million)となっており、それぞれの年次の自己資本額(エクイティ)は1995年次に914億2,600万ルピー(Rs.91,426 million)(総資産に対する割合:71%)及び979億7,300万ルピー(Rs.97,973 million)(同じく71%)となっている。

Table 3-3-1 セイロン電力庁(CEB)の損益計算書

Account of Profit and Loss	(Rs.1,000)	
	1995	1996
Revenue (gross profit)	14,055,010	10,384,690
Turnover		
Gross Turnover	14,566,419	15,029,745
Turnover tax	857,738	929,522
Net turnover	13,708,681	14,100,223
Cost of sales : less		
Fuel costs	986,811	3,949,511
Hire of generators	0	562,286
Power purchases	0	1,205,879
Overhead costs	534,674	832,313
Total	1,521,485	6,549,989
Other revenue		
Income from Government Department work	18,454	13,669
Bank interest	1,120,317	1,338,783
Savings account	22,890	32,520
Fixed deposit	1,097,427	1,306,263
Interest on loans	43,504	183,935
Consumers' contributions	223,725	249,723
Overhead recovery	185,693	199,053
Profit on sale of assets	13,274	2,829
Fines	312	3,118
Surcharges	103,551	88,413
Rent	1,102	1,742
Provincial development construction income : less	-14,694	-18,742
Miscellaneous income	172,576	771,933
Total	1,867,814	2,834,456
Loss (expenditure)	6,504,274	7,929,135
Transmission, distribution and rehabilitation cost		
Transmission cost	249,242	360,179
Distribution cost	1,324,323	1,621,400
Rehabilitation cost	139,850	123,887
Total	1,713,415	2,105,466
Feasibility cost	143,948	83,109
Other operating expenses		
Employee cost	415,156	827,230
Materials	14,909	143,376
Accommodation	63,238	59,930
Transportation	97,621	118,306
Other costs	361,740	369,053
Depreciation	3,694,247	4,222,665
Total	4,646,911	5,740,560
Balance : Profit before interest and taxation	7,550,736	2,455,555
Interest charge	2,323,519	2,360,001
Profit before taxation	5,227,217	95,554
Taxation	0	0
Profit after interest and taxation	5,227,217	95,554
Appropriation		
Special levy to Government	0	1,500,000
Insurance reserve	147,733	180,536
Loan redemption reserve	1,550,651	1,801,323
Depreciation reserve	1,000	1,000
Total	1,699,384	3,482,859
Loss/Profit for the year	3,527,833	-3,387,305
Statement of retained profits		
Retained profits at the beginning of the year	6,410,401	9,714,509
Prior year adjustment	1,161,665	1,385,390
As restated	7,572,066	11,099,899
Loss/Profit for the year	3,527,833	-3,387,305
Retained profits at the end of the year	11,099,899	7,712,594

Source : Financial Statement 1996, CEB.

Table 3-3-2 セイロン電力庁(CEB)貸借対照表

	Credit		Debit	
	1995	1996	1995	1996
Fixed Assets	110,720,951	121,140,374	7,406,527	8,106,118
Tangible assets	104,504,771	110,106,027	1,857,140	1,962,840
Capital work in progress <sup>1)</sup>	4,922,591	9,512,942	5,325,662	5,893,555
Investment	1,293,589	1,521,405	5,325,662	5,893,555
Subsidiary company <sup>2)</sup>	625,620	625,620	1,299,111	1,554,222
Joint venture	9,400	96,900	3,943,514	4,285,377
Investment in insurance reserve	658,569	798,885	83,037	53,956
Other Assets : Deferred Revenue Expenditure	0	410,087	223,725	249,723
- Custom duties borne by CEB on import of generators by bulk consumers under an incentive scheme offered in 1996	NIL	6,870	29,180,734	30,688,940
- Rs.3,000 per KVA of installed capacity of generators, paid under the incentive scheme referred to the above	NIL	300,000	21,070,692	21,737,363
- Custom duty, bank charges and credit insurance premia borne by CEB on import of equipment for rehabilitation of the Sapugas-kanda thermal plant	NIL	103,217	1,888,772	2,096,095
Current Assets	18,005,732	16,316,701	1,888,772	2,096,095
Inventories	3,255,254	3,730,433	699,000	739,000
Stock of fuels, stores and spares	2,918,458	4,241,129	1,189,772	1,357,095
Provisions for obsolete and unservicable stock:	-43,133	-527,683	6,221,270	6,855,482
Adjustment for stores price variance	5,566	-193,241	713,638	1,099,030
Work in progress	374,363	210,228	91,425,784	97,973,074
Accounts receivable	6,993,021	8,409,290	10,773,529	11,762,932
Amounts falling due within one year	2,918,654	3,098,797	9,845,707	11,647,031
Other receivables	4,029,367	5,062,296	9,680,262	11,481,585
Amounts falling due after more than one year	45,000	248,197	165,445	165,446
Cash at bank and in hand	7,757,457	4,176,978	58,889,764	65,858,449
Total Assets	128,726,683	137,867,162	18,000	19,000
			798,885	973,068
			11,099,899	7,712,594
			128,726,683	137,867,162

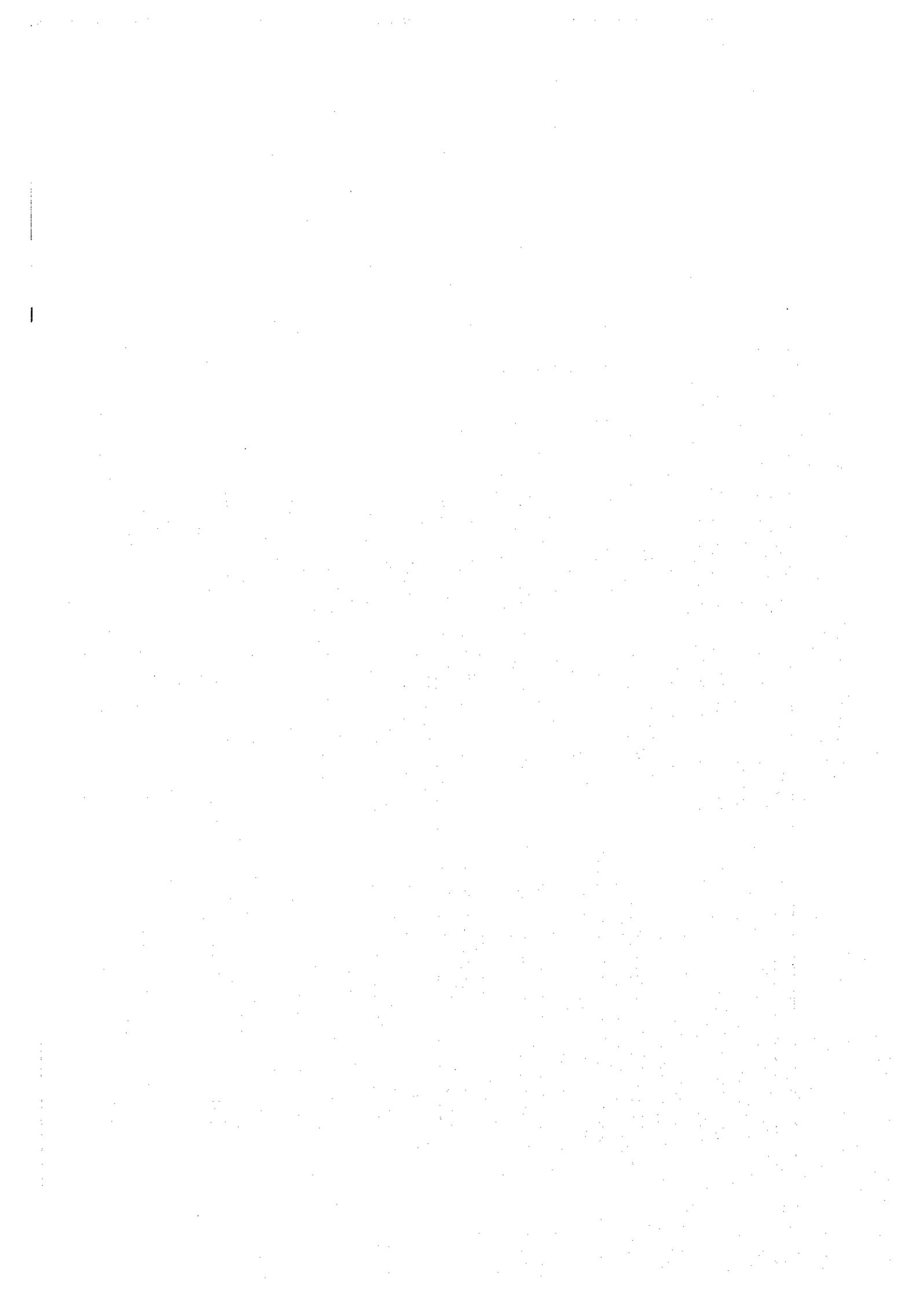
Source : Financial Statement 1996, CEB

(Note)

1) Including 9 major projects assisted by OECF, IDA, NORAD, and KFW.

2) CEB has shares as 55 % of Lanka Electricity Company (energy selling), 70 % of Lanka Transformers Ltd. (manufacture and transformer selling), and 70 % of Lakdhanavi Ltd. (power generation).

3) Including 46 projects assisted by OECF and other international financing institutions, and governments. They consist of new power plant construction projects, rehabilitation projects, projects for expansion of transmission, feasibility study for power development, and so on.



### 3.4 電力料金

Table 3-4-1は1989年次から1995年次までのCEBの電力販売と発電の記録を示したものである。このデータによれば、kWh当りの総平均単位料金は1989年時点の1.87ルピー(Rs.1.87)から1995年時点の3.70ルピーへと推移してきている。これを一般顧客の観点からみると、1989年時点の一顧客当りの支出額(CEB側からみれば一顧客当りの電力販売粗収益)が105.61ルピー(Rs.105.61)から1995年時点の146.73ルピー(Rs.146.73)へと、実単位料金にして1.53ルピー/kWhから2.27ルピー/kWhに、支出額にして年率6.75%、実単位料金にして年率5.51%の割合で上昇してきている。

一方、顧客の数は口座数にして1989年時点の49万6,000人から1995年時点の132万2,000人へと年率17.75%の割合で増加してきている。当然のことながら、この一般顧客への販売電力量は1989年時点の408GWhから1995年時点の1,014GWhへと年率16.4%の割合で、また一般顧客からの販売収益も1989年時点の6億2,600万ルピー(Rs.626 million)から1995年時点の23億300万ルピー(Rs.2,303 million)へと年率24.3%の割合で伸びてきているが、一顧客当りの消費電力量は1989年時点の年間823kWhから1995年時点の767kWhへと低下しているのである。つまり電力供給網の拡張が、高電力消費者である所得の高い富裕層からより所得の低い低電力消費の中低所得層へと移行してきたことを反映しているものと考えられる。

このことは、CEBが設定している一般顧客のための電力料金体系によっても裏付けることができる。1989年以降の電力料金体系は以下のように推移してきている。すなわち、

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
	(Rs./kWh)						
<u>従量部分</u>							
(kWh)							
10まで	0.55	0.55	0.55	0.55	0.60	0.60	0.60
11 - 50	1.05	1.05	1.05	1.05	1.20	1.20	1.20
51 - 100	2.00	2.00	2.00	2.00	2.40	2.40	2.40
100 - 180	-	-	-	-	-	-	4.40
180以上	-	-	-	-	-	-	5.25
101 - 450	3.00	3.00	3.00	3.00	3.90	3.90	-
451以上	4.00	4.00	4.00	4.00	5.20	5.20	-
<u>月当り固定料金</u>							
10/月以下	5.00	5.00	5.00	5.00	6.50	6.50	6.50
10/月以上	10.00	10.00	10.00	10.00	13.00	13.00	13.00
100/月以上	-	-	-	-	-	-	17.00

つまり1994年時点までは料金体系そのものは同じまま単位料金だけを変更してきているが、1995年時点の料金体系においては体系そのものを変えて、従量部分の上限クラスを1989年から1994年まで続けてきた「450kWh以上」から「180kWh以上」へと下げたのである。これは明らかにこの新電力体系がそれまでの実績を踏まえて低電力消費者に焦点を当てたものであることを示唆している。CEBはこの方針をさらに推し進めて、1997年8月、同年9月1日から施行としてTable 3-4-2に示すような最新の料金体系を設定している。

Table 3-4-1 セイロン電力庁(CEB)の電力販売収益及び販売電力量

Customer	1989 <sup>(1)</sup>	1990 <sup>(1)</sup>	1991 <sup>(2)</sup>	1992 <sup>(3)</sup>	1993 <sup>(4)</sup>	1994 <sup>(5)</sup>	1995 <sup>(6)</sup>	Average growth R. (%)
<b>Electricity Sold (GWh)</b>								
Domestic consumer	420.208	514.281	643.588	704.411	826.004	927.503	1,033.850	16.19%
Domestic customer	408.045	496.100	623.742	681.232	803.206	908.781	1,014.181	16.39%
Religious purpose	12.163	18.181	19.846	23.179	22.798	18.722	19.669	8.34%
Industrial consumers	848.807	909.566	958.233	1,057.073	1,223.415	1,405.937	1,527.064	10.28%
Commercial consumers	356.747	423.478	465.968	498.649	551.477	575.087	630.897	9.97%
Hotels	79.240	85.477	81.419	82.804	89.581	7.100	0.000	-
Local authority	630.612	657.328	571.735	544.580	536.422	608.698	683.027	1.34%
Street lighting	17.212	17.939	21.467	28.792	43.204	40.492	40.000	15.09%
Total	2,352.826	2,608.069	2,742.410	2,916.309	3,270.103	3,564.817	3,914.838	8.86%
<b>Revenue (Rs. Million)</b>								
Domestic consumer	637.513	956.778	1,350.077	1,534.410	1,907.825	2,349.843	2,348.711	24.28%
Domestic customer	626.083	927.199	1,316.515	1,487.996	1,861.285	2,305.952	2,303.220	24.25%
Religious purpose	11.430	29.579	33.562	46.414	46.540	43.891	45.491	25.89%
Industrial consumers	1,800.930	2,233.352	2,522.768	3,244.578	4,295.953	6,177.960	6,757.412	24.66%
Commercial consumers	897.854	1,301.127	1,594.069	2,008.512	2,564.822	3,312.444	3,671.936	26.46%
Hotels	155.513	211.501	223.099	267.316	336.045	30.519	0.000	-
Local authority	879.077	946.976	820.634	907.186	1,007.041	1,397.235	1,563.423	10.07%
Street lighting	34.566	45.911	60.113	97.873	109.291	135.967	159.818	29.07%
Total	4,405.453	5,695.645	6,570.760	8,059.875	10,220.977	13,403.968	14,501.300	21.97%
<b>Number of Customers (Accounts' No.)</b>								
Domestic consumer	503,045	636,872	760,218	927,217	1,100,288	1,233,359	1,333,888	17.65%
Domestic customer	495,932	628,741	751,614	917,319	1,089,287	1,222,124	1,322,087	17.75%
Religious purpose	7,113	8,131	8,604	9,898	11,001	11,235	11,801	8.80%
Industrial consumers	10,697	12,990	14,041	16,198	17,970	19,551	20,763	11.69%
Commercial consumers	68,277	88,656	106,311	129,434	145,999	160,482	172,120	16.66%
Hotels	507	598	617	1,948	1,821	0	0	-
Local authority	1,069	540	367	200	171	88	79	-
Street lighting	740	790	819	794	1	1	1	-
Total	584,335	740,446	882,373	1,075,791	1,266,250	1,413,481	1,526,851	17.36%
<b>Average Selling Price per kWh (Rs./kWh)</b>								
Domestic consumer	1.52	1.86	2.10	2.18	2.31	2.53	2.27	6.96%
Domestic customer	1.53	1.87	2.11	2.18	2.32	2.54	2.27	6.75%
Religious purpose	0.94	1.63	1.69	2.00	2.04	2.34	2.31	16.20%
Industrial consumers	2.12	2.46	2.63	3.07	3.51	4.39	4.43	13.03%
Commercial consumers	2.52	3.07	3.42	4.03	4.65	5.76	5.82	15.00%
Hotels	1.96	2.47	2.74	3.23	3.75	4.30	0.00	-
Local authority	1.39	1.44	1.44	1.67	1.88	2.30	2.29	8.62%
Street lighting	2.01	2.56	2.80	3.40	2.53	3.36	4.00	12.15%
Overall	1.87	2.18	2.40	2.76	3.13	3.76	3.70	12.04%
<b>Average Selling Price per Customer (Rs./customer.month)</b>								
Domestic consumer	105.61	125.19	147.99	137.90	144.49	158.77	146.73	5.63%
Domestic customer	105.20	122.89	145.97	135.18	142.39	157.24	145.18	5.51%
Religious purpose	133.91	303.15	325.06	390.77	352.54	325.55	321.24	15.70%
Industrial consumers	14,029.87	14,327.38	14,972.63	16,692.28	19,921.87	26,332.67	27,121.21	11.61%
Commercial consumers	1,095.85	1,223.01	1,249.53	1,293.14	1,463.95	1,720.05	1,777.80	8.40%
Hotels	25,560.98	29,473.38	30,132.23	11,435.49	15,378.23	0.00	0.00	-
Local authority	68,527.99	146,138.27	186,338.33	377,994.17	490,760.72	1,323,139.20	1,649,180.38	-
Street lighting	3,892.57	4,842.93	6,116.50	10,272.15	9,107,583.33	11,330,583.33	13,318,166.67	-
Overall	628.27	641.02	620.56	624.34	672.65	790.25	791.46	3.92%

Source :

- (1) Data on Sales and Generation 1990, CEB.
- (2) Data on Sales and Generation 1991, CEB.
- (3) Data on Sales and Generation 1992, CEB.
- (4) Data on Sales and Generation 1993, CEB.
- (5) Sales and Generation Data Book 1994, CEB.
- (6) Sales and Generation Data Book 1995, CEB.

(Note) - : n.a.

Table 3-4-2 スリランカの現行電力料金体系

(Effective from September 1st, 1997)

<b>Domestic</b>				
Block 1 - First 30 units (kWh)				@Rs.2.20 per kWh
Block 2 - 31 - 90 units (kWh)				@Rs.2.60 per kWh
Block 3 - 91 - 180 units (kWh)				@Rs.5.00 per kWh
Block 4 - Above 180 units (kWh)				@Rs.6.60 per kWh
Monthly minimum charge				Rs.25.00
<b>Religious Purpose</b>				
Block 1 - First 30 units (kWh)				@Rs.1.80 per kWh
Block 2 - 31 - 90 units (kWh)				@Rs.1.90 per kWh
Block 3 - 91 - 180 units (kWh)				@Rs.2.90 per kWh
Block 4 - Above 180 units (kWh)				@Rs.5.20 per kWh
Monthly minimum charge				Rs.25.00
	General purpose	Industrial	Industrial (time of day)	Industrial standby
<b>Supply at 400/230 V</b>				
<b>Contract Demand &lt;42kVa</b>				
Unit charge (Rs./unit(kWh))	6.50	4.60	8.90(peak) 4.00(off peak)	N/A
Fixed charge (Rs./month)				
Up to 10 kVa	25.00	25.00	25.00	
Above 10 kVa	220.00	220.00	220.00	
<b>Supply at 400/230 V</b>				
<b>Contract Demand &gt;=42kVa</b>				
Unit charge (Rs./unit(kWh))	6.10	4.30	8.80(peak) 3.80(off peak)	4.30
Demand charge (Rs./kVa)	340.00	260.00	250.00	60.00-(CD)
Fixed charge (Rs./month)	500.00	500.00	500.00	500.00
<b>Supply at 11/33/132 kV</b>				
Unit charge (Rs./unit(kWh))	6.00	4.25	8.40(peak) 3.60(off peak)	4.10
Demand charge (Rs./kVa)	320.00	240.00	230.00	50.00-(CD)
Fixed charge (Rs./month)	500.00	500.00	500.00	500.00
<b>Bulk Supplies to LECO/Local authority)</b>			Unit chare	Demand charge
			Rs./unit	Rs.kVa
L1 - Supply at 400/230 V			3.00	130.00
L2 - Supply at 11 kV and above			2.40	115.00
<b>Street Lighting</b>				@Rs.4.50 per kWh

Source : CEB.



### 3.5 長期電力開発計画(LTGEP)のレビュー結果

CEB が策定した長期電力開発計画(以下 LTGEP:Long Term Generation Expansion Planning Studies)をレビューした結果を以下に述べる。

#### 3.5.1 電力需要予測

電力需要予測手法として、以下の 5 種類の方法が一般的に知られている。

- (1) 過去の需要の傾向線を求め、図の上で外挿する。
- (2) GDP と電力需要との間に直線的な関係が認められる場合、一次回帰により近似式を求め外挿する。
- (3) GDP と電力需要との間に曲線的な関係が認められる場合、二次回帰により近似式を求め外挿する。
- (4) 独立変数として、GDP のほかに売電単価や人口 (または需要家数) を用いて、重回帰分析により近似式を求め外挿する。
- (5) 国際統計の中に見出される GDP/Capita と kWh/Capita の相関関係から近似式を求め外挿する。

LTGEP では、いくつかの計算式が確かめられており、上記(4)に相当する次の式が過去の傾向とよく合致しており、最も適切であるとしている。

$$S_n = 1015.8 + .019 \times G_{n-1} + 0.0197 \times G_n - 192.12 \times P_n$$

$S_n$  : n 年の消費電力量 GWh/y

$G_{n-1}$  : 1982 年ベースの n 年の前年の GNP 百万ルピー

$G_n$  : 1982 年ベースの n 年の GNP 百万ルピー

$P_n$  : n 年の人口 百万人

上式で予測した結果を Table 3-5-1 に示す。

本表で System Loss は目標値であり、現在の 18%を 2016 年には 14%まで下げようとしている。Load Factor は想定値である。

Generation(GWh)、Sales(GWh)、System Loss(%)の関係は次の通りである。

$$\text{Generation(GWh)} = \text{Sales(GWh)} / (1 - \text{System Loss}(\%) / 100)$$

Max. Demand(MW)、Generation(GWh)、Load Factor(%)の関係は次の通りである。

$$\text{Max. Demand(MW)} = \text{Generation(GWh)} \times 10^3 / (365 \times 24 \times \text{Load Factor}(\%) / 100)$$

この予測結果の電力消費量平均伸び率は、平均 8.1% /年となる。

ピーク負荷について見ると、現有の設備容量 1,526MW(水力 1,135MW、火力 391MW)で出し得る出力を、設備容量の 80%とすると 1,221MW で、1998 年のピーク負荷 1,218MW をしのげるかどうかであることが判る。

年平均伸び率を、上記に対し上下 1%ずつ変動させて 7.1%、9.1%とした場合と併せて Figure 3-5-1 に予測結果を示す。

### 3.5.2 電力開発計画手法

前項で求めた需要予測を満足する為の電力開発計画を、IAEA(International Atomic Energy Agency)が開発したコンピュータソフト WASP(Wien Automatic System Planning Package)を利用して、作成している。

WASP は、世界中の事業用発電で広く適用されており、その基本的な手法、数学的アルゴリズムについて認められ、国際的な融資を受ける際、電力開発計画立案に必要なソフトとされている。

その最終目的は、電力需要を満足させつつ、建設費、燃料費、運転・補修費等の現在価値合計（下記”B”の値）を最小にする電力開発スケジュールを確立することである。

$$B = I - S + F + M + O$$

B : 目的函数

I : 建設費の現在価値合計

S : 残存簿価の現在価値合計

F : 燃料費の現在価値合計

M : 運転・補修費の現在価値合計

O : 供給できなかった電力コストの現在価値合計

WASP は、最長 30 年間、各年を最大 12 の期間（等期間）まで分割して検討できるものとなっている。

WASP では、先ず検討初年度で電力需要、予備率等の制限を満足する開発案を候補とする。これらの候補に対し翌年も同様に制限を満足する開発案を作成する。これを検討最終年度まで繰り返す。

本プロジェクトでは、20 年間の検討期間で 1781 ケースの検討が実施されている。

検討最終年度で残った候補の内、上記”B”の値が最小のものが最適計画案として選定される。

スムーズにこれらのシミュレーションを実行させる為には、次のような考慮を払ってインプットとするが必要である。

- ・1回の検討でシミュレーションケース数は、3000 以下と制限されているので、これを越えないようにする。
- ・発電所毎に許容最大ユニット数があるので、それを越えたユニット数の選定がないようにする。
- ・その年の系統容量に対して、過大なユニット容量のものが選定されることがないようにする。

### 3.5.3 WASP への入力データ

WASP を実行するために必要な主なデータは、以下の通りである。

- ・各期間の電力需要
- ・既設設備の仕様、発電効率、補修費
- ・建設/除却が確定している設備の仕様、建設費、発電効率、補修費
- ・開発候補設備の仕様、建設費、発電効率、補修費
- ・燃料価格
- ・最大/最小予備率、設備償却計算に必要なデータ、割引率等

これらの内、各期間の電力需要は、別途求めた値が入力されており、既設設備関係、建設/除却が確定している設備関係のデータは、それぞれ実績値あるいは計画値が入力されている。

以下に、開発候補設備関係の主要データについて検討する。これらの主な入力データを Table 3-5-2~5 に示す。

#### (1) 石炭火力建設費

石炭火力発電所はトリニコ発電所と西海岸発電所の2箇所が候補になっており、その建設費は、300MW で 1081.8~1260.3 US\$/kW、150MW で 1431.2 US\$/kW となっている。300MW で幅があるのは、西海岸発電所の石炭受入れ設備の建設費がトリニコ発電所よりかかることが主要因である。なお、150MW は西海岸発電所のみで計画しており、トリニコ発電所では計画されていない。

スタディチームが持っている 300MW クラスの石炭火力建設費は、条件の違いにもよるが概ね 1000~1200 US\$/kW であり、この値をベースに 150MW の建設費を求めると、1300~1600 US\$/kW であるので、上記 WASP への入力値は妥当と考えられる。

#### (2) ガスタービン単純サイクルの建設費

ガスタービン単純サイクルは 35MW と 105MW が候補になっており、その建設費はそれぞれ 548.2 US\$/kW、372.8 US\$/kW となっている。

スタディチームが持っている、35MW と 105MW のガスタービン発電機パッケージの工場出荷価格は、それぞれ 300~370 US\$/kW、180~240 US\$/kW であるので、上記 WASP への入力値は妥当と考えられる。

#### (3) コンバインドサイクルの建設費

コンバインドサイクルは、コロンボ近郊と、コロンボから離れたサイトの2箇所において 150MW、300MW の2種類の容量の発電設備を建設する4つのケースが候補になっている。その建設費は、前者が 783.5/633.6 US\$/kW(150/300MW)、後者が 885.6/684.7 US\$/kW となっている。後者の建設費が高いのは、送電線の建設費が付加されているためである。

スタディチームが持っている、150~300MW のコンバインドサイクルの建設費

実績はばらついており、600～900 US\$/kW となっている。上記 WASP への入力値は妥当と考えられる。

(4) 発電効率

各火力設備の高発熱量基準発電端効率の WASP 入力値と、スタディチームが持っている数値は下表の通りである。

火 力 設 備	WASP 入力値	スタディチーム所有値
石炭火力 150MW	36.0 %	37～40 %
石炭火力 300MW	37.5 %	38～41 %
ガスタービン単純サイクル 35MW	28.1 %	28～29 %
ガスタービン単純サイクル 105MW	30.1 %	29～31 %
コンバインドサイクル 150MW	46.1 %	44～47 %
コンバインドサイクル 300MW	48.1 %	46～51 %

石炭火力の WASP 入力値は、スタディチームが持っている数値より低めである。スタディチームが持っている数値は、日本の発電所ベースの値であり、スリ・ランカでは、蒸気条件、復水器真空等の条件を考慮すると、日本の値より低下する方向と考えられるので、WASP 入力値はほぼ妥当と考えられる。

ガスタービン単純サイクル、コンバインドサイクルとも WASP 入力値は、スタディチームが持っている数値範囲に入っている。

(5) 運転・補修費

WASP へ入力されている値から年間の運転・補修費を求め、建設費で除した値を求めると以下の通りとなる。

石炭火力	: 2.3～2.7%
ガスタービン単純サイクル	: 5.2～5.7%
コンバインドサイクル	: 2.5～2.9%

スタディチームが持っているデータでは、石炭火力、ガスタービン単純サイクル、コンバインドサイクルそれぞれ 4%、6%、4%程度であり、WASP 入力値はいずれも多少小さいと考えられる。

運転・補修費を 4%、6%、4%に増加させて、WASP を走らせた結果、電力開発計画に変わりは無かった。

(6) 燃料価格

燃料価格の WASP 入力値は、世界銀行の予測値が採用されており、妥当と考えられる。

### 3.5.4 WASP による電力開発計画

上記条件を WASP へ入力した得られた電力開発計画結果を、Table 3-5-6 に示す。  
2012 年までの計画として、水力設備増設は 70MW、火力設備増設は 2588.5MW、  
火力設備除却は 116MW となっている。

水力設備増設が少ないのは、既に適切な地点が開発されていること、水力設備の  
新設が環境へ及ぼす影響が大きいことなどのため、開発が難しいことが影響してい  
る。従って、今後の電力増強はもっぱら火力設備に頼ることになる。

これらの増設の結果の電力量バランスを Table 3-5-7、Figure 3-5-2 に示す。

1998 年は、年間電力需要が 6007GWh に対し、112GWh(2%)が不足することにな  
っており、停電の可能性を示している。1999 以降は電力需要量と送  
電電力量がほぼ等しく、降雨量等の条件が計画値とずれない限り、停電はないこと  
になっている。

また、発電出力バランスを Table 3-5-8、Figure 3-5-3 に示す。

いずれの年も設備容量がピーク負荷を上廻っている。ただし、この比較は各年の  
ピーク負荷が出る時点で全水力設備が定格出力で運転できるという条件で行われ  
ている。

### 3.5.5 総括

- (1) 現状は、水力設備が全発電設備容量の 74%を占めており、降雨量によって発電出力、  
発電電力量が左右される。従って、1996 年の様に干ばつがあると停電を余儀なくさ  
れる電源構成となっている。
- (2) 電力需要は、地方電化を進めていることもあって年々増加しており、消費電力量、  
ピーク負荷ともここ数年は毎年 10%近い伸びを示している。
- (3) 需要予測は、従来の実績値を重回帰分析によって求めた式によっている。この式は  
該当年とその前年の GNP と該当年の人口の函数としており、その予測結果の年平均  
消費電力量の伸び率は 8.1%となっている。
- (4) 電力開発計画は、コンピュータソフト WASP を使って作成されている。増設設備は、  
水力設備に適切な個所が既に開発されていること、水力設備の建設が環境へ与える影  
響が大きいことなどのため、ほとんどが火力となっている。火力のうち石炭火力、コ  
ンバインドサイクルがほとんどを占める。
- (5) 電力開発計画は、電力需要量とほぼ等しい送電量が確保できるものとなっており、  
余裕はほとんどない。この状態は水力設備が多い本ケースにおいては、降雨量が予想  
より少ないと、停電が有り得ることを示している。

停電をゼロ近くにするには電源容量として、ピーク負荷+予備出力+補修ユニット  
出力を確保しなければならない。本ケースの様に、水力設備容量が全発電設備容量に  
占める割合が多い場合、予備出力を大きくとらなければならないので、発電設備総容

量は需要に対して大きい値となる。この様に大きな電源容量を確保することは、電力料金高騰の要因となり得る。

今後は、火力設備が増強され 2012 年の時点での発電設備容量比は、火力：水力＝70：30 となり水力設備の比率が低下し、発電電力量に対する降雨量の影響が小さくなるので、予測需要電力量と送電電力量との値が近くても、停電の頻度は次第に少なくなる傾向にある。

- (6) LTGEP では、ここしばらくは停電の可能性のある計画となっている。この計画では、停電があった時重大な影響を及ぼす恐れがある施設、例えば医療施設の様な所にしっかりした非常電源設備を設けておかなければならない。この様に停電に対処すれば、莫大な資金を投入して停電の恐れがない計画にして、電力料金の高騰を招くよりは、本計画は理にかなっていると言える。
- (7) 以上述べた様に、電力開発計画としては電力需要を満足するものとなっているが、計画通りに電力開発を進めることが、今後の最重要課題である。

Table 3-5-1 電力需要予測結果

Year	Sales		System Loss %	Generation		Load Factor %	Maximum Demand MW
	GWh	Growth %		GWh	Growth %		
1995	3,915	-	18.2	4,783	-	55.7	980
1996	4,199	7.3	18.0	5,121	7.1	55.9	1,046
1997	4,579	9.0	17.8	5,571	8.8	56.1	1,134
1998	4,948	8.1	17.6	6,005	7.8	56.3	1,218
1999	5,363	8.4	17.4	6,493	8.1	56.5	1,312
2000	5,804	8.2	17.2	7,010	8.0	56.7	1,411
2001	6,296	8.5	17.0	7,586	8.2	56.9	1,522
2002	6,843	8.7	16.8	8,225	8.4	57.1	1,644
2003	7,428	8.5	16.6	8,906	8.3	57.3	1,774
2004	8,054	8.4	16.4	9,634	8.2	57.5	1,913
2005	8,742	8.5	16.2	10,432	8.3	57.7	2,064
2006	9,457	8.2	16.0	11,258	7.9	57.9	2,220
2007	10,221	8.1	15.8	12,139	7.8	58.0	2,389
2008	11,036	8.0	15.6	13,076	7.7	58.0	2,574
2009	11,927	8.1	15.4	14,098	7.8	58.0	2,775
2010	12,858	7.8	15.2	15,163	7.6	58.0	2,984
2011	13,851	7.7	15.0	16,295	7.5	58.0	3,207
2012	14,931	7.8	14.8	17,525	7.5	58.0	3,449
2013	16,082	7.7	14.6	18,831	7.5	58.0	3,706
2014	17,290	7.5	14.4	20,199	7.3	58.0	3,975
2015	18,599	7.6	14.2	21,677	7.3	58.0	4,266
2016	19,993	7.5	14.0	23,248	7.2	58.0	4,576
2017	21,492	7.5	14.0	24,991	7.5	58.0	4,919

Table 3-5-2 将来建設ユニット建設費詳細

Plant	Capa. (MW)	Pure Construc. Cost (US\$/kW)		Total Cost (US\$/kW)	Const. Period (Year)	IDC (%)	Constr. Cost incl. IDC (US\$/kW)		Life (Year)
		Local	Foreign				Local	Foreign	
Coal Trinco	300	158.7	773.9	932.6	3.5	16.00	184.1	897.7	30
Coal West Coast	150	210.9	1022.9	1233.8	3.5	16.00	244.6	1186.6	30
Unit - 1	300	188.8	897.7	1086.5	3.5	16.00	219.0	1041.3	30
Unit - 2 & 3	300	162.2	771.6	933.9	3.5	16.00	188.0	895.8	30
Gas Turbine	35	66.9	447.8	514.7	1.5	6.51	71.3	476.9	20
Gas Turbine	105	45.5	304.5	350.0	1.5	6.51	48.5	324.3	20
Combined Cycle	150	151.8	538.2	690.1	3	13.54	172.4	611.1	30
Near Colombo	300	122.9	435.4	558.2	3	13.54	139.4	494.2	30
Combined Cycle	150	178.4	601.8	780.2	3	13.54	202.4	683.2	30
Outside Colombo	300	136.1	467.0	603.0	3	13.54	154.5	530.2	30
HYDRO									
Upper Kotmale	150	398.9	1498.7	1897.6	5	23.78	492.6	1855.0	50
Gin Ganga	49	381.6	1746.0	2127.6	4	18.53	497.5	2276.4	50
Belihuloya	17	348.9	2056.8	2405.7	4	18.53	454.9	2681.8	50
Broadlands	40	553.9	1994.7	2548.6	4	18.53	669.7	2411.6	50
Moragolla	27	400.2	2602.6	3002.8	4	18.53	521.8	3393.3	50
Umaoya	150	405.9	1746.8	2152.7	5	23.78	527.5	2270.3	50

Notes :

All costs are in January 1997 border prices. Exchange rate US\$1=Rs. 50

IDC : Interest During Construction

Table 3-5-3 将来建設火力ユニット性能、O&amp;M コスト

Name of Plant	Capa. (MW)	Heat Rate (kCal/kWh)		Fuel Cost (US cent/ Gcal)	Full Load Eff. (%)	FOR (%)	Maint. (Day /y)	O&M Cost	
		Min. Load	Avg. Incr.					Fixed (\$/ kW month)	Variable (US cent/ kWh)
Coal	150	2819	2247	746.0	36.0	12.0	35	0.761	0.417
Coal	300	2687	2162	746.0	37.5	11.0	40	0.645	0.354
Site2									
Coal	300	2687	2162	698.0	37.5	11.0	40	0.645	0.354
Gas Turbine	35	3060	3060	1654.0	28.1	8.0	30	0.463	0.371
Gas Turbine	105	4134	2322	1654.0	30.1	8.0	30	0.350	0.278
Site Near Colombo									
Combined Cycle	150	2614	1462	1654.0	46.1	8.0	30	0.351	0.301
Combined Cycle	300	2457	1427	1654.0	48.1	8.0	30	0.265	0.227
Site Outside Colombo									
Combined Cycle	150	2614	1462	1654.0	46.1	8.0	30	0.351	0.301
Combined Cycle	300	2457	1427	1654.0	48.1	8.0	30	0.265	0.227

Notes :

FOR : Forced Outage Rate

Table 3-5-4 将来建設水力ユニット性能

Project	Installed Capacity (MW)	Annual Energy (GWh)	Storage (MCM)
Upper Kotmale	150	536	0.8
Gin Ganga	49	212	17.5
Behihul Oya	17	71	5.8
Broadlands	40	145	0.2
Moragolla	27	111	5.0
Uma Oya	150	447	18.0

Notes :

All costs are in January 1997 US\$ boarder prices.

Hydro operation and maintenance costs are taken as 3.84US\$/kW year.

MCM : Million Cubic Meter

Table 3-5-5 将来燃料費

Year	Crude Oil Sing.FOB (\$/bbl)	Diesel Oil (\$/bbl)	Furnace Oil (\$/bbl)	Residual Oil (\$/bbl)	Coal CIF Trinco (\$/ton)	Coal West Coast (\$/ton)
1998-2017	18.5	24.2	18.2	14.4	44.0	47.0

Year	Diesel Oil (UScts/GCal)	Residual Oil (UScts/GCal)	Furnace Oil (UScts/GCal)	Coal CIF Trinco (UScts/GCal)
1998-2017	654	943	1180	698

High Heating value

Auto Diesel Oil = 9200 kcal/l

Furnace Oil = 9700 kcal/l

Residual Oil = 9600 kcal/l

Australian Coal = 6300 kcal/kg

Table 3-5-6 電力開發計畫

Year	Hydro Add.	Thermal Additions	Thermal Retirement	LOLP
1998	-	Lakdanavi 22.5MW Diesel Plant(BOO)	-	8.266
1999	-	Sapugaskanda 40MW Diesel Extension(KFW)	-	1.002
		KHW Plant 51MW (BOO)		
		Kelanitissa 100MW Part of 150MW CC (OECF)		
2000	-	Gas Turbine 105MW	-	0.023
		Steam Turbine 50MW Part of 150MW CC (OECF)		
2001	-	Kerawalapitiya 150MW CC	Kelanitissa 2×22MW Steam Turbine	0.039
		CC Plant 150MW (BOO or BOT)		
2002	Kukule 70MW	-	-	0.080
2003	-	-	-	0.374
2004	-	West Coast 300MW Coal Fired	Sapugaskanda 2×18MW Diesel	0.249
2005	-	Gas Turbine 105MW	-	0.441
2006	-	West Coast 300MW Coal Fired	-	0.251
2007	-	-	-	0.920
2008	-	West Coast 300MW Coal Fired	Sapugaskanda 2×18MW Diesel	0.820
2009	-	Trincomalee 300MW Coal Fired	-	0.660
2010	-	Gas Turbine 105MW	-	1.229
2011	-	Trincomalee 300MW Coal Fired	-	1.112
2012	-	Gas Turbine 2×105MW	-	1.400
Total	70MW	2588.5MW	116MW	-

Notes :

LOLP : "Loss of Load" Probability

Table 3-5-7 電力量バランス

Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Hydro															
Existing Hydro	3850	3850	3850	3850	3850	3850	3850	3850	3850	3850	3850	3850	3850	3850	3850
Kukule					305	305	305	305	305	305	305	305	305	305	305
Total Hydro Energy(GWh)	3850	3850	3850	3850	4155	4155	4155	4155	4155	4155	4155	4155	4155	4155	4155
Thermal															
Kelanitissa GT	911	434	161	5	27	113	37	44	10	44	27	16	30	26	30
Kelanitissa ST	242	235	187	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.
Sapugaskanda Diesel	740	1006	1039	860	916	986	677	740	635	712	513	440	501	426	492
Lakdanavi Diesel	152	151	156	156	156	156	156	156	147	156	141	107	133	97	131
KHD Plant Diesel		263	266	266	266	266	266	266	257	266	242	201	236	185	232
Kelanitissa CC		543	956	354	485	767	339	626	216	434	288	146	300	181	375
GT(105MW)			393	72	117	274	77	264	100	260	145	55	202	114	364
Kerawalapitiya CC				2023	2102	2186	1849	2100	1580	1947	1329	790	1305	888	1386
Coal Fired							2079	2079	4158	4158	6233	8184	8288	10211	10342
Total Thermal Energy(GWh)	2045	2631	3158	3736	4069	4748	5480	6276	7104	7977	8917	9939	10994	12128	13353
Total Energy Dispatched(GWh)	5895	6481	7008	7587	8224	8903	9635	10431	11259	12132	13072	14094	15149	16283	17508
Total Demand(GWh)	6007	6494	7008	7586	8223	8905	9636	10432	11260	12138	13078	14099	15161	16294	17523
Deficit(GWh)	112	12	0	0	0	2	2	3	2	7	6	6	12	11	16

Table 3-5-8 発電出力バランス

Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Hydro															
Existing Hydro	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115	1115
Kukule					70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70
Installed Hydro Capacity(MW)	1115	1115	1115	1115	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185	1185
Thermal															
Kelanitissa GT	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235	235
Kelanitissa ST	44	44	44	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sapugaskanda Diesel	112	112	112	112	112	112	76	76	76	76	40	40	40	40	40
Lakdanavi Diesel	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5	22.5
Sapugaskanda Diesel(Ext.)		40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
KHD Plant Diesel		51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51	51
Kelanitissa CC		100	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150	150
Kerawalapitiya CC				300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
West Coast Coal Fired															
Trincomalee Coal Fired															
GT(105MW)				105	105	105	105	210	210	210	210	210	315	315	525
Total Thermal Capacity(MW)	413.5	604.5	759.5	1015.5	1015.5	1015.5	1279.5	1384.5	1684.5	1684.5	1948.5	2248.5	2353.5	2653.5	2863.5
Total Installed Capacity(MW)	1528.5	1719.5	1874.5	2130.5	2200.5	2200.5	2464.5	2569.5	2869.5	2869.5	3133.5	3433.5	3538.5	3838.5	4048.5
Peak Demand(MW)	1218	1312	1411	1522	1644	1774	1913	2064	2220	2389	2574	2775	2984	3207	3449
Reserve(MW)	310.5	407.5	463.5	608.5	556.5	426.5	551.5	505.5	649.5	480.5	559.5	658.5	554.5	631.5	599.5
Reserve(%)	25.5	31.1	32.8	40.0	33.9	24.0	28.8	24.5	29.3	20.1	21.7	23.7	18.6	19.7	17.4

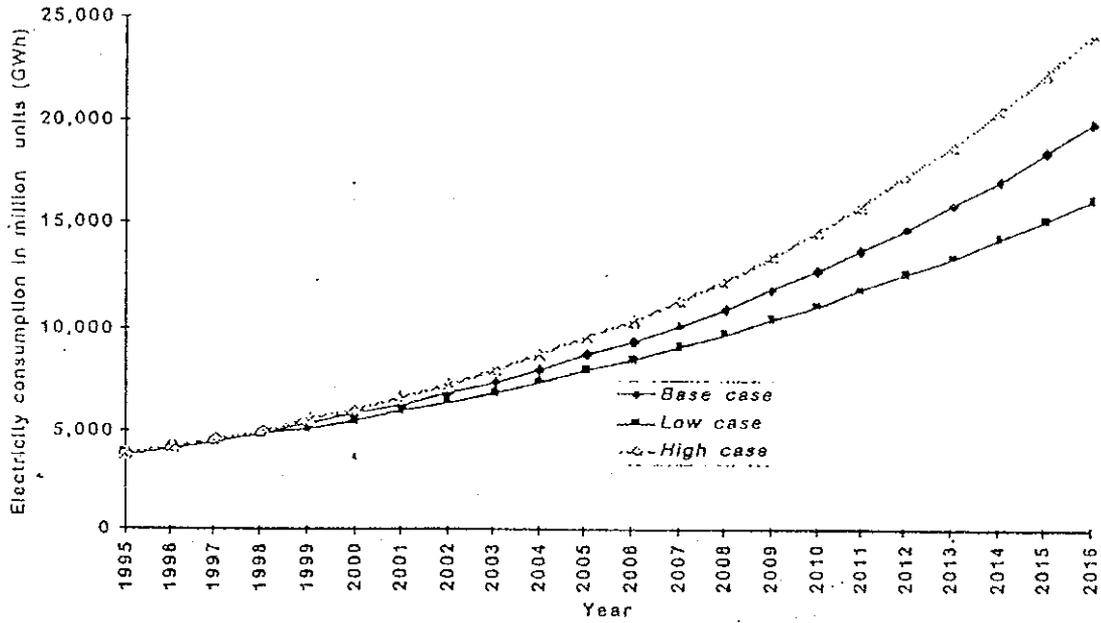


Figure 3-5-1 電力需要予測結果

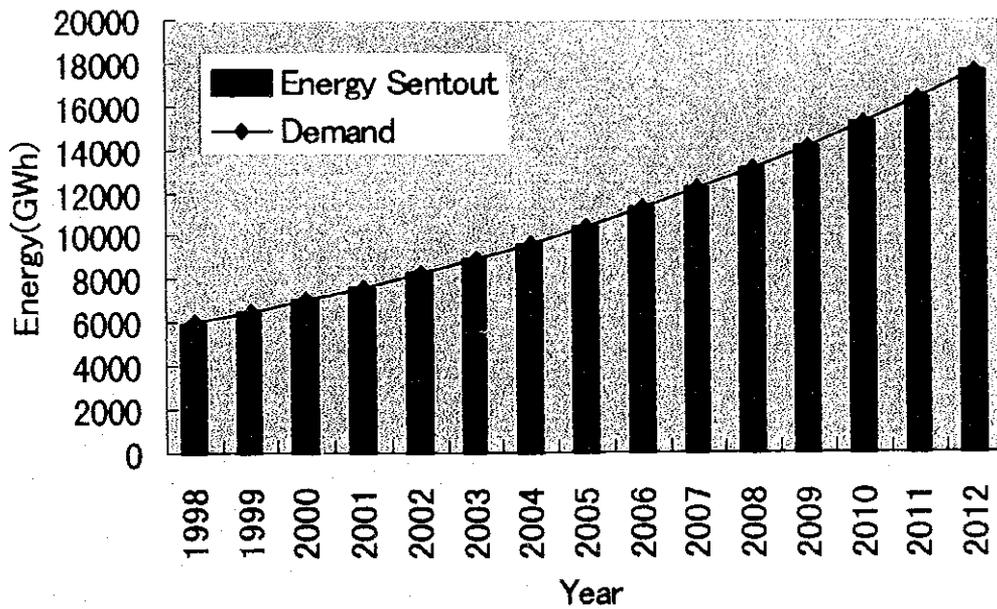


Figure 3-5-2 電力量バランス

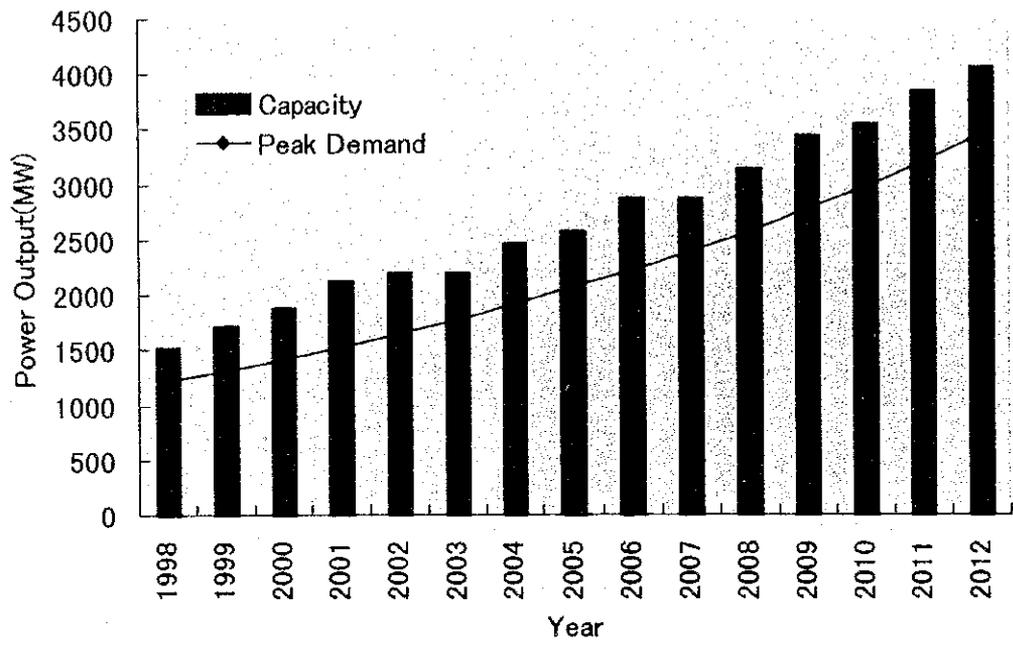


Figure 3-5-3 発電出力バランス

### 3.6 火力発電ケーススタディ(TGOS)のレビュー

火力発電ケーススタディは、スイスのエレクトロロット社が Thermal Generation Option Study Final Report(以下 TGOS)を 1996 年 7 月に CEB へ報告している。

TGOS は、CEB が LTGEP を作成した際、その基礎データとして利用しており、一部の数値については、そのまま LTGEP に採用されている。

#### 3.6.1 TGOS の内容

TGOS は、10 年から 15 年先のスリ・ランカにおける最適火力拡張計画を提示することを目的としたもので、アジア開発銀行のローンで実施された。その内容は以下の通りである。

##### (1) CEB の既存電力供給システム

スリ・ランカ国における電力供給組織、電力需要、既存電力供給設備、送電設備の概要が述べられている。

##### (2) 電力需要予測

従来 of 電力開発実績、と将来の予想開発傾向をベースに 1995 年から 2015 年の売却電力量および最大出力の予測が実施されている。

売却電力量予測は、一般家庭とそれ以外に分けて別々の方法で実施されている。一般家庭用の予測は、将来の人口増加、電化率及び一軒当たりの電力消費量をベースとし、それ以外の予測は国内総生産成長率との関係の経済モデルによっている。発電電力量、最大出力の予測は、売却電力量の予測と送電ロス、システム負荷率の予測から求めている。

予測した結果、CEB の年間発電電力量は 1995 年で 4,800GWh であったものが 2005 年には 10,800GWh、2015 年には 22,000GWh 以上になる。発電電力量の平均年間成長率は、今後 10 年間は 8.6%、2005 年から 2015 年までは 7.5%になる。

送電ロスは現在の 19%から長期間で 12%へ低減させるように予定している。

最大出力は 1995 年に 980MW であったが、今後 10 年間で 2,200MW に、2015 年には約 4,500MW になる。2005 年まで毎年平均 120MW ずつ増加する。年間の負荷率は 55%から 2008 年頃には 57%になり、それ以降はこの値を保つ。

##### (3) 火力発電データベース

火力発電の主要形式についてのデータベースを示している。このデータベースの主要目的はコンピュータによる電力開発計画を作成するために必要な技術的、経済的な基本データを明らかにするものである。プラントの形式としては、ディーゼル発電、ガスタービン発電、コンバインドサイクル、石炭/油焼き火力発電が含まれており、容量は CEB のシステムに適合するものが対象となっている。

##### (4) 最小コスト電力開発計画

コンピュータソフト AS/PLAN を使用して求めた最小コスト電力開発計画を示している。

2008 年までの中期では、次の新設が必要となっている。

- ・1998年に150MWのディーゼル発電プラント
- ・1998年に4×35MWのガスタービン発電プラント
- ・1999年に150MWコンバインドサイクル発電プラント
- ・2001年に300MWコンバインドサイクル発電プラント
- ・2004年、2006年、2008年に300MW石炭焚き発電プラント

ディーゼル発電プラントは、短期のベースロード用として、その燃料である残渣油が低価格であり、建設期間が短いことのため、選定されている。

ガスタービンプラントは、建設期間が短いこと、ピーク負荷用として経済性があることのために選ばれている。

石炭焚きプラントは、約77%という高利用率で運転されるベースロード用として設けられる。この発電単価は、石炭の単価を48US\$/tonと想定して、コンバインドサイクルプラントよりも経済的であるという結果が確認されている。

#### (5) 新地点選定

本開発計画では、サイト条件およびその条件によるコスト影響を入力し、コンピュータによる解析を実施している。

その結果、中期計画として次のサイトが適切と判断されている。

・ディーゼルプラント 40MW	Sapugaskanda existing power station
・ディーゼルプラント 100MW迄	Sapugaskanda new site
・ガスタービンプラント 4×35MW	Kerawalapitiya
・コンバインドサイクル 150MW	Kelanitissa existing power station
・コンバインドサイクル 300MW	Bussa
・石炭焚火力ユニット 3×300MW	
ランク 1	Mundal(west coast)
ランク 2	Puttalam(west coast)
ランク 3	Mawella(south coast)

#### (6) 送電系統計画

送電系統と潮流をコンピュータで解析し、各プラントからCEBのグリッドへつなぎ込む条件と費用を求めている。

#### (7) 1997-2008年推奨火力発電開発計画

上述の条件を含めて、最小費用で予想需要を満足させる開発計画はTable 3-6-1の通りとなる。

### 3.6.2 TGOSのレビュー

#### (1) 電力需要予測

電力需要を予測する上で、TGOSではLTGEPより考慮しているファクター、検討上の消費者カテゴリー分けとも多くしているが、予測発電電力量、最大出力ともLTGEPの予測値とほぼ同じ値となっている。

(2) 火力発電データベース

ディーゼル発電、ガスタービン発電、コンバインドサイクル、石炭／油焼き火力発電設備のヒートレイト等の技術データ、建設費、補修費等の経済データが示されている。

この内、技術データは妥当なものであり、一部の数値は LTGEP に採用されている。

また経済データについては、石炭焼き火力以外のものはほぼ妥当である。石炭焼き火力の建設費データは、一般市場価格に比べて2～3割程度安価である。なお、LTGEPでは、見直された経済データが入力されている。

(3) 電力開発計画

TGOS の電力開発計画と LTGEP の開発計画とを比較すると、1998～2000年に下記の様な差が現れている。

	TGOS	LTGEP
1998年	150MW ディーゼル 140MW ガスタービン	22.5MW ディーゼル
1999年	150MW ガスタービン	40MW ディーゼル 51MW 100MW ガスタービン
2000年		105MW ガスタービン 50MW 蒸気タービン
合計	440MW	368.5MW

上表で明らかな様に、TGOS では前倒しに設備を建設することになっている。

両者の違いは、TGOS で使用しているソフトが AS/PLAN であるのに対し、LTGEP では WASP であるので、データの処理方法に差が発生したものと考えられる。

2001年以降の開発計画は、両者ほぼ同じである。

Table 3-6-1 推奨火力発電開発・地点計画

Year	Plant Type	Size	Site
1997	Diesel	4×10MW	Sapugaskanda existing station (extension 1;under construction)
1998	Diesel	up to 150MW	Sapugaskanda existing station (extension 2, 40MW) Sapugaskanda new site(100MW)
	Gas Turbine	4×35MW	Kerawarapitiya
1999	Combined Cycle	150MW	Kelanitissa existing station
2000	-	-	-
2001	Combined Cycle	300MW	Bussa(south coast)
2002	-	-	-
2003	-	-	-
2004	Coal-Fired Steam	300MW(unit No.1)	Mundal(west coast)
2005	-	-	-
2006	Coal-Fired Steam	300MW(unit No.2)	Mundal(west coast)
2007	-	-	-
2008	Coal-Fired Steam	300MW(unit No.3)	Mundal(west coast)

### 3.7 各種発電設備の最適運用計画

従来の発電設備運用は、水主火従であり火力設備が水力設備の不足分を補うものであった。

今後、火力発電設備を主とした発電設備の充実が図られると、各種発電設備を適切に運用することが重要な課題となる。

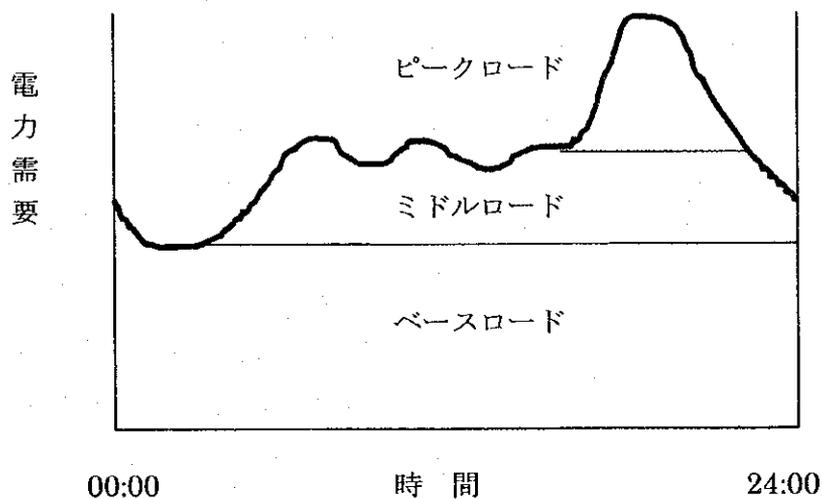
今後の発電設備の拡張は、当初はディーゼルエンジンあるいはガスタービン単純サイクルが設けられるが、主力はコンバインドサイクル設備と石炭焚き設備となる。

これらの火力設備が充実する迄は、従来の運用パターンが続き、その後火力設備が主となり、水力設備が補う運用となると考えられる。

以下に、各種発電設備をどの様に運用することが適切かについて検討する。

#### 3.7.1 1日の電力需要

1日の電力需要は、下図の様に3種に分類できる。



ベースロード：1日の最低負荷以下の電力

ベースロード対応の発電設備は24時間連続運転となる。

ミドルロード：毎日の朝から夜間にかけて続く需要増加

ミドルロード対応の発電設備は、毎朝起動して夜間に停止する。

ピークロード：夕方から夜間にかけての尖塔的な需要増加

ピークロード対応の発電設備は、1日の内短時間だけ運転する。

### 3.7.2 各ロード帯に適した発電設備

#### (1) ベースロード

ベースロード対応の発電設備は、最も発電電力量が多くなるので、発電コストの低い水力設備、石炭焚き火力、ディーゼルエンジンが適している。

#### (2) ミドルロード

ミドルロード対応の発電設備は、毎日の起動・停止があり、1日の運転時間が比較的長いので、起動停止特性に優れ、発電効率の高いコンバインドサイクル、ディーゼルエンジンあるいは水力設備が適している。

#### (3) ピークロード

ピークロード対応の発電設備は、急激な負荷要求に応えられるガスタービン、コンバインドサイクル、ディーゼルエンジンあるいは水力設備が適している。

### 3.7.3 各種発電設備の運用パターン

以上の条件及び電力開発計画を踏まえ各期間で、水力設備あるいはそれぞれの火力設備を、ベース/ミドル/ピークのどの部分に適用するのが最も適切かを、以下に示す。検討結果を Figure 3-7-1 に示す。

#### (1) 1998～2000年

この期間は、ディーゼルエンジンの増設と、ケラニティッサ発電所でガスタービン単体として 1999 年に、コンバインドサイクルとして 2000 年に 150MW ユニットが新たに稼動する。

この期間の運用パターンを以下に示す。

ベースロード：水力発電、ディーゼル発電を当てる。2000 年には、ケラニティッサ発電所のコンバインドサイクルも充当する。

ミドルロード：水力発電を当てる。1999 年には、ケラニティッサ発電所のガスタービンも充当する。

ピークロード：既設ガスタービンを当てる。

#### (2) 2001～2003年

この期間は、ケラワラピティヤ発電所のコンバインドサイクルが新たに稼動する。

ベースロード：水力発電、ディーゼル発電、ケラワラピティヤ発電所のコンバインドサイクルを当てる。

ミドルロード：水力発電を当てる。

ピークロード：既設ガスタービンとケラニティッサ発電所のコンバインドサイクルを当てる。

(3) 2004～2007年

この期間は、石炭焚き火力が稼動を開始すると共に 600MW まで増設される。

ベースロード：水力発電、ディーゼル発電、ケラワラピティヤ発電所のコンバインドサイクル及び石炭焚き火力を当てる。

ミドルロード：水力発電を当てる。

ピークロード：既設ガスタービンとケラニティッサ発電所のコンバインドサイクルを当てる。

(4) 2008～2010年

この期間は、石炭焚き火力の増設が更に進むため、ケラワラピティヤ発電所のコンバインドサイクルをベースロード用からミドルロード用に転換できる。

ベースロード：水力発電、ディーゼル発電及び石炭焚き火力を当てる。

ミドルロード：水力発電及びケラワラピティヤ発電所のコンバインドサイクルを当てる。

ピークロード：既設ガスタービンとケラニティッサ発電所のコンバインドサイクルを当てる。

(5) 2011～2012年

この期間は、更に石炭焚き火力の増設が進むため、水力設備をベースロード用からミドルロード用に転換できる。

ベースロード：ディーゼル発電及び石炭焚き火力を当てる。

ミドルロード：水力発電及びケラワラピティヤ発電所のコンバインドサイクルを当てる。

ピークロード：既設ガスタービンとケラニティッサ発電所のコンバインドサイクルを当てる。

Gas Turbine  
  Combined Cycle  
  Hydraulic  
  Diesel Engine  
  Coal Fired Thermal

Year	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
PEAK LOAD																
MIDDLE LOAD																
BASE LOAD																

3-7-4

Figure 3-7-1 発電設備最適運用パターン

## 第 4 章 燃料供給計画

## 第4章 燃料供給計画

### 4.1 スリ・ランカ国における燃料事情

#### 4.1.1 スリ・ランカ国のエネルギー事情

##### (1) エネルギー供給

スリ・ランカ国で、国内エネルギー資源としては、まき燃料その他のバイオマス、水力発電、さとうきびかす（バガス）及び木炭があるのみである。

化石燃料として、コロンボ市北の湿地帯の広大な範囲に少量の泥炭の存在が確認されているが、その炭質および広い範囲に広がっていることから、これを採掘して発電に利用するのは、経済的に成り立たないとされている。

従って、火力発電用などの燃料源は輸入に頼っており、輸入燃料の大半が原油及び石油製品で、その他若干の石炭が輸入されている。

スリ・ランカ国において現在のところ石油類の供給は、セイロン石油公社(Ceylon Petroleum Corporation:以下CPC)が独占的に実施している。CPCの製油所はコロンボ市郊外にあり、その精製能力は5万バレル/日である。

1994年に人口一人あたりに供給されたエネルギーは、0.342toe(ton of oil equivalent:石油換算トン1ktoe=10<sup>7</sup>Cal)で、日本の供給量の約1/10である。Figure 4-1-1に供給された一次エネルギーの割合を示す。本図で、スリ・ランカ国の一次エネルギーとしては、バイオマスが圧倒的に多い形態であることが明らかである。

##### (2) エネルギー消費

Figure 4-1-2に消費者別のエネルギー消費割合を示す。本図で、スリ・ランカ国のエネルギー消費は、一般家庭での消費が約70%を占めていることが明らかである。この部分は薪が安価であるため、一次エネルギーとして利用されていることになる。

##### (3) 本プロジェクト用燃料供給

現在でも国内の需要をCPCの製油所の産出量では賄いきれず、製品を輸入により補っている状態である。例えば、CPCが供給するディーゼル油のうち、60%が自社の製油所の製品であり、残りの40%は輸入品である。

またCPCは当面、設備増設計画もないことから、CPCから本プロジェクト用の燃料が供給されることは期待できず、全量を輸入に頼らなければならない状況にある。

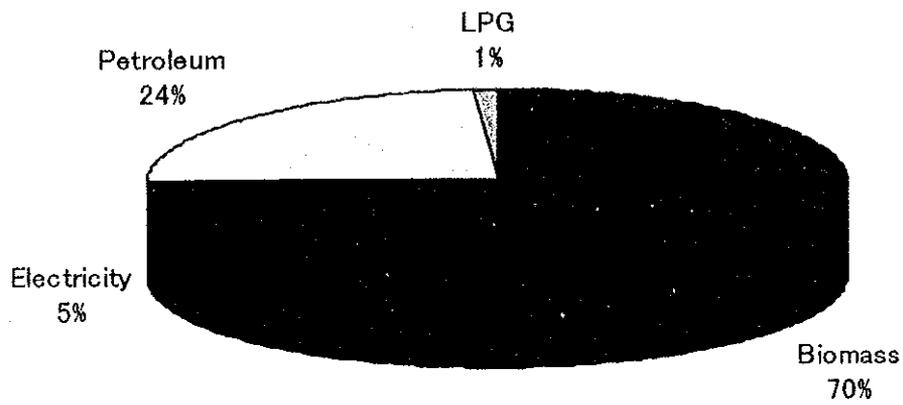


Figure 4-1-1 一次エネルギー割合

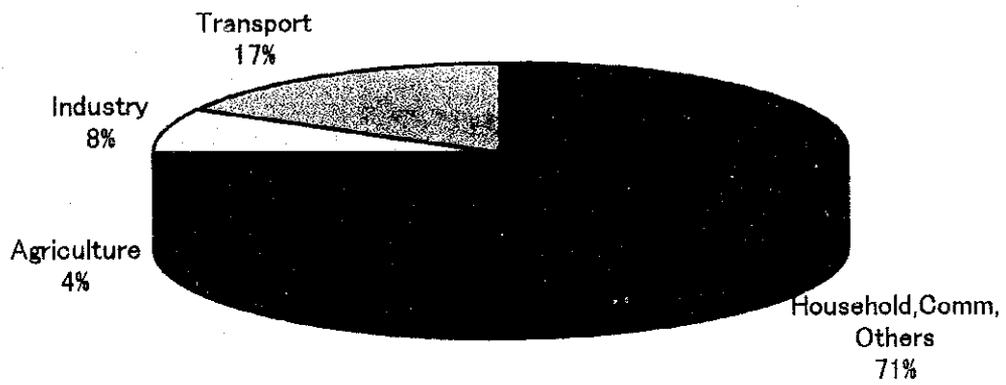


Figure 4-1-2 消費者別のエネルギー消費割合



## 4.2 燃料種類と本プロジェクト用燃料

### 4.2.1 燃料の種類

本プロジェクト用燃料の候補としては、スリ・ランカ国内の条件及び実績を考慮すると次があげられる。

- ・液化天然ガス(以下 LNG)
- ・液化プロパンガス(以下 LPG)
- ・ナフサ
- ・ヘビーディーゼル油
- ・オートディーゼル油

以下に個々の燃料についてのべる。

#### (1) LNG

LNG は、硫黄、重金属、アルカリ金属等が含まれていないため、大気汚染あるいはガスタービン内の腐食、スケールの付着の恐れがなく、ガスタービン用燃料としては理想的なものである。

一方、LNG プロジェクトは次の条件を包含している。

- a. 基本的に天然ガスの探鉱・開発―液化―海上輸送―気化―消費という一貫したクローズドシステムとして成立しているものであり、供給者と消費者がプロジェクト開始の時点で決まる必要があることから、特別注文的性格を持っている。
- b. 次に示す多くの要素からなり、高度な技術を駆使しなければならない上、媒体が低温であるため設備にステンレス等の高価な低温材を多用しなければならないことなどのため、巨額な資金を必要とする。
  - ・天然ガスの探鉱、開発、生産
  - ・液化基地までの天然ガスの輸送（パイプラインの敷設）
  - ・液化基地（液化設備）建設
  - ・LNG の積出し基地の建設
  - ・LNG タンカーの建造
  - ・LNG 受入れ、気化基地の建設
  - ・配送パイプラインの建設

- c. 売買契約は通常 20～25 年に亘り、しかも年間、月間ともに一定数量を引き取らなくてはならないという厳しい条件があり、取引き上硬直性が強い。

このように、LNG を受入れるためには、プロジェクト開始時点から参画していなければならないこと、取引き上硬直性が強いこと、プロジェクト毎の取引量が通常年間数百万トン以上であるのに対し、本プロジェクトの年間消費量は年間 12 万トンと少ないことなどを考慮すると、本プロジェクト用燃料として LNG を適用することは、適当でないと考えられる。

但し、将来東南アジアの国から LNG 大量消費国へ輸送する途中で、スリ・ラン

カ国へ立ち寄り、LNGを荷揚げする契約ができれば、本プロジェクトへのLNG供給は可能となろう。この場合でもLNGプロジェクト開始時点から参画することが必須条件であろう。

## (2) LPG

LPGは、LNGと同様にガスタービン用燃料としては問題ない。

一方、世界のLPG貿易に占めるサウジアラビアのシェアが圧倒的に高いため、長期契約により輸入する場合のLPG輸入価格(FOB)は、他の輸出国もサウジアラムコの価格をベースに設定している。サウジアラビアはFOB価格を従来の原油価格連動型の方式を廃止し、1994年10月サウジアラムコがLPG市場動向を見極めて決定した価格をLPG購入契約者に通知するCP(コントラクトプライス)方式に変更したため、それ以来FOB価格の不安定性が指摘されている。

また、Shell Gas Lanka Limitedが、本プロジェクトサイトの近くにLPG基地を建設する計画を進めている。この基地は、一般家庭用ボンベへの充填を目的としたもので、その貯蔵容量は、2000トン×4基である。このLPGで、150MWのコンバインドサイクルを運転した場合、約10日で全貯蔵量を消費してしまうことになるので、この基地からのLPG供給は容量の面から無理である。

上述の様に、LPGは世界市場が一社に握られており、その市場・価格安定性が懸念され、またShell Gas Lanka Limitedからの供給も期待できないので、本プロジェクト用燃料としてLPGを適用することは、適当でないと考えられる。

## (3) ナフサ

ナフサは本来、石油化学あるいは都市ガスの原料となるものであり、火力発電所で焚くケースとしては、種々の手段を講じて環境規制をクリアできない場合である。

また、ナフサを適用できるガスタービンメーカは限られている上、ナフサは蒸気圧が高いためガスタービン周りの配管系でベーパーロックが起きる可能性があるため、一般的にナフサでガスタービンを起動することはできない。そのため、起動用の燃料を用意するのが通常の方法である。

更に、ナフサはディーゼル油の様に世界的に流通量が多い燃料と違うので、ある程度のバックアップ手段を考えておかなければならないが、CPCは本プロジェクトへナフサを供給できる余力を持っていないので、供給が何らかの原因で停止した場合、対応ができない。

上述の様に、ナフサは種々の問題を抱えているので、本プロジェクト用燃料としてナフサを適用することは、適当でないと考えられる。

## (4) ヘビーディーゼル油

従来、ケラニティッサ発電所で焚いていたヘビーディーゼル油の主な性状は、以下の通りである。

比重 60/60F	Max. 0.870
粘度 Redwood No.1 at 100F	36-53
流動点	Max. 60 F
硫黄分	Max. 1.8 wt%
高位発熱量	Min.10,556 kcal/kg
バナジウム	Max. 0.5 PPM
ナトリウム+カリウム	Max. 2 PPM
カルシウム	Max. 2 PPM
鉛	Max. 1 PPM

この燃料をガスタービンで焚く場合、最も大きな問題は、バナジウム等の重金属及びナトリウムなどのアルカリ金属の含有量である。ISOの基準では、上記項目はすべてMax. 0.5 PPMとなっている。これらの項目のうち、ナトリウム+カリウムについては水洗装置により下げることができる。また、この燃料をケラニティッサ発電所でガスタービンの出力低下はあったものの、長期間焚いていた事実もあるので、この燃料が技術的にガスタービンに適用不可と言う訳ではない。

但し、一般市場に出まわっているこの種の燃料は、硫黄分 Max. 1.0wt%か0.5wt%で、硫黄分 Max. 1.8 wt%と言うのは極めて稀なケースであり、上記燃料は恐らくCPCでの精油過程のある段階で産出されたものと考えられる。なお、CPCは1996年からこの燃料の供給を止めている。

本プロジェクト用燃料は、全量を輸入するので一般市場にない燃料を選定する訳にはいかないため、この燃料は本プロジェクトに不適切である。

#### (5) オートディーゼル油

CPCが供給しているオートディーゼル油の性状をTable.4-2-1に示す。本燃料をガスタービンに適用した場合、技術的な問題は無く、また一般市場で容易に入手可能なものである。なお、CPCがヘビーディーゼル油の供給を止めた代わりにオートディーゼル油を供給している。

#### 4.2.2 本プロジェクト用燃料の選定

以上の検討から、各燃料の特性をまとめると、以下の通りである。

- (1) LNGを受入れるためにはプロジェクト開始時点から参画していなければならない、取引上硬直性が強い上、本プロジェクトの消費量はLNGプロジェクトの容量に比べ、非常に少ない。
- (2) LPGは世界市場が一社に握られており、その市場・価格安定性が懸念され、またShell Gas Lanka Limitedからの供給も期待できない。
- (3) ナフサは適用できるガスタービンメーカーは限られている上、一般的にナフサでガスタービンを起動することはできないため、起動用の燃料を用意するのが通常の方法である。更に、供給が何らかの原因で停止した場合のバックアップが確保できない。

- (4) ヘビーディーゼル油は、ガスタービン用燃料としては適用可能であるが、一般市場に出まわっておらず、CPCは1996年からこの燃料の供給を止めている。
- (5) オートディーゼル油は、ガスタービン用燃料として問題なく、世界的に広く流通しているのもので容易に入手できる。

上述の様に、LNG、LPG、ナフサ、ヘビーディーゼル油は何れも問題をかかえているので、本プロジェクト用燃料としては、オートディーゼル油が最適である。

なお、オートディーゼル油の硫黄分は、当初は最も流通している0.5%とするが、発電所増設に伴い、環境値を守る硫黄分を選定するものとする。

Table.4-2-1 オートディーゼル油の性状

Property/Test	Test Method		Specification
	IP	ASTM-D	
Appearance			Clear & free from water and impurities
Density @15°C kg/m <sup>3</sup>	160	1298	Max.870
Colour ASTM	196	1500	To be reported
Marketing Colour			Amber
Distillation:-	123	86	
I.B.P.			To be reported
10% Evaporated °C			To be reported
50% Evaporated °C			To be reported
90% Evaporated °C			Max. 370
Recovery @315°C			Min. 50
Recovery @350°C			Min. 80
Cetane Index		976	Min. 45*
Cetane Number		613	Min. 48
Cloud Point °C(F)		2500	Max. 15.5(Max. 60)
CFPP °C(F)	309		Max. 10(Max. 50)
Sulphur Content %(w/w)	61	129 or 1552	Max. 0.5
Flash Point (PMCC) °C(F)	34	93	Min. 60(Min. 140)
Viscosity Kin @37.8°C,cSt	71	445	1.5-5.0
Water Content %(w/w)	74	95	Max. 0.05
Cu-Strip corrosion 3hrs @50°C	154	130	Max. 1
Ash %(w/w)	4	482	Max. 0.02
Carbon Residue, Rambottom on			
10% residue %(w/w)	14	524	Max. 0.3
Sediment by Extraction %(w/w)	53	473	Max. 0.01
Total Acid No.KOH mg/g	1	974	Max. 0.2
Strong Acid No.KOH mg/g	1	947	Nil
Calorific Value Gross kcal/kg	12	240	Min. 10500

\*Not applicable if any Cetane improver additive is present.



## 4.3 燃料供給方法

### 4.3.1 現状の燃料供給

スリ・ランカ国において、外国との燃料の授受は、コロンボ港北西防波堤にあるバースとコロンボ港沖合い9kmにある一点係留ブイによっている。

#### (1) バース

- a. 本バースは港湾局の所有・管轄であり、スリ・ランカ国で独占的に油の取引、精製を行っている CPC(Ceylon Petroleum Corporation)は、原油ないし石油製品の輸入時には使用料として油トン当り 3\$の費用を払っている。
- b. 本バースは CPC の他カルテックス、シェルも共同で使用している。
- c. CPC がここで扱うのは、ディーゼル油など 5 種類の製品で、カルテックスは潤滑油とそのベースオイルを、シェルは LPG を扱っている。
- d. 本バースには 4 万トンタンカー（喫水 38ft）が着船する。
- e. 6~12 インチのアンローディングアーム 5 基が設けられ、それに接続する 10~24 インチ港内海底パイプライン 5 系列が設けられている。
- f. 燃料を荷揚げする場合、タンカーのアンローディングポンプで内陸にある CPC の貯蔵基地へ直接移送している。
- g. 三社で共用していることもあって本バースは頻繁に使われており、特に CPC の製油所の点検停止の時などは、石油製品を輸入することになるので現在でも運用が厳しい状況にある。例えば、1998 年の使用計画を見ると、厳しい管理のもとでも、製油所が通常運転の時は毎月 12 日間使用し、製油所が停止している時は毎月 30 日間使用することになっている。

#### (2) コロンボ港沖合い一点係留ブイ

- a. このブイは CPC が所有し、管理している。
- b. 原油の荷揚げに使用している。原油はほとんどが中近東からで、マレーシアから入ることもある。
- c. 毎月 3 船の割合で入船している。
- d. モンスーン時期で海が荒れる日があっても 2,3 日待てば荷揚げが可能である。
- e. 18 万トンタンカーまで着船可能である。通常は 9 万トンタンカーが入っている。
- f. 滞船料は 15,000\$/day である。ただし、滞船時間が 24 時間以内の場合、滞船料は不要である。
- g. 陸地までの荷揚げ海底配管は、36 インチ×1 系列である。
- h. 燃料は、タンカーのアンローディングポンプから内陸にある CPC の貯蔵基地へ直接送られる。貯蔵タンクまでのパイプラインは鉄道沿いに敷設されている。

#### 4.3.2 本プロジェクト用燃料の荷揚げ

本プロジェクトでの燃料の荷揚げ方法は次の3案が考えられる。

- 第1案 : コロンボ港内にある既設揚油バースを改造ならびに増設する。
- 第2案 : コロンボ港内に揚油バースを新設する。
- 第3案 : 発電所予定地前面海域に新たに揚油バースを新設する。

現地調査を行い、コロンボ港を管理している Sri Lanka Port Authority (SLPA) ならびに揚油設備を運用している CPC と打ち合わせた結果、コロンボ港内に揚油バースを増設ならびに新設する案(第1案、第2案)は、計画できないことが判明した。その理由は以下の通りである。

コロンボ港内に新たなバースを増設、新設する場所は、North-West Break Water の場所が考えられるが、ここには現在 SLPA が建設し CPC が運用しているバースがあり、前項で述べたように荷揚げ設備は混んでいて、この設備を利用することはできない。

North-West Break Water 前の水深を-11m から-14m まで浚渫してあるが、将来コロンボ港拡張計画に伴い、現在使用している港口(2 箇所)を拡幅するために North-West Break Water の両端を撤去する計画である。このため North-West Break Water の内側に揚油設備を新設、増設する計画は許可できないとのこと。

燃料輸送用のパイプラインは地上を敷設する場合、パイプラインの用地確保が極めて難しいこと、海底パイプラインとした場合、コロンボ港拡張計画(North Port Development)があるためパイプラインルート確保が困難である。

Shell Gas Lanka Limited もコロンボ港から発電所予定地点に近接する LPG 基地まで (North-West Break Water のバース付近から海底パイプラインで輸送する計画) の海底パイプライン輸送案を中止し、LPG 基地前面の海域から LPG を荷揚げするよう計画変更した。(Figure4-3-1 参照)

以上の理由により、第3案の発電所予定地前面海域に新たに揚油バースを新設する計画とした。

