

## 8. 財務・経済分析

### 8.1 料金調査

#### 8.1.1 支払い意思 (Willingness-to-Pay) 調査結果

支払い意思調査 (Willingness-to-Pay survey) が JICA 調査団の支援のもと、ペニンスラ・グループ社によって 2008 年 11 月から 12 月にかけて行われた。財務の観点からの、その結果は以下のようにまとめられる (調査は需要も狙っている)。

##### (1) 家庭消費者

###### 1) NPA 供給時間

NPA の供給時間は地域により 6 から 12.8 時時間の幅で、世帯別では 1 から 24 時間の幅で、平均 9.2 時間である。したがって、NPA の電力は 1 日の 40% 以下しか供給されていない。

###### 2) NPA の平均消費量

NPA の月平均家庭消費量は、地域別では 49 から 543kWh、世帯別では 5 から 2,199kWh、全平均 229kWh である。

###### 3) NPA への支払い

Average monthly payment to NPA への月平均支払い額は地域別では 4 万 2 千から 20 万 4 千 Le で、世帯別では 7 千から 74 万 Le で、全平均は 11 万 4 千 Le である。

###### 4) 料理用エネルギー

ほとんどは炭(86%)が料理に使われているが、次に灯油が(11%)、3 番目が薪である(8.6%)。もちろん、さまざまなエネルギーが料理用のエネルギー源としてある程度使われている。

表 8.1-1 家庭用消費者のエネルギー量

Area	Supply Hours	Monthly kWh	Payment/ M	Charcoal for	Kerosene for	Wood for Cooking
East 1	6.0	63.4	41,875	75.0%	12.5%	12.5%
East 2	7.2	148.0	110,118	88.9%	0.0%	11.1%
East 3	7.0	161.0	53,513	77.8%	0.0%	22.2%
West 1	11.4	49.3	53,750	75.0%	25.0%	12.5%
West 2	9.4	543.8	193,333	88.9%	11.1%	11.1%
West 3	10.4	222.9	203,715	100.0%	25.0%	0.0%
Central 1	12.8	408.7	115,522	100.0%	0.0%	0.0%
Central 2	8.9	158.9	144,886	77.8%	22.2%	0.0%
Total	9.2	228.8	114,412	85.7%	11.4%	8.6%

###### 5) 照明用エネルギー

NPA 電力は中央 2 地区以外 100% 照明に使われている。地域別では 40% (Central 1) から 100% (East 3) で、平均 97.1% である。次に自家発電が地域別には 40% (Central 1) から 100% (East 3) で、平均 60% である。第 3 に、灯油が地域別には 25% (West 3) から 89% (Central 2) で、平均 56% である。もちろん、ほとんどの消費者はさまざまな照明エネルギー源を使っている。

###### 6) 24 時間供給に対する支払い意思

Central 2 地区の 22% 以外ほとんどの家庭消費者は (97%) 24 時間供給に対し、支払い意思がある。消費者は地域別に 23% (West 1) から 111% (West 3) の幅で、世帯別では 15% から 357% の幅で、平

均 40%以上 NPA に 24 時間供給に支払えるとしている。

表 8.1-2 家庭消費者の支払い意思

Area	NPA for Lighting	Kerosene for	Generator for	Willingness	No Willingness	Payment Increase
East 1	100.0%	50.0%	50.0%	100.0%	0.0%	107%
East 2	100.0%	66.7%	55.6%	100.0%	0.0%	107%
East 3	100.0%	55.6%	100.0%	100.0%	0.0%	96%
West 1	100.0%	50.0%	50.0%	100.0%	0.0%	23%
West 2	100.0%	44.4%	55.6%	100.0%	0.0%	44%
West 3	100.0%	25.0%	75.0%	100.0%	0.0%	111%
Central 1	100.0%	60.0%	40.0%	100.0%	0.0%	78%
Central 2	77.8%	88.9%	55.6%	77.8%	22.2%	41%
Total	97.1%	55.7%	60.0%	97.1%	2.9%	40%

## 7) 自家発電

全世帯の 60%が自家発電機を所有し、地域別には 40% (Central 1)から 100% (East 3)に及んでいる。発電機用の燃料消費は平均月 14.3 ガロンで、地域別には 4.5 から 22 ガロン/月、世帯別には 2 から 60 ガロン/月である。修繕・燃料の費用は月平均 20 万 6 千 Le である。平均発電機投資コストは 160 万 Le である。平均発電能力は 1.8 kW で、地域別には 1.3 (East 2) から 2.6 kW (West 2)、世帯別には 0.4 から 4.4 kW の幅である。

表 8.1-3 家庭消費者の自家発電

Area	Generator	Fuel (gall.) /M	Maint. Cost (Le) /	Fuel Cost (Le) /M	Monthly Costs (Le)	Investment Cost (Le)	Capacity (kW)
East 1	50.0%	4.50	25,000	56,250	81,250	875,000	1.42
East 2	55.6%	10.60	18,000	132,500	150,500	918,300	1.31
East 3	100.0%	15.11	12,222	188,889	201,111	1,388,869	1.77
West 1	50.0%	11.00	23,750	137,500	161,250	1,247,875	1.40
West 2	55.6%	13.40	22,000	167,500	189,500	2,598,132	2.57
West 3	75.0%	20.17	46,667	251,042	297,708	2,089,000	2.18
Central 1	40.0%	13.00	18,750	162,500	181,250	1,552,000	2.10
Central 2	55.6%	22.20	54,000	277,500	331,500	1,587,624	1.63
Total	60.0%	14.33	26,905	179,018	205,923	1,553,657	1.82

## (2) 商業消費者

### 1) NPA 供給時間

平均的に NPA 供給時間は 9 時間で、地域別には 6.2 から 11.9 時間、消費者別には 1 から 24 時間である。(この結果は 1. 家庭消費者の結果とほとんど同様である。)したがって、NPA の電力供給時間は 1 日の内 40%以下である。

### 2) NPA の平均消費量

平均的には NPA の月別商業消費量は 215kWh で、地域別には 50 から 372kWh で、個別消費者別では 11 から 1,445kWh である。

### 3) NPA への支払い

NPA への月平均支払い額は 19 万 8 千 Le で、地域別には 5 万 3 千から 51 万 5 千 Le で、個別消費者別では 5 千から 306 万 9 千 Le の幅である。

4) 料理用エネルギー

料理用に炭が使われている (33%)。次いで、電気が使われている (5.7%)。第 3 番目がガス (4.3%) である。もちろん、料理用に複数のエネルギー源が使われている。

表 8.1-4 商業消費者のエネルギー消費

Area	Supply Hours	Monthly kWh	Payment/ M	Charcoal for	Electricity for	Gas for Cooking	Kerosene for	Wood for
East 1	6.2	98.7	54,375	28.6%	0.0%	0.0%	14.3%	0.0%
East 2	7.3	72.8	52,895	11.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
East 3	8.7	50.0	82,004	88.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
West 1	7.9	153.1	168,269	50.0%	12.5%	0.0%	0.0%	0.0%
West 2	8.8	337.6	203,572	25.0%	0.0%	25.0%	0.0%	0.0%
West 3	10.3	372.1	515,166	16.7%	25.0%	0.0%	0.0%	8.3%
Central 1	11.9	155.8	214,125	11.1%	0.0%	11.1%	11.1%	0.0%
Central 2	10.4	182.1	244,750	37.5%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total	9.0	214.5	197,504	32.9%	5.7%	4.3%	2.9%	1.4%

5) 照明用エネルギー

NPA の電力は照明用に 97%用いられている。West 3 と Central 1 の地区はそれぞれ 92%と 89% である。他の地区は 100%である。次に自家発電が平均で 67%使われており、地区別では 0% (West 2)から 100% (East 3 and Central 2)のはばである。第 3 に灯油が 11%使われており、地区別では 0% から 33% (East 3)に及んでいる。もちろん、ほとんどの消費者は複数のエネルギー源を照明に用いている。

6) 24 時間供給に対する支払い意思

East 2 地区の 11%と West 3 地区の 8.3%を除き、ほとんどの商業消費者は(96%)NPA の 24 時間供給に対し支払い意思がある。平均的に商業消費者は 24 時間供給に対し、今より 95%程度以上支払いが可能と考えている。地域別では 32% (West 3) から 199% (East 1)以上の幅で、個別商業消費者別では-10% から 288% 以上までの幅がある。

表 8.1-5 商業消費者の支払い意思

Area	NPA for Lighting	Kerosene for Lighting	Generator for Lighting	Willingness	No Willingness	Payment Increase
East 1	100.0%	14.3%	14.3%	100.0%	0.0%	199%
East 2	100.0%	22.2%	66.7%	88.9%	11.1%	101%
East 3	100.0%	33.3%	100.0%	100.0%	0.0%	48.3%
West 1	100.0%	12.5%	62.5%	100.0%	0.0%	56.6%
West 2	100.0%	0.0%	0.0%	100.0%	0.0%	85.4%
West 3	91.7%	8.3%	91.7%	91.7%	8.3%	32.4%
Central 1	88.9%	0.0%	77.8%	88.9%	0.0%	60.8%
Central 2	100.0%	0.0%	100.0%	100.0%	0.0%	46.3%
Total	97.1%	11.4%	67.1%	95.7%	2.9%	95.2%

7) 自家発電

商業消費者の 76%は自家発電機 を持っており、地区別には 14% (East 1) から 100% (East 3 and Central 2) になる。発電機用の燃料消費は月平均 48.5 ガロンで、地区別では 4 から 94 ガロン/月、個別消費者別では 4 から 400 ガロン/月となっている。平均の修繕・燃料等の月費用は 130 万 3 千 Le である。発電機の平均投資費用は 540 万 Le である。平均の発電機能力は 6.96 kW で、地域

別には 1.5 (East 2) から 22.9 kW (West 2)、個別消費者別では 0.44 から 108 kW の幅がある。

表 8.1-6 商業消費者の自家発電

Area	Generator	Fuel (gall.) / M	Maint. Cost (Le) / M	Fuel Cost (Le) / M	Monthly Costs (Le)	Investment Cost (Le)	Capacity (kW)
East 1	14.3%	4.00	25,000	50,000	75,000	2,600,000	2.72
East 2	66.7%	16.33	14,500	204,167	218,667	1,469,517	1.47
East 3	100.0%	28.11	21,667	351,389	373,056	2,168,246	1.98
West 1	62.5%	24.80	59,000	310,000	369,000	2,348,300	2.96
West 2	75.0%	94.33	1,693,333	4,833,333	6,526,667	10,471,067	22.93
West 3	91.7%	91.55	246,364	1,144,318	1,390,682	11,971,200	12.36
Central 1	77.8%	20.86	66,429	260,714	327,143	3,128,860	2.89
Central 2	100.0%	46.38	135,000	579,688	714,688	3,638,335	3.86
Total	75.7%	48.47	283,340	1,019,575	1,302,915	5,437,568	6.96

### (3) 施設消費者

#### 1) 需要タイプ

平均して、3x415v が 71% で地域的には 50% から 89% の幅がある。11kv は 29% である。

#### 2) 変圧器

平均して、施設の 97% は変圧器を持たない。Central 2 地区の 2 施設(3%)が 11kv 変圧器を持つ。

#### 3) 電気器具

電気器具は 1 施設当たり平均 1 万ワットで、地域別では 1,530 から 24,700 ワットの幅で、個別施設別では 160 から 155,500 ワットの幅である。

表 8.1-7 施設消費者の電力需要状況

Area	3x415v	11kv	No Transformer	11kv Transformer	Appliance (W)
East 1	75.0%	25.0%	100.0%	0.0%	2,454
East 2	83.3%	16.7%	100.0%	0.0%	1,527
East 3	50.0%	50.0%	100.0%	0.0%	12,328
West 1	60.0%	40.0%	100.0%	0.0%	2,711
West 2	87.5%	12.5%	100.0%	0.0%	11,108
West 3	83.3%	16.7%	100.0%	0.0%	11,062
Central 1	88.9%	11.1%	100.0%	0.0%	8,954
Central 2	50.0%	50.0%	75.0%	25.0%	24,676
Total	70.8%	29.2%	96.9%	3.1%	10,040

#### 4) 自家発電

平均して施設の 72% は自家発電機を持ち、地域的には 40% (West 1) から 100% (East 3) に及んでいる。

発電機用燃料消費は月 195 ガロンで、地域別では月 35 から 408 ガロン、個別施設別では月 4 から 1,320 ガロンの幅である。月平均修繕・燃料費用は 277 万 2 千 Le である。平均投資額は 750 万 Le である。発電機の平均発電能力は 26.7 kW で、地域別には 3.7 (East 1) から 49.3 kW (West 2)、個別施設別では 1.1 から 200 kW の幅がある。

表 8.1-8 施設の自家発電

Area	Generator	Fuel (gall.) / M	Maint. Cost (Le) / M	Fuel Cost (Le) / M	Lubricant Cost (Le) / M	Monthly Costs (Le)	Investment Cost (Le)	Capacity (kW)
East 1	87.5%	34.9	394,286	435,714	315,429	1,145,429	4,682,857	3.7
East 2	66.7%	75.0	52,250	937,500	41,800	1,031,550	43,625,000	11.1
East 3	100.0%	135.3	116,500	1,691,250	93,200	1,900,950	111,672,650	36.4
West 1	40.0%	71.0	162,500	887,500	130,000	1,180,000	13,550,000	6.1
West 2	75.0%	408.3	80,000	5,104,167	64,000	5,248,167	106,883,333	49.3
West 3	83.3%	274.4	190,000	3,430,000	152,000	3,772,000	139,430,000	32.4
Central 1	66.7%	248.0	85,833	3,100,000	68,667	3,254,500	17,236,000	16.4
Central 2	62.5%	337.6	381,000	4,220,000	304,800	4,905,800	141,800,000	47.5
Total	72.3%	195.3	183,702	2,441,223	146,962	2,771,887	75,086,649	26.7

(4) 工業消費者

1) 供給タイプ

平均的には 3 X 415V が 91% で、地域別では 67% から 100% の幅がある。11kv は 5.5% である。

2) 変圧器

平均的には 75% の工業消費者は変圧器を持っていない。22% が 11kV の変圧器を持っている。

3) 電気器具

1 工業消費者当たりの電気器具の出力は平均 6 千 4 百 Watt で、地域別には 18 から 17,800 Watt、個別工業消費者当たりでは 0.3 から 193,545 Watt の幅がある。

表 8.1-9 工業消費者の電力需要状況

Area	3x415v	11kv	No Transformer	11kv Transformer	Appliance (kW)
East 1	77.8%	22.2%	77.8%	22.2%	24
East 2	77.8%	0.0%	88.9%	11.1%	33
East 3	100.0%	0.0%	80.0%	20.0%	100
West 1	100.0%	0.0%	0.0%	50.0%	21
West 2	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	43
West 3	100.0%	0.0%	100.0%	0.0%	18
Central 1	66.7%	33.3%	33.3%	66.7%	69
Central 2	100.0%	0.0%	66.7%	27.8%	17,813
Total	90.9%	5.5%	74.5%	21.8%	6,442

4) 自家発電

91% の工業消費者は自家発電機を持ち、地域別では 50% (West 1) から 100% になる。

発電用燃料消費は平均 873 ガロン/月で、地域別では 520 から 1,621 ガロン/月、個別工業消費者別では 20 から 7,080 ガロン/月の幅となっている。月平均の発電用修繕・燃料費用は 130 万 Le で、平均投資額は 2610 万 Le となっている。平均発電能力は 200 kW で、地域別には 96 (West 2) から 313 kW (East 2) で、個別工業消費者別では 4.3 から 1,680 kW の幅となっている。

表 8.1-10 工業消費者の自家発電

Area	Fuel (gall.) /M	Fuel Cost (Le) / M	Maint. Cost (Le)/M	Lubricant Cost (Le)/M	Monthly Costs (Le)	Investment Cost (Le)	Capacity (kW)
East 1	726	9,073,214	553,810	703,048	10,330,072	234,221,638	209.2
East 2	1,270	15,876,563	699,583	637,500	17,213,646	493,177,941	312.9
East 3	838	10,470,000	1,040,000	832,000	12,342,000	262,936,856	230.4
West 1	1,621	20,262,500	600,000	4,200,000	25,062,500	874,875,008	160.0
West 2	520	6,500,000	470,000	376,000	7,346,000	90,562,500	96.0
West 3	704	8,796,875	473,250	63,750	9,333,875	41,162,850	141.8
Central 1	1,205	15,066,667	1,313,333	361,667	16,741,667	69,408,000	249.3
Central 2	756	9,451,471	2,343,529	1,396,941	13,191,941	272,921,261	162.1
Total	873	10,917,750	1,266,187	882,007	13,065,943	260,845,701	200.3

### 8.1.2 NPA 料金との比較

調査結果に基づき、消費者の発電費用を NPA の料金と以下のように比較した。

調査結果は各消費者区分別の平均月燃料費用を示しているが、それに一般的発電費用 30 US cents/kWh を仮定して、自家発電電力 (kWh/month) が計算できる。そして、平均発電機投資費用は米ドルに変換でき、次の式で年平均化される。

$$\frac{\text{投資額} \times \text{割引率 (10\%)} \times (1 + \text{割引率})^{\text{経済寿命 (年)}}}{(1 + \text{割引率})^{\text{経済寿命 (年)}} - 1}$$

年平均化された投資額は 12 で割り、月別費用に変換される。調査結果から得られた平均維持管理費用 (燃料費も含む) を加え、月全自家発電費用が計算できる。

月平均自家発電電力量に NPA の旧及び新料金を適用して自家発電費用と比較する。その結果は表 8.1-11 に示すとおりである。

家庭用、商業用、施設用については自家発電費用が NPA 料金よりも高い。しかし、工業用については自家発電の方が NPA 料金より安い。しかも旧料金よりも安い。したがって、工業用の NPA の電気料金が旧料金と同じ高さである限り、工業は自家発電を使うことになる。新料金については言う必要もないであろう。費用以外に騒音、大気汚染、維持管理作業の手間等が考慮すべき要因となる。

表 8.1-11 自家発電と NPA 料金との比較

Category	Fuel Cost Le/M	Fuel Cost UScents/M	Demand kWh/M	Investment Annuitized		O&M US\$/M	Cost US\$/M	NPA(old) US\$/M	NPA(new) US\$/M
				US\$/Y	US\$/M				
Household	179,018	5,631	188	129	10.7	64.8	75.5	32.1	48.2
Commercial	1,019,575	32,072	1,069	451	37.6	410	447	280	420
Institution	2,441,223	76,790	2,560	6,231	519	872	1,391	629	943
Industry	10,917,750	343,426	11,448	21,645	1,804	4110	5,914	6323	9484

## 8.2 長期限界費用計算

### 8.2.1 長期限界費用の概念

電力市場は自然独占であり、競争圧力がないので、効率的な資源配分を達成するためには政治的に「限界費用」と等しい価格に料金を設定する必要があるとされている。長期限界費用 (Long-run marginal cost) は資本 (施設投資) が変化 (増減) するような長期 (電力においては普通 20 年) における限界費用 (単位当たりの生産増加を達成するための必要コスト) である。限界費用に差をもたらす要因として以下のものが示されている。

- 電圧階級

限界費用は電力供給を増加させるのに必要な費用に基づいて計算されるので、利用者が使う電圧階級によって限界費用は異なる。工場等の高圧の需要家は低圧の家庭需要家に比べれば、低圧設備がない分長期限界費用は安くなる。一般的に限界費用に基づいて異なった料金が電圧階級に対して課せられる。

- ピーク・オフピーク

ピーク時、オフピーク時により限界費用は異なる。特に、ピーク時の需要増加はエネルギー費用の増加だけでなく、発電施設の能力の付加を必要とするため施設費用増加の原因となる。それがピーク時とオフピーク時の限界費用の差の主要原因となっている。一般に、1) 1 日の間におけるピーク・オフピーク (夜間オフピーク料金) と 2) 年間での季節的ピーク・オフピーク (夏料金のような) の限界費用差に基づく料金導入が検討される。

- 地域

人口過密地域と地方に拡散した地域、あるいは発電所から非常に離れた距離の地域の限界費用は必要施設が異なるため異なる。地域により限界費用が大きく異なる場合は、各地域別に異なった料金を課することが効率的である。しかし、国が公平性の観点から全国的均一料金を課す政策を採用する場合、あるいは統一的料金政策が優先される場合は内部補助が発生する。

長期限界費用の計算方法は発電と送配電で異なる。発電の限界費用はエネルギー費用を含むが、送配電の限界費用はロスを除いて施設費用だけである。ここでは長期限界費用を「もともとの投資計画に基づく施設投資最小費用を需要予測に基づく年需要増加量で除すことによって得られる長期平均増加費用 (Long-run Average Increment Cost)」とする。計算方法は以下のとおりである。

(1) (一定期間の投資費用と O&M 費用の現在価値の合計) ÷ (一定期間のピーク需要の毎年の増分の現在価値の合計) = A を求める

(2) 上記(1)の結果 A (\$/kW) を各年の数値に換算、即ち annutize

$$A \times i \times (1+i)^n \div ((1+i)^n - 1) = B \text{ \$/kW/年}$$

(3) 上記(2)の結果 B \$/kW/年を\$/kWh に換算

$$B \div 365 \text{ 日} \div 24 \text{ 時間} \div \text{ロードファクター (0.65)}$$

発電の場合はこれにさらに燃料費及び変動費用について計算して、加えることになる。

電力産業は装置産業の 1 つであり、初期投資が高く、過去の累積投資費用が大きくなると言われている。したがって、電力事業者の料金は財務バランスを健全に保つためには、将来費用をカバーする (長期限界費用) より高く料金を設定する傾向がある。この場合、事業継続のためには長期限界費用よりは高い料金を設定する必要がある。

### 8.2.2 長期限界費用の当プロジェクトへの適用

長期限界費用の計算表を当プロジェクトに適用し、投資を伴う電力開発計画と既存のNPA財務データを用いて長期限界費用計算を試みる。その結果は表 8.2-1 から 8.2-4 に示すとおりである。

発電、送電（NPA の場合実際は高電圧及び中電圧）及び配電の長期限界費用は上記の表から以下のようにまとめられる。

発電 (基本ケース=水力主体) : 13.5 US cents/kWh

高電圧及び中電圧 : 3.17 US cents/kWh

配電 : 0.48 US cents/kWh

合計 : 17.2 US cents/kWh

発電 (代替ケース=火力主体) : 15.5 US cents/kWh

高電圧及び中電圧 : 3.17 US cents/kWh

配電 : 0.48 US cents/kWh

合計 : 19.2 US cents/kWh



表 8.2-1 発電開発計画（基本ケース：水力主体）の長期限界費用

Hydro Main Base Case Assumption	
Growth Rate of Peak Demand	6.5%-7.8%
Discount Rate	10%
Plant Cost (Million US\$)	
15MW X 0	0
8.28MW X 3	34.9
8.0MW X 6	82.8
1.8MW X 21	17.4
Yiben I	189.6
Yiben II	245.9

Peak Demand Forecast					
Year	Peak Demand 0 (MW)	Peak Demand 17	Incremental Demand (MW)	Existing Capacity (MW)	New Construction (MW)
2008	0				
2009	1	30.5	0	30.5	
2010	2	46.7	16.2	55.0	24.5
2011	3	50.0	3.3	61.1	6.1
2012	4	53.8	3.8	62.6	1.5
2013	5	58.0	4.2	67.8	5.2
2014	6	62.5	4.5	71.2	3.4
2015	7	67.4	4.9	76.4	5.2
2016	8	72.6	5.2	83.7	7.3
2017	9	78.2	5.6	91.0	7.3
2018	10	84.1	5.9	98.2	7.2
2019	11	90.4	6.3	156.5	58.3
2020	12	97.0	6.6	156.2	0.0
2021	13	104.0	7.0	155.9	0.0
2022	14	111.5	7.5	155.5	0.0
2023	15	119.3	7.8	155.2	0.0
2024	16	127.6	8.3	154.9	0.0
2025	17	136.3	8.7	154.6	0.0
2026	18	145.5	9.2	157.9	3.3
2027	19	155.2	9.7	170.6	12.7
2028	20	165.4	10.2	190.0	19.4
Total			134.9		
PV			51.7		

Year	Investment Costs (MUS\$)
1	4.7
2	23.4
3	9.3
4	0.8
5	2.5
6	4.4
7	14.6
8	42.2
9	80.2
10	77.4
11	28.4
12	0.0
13	0.0
14	0.0
15	0.0
16	0.0
17	0.0
18	41.3
19	99.6
20	93.8
Total	522.6
PV	173.8

NPV Inc. Demand	NPV Investment
0	4.229090909
13.38842975	19.35371901
2.479338843	6.990232908
2.59545113	0.565535141
2.607869557	1.542368566
2.540132685	2.492716875
2.514474779	7.506476953
2.425838377	19.70387222
2.374946663	33.99269641
2.274705408	29.8383518
2.208111567	9.96699502
2.102963397	0
2.027650658	0
1.974984407	0
1.867257985	0
1.806321827	0
1.721248619	0
1.654700867	7.427376645
1.586027511	16.2815371
1.520624315	13.93985889
51.7	173.8

Marginal Capacity Cost for Generation	
1) Discounted Capital Expenditure for Generation Investment divided by Discounted Incremental Demand	3,364 US\$/kW
2) Annuitize 1) above	339.3 US\$/kW/year
3) Convert 2) above into US\$/kWh assuming 65% load factor	5.96 cents/kWh

Marginal Energy Cost (Fuel + Variable O&M) for Generation	
1) Discounted fuel and variable O&M costs	132.1 Million US\$
2) Discounted power purchase cost from Bumbuna Hydro	135.1 Million US\$
3) Discounted change (increase) in Peak Demand	51.7 MW
4) 1)+2) above / 3) above	5170.9 US\$/kW
5) Sum of discounted generation	3,540,699,665.7 kWh
6) Convert 4) above into US\$/kWh assuming 65% load factor	7.55 US cents/kWh

Generation Marginal Costs	US\$/kW/year	US cents/kWh
Capacity Cost	339.3	5.96
Energy + O&M Cost + Bumbuna Purchase	5,170.9	7.55
<b>Total</b>	<b>5,510.2</b>	<b>13.51</b>

表 8.2-2 発電開発計画（代替ケース：火力主体）の長期限界費用

Thermal Main Alternative Case Assumption	
Growth Rate of Peak Demand	6.5%-7.8%
Discount Rate	10%
Economic Life of Distribution System	35
Plant Cost (Million US\$)	
15MW X 3	113.85
8.28MW X 3	34.9
8.0MW X10	138.0
1.8MW X 19	15.7

Peak Demand Forecast					
Year	Peak Demand (MW)	Incremental Demand (MW)	Existing Capacity (MW)	New Construction (MW)	
2008	0	17			
2009	1	30.5	0	30.5	
2010	2	46.7	16.2	55.0	24.5
2011	3	50.0	3.3	61.1	6.1
2012	4	53.8	3.8	62.6	1.5
2013	5	58.0	4.2	67.8	5.2
2014	6	62.5	4.5	71.2	3.4
2015	7	67.4	4.9	76.4	5.2
2016	8	72.6	5.2	83.7	7.3
2017	9	78.2	5.6	91.0	7.3
2018	10	84.1	5.9	98.2	7.2
2019	11	90.4	6.3	101.4	3.2
2020	12	97.0	6.6	110.6	9.2
2021	13	104.0	7.0	124.4	13.8
2022	14	111.5	7.5	125.8	1.4
2023	15	119.3	7.8	136.7	10.9
2024	16	127.6	8.3	145.7	9.0
2025	17	136.3	8.7	159.4	13.7
2026	18	145.5	9.2	166.3	6.9
2027	19	155.2	9.7	179.8	13.5
2028	20	165.4	10.2	190.2	10.4
Total			134.9		
NPV			51.7		

Year	Investment Costs (MUS\$)
1	4.7
2	23.4
3	9.3
4	0.8
5	2.5
6	4.4
7	14.6
8	13.8
9	13.8
10	11.0
11	4.4
12	21.9
13	30.4
14	4.4
15	17.9
16	21.1
17	33.9
18	18.6
19	33.1
20	107.1
Total	391.3
NPV	118.0

NPV Inc. Demand	NPV Investment
0	4.229090909
13.38842975	19.35371901
2.479338843	6.990232908
2.59545113	0.565535141
2.607869557	1.542368566
2.540132685	2.492716875
2.514474779	7.506476953
2.425838377	6.437801847
2.374946663	5.852547134
2.274705408	4.256397915
2.208111567	1.54778106
2.102963397	6.991397402
2.027650658	8.794210569
1.974984407	1.162870819
1.867257985	4.294693366
1.806321827	4.595021573
1.721248619	6.71643082
1.654700867	3.350769256
1.586027511	5.415384656
1.520624315	15.91861773
51.7	118.0

Marginal Capacity Cost for Distribution	
1) Discounted Capital Expenditure for Generation Investment divided by Discounted Incremental Demand	2283.9 US\$/kW
2) Annuitize 1) above	268.3 US\$/kW/year
3) Convert 2) above into US\$/kWh assuming 65% load factor	4.71 cents/kWh

Marginal Energy Cost (Fuel + Variable O&M) for Generation	
1) Discounted fuel and variable O&M costs	253.1 Million US\$
2) Discounted power purchase cost from Bumbuna Hydro	129.0
3) Discounted change (increase) in Peak Demand	51.7 MW
4) 1)+2) above / 3) above	7395.0 US\$/kW
5) Sum of discounted generation	3,540,699,665.7 kWh
6) Convert 4) above into US\$/kWh assuming 65% load factor	10.79 US cents/kWh

Generation Marginal Costs	US\$/kW/year	US cents/kWh
Capacity Cost	268.3	4.71
Energy + O&M Cost + Bumbuna Purchase	7,395.0	10.79
<b>Total</b>	<b>7,663.2</b>	<b>15.50</b>

表 8.2-3 送電（高電圧及び中電圧）開発計画の長期限界費用

Assumption	
Growth Rate of Peak Demand	6.5%-7.8%
Discount Rate	10%
Economic Life of Transmission System	20

Peak Demand Forecast at Entry to Transmission System					
Year	Peak Demand (MW)	Incremental Demand (MW)	Existing Capacity (MW)	New Construction (MW)	
2008	0	17			
2009	1	30.5	0	35.0	
2010	2	46.7	16.2	51.2	16.2
2011	3	50.0	3.3	54.5	3.3
2012	4	53.8	3.8	58.3	3.8
2013	5	58.0	4.2	62.5	4.2
2014	6	62.5	4.5	67.0	4.5
2015	7	67.4	4.9	71.9	4.9
2016	8	72.6	5.2	77.1	5.2
2017	9	78.2	5.6	82.7	5.6
2018	10	84.1	5.9	88.6	5.9
2019	11	90.4	6.3	94.9	6.3
2020	12	97.0	6.6	101.5	6.6
2021	13	104.0	7.0	108.5	7.0
2022	14	111.5	7.5	116.0	7.5
2023	15	119.3	7.8	123.8	7.8
2024	16	127.6	8.3	132.1	8.3
2025	17	136.3	8.7	140.8	8.7
2026	18	145.5	9.2	150.0	9.2
2027	19	155.2	9.7	159.7	9.7
2028	20	165.4	10.2	169.9	10.2
Total			134.9		
PV			51.7		

Year	Investment + Fixed O&M Costs (MUS\$)
1	0.00
2	3.33
3	11.70
4	19.38
5	19.37
6	21.29
7	17.96
8	18.78
9	10.90
10	7.34
11	4.38
12	3.87
13	4.12
14	4.12
15	
16	
17	
18	
19	
20	
Total	146.5
PV	79.3

Marginal Capacity Cost for Transmission	
1) Discounted Capital Expenditure for Transmission Investment divided by Discounted Incremental Demand	1,535 US\$/kW
2) Annuitize 1) above	180.3 US\$/kWh/year
3) Convert 2) above into US\$/kWh assuming 65% load factor	3.17 cents/kWh

表 8.2-4 配電開発計画の長期限界費用

Assumption	
Growth Rate of Peak Demand	6.5%-7.8%
Discount Rate	10%
Economic Life of Distribution System	35

Peak Demand Forecast at Entry to Distribution System (e.g. 33kV system)							
Year	Peak Demand (MW)	Incremental Demand (MW)	Existing Capacity (MW)	New Construction (MW)	Year	Investment + Fixed O&M Costs (MUS\$)	
2008	0	17					
2009	1	30.5	0	35.0	1	0.0	
2010	2	46.7	16.2	51.2	2	0.0	
2011	3	50.0	3.3	54.5	3	1.0	
2012	4	53.8	3.8	58.3	4	1.5	
2013	5	58.0	4.2	62.5	5	2.0	
2014	6	62.5	4.5	67.0	6	2.0	
2015	7	67.4	4.9	71.9	7	2.0	
2016	8	72.6	5.2	77.1	8	0.4	
2017	9	78.2	5.6	82.7	9	3.1	
2018	10	84.1	5.9	88.6	10	6.3	
2019	11	90.4	6.3	94.9	11	2.2	
2020	12	97.0	6.6	101.5	12	1.5	
2021	13	104.0	7.0	108.5	13	1.0	
2022	14	111.5	7.5	116.0	14	1.0	
2023	15	119.3	7.8	123.8	15	1.1	
2024	16	127.6	8.3	132.1	16	1.1	
2025	17	136.3	8.7	140.8	17	2.1	
2026	18	145.5	9.2	150.0	18		
2027	19	155.2	9.7	159.7	19		
2028	20	165.4	10.2	169.9	20		
Total			134.9		Total	28.6	
NPV			51.7		NPV	12.0	

Marginal Capacity Cost for Distribution	
1) Discounted Capital Expenditure for Distribution Investment divided by Discounted Incremental Demand	231.6 US\$/kW
2) Annuitize 1) above	27.2 US\$/kWh/year
3) Convert 2) above into US\$/kWh assuming 65% load factor	0.48 cents/kWh

上記の表ではピーク・オフピーク時の区別はされていない。その理由はシエラレオネが単純な料金体系と安価な（時間帯別電気料金に対応したのではないような）電力量計を必要とする状況にあるからである。さらに、一般に長期限界費用の計算では経済効率を歪める国家政策の影響を取り除くため市場価格から国境価格に変換する推定を行うように指示されているが、この調査ではほとんどの調達設備と材料は海外から無税で輸入され、ローカルな費用の割合は少ないため価格変換は行っていない。

計算された長期限界費用はそのまま料金として採用されるわけではない。NPA の将来財務の予測が必要である。

### 8.3 NPA 料金の国際レベル比較

日本の政府機関である日本貿易振興会 (JETRO)は月刊誌 ジェトロセンサーを出版している。その2006年12月号別冊で、世界の都市における電気代を含む費用を紹介している。家庭用利用者の観点に限られているが、その結果をまとめると、表 8.3-1 に示すとおりである。フリータウン以外の他の都市の電気代は安い。NPA の旧料金でさえも高い。ジェトロセンサーは2008年1月の新しいデータも公表している。ただし、アジアの都市に限られる。家庭用料金は表 8.3-2 に示すとおりである。フリータウンと比較できる料金は東京 (15-21 cents/kWh)、マニラ (19 cents/kWh)、クアラルンプール (22 cents/kWh)、シンガポール (16 cents/kWh) 等である。フリータウンの家庭が月200 kWh 使うと仮定すると 平均料金は旧料金で20 cents/kWh、新料金で28 cents/kWh である。したがって、NPA の新料金は非常に高い。

表 8.3-1 世界首都の(家庭用) 電気料金費用との比較

Country	Capital	Cost	Note
Korea	Seoul	2,090	For domestic
China	Beijing	1,380	
Vietnam	Hanoi	1,253	
Thailand	Bangkok	1,788	
Malaysia	Kuala Lumpur	1,341	
Singapore		2,129	For domestic excluding tax
Indonesia	Jakarta	1,458	
Bangladesh	Dhaka	1,890	
India	New Delhi	2,155	Including service charge and tax
Pakistan	Karachi	2,261	
Peru	Lima	2,175	
Brazil	Sao Paulo	3,547	
Chile	Santiago	3,047	For domestic
Argentina	Buenos Aires	939	
Turkey	Istanbul	2,228	
Nigeria	Lagos	480	
South Africa	Johannesburg	1,080	
Sierra Leone	Freetown	3,384	For domestic (old tariff) excluding service charge
	Freetown	5,080	For domestic (new tariff) excluding service charge

[Note] Electricity cost is amount per 200 kWh.

Cost currency is Japanese yen almost equal to US cent in 2009.

Cost is as of 2006 except Sierra Leone

[Source] Modified from JETRO, "JETRO Sensor," December 2006

表 8.3-2 アジア首都における家庭用電気料金との比較

Country	Capital	Tariff for Household	Remarks
Japan	Tokyo	2.53 - 15.19	Contract current (10A - 60A)
		0.15 - 0.21	Different depending on used kWh
Korea	Seoul	5.50/kWh	Contract kW: <1,000kW
		0.07	
China	Beijing	0	
		0.07	
The Philippines	Manila	0.12	Monthly use 201 - 300kWh
		0.19	
Vietnam	Hanoi	0	
		0.034 - 0.11	
Thailand	Bangkok	1.23	Monthly use 150kWh<
		0.05:1-150kWh, 0.08: 151-400kWh, 0.09: 400kWh<	
Malaysia	Kuala Lumpur	0	
		0.22	
Singapore		0	Excluding GST (7%)
		0.1583	
Indonesia	Jakarta	3.21	<2,200VA 60kWh<
		0.05	
Bangladesh	Dhaka	0.29-0.87	Including VAT (5%) Different depending on kWh
		0.04-0.08	
India	New Delhi	0.31/kWh	5kW< Different depending on used kWh
		0.06-0.12	
Sri Lanka	Colombo	0.55-2.22	Including fuel control tax (20%, =<90kWh) different depending on used and contract kWhs, VAT exempted
		0.028-0.22	
Pakistan	Karachi	0	Different depending on unit number, including sales tax (15%), additionally 0.14-0.37 for monthly meter rental
		0.03-0.14	
Sierra Leone	Freetown	1.67	Old tariff
		0.124: <30kWh, 0.178: 30-150kWh, 0.282: 150kWh<	Minimum US\$3.727
		2.5	New tariff
		0.187: <30kWh, 0.267: 30-150kWh, 0.355: 150kWh<	Minimum US\$5.59

[Note] The upper row shows the service charge and the lower row shows the charge per kWh.

The currency is US dollar.

Tariffs are as of January 2008 except Sierra Leone

[Source] Modified from JETRO, "Comparison of Investment Related Costs in Asian Major Cities and Regions," 'JETRO Sensor,' June 2008

ジェトロセンサー記事は工業消費者用の料金も表 8.3-3 のように示している。kWh 当たりの料金はマニラ (13 cents/kWh)、シンガポール (14 cents/kWh)、ニューデリー (13 cents/kWh)、コロンボ (15 - 20 cents/kWh、ただしピーク時)等が高いが、NPA の料金は (旧料金 31 cents/kWh、新料金 47 cents/kWh)はさらに高い。

高い工業用電気料金は外国直接投資や輸出を妨げ、シエラレオネの国際競争力を弱める。したがって、NPA の工業用 料金は下げる必要がある。

表 8.3-3 アジア首都の工業用電気料金との比較

Country	Capital	Tariff for Industry	Remarks
Japan	Tokyo	14.22	Special high voltage (10kv=< <50kv)
		0.082	0.09 for summer season (from July to September)
Korea	Seoul	4.46/kw	<300kW including VAT
		0.06	From Nov. to Feb. (different depending on the season)
China	Beijing	0	
		0.04 - 0.1	
The Philippines	Manila	23.98+10.42/kW	
		0.13	
Vietnam	Hanoi	0	
		0.049 - 0.056	Depending on the type of industry and used kWh
Thailand	Bangkok	6.88	Additional demand charge 2.24/kW at peak time (9 to 22 from Monday to Friday) <64kV
		0.08	
Malaysia	Kuala Lumpur	5.99/kw	
		0.07	
Singapore		4.93/kw	Within the contract kW (7.39/kw for excess),
		0.1417 - 0.1428	excluding GST
Indonesia	Jakarta	3.14	200kVA=< , <350 hours/month
		0.09	
Bangladesh	Dhaka	8.73	Including VAT (5%),
		0.02 - 0.08	Different depending on the used kWh
India	New Delhi	1.28/kw	
		0.13	
Sri Lanka	Colombo	2.22: <10kVA, 4.62: <42kVA, 27.73: 42kVA< 0.066 - 0.073: off-peak, 0.15 - 0.20: peak	Depending on the max. instantaneous used and contract kWhs, taxes exempted
Pakistan	Karachi	5.02 - 5.52	Different depending on the used unit number, including
		0.06 - 0.11	sales tax (15%), additionally 0.14-0.37 for monthly
Sierra Leone	Freetown	12.41+0.4827/kw	Old tariff
		0.3137	Minimum 39.43Le
		18.62+0.724/kw	New tariff
		0.4707	Minimum 59.15Le

[Note] The upper row shows the service charge and the lower row shows the charge per kWh.

The currency is US dollar.

Tariffs are as of January 2008 except Sierra Leone

[Source] Modified from JETRO, "Comparison of Investment Related Costs in Asian Major Cities and Regions," 'JETRO Sensor,' June 2008

## 8.4 電力開発計画に基づく財務予測

### 8.4.1 予測モデルの構造

電力開発計画に基づき、NPA の財務将来予測モデルを作成する。2009 年から始まり、2030 年までのものである。2009 年の NPA の収入は 2009 年の 2 月を除いた 1 月から 4 月までの販売実績データから推定している。その他の収入は過去のデータから販売額の 10% としている。支出も過去のデータに基づき推定している。ポンプナ水力発電は 2009 年 12 月から供給を開始すると想定している。買電価格は 7 US cents/kWh と設定してあるが、モデル計算においては可変である。さらに、通貨は米ドルであるが、交換率はシエラレオネ銀行の 2009 年 6 月 3 日のレートである 3,179.07 Le/US\$ にしてある。その他の仮定は以下のとおりである。

- 収入

NPA の過去の料金 (2008 年 12 月の値上げ前) で設定しているが、増加率 (たとえば 120% は旧料金の 120%) で変えられるようにしてある (たとえば、100% は旧料金と同じ)。ただし、工業用料金は支払い意思調査結果に基づき自家発電と競争可能な旧料金の 93.5% に固定されている。各消費者分類別に料金は 予測された需要に乗じられる。さらに、施設利用者は商業利用者に含まれている。しかし、システムロスと料金収集 (即ち未払い金) の率をそれぞれ 2009 年は 40% と 70%、2025 年 (送配電投資の完了年) には改善されて 15% と 95% になるとし、

2009年から2025年に比例的に改善されていくと想定している。

- 支出

一般管理費及び人件費は収入に比例して変わると想定している。新施設の維持運転費用と燃料費は電力開発計画に基づいている。Income Electrix 社の発電（支払い）は2011年2月まで続けるとし、そのキャパシティ料金(月 US\$ 100,000)は累積が120万米ドルになるまで支払われると想定している。

- 減価償却

既存の減価償却はNPAの資産データに基づき計算されている。償却期間は次のとおりである。

建物：	50 あるいは 30 年
ディーゼル発電機（中速）：	20 年
送配電設備：	20 年
一般事務機器・家具：	5 年
車両：	4 年

新設備の償却期間は次のとおりである。

低速発電機：	30 年
高速発電機：	10 年
水力発電設備：	50 年

残存価値はなく、償却は定額である。

- 長期債務

EU や IDA のような既存の長期債務はこれまで NPA が赤字であったため、返済されたことはないが、NPA が利益を上げるようになれば、既存の長期債務の利息支払い及び返済はすぐに開始されると想定している。その条件は以下のとおりである。

EU：	返済15年で、利率2%
IDA：	返済20年、据え置き期間5年、利率7.75%
BADEA と Saudi Fund：	返済30年、据え置き期間10年、利率1%

この調査における電力開発計画の新投資は AfDB その他ドナーによるブンブナ水力発電会社への借款や IDA の電力・水資源プロジェクト借款の例に基づき、次のように想定している。

Yiben 水力発電：	返済40年、据え置き期間10年、利率2%
その他投資（ディーゼル及び配電）：	返済20年、据え置き期間5年、利率5%

- 黒字化後

法人税は28%、配当率10%、商業銀行の貸し出し及び貯蓄金利はそれぞれ15%と4%。

電力開発計画は2つのケースを示している。即ち、水力主体基本ケースと火力主体代替ケースとである。したがって、財務予測モデルは上記の仮定に基づき、これらの2ケース用に構築されている。加えて、Yiben I と II がブンブナ水力発電会社により建設・運転され、その発電電力は NPA により買電されるケース（Yiben IPP ケース）も構築されている。



#### 8.4.2 モデル計算結果

モデルの計算結果は表 8.4.1 から 8.4-3 に示すとおりである。

表 8.4-1 は水力主体基本ケースで、ポンプナ買電価格は 7 cents/kWh であるが、NPA 料金は旧料金（2008 年 12 月以前）の 130%、即ち平均 27 cents/kWh（家庭用 22.6 cents/kWh、商業用 34.1 cents/kWh、工業用 27.7 cents/kWh）となる必要がある。その場合の 2009 年から 2030 年の割引率 10%の NPV (Net Present Value)は 41 百万 US\$で、DSCR (Debt Service Coverage Ratio)<sup>1</sup> は 2009 年の 0.43 から 最大 2016 年の 116、そして 2030 年の 0.25 までとなる。もし、ポンプナ買電価格が 10 cents/kWh になると DSCR を健全に保つ(0.46~61.7~0.21)ためには NPA 料金の増加率は 165%（平均 32~30 cents/kWh、家庭用 28.7 cents/kWh、商業用 43.2 cents/kWh、工業用 27.7 cents/kWh）に上げる必要がある。この場合の（割引率 10%）NPV は 74 百万 US\$となる。ポンプナ買電価格が 20 cents/kWh になると DSCR を健全に保つ（0.56~8.33~0.14）ためには NPA 料金増加率は 280%（平均 50~46 cents/kWh、家庭用 48.7 cents/kWh、商業用 73.4 cents/kWh、工業用 27.7 cents/kWh）とする必要があり、NPV は 180 百万 US\$になる。

ポンプナ買電価格を 7 cents/kWh と設定しても、なぜ NPA 料金は平均 27 cents/kWh のような高い料金となるのであろうか。その理由はいくつかあるが、もっとも重要な要素はシステムロスと収集（未払い金）の率である。それらの率は 2009 年で、それぞれ 40% と 70% とし、2025 年にはそれぞれ 15%と 95%に改善されるとしてあるが、もし 2009 年の 40% と 70%をそれぞれ 15%と 95%に変えると NPA 料金変化率は 80%（平均 19 cents/kWh、家庭用 13.9cents/kWh、商業用 21 cents/kWh、工業用 27.7 cents/kWh）まで下げられる。この場合 NPV は 5 百万 US\$、DSCR は 0.43~15.5~0.38 となる。システムロスと回収率の問題は次のように説明される。もし水力発電のコストが 7 cent/kWh で、システムロス及び回収率がそれぞれ 15%、95%とすると、発電コストを負担できる料金は他のコストを除いて考えると  $8.7 \text{ cent/kWh}$  ( $7/(1-0.15)/0.95= 8.7$ ) になる。しかし、システムロス及び回収率がそれぞれ 40%、70%であるとすると、発電コストを負担できる料金は  $16.7 \text{ cent/kWh}$  ( $7/(1-0.4)/0.7= 16.7$ )、即ち発電コストの 2 倍強になる。したがって、NPA の料金はポンプナ買電価格とシステムロス率、収集率（未払い金）によることがきわめて大きいことになる。

もし、NPA の民営化のため EU や IDA 等の NPA の既存の長期負債を政府が肩代わりする場合は料金を 115%（平均 24~25 cent/kWh、家庭用 20.0 cent/kWh、商業用 30.1cent/kWh、工業用 27.7 cent/kWh）上げる必要がある。（割引率 10%）NPV は 1 百万 US\$、DSCR は 0~1.03~0.29 となる。しかし、この場合でも新規投資は IDA 等のソフトローンの資金でまかなうものとしている。

表 8-4-2 は火力主体代替ケースの結果を示している。条件は表 8-4-1 と同様であるが、NPA の料金は旧料金の 155%上げる（平均 30 cent/kWh、家庭用 27.0 cent/kWh、商業用 40.6 cent/kWh、工業用 27.7 cent/kWh）必要があり、水力主体基本ケースよりも高くなる。そして NPV（10%）は 9 百万 US\$となる。DSCR は 0.43~1.97~0.82 となる。

表 8-4-3 は Yiben IPP ケースの結果である。NPA 料金は 135% に上げる（平均 27 cent/kWh、家庭用 23.5 cent/kWh、商業用 35.4 cent/kWh、工業用 27.7 cent/kWh）必要があり、NPV(10%)は 54 百万 US\$、DSCR は 0.43~11.6~0.26 となる。

<sup>1</sup> Debt Service Coverage Ratio は(年返済額+支払い利息)/(年利益)で定義される。状況にはよるが、普通 DSCR=1.2~1.3 が望ましいとされる。

表 8.4-1 NPA の財務予測 (水力主体基本ケース)

(単位: 千 US ドル)

		year	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
US\$ Le	3179																							
Bumbuna c/kWh	7.0																							
Household c/kWh	22.6																							
Comm. c/kWh	34.1																							
Indust. c/kWh	27.7																							
Indust. c/kWh	42.6																							
Increase rate	130%																							
Interest	4.0%																							
<b>Assets</b>																								
<b>-Assets-</b>																								
Utility Plant			9,903	51,102	65,501	82,227	96,786	115,905	149,268	173,780	191,893	205,140	380,772	380,439	362,390	353,846	335,652	317,729	306,818	290,551	286,934	275,063	272,839	498,346
Capital Lease																								
Investment & Other Assets																								
Current Assets																								
Accounts Receivables																								
Cash and Cash Equivalent			3,517	536	-1,243	-2,389	-3,755	-5,166	-6,554	-8,142	-10,429	-23,095	-19,122	-12,028	1,705	30,011	60,137	94,227	133,953	173,872	213,473	252,528	285,082	342,664
Total Assets			13,419	51,638	64,257	79,838	93,031	110,740	142,715	165,638	181,465	182,045	361,650	368,411	364,095	383,857	395,789	411,956	440,771	464,423	502,407	527,591	557,921	841,010
<b>-Capital-</b>																								
Capital			1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Retained Earnings			5,109	3,737	1,343	-1,289	-5,164	-10,095	-16,167	-24,265	-33,356	-42,704	-22,336	-2,541	19,270	45,452	75,059	108,902	147,591	186,262	225,293	262,840	299,898	361,292
Total			5,110	3,738	1,343	-1,288	-5,163	-10,094	-16,166	-24,265	-33,356	-42,704	-22,336	-2,540	19,270	45,453	75,060	108,902	147,592	186,262	225,294	262,840	299,898	361,293
<b>Liabilities</b>																								
Short Term Debt			0	0	1,243	2,389	3,755	5,166	6,554	8,142	10,429	23,095	19,122	12,028	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Long Term Debt			36,240	59,615	74,793	93,465	110,933	134,073	173,480	205,052	228,014	248,620	436,474	446,327	432,063	425,827	407,986	390,145	380,730	365,546	364,474	351,945	345,191	574,096
Total Capital and Liabilities			41,350	63,353	77,379	94,665	109,524	129,144	163,867	188,929	205,086	229,011	433,261	455,815	451,334	471,280	483,046	499,048	528,322	551,808	589,767	614,785	645,089	935,389
<b>Profit and Loss</b>																								
<b>Revenue</b>																								
Sale			21,903	30,792	34,597	38,990	43,937	49,475	55,646	62,944	70,065	78,411	87,587	97,651	108,667	120,704	133,835	148,141	163,708	174,499	185,840	197,760	210,291	223,473
Other			2,190	3,079	3,460	3,899	4,394	4,948	5,565	6,249	7,006	7,841	8,759	9,765	10,867	12,070	13,384	14,814	16,371	17,450	18,584	19,776	21,029	22,347
Total Revenue			24,093	33,871	38,057	42,889	48,330	54,423	61,211	68,743	77,071	86,252	96,346	107,416	119,534	132,775	147,219	162,955	180,078	191,949	204,424	217,536	231,321	245,820
Operation, Maintenance and General Expenses																								
New O & M Expenses			0	1,247	1,490	1,778	2,129	2,516	2,944	3,415	3,948	4,560	1,068	1,089	1,168	1,342	1,581	1,860	2,171	2,562	3,129	3,861	4,706	3,087
Fuel			5,348	7,436	8,478	10,255	12,592	15,149	17,741	20,010	22,784	26,088	14	50	438	1,398	2,746	4,310	6,068	8,381	11,853	16,978	22,559	6,214
A & G Expenses			2,795	3,929	4,415	4,975	5,607	6,313	7,101	7,975	8,941	10,006	11,177	12,461	13,867	15,403	17,079	18,904	20,891	22,268	23,715	25,236	26,835	28,517
Repairs Expenses (Admin. & Gen. And Oper. & Maint.)			3,171	4,458	5,009	5,645	6,361	7,163	8,057	9,048	10,144	11,352	12,688	14,138	15,733	17,478	19,377	21,449	23,702	25,265	26,907	28,633	30,447	32,356
Depreciation and Amortization			824	807	3,031	3,902	4,925	5,936	7,265	8,988	11,188	12,653	13,948	16,044	18,194	17,922	17,172	17,922	17,922	17,922	17,922	17,922	17,922	17,922
Others			2,322	15,459	16,028	16,608	17,126	17,659	18,185	18,711	19,141	19,429	14,726	17,172	20,159	21,397	22,579	23,770	24,165	26,234	27,325	28,169	28,701	14,657
Total Operation, Maintenance and General Expenses			14,460	33,336	38,451	43,164	48,740	54,737	61,293	68,647	76,146	84,089	53,615	62,543	69,415	75,060	81,556	88,215	94,707	102,633	110,829	121,714	132,584	105,188
Operating Profit			9,633	535	-394	-275	-409	-314	-82	96	925	2,164	42,731	44,873	50,120	57,715	65,663	74,740	85,371	89,317	93,595	95,822	96,736	140,632
Other Income and Expenses																								
Other Income			0	141	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68	1,200	2,405	3,769	5,358	6,955	8,539	10,101	11,403
Other Expense			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total			0	141	21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68	1,200	2,405	3,769	5,358	6,955	8,539	10,101	11,403	11,403
Other Expenses																								
Interest Expense			1,749	1,632	1,873	2,356	3,466	4,617	5,990	8,195	10,016	11,512	14,442	17,380	16,853	14,404	14,160	13,336	12,629	12,222	11,572	11,651	11,088	11,009
Other Expense			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total			1,749	1,632	1,873	2,356	3,466	4,617	5,990	8,195	10,016	11,512	14,442	17,380	16,853	14,404	14,160	13,336	12,629	12,222	11,572	11,651	11,088	11,009
Net Income before Tax			7,884	-956	-2,245	-2,631	-3,875	-4,931	-6,072	-8,099	-9,091	-9,348	20,368	19,795	23,952	31,233	37,947	45,943	55,088	59,366	64,064	66,751	70,380	101,538
Income Tax			2,208	0	0	0	0	0	0	0	0	7,921	7,698	9,315	12,146	14,757	17,867	21,423	23,087	24,914	25,959	27,370	39,487	
Net Income after Tax			5,677	-956	-2,245	-2,631	-3,875	-4,931	-6,072	-8,099	-9,091	-9,348	20,368	19,795	23,952	31,233	37,947	45,943	55,088	59,366	64,064	66,751	70,380	101,538
Retained Earnings at Beginning			0	5,109	3,737	1,343	-1,289	-5,164	-10,095	-16,167	-24,265	-33,356	-42,704	-22,336	-2,541	19,270	45,452	75,059	108,902	147,591	186,262	225,293	262,840	299,898
(Dividends)			568	415	149	0	0	0	0	0	0	0	0	2,141	5,050	8,340	12,100	16,399	20,696	25,033	29,204	33,322	40,144	
Retained Earnings at End			5,109	3,737	1,343	-1,289	-5,164	-10,095	-16,167	-24,265	-33,356	-42,704	-22,336	-2,541	19,270	45,452	75,059	108,902	147,591	186,262	225,293	262,840	299,898	361,292
<b>-Cashflow-</b>																								
<b>Cashflow from Operating Activities</b>																								
Net Income			5,677	-956	-2,245	-2,631	-3,875	-4,931	-6,072	-8,099	-9,091	-9,348	20,368	19,795	23,952	31,233	37,947	45,943	55,088	59,366	64,064	66,751	70,380	101,538
Depreciation			824	807																				

表 8.4-2 NPA の財務予測 (火力主体代替ケース)

(単位: 千 US ドル)

US\$= Le	3179
Bumbuna c/kWh	7.0
Household c/kWh	27.0
Comm. c/kWh	40.6
Indust. c/kWh	27.7
Indust. c/kWh	42.6
Increase rate	15.5%
Interest	4.0%

Interest: 15.0%

Tax Rate: 28.0%

Dividend Ratio: 10.0%

year	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
<b>Total</b>																							
<b>-Assets-</b>																							
Utility Plant	9,903	51,102	65,501	82,227	96,786	115,905	149,268	173,780	191,893	205,140	192,848	213,253	235,759	230,211	231,131	229,562	262,232	255,610	272,636	265,902	260,796	278,074	
Capital Lease																							
Investment & Other Assets																							
Current Assets																							
Accounts Receivables																							
Cash and Cash Equivalent	3,517	2,736	3,578	5,506	8,092	11,567	16,110	21,927	28,369	35,964	44,147	52,025	60,433	69,162	79,579	93,610	112,535	128,936	146,510	162,423	178,156	193,032	
<b>Total Assets</b>	<b>13,419</b>	<b>53,838</b>	<b>69,079</b>	<b>87,732</b>	<b>104,878</b>	<b>127,473</b>	<b>165,378</b>	<b>195,707</b>	<b>220,262</b>	<b>241,104</b>	<b>236,995</b>	<b>265,278</b>	<b>296,192</b>	<b>299,373</b>	<b>310,710</b>	<b>323,172</b>	<b>374,767</b>	<b>384,546</b>	<b>419,146</b>	<b>428,324</b>	<b>438,952</b>	<b>471,107</b>	
<b>-Capitals-</b>																							
Capital	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Retained Earnings	5,109	5,937	6,164	6,606	6,683	6,638	6,497	5,804	5,441	5,926	7,409	12,493	19,554	27,500	38,573	52,536	70,816	87,285	105,192	121,377	137,623	155,013	
<b>Total</b>	<b>5,110</b>	<b>5,938</b>	<b>6,165</b>	<b>6,606</b>	<b>6,684</b>	<b>6,639</b>	<b>6,498</b>	<b>5,805</b>	<b>5,442</b>	<b>5,927</b>	<b>7,409</b>	<b>12,493</b>	<b>19,555</b>	<b>27,500</b>	<b>38,573</b>	<b>52,536</b>	<b>70,817</b>	<b>87,286</b>	<b>105,193</b>	<b>121,378</b>	<b>137,624</b>	<b>155,014</b>	
<b>-Liabilities-</b>																							
Short Term Debt	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Long Term Debt	36,240	59,615	74,793	93,465	110,933	134,073	173,480	205,052	228,014	248,620	242,863	269,967	294,033	289,453	289,692	288,165	316,647	309,931	327,046	320,014	314,371	329,558	
<b>Total Capital and Liabilities</b>	<b>41,350</b>	<b>65,553</b>	<b>80,957</b>	<b>100,071</b>	<b>117,617</b>	<b>140,711</b>	<b>179,978</b>	<b>210,857</b>	<b>233,456</b>	<b>254,546</b>	<b>250,272</b>	<b>282,461</b>	<b>313,589</b>	<b>316,953</b>	<b>328,265</b>	<b>340,702</b>	<b>387,464</b>	<b>397,217</b>	<b>432,239</b>	<b>441,382</b>	<b>451,995</b>	<b>484,571</b>	
<b>-Profit and Loss-</b>																							
<b>Revenue</b>																							
Sale	21,903	34,928	39,215	44,157	49,727	55,967	62,922	70,642	79,181	88,597	98,952	110,312	122,752	136,349	151,188	167,362	184,970	197,195	210,052	223,578	237,813	252,801	
Other	2,190	3,493	3,921	4,416	4,977	5,597	6,292	7,064	7,918	8,860	9,895	11,031	12,275	13,635	15,119	16,736	18,497	19,719	21,005	22,358	23,781	25,280	
<b>Total Revenue</b>	<b>24,093</b>	<b>38,421</b>	<b>43,136</b>	<b>48,572</b>	<b>54,700</b>	<b>61,563</b>	<b>69,214</b>	<b>77,706</b>	<b>87,099</b>	<b>97,457</b>	<b>108,847</b>	<b>121,344</b>	<b>135,027</b>	<b>149,984</b>	<b>166,307</b>	<b>184,098</b>	<b>203,468</b>	<b>216,914</b>	<b>231,058</b>	<b>245,936</b>	<b>261,594</b>	<b>278,081</b>	
<b>Operation, Maintenance and General Expenses</b>																							
New O & M Expenses	0	1,247	1,490	1,778	2,129	2,516	2,944	3,415	3,948	4,560	5,212	5,927	6,746	7,594	8,498	9,446	10,452	11,497	12,613	13,780	15,014	16,319	
Fuel	5,348	7,440	8,480	10,261	12,600	15,176	17,771	20,032	22,802	26,104	30,594	34,641	37,758	43,515	48,987	54,760	59,166	65,616	70,806	78,189	86,171	92,800	
A & G Expenses	2,795	4,467	5,004	5,635	6,346	7,142	8,029	9,015	10,104	11,306	12,627	14,077	15,664	17,399	19,293	21,357	23,604	25,164	26,805	28,531	30,347	32,260	
Depreciation and Amortization (Admin. & Gen. And Oper. & Maint.)	3,171	5,057	5,678	6,393	7,200	8,103	9,110	10,228	11,464	12,828	14,327	15,972	17,773	19,741	21,890	24,232	26,771	28,551	30,413	32,371	34,432	36,602	
Others	824	807	3,031	3,902	4,925	5,936	7,265	9,488	11,188	12,653	13,948	14,006	15,444	16,704	17,020	17,852	18,580	20,422	20,925	22,190	23,046	23,984	
<b>Total Operation, Maintenance and General Expenses</b>	<b>14,460</b>	<b>34,863</b>	<b>40,106</b>	<b>44,913</b>	<b>50,673</b>	<b>56,872</b>	<b>63,855</b>	<b>71,187</b>	<b>78,845</b>	<b>87,056</b>	<b>96,307</b>	<b>103,432</b>	<b>112,194</b>	<b>123,762</b>	<b>134,497</b>	<b>146,456</b>	<b>157,392</b>	<b>170,060</b>	<b>180,370</b>	<b>193,870</b>	<b>207,818</b>	<b>220,773</b>	
<b>Operating Profit</b>	<b>9,633</b>	<b>3,558</b>	<b>3,030</b>	<b>3,659</b>	<b>4,027</b>	<b>4,691</b>	<b>5,559</b>	<b>6,519</b>	<b>8,254</b>	<b>10,400</b>	<b>12,741</b>	<b>17,912</b>	<b>22,834</b>	<b>26,222</b>	<b>31,810</b>	<b>37,643</b>	<b>46,075</b>	<b>46,855</b>	<b>50,687</b>	<b>52,066</b>	<b>53,776</b>	<b>57,307</b>	
<b>Other Income and Expenses</b>																							
Other Income	0	141	109	143	220	324	463	644	877	1,135	1,439	1,766	2,081	2,417	2,766	3,183	3,744	4,501	5,157	5,860	6,497	7,126	
Other Income	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>141</b>	<b>109</b>	<b>143</b>	<b>220</b>	<b>324</b>	<b>463</b>	<b>644</b>	<b>877</b>	<b>1,135</b>	<b>1,439</b>	<b>1,766</b>	<b>2,081</b>	<b>2,417</b>	<b>2,766</b>	<b>3,183</b>	<b>3,744</b>	<b>4,501</b>	<b>5,157</b>	<b>5,860</b>	<b>6,497</b>	<b>7,126</b>	
<b>Other Expenses</b>																							
Interest Expense	1,749	1,632	1,873	2,170	3,108	4,054	5,215	7,212	8,795	9,947	10,977	10,689	12,089	13,360	13,245	13,325	13,502	15,012	14,740	16,717	16,471	16,359	
Other Expense	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Total</b>	<b>1,749</b>	<b>1,632</b>	<b>1,873</b>	<b>2,170</b>	<b>3,108</b>	<b>4,054</b>	<b>5,215</b>	<b>7,212</b>	<b>8,795</b>	<b>9,947</b>	<b>10,977</b>	<b>10,689</b>	<b>12,089</b>	<b>13,360</b>	<b>13,245</b>	<b>13,325</b>	<b>13,502</b>	<b>15,012</b>	<b>14,740</b>	<b>16,717</b>	<b>16,471</b>	<b>16,359</b>	
<b>Net Income before Tax</b>	<b>7,884</b>	<b>2,086</b>	<b>1,287</b>	<b>1,533</b>	<b>1,139</b>	<b>961</b>	<b>807</b>	<b>-48</b>	<b>336</b>	<b>1,568</b>	<b>3,202</b>	<b>8,969</b>	<b>12,828</b>	<b>15,276</b>	<b>21,331</b>	<b>21,501</b>	<b>38,318</b>	<b>38,344</b>	<b>41,104</b>	<b>41,210</b>	<b>43,802</b>	<b>48,074</b>	
<b>Income Tax</b>	<b>2,208</b>	<b>579</b>	<b>355</b>	<b>457</b>	<b>319</b>	<b>269</b>	<b>226</b>	<b>0</b>	<b>94</b>	<b>445</b>	<b>897</b>	<b>2,517</b>	<b>3,591</b>	<b>4,278</b>	<b>5,973</b>	<b>7,700</b>	<b>10,169</b>	<b>10,176</b>	<b>11,509</b>	<b>11,539</b>	<b>12,264</b>	<b>13,461</b>	
<b>Net Income after Tax</b>	<b>5,677</b>	<b>1,488</b>	<b>912</b>	<b>1,175</b>	<b>820</b>	<b>692</b>	<b>581</b>	<b>-48</b>	<b>242</b>	<b>1,143</b>	<b>2,306</b>	<b>6,472</b>	<b>9,235</b>	<b>11,001</b>	<b>15,359</b>	<b>19,801</b>	<b>26,149</b>	<b>26,168</b>	<b>29,595</b>	<b>29,671</b>	<b>31,537</b>	<b>34,613</b>	
<b>Retained Earnings at Beginning</b>	<b>0</b>	<b>5,109</b>	<b>5,937</b>	<b>6,164</b>	<b>6,606</b>	<b>6,683</b>	<b>6,638</b>	<b>6,497</b>	<b>5,804</b>	<b>5,441</b>	<b>5,926</b>	<b>7,409</b>	<b>12,493</b>	<b>19,554</b>	<b>27,500</b>	<b>38,573</b>	<b>52,536</b>	<b>70,816</b>	<b>87,285</b>	<b>105,192</b>	<b>121,377</b>	<b>137,623</b>	
<b>Dividends</b>	<b>568</b>	<b>660</b>	<b>685</b>	<b>734</b>	<b>743</b>	<b>736</b>	<b>722</b>	<b>645</b>	<b>605</b>	<b>658</b>	<b>823</b>	<b>1,388</b>	<b>2,173</b>	<b>3,056</b>	<b>4,286</b>	<b>5,837</b>	<b>7,868</b>	<b>9,698</b>	<b>11,688</b>	<b>13,466</b>	<b>15,291</b>	<b>17,224</b>	
<b>Retained Earnings at End</b>	<b>5,109</b>	<b>5,937</b>	<b>6,164</b>	<b>6,606</b>	<b>6,683</b>	<b>6,638</b>	<b>6,497</b>	<b>5,804</b>	<b>5,441</b>	<b>5,926</b>	<b>7,409</b>	<b>12,493</b>	<b>19,554</b>	<b>27,500</b>	<b>38,573</b>	<b>52,536</b>	<b>70,816</b>	<b>87,285</b>	<b>105,192</b>	<b>121,377</b>	<b>137,623</b>	<b>155,013</b>	
<b>-Cashflow-</b>																							
<b>Cashflow from Operating Activities</b>																							
Net Income	5,677	1,488	912	1,175	820	692	581	-48	242	1,143	2,306	6,472	9,235	11,001	15,359	19,801	26,149	26,168	29,595	29,671	31,537	34,613	
Depreciation	824	807	3,031	3,902	4,925	5,936	7,265	9,488	11,188	12,653	13,948	14,006	15,444	16,704	17,020	17,852	18,580	20,422	20,925	22,190	23,046	23,984	
Operating Assets (Increase)/Decrease	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
<b>Cashflow from Investing Activities</b>																							
Construction Expenditures/Sales of Assets	-4,652	-29,199	-28,128	-22,928	-23,584	-27,016	-36,228	-35,900	-30,900	-27,140	-20,516	-37,142	-43,960	-14,016	-20,040	-23,214	-35,948	-18,630	-33,120	-15,456	-22,770	-33,672	
<b>Cashflow from Financing Activities</b>																							
Borrowing	4,652	29,199	28,128	22,928	23,584	27,016	36,228	35,900	30,900	27,140	20,516	37,142	43,960	14,016	20,040	23,214	3						



財務予測モデルの計算結果をまとめると表 8.4-4 のとおりである。

表 8.4-4 財務予測モデル計算結果

Case	Bumbuna price	System loss 09	Collection rate 09	Long-term liability	Tariff					NPV (10%) Mill. US\$	DSCR
					Increase	Average	Domestic	Commercial	Industrial		
Hydro main	7 c/kWh	40%	70%	Existing	130%	27 c/kWh	23 c/kWh	34 c/kWh	28 c/kWh	41	0.25~116
	10 c/kWh	40%	70%	Existing	165%	31 c/kWh	29 c/kWh	43 c/kWh	28 c/kWh	74	0.21~62
	20 c/kWh	40%	70%	Existing	280%	48 c/kWh	49 c/kWh	73 c/kWh	28 c/kWh	180	0.14~8.3
	7 c/kWh	15%	95%	Existing	80%	19 c/kWh	14 c/kWh	21 c/kWh	28 c/kWh	5	0.38~16
	7 c/kWh	40%	70%	Transferred	115%	25 c/kWh	20 c/kWh	30 c/kWh	28 c/kWh	1	0~1.03
Thermal	7 c/kWh	40%	70%	Existing	155%	30 c/kWh	27 c/kWh	41 c/kWh	28 c/kWh	9	0.43~2.0
Yiben IPP	7 c/kWh	40%	70%	Existing	135%	27 c/kWh	24 c/kWh	35 c/kWh	28 c/kWh	54	0.26~11.6

このように、基本ケースが財務の観点から最も望ましい。しかし、Yiben が IPP として開発され、買電価格が可能な限り低くなれば、料金は 135%アップ、NPV(10%)は 54 百万 US\$なので、Yiben IPP ケースも考えられ得る。

### 8.4.3 長期限界費用の考察

この調査において上記の長期限界費用は NPA を財務的に経営することを継続可能にする料金よりもはるかに低いことが上のように推定されている。したがって、長期限界費用は財務上必要となる額とは全く異なる。しかし、ほとんどの工業消費者は他の消費者よりも高い電圧を使っており、長期限界費用計算(8.2.2)における配電費用を負担するべき他の消費者よりも高中電圧利用者の方がより少ない費用を反映すべき料金とするべきである（しかし、必ずしもこの結論は長期限界費用を計算するまでもないが）。ただし、シエラレオネの家庭利用者は貧しいので料金は工業用の方に負担が傾いている。したがって、現在は工業用料金が他の利用者用よりも高い設定になっているが、将来的には同じか、安くするべきである。さらに、世銀の最近の研究によれば、シエラレオネの NPA への家庭用補助金（赤字は政府補填されているので、ある意味補助金である）は必ずしも貧困家庭への補填となっておらず、より多く利用する金持ち層の方が恩恵を受けていると言う。

## 8.5 配電プロジェクトの財務・経済分析

8.4 では電力開発計画について NPA の財務に与える影響を料金との関係で分析したが、電力開発全体ではなく、ドナーが今後注目すると考えられる配電プロジェクトに着目し、配電開発についてパッケージ化されたプロジェクト別の財務及び経済効果について分析を以下に行う。

### 8.5.1 配電プロジェクト・パッケージ分析の前提条件

配電プロジェクトのパッケージ化は既に配電計画で述べられている。電力損失、停電時間、電化率、一般需要家数などの key index とパッケージ毎の投資額も既に示されたとおりで、それ以外に財務・経済分析に必要な各パッケージ別の電力需要量算出のための前提条件を示すと以下のとおりである。

- 各プロジェクトの電力量は、Target Year における 1 年間分の予想電力量を示す。
- 一般需要家の年間電力量は 2008 年の実績より全体の 50%とし、各一般需要家の年間消費電力量は平均値を採用し、新規需要家の年間消費電力量としてこの値を採用する。
- 33 kV 新設変電所の電力需要への寄与分は各配電地区における Peak 電力の 50%とする。
- 算出する電力量は年間の値とする。

- e) 年平均増加電力量はシエラレオネの状況を加味して3～5%の間で仮定する。
- f) 配電用変圧器の更新は2008年末における実績を採用し全体91.3MVAの内25.8MVAを新規低損失変圧器に更新することとし、配電損失の改善はその年の2%とする。
- g) Phase-II-2のFreetown変電所に置ける60/80MVA変圧器の増設は、信頼度の向上に伴い、停電時間の短縮に寄与することが考えられるが、この時点における予想停電時間は少ないことより考慮しないこととする。
- h) GoderichとYork town間の33kV配電線路の延伸は、この間の一部村落の電化が期待できるので、GoderichのPeak電力の20%を地方電化への寄与分とする。
- i) 地方電化(Phase-II-1及びPhase-III)の対象家屋数は各々3,000戸とし、延伸などによる新規需要家数は含めない。
- j) Phase-I-3におけるGoderich及びJui地区の更新は3,000戸の新規需要家を考慮する。
- k) 各プロジェクトにおける年間の予想消費電力量は完成年度のみを対象とする。

また、配電に係るO&M費用は初期投資額の3%とする。以上を基に各プロジェクトが完成した年度における消費電力量を表8.5-1 Energy Consumption by Projectに示す。なお、各プロジェクト完成年度以降における消費電力量は、経済成長率に比例するものとする。

### 8.5.2 配電プロジェクトの財務分析

配電プロジェクトはNPAの事業の中で限られた部分であり、発電から切り離して財務を分析しても全体的な収支ではないので、限られた意味しかない。全体については8.4で既に分析しているので、ここでの財務分析は配電プロジェクトが全体財務の中で、配電、しかもそのうちのパッケージ化されたプロジェクトとしてどのような収支になるかの程度をみるものである。

収支のうち収入は電力料金収入の中で、発電と送配電の部門別に費用を前述のモデルの中で試みに分けているので、それを利用して、コスト配分比(50.7%)<sup>2</sup>を用いて送配電収入とし、その中で、総電力需要量に対するプロジェクト需要量の割合で配分する。コストについては前述のとおりO&M費用は初期投資額の3%とし、その他administration等の費用はモデルの中で分けられた費用について総電力需要量に対するプロジェクト需要量の割合で配分する。

各プロジェクトの建設期間は1年とし、キャッシュフローを建設年から20年間計算し、IRR(Internal Rate of Return: 内部利益率)を求める。部分的であるので、収支はマイナスになる、即ちIRRがでない場合もあり得る。なお、建設時期によってはその後20年がモデル計算の2030年を超えてしまう場合があるが、その場合は2030年の伸び率等をそのまま延長するものとする。

電力料金としては標準ケースとしての水力主体でブンブナ水力からの買電7 cents/kWhの場合の旧料金130%値上げ、即ち平均27 cents/kWh(家庭用22.6 cents/kWh、商業用34.1 cents/kWh、工業用27.7 cents/kWh)を用いる。

以上の条件に基づき、計算を行うと結果は表8.5-2に示すとおりで、すべての配電プロジェクトはキャッシュフローの合計がマイナスとなり、IRRは計算できない。

<sup>2</sup> 長期限界費用計算ではブンブナ買電費用は発電側で計算したが、ここでは配電側で計算する。

表 8.5-1 Energy Consumption by Project

No.	Title of the Project	Major Components	Funded by	Target Year	Cost (10 <sup>6</sup> US\$)	Expected Energy Consumption at Target Year [GWh]
<b>A: Phase-I (from 2010 to 2015)</b>						
1	Rehabilitation of 11 kV and Improvement of 33 kV System	1) Improvement of 33 kV system of Kingtom P/S 2) Improvement of 33 kV system from Kingtom to Blackhall Road P/S 3) Construction of Falconbridge S/S 4) Rehabilitation of 11 kV system		2012	25.6	28.7
2	Improvement of 33 kV System in Goderich and Jui Area	1) Installation of 33 kV line (about 20 km) 2) Construction of Goderich and Jui S/S 3) Improvement of 11 kV existing lines		2014	35.4	9.4
3	Improvement of 11 kV Distribution Facil	1) Replacement of 11 kV transformer more than 40 years 2) Replacement of 11 kV transformers more than 30 years 3) Rehabilitation of existing 11 kV system 4) Electrification around Goderich and Jui S/S		2015	32.0	2.3
<b>3</b>	<b>Sub-total</b>				<b>93.0</b>	
<b>B: Phase-II (from 2016 to 2020)</b>						
1	Improvement of 33 kV System	1) Construction of 33 kV line (about 32 km) 2) Construction of Lumpa and Tombo S/S 3) Rural electrification around Lumpa and Tombo S/S		2017	33.7	7.2
2	Expansion of 33 kV System and Improvement of Network	1) 1-161/33 kV Trf. (60/80 MVA, OLTC with AVR) 2) 33 kV line from Goderich S/S to York town (29 km) 3) Rehabilitation of trunk lines and rural electrification		2020	31.4	4.1
<b>2</b>	<b>Sub-total</b>				<b>65.1</b>	
<b>C: Phase-III (from 2021 to 2025)</b>						
1	Improvement of Distribution Network	1) Expansion of 33 kV system 2) Rural electrification 3) Power Purchase Agreement to the neighboring country		2025	16.3	0.9
<b>1</b>	<b>Sub-total</b>				<b>16.3</b>	
<b>Grand Total</b>					<b>174.4</b>	

表 8.5-2 配電プロジェクトの財務分析結果

(単位：千 US ドル)

Phase I-1	Year	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	Investment cost	25,600																				
	Revenue		2,036	2,295	2,584	2,906	3,264	3,659	4,095	4,574	5,100	5,675	6,304	6,990	7,737	8,550	9,113	9,706	10,328	10,982	11,671	
	Expenditure		2,963	3,106	3,262	3,429	3,609	3,795	3,981	4,244	4,734	5,080	5,442	5,827	6,162	6,562	6,882	7,189	7,478	7,815	8,115	
	Cash flow	-25,600	-927	-811	-678	-523	-346	-135	114	815	856	941	1,223	1,547	1,909	2,387	2,551	2,824	3,140	3,504	5,256	
	IRR	-																				
Phase I-2	Year	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
	Investment cost	35,400																				
	Revenue		729	820	920	1,032	1,155	1,290	1,438	1,600	1,778	1,971	2,182	2,411	2,570	2,737	2,912	3,097	3,291	3,497	3,717	
	Expenditure		1,765	1,812	1,863	1,915	1,968	1,905	2,042	2,180	2,278	2,380	2,489	2,583	2,696	2,786	2,873	2,954	2,654	2,730	2,808	
	Cash flow	-35,400	-1,037	-993	-943	-884	-813	-616	-604	-580	-500	-409	-307	-172	-126	-49	40	143	637	767	909	
	IRR	-																				
Phase I-3	Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
	Investment cost	32,000																				
	Revenue		186	209	234	262	293	326	363	404	447	495	547	583	621	661	703	747	794	844	897	
	Expenditure		1,130	1,142	1,154	1,166	1,151	1,183	1,214	1,236	1,259	1,284	1,305	1,331	1,351	1,371	1,390	1,322	1,339	1,358	1,376	
	Cash flow	-32,000	-944	-933	-920	-904	-859	-856	-851	-833	-812	-789	-758	-748	-730	-710	-686	-574	-545	-514	-479	
	IRR	-																				
Phase II-1	Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
	Investment cost	33,700																				
	Revenue		632	708	790	881	981	1,089	1,208	1,337	1,477	1,575	1,677	1,784	1,898	2,016	2,143	2,277	2,420	2,572	2,733	
	Expenditure		1,534	1,566	1,528	1,612	1,696	1,756	1,819	1,885	1,943	2,012	2,067	2,120	2,170	1,987	2,034	2,082	2,131	2,181	2,232	
	Cash flow	-33,700	-902	-859	-737	-730	-716	-667	-611	-548	-466	-438	-390	-336	-273	30	109	196	289	391	500	
	IRR	-																				
Phase II-2	Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
	Investment cost	31,400																				
	Revenue		404	450	500	554	613	678	722	769	819	871	925	983	1,045	1,110	1,180	1,254	1,332	1,416	1,505	
	Expenditure		1,218	1,256	1,284	1,313	1,343	1,370	1,401	1,427	1,451	1,474	1,390	1,412	1,434	1,457	1,480	1,503	1,527	1,551	1,576	
	Cash flow	-31,400	-813	-807	-784	-758	-730	-692	-679	-657	-632	-603	-464	-428	-389	-346	-300	-249	-194	-135	-71	
	IRR	-																				
Phase III	Year	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	Investment cost	16,300																				
	Revenue		106	113	120	128	136	145	154	163	173	184	196	208	221	235	250	265	282	300	319	
	Expenditure		556	561	565	569	572	559	562	566	570	573	577	580	584	588	591	595	599	603	607	
	Cash flow	-16,300	-450	-448	-445	-441	-436	-414	-409	-403	-396	-389	-381	-372	-363	-353	-342	-330	-317	-303	-288	
	IRR	-																				



### 8.5.3 配電プロジェクトの経済効果分析

配電プロジェクトのパッケージ毎の費用便益分析の内の費用は8.5.2の費用、即ち投資額と支出であるが、便益は収入ではなく、経済便益である。配電プロジェクトの経済便益とは何かであるが、ここでは電力需要者が電力を得ることによる満足感、あるいは効用として捉え、具体的には需要者が電力を得るために支払ってもよいと考える、あるいは実際に支払っている費用を便益と考える。

8.1.1で述べた2008年11月から12月にかけて行われた支払い意思調査(Willingness-to-Pay survey)によって需要者の支払い意思額と実際に自家発電で支払っている額が明らかになっている。支払い意思額、あるいは実際に代替電力に支払っている額によって経済電気料金を求め、それによって便益を計算する方法がある<sup>3</sup>。それは以下に示されるような方法である。

図8.5-1に示した需要曲線において、ABFCで囲まれた部分は消費者余剰と呼ばれ、以下の式で計算される。

$$[ABFC] = (P'_E - P_E) \times Q_E \times R \dots \dots (1)$$

ここで、

$P_E$  : 既存の電気料金

$P'_E$  : 支払い意思額の上限

$P''_E$  : 経済電気料金

$Q_E$  : 電力価格  $P_E$  における電力需要

$R$  : 長方形  $ABO'C$  の面積に対する  $ABFC$  の面積の割合

と定義する。

$P''_E$  は、消費者余剰  $ABFC$  を電気料金  $P_E$  に算入したものであるため、長方形  $ADO''C$  の面積は  $ABFC$  の面積と等しくなる。ゆえに、 $ABFC$  は以下の式で表される。

$$[ABFC] = [ADO''C] = (P''_E - P_E) \times Q_E \dots \dots (2)$$

(1)、(2)式より、

$$(P'_E - P_E) \times Q_E \times R = (P''_E - P_E) \times Q_E$$

$$P'_E = P_E + (P''_E - P_E) \times R$$

<sup>3</sup> Desai, N., Economic Analysis of Power Projects: Asian Development Bank Economic Staff Paper No.24, Asian Development Bank, 1985

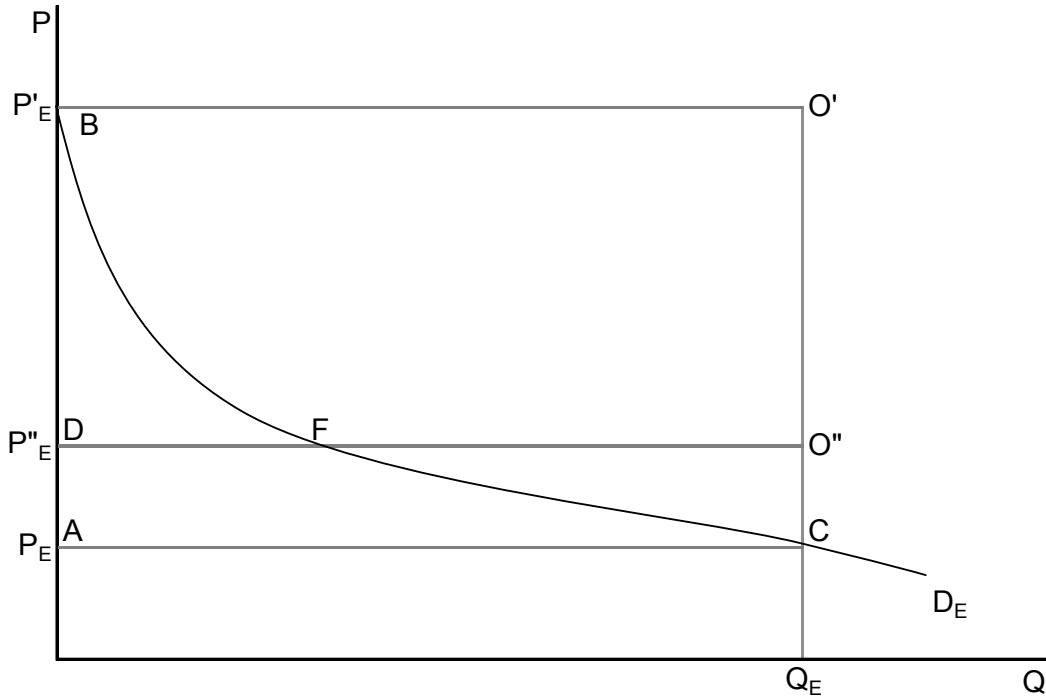


図 8.5-1 需要曲線

本マスタープラン調査の中で行った支払い意思調査においては、支払い意思額及び自家発電による支払い費用の両方について調査しているが、その結果でみると、自家発電費用の方が高いので、支払い意思額ではなく、自家発電費用の方を用いることとする。調査は対象を家庭、商業、工業の3種に分けているが、自家発電費用を電力量で除した料金単価は家庭と商業の方がNPA料金よりも高いが、工業では逆転しているため、自家発電単価を経済電気料金とする。家庭と商業については上記の方法で経済電気料金を求める。その経済電気料金を配電分として財務分析の際に用いたコストの配電割合で配電分の経済電気料金とし、各需要層（家庭、商業、工業）別全体需要量に乘じ、さらに総需要量に対する配電プロジェクトの電力需要量割合で便益量を求める。また、配電プロジェクトによるシステムロスの改善効果については発電も含めた全体料金に対して効果があると考えられるので、全体の経済電気料金を用いる。

計算例として、家庭用について説明すると、支払い意思調査の家庭サンプルから自家発電用を使用する月当たり燃料量、燃料費用及び自家用発電機の投資額を耐用年数5年、割引率10%でアニュタイズし、それを12ヵ月で除した月当たり投資コスト等を求め、自家発電電力量で除してkWh当たりの自家発電費用を求める。サンプルの中で発電設備のメンテナンスコストが1,000Le/kWh程度を上回るデータは、当該月に多額の費用を要する修理を行ったと解釈し、自家発電費用額の計算対象から除いた。また、利用率が極端に低い(3%未満)発電設備は、発電原価に占める固定費の割合が過大となるため、同様に計算対象外とした。こうして得られたサンプルのkWh当たりの自家発電費用を需要曲線の分布とみなし、その中で最高の値2,819Le/kWhを $P'_E$ とした。分布図は図8.5-2に示すとおりである。

Willingness to Pay- Captive Generator

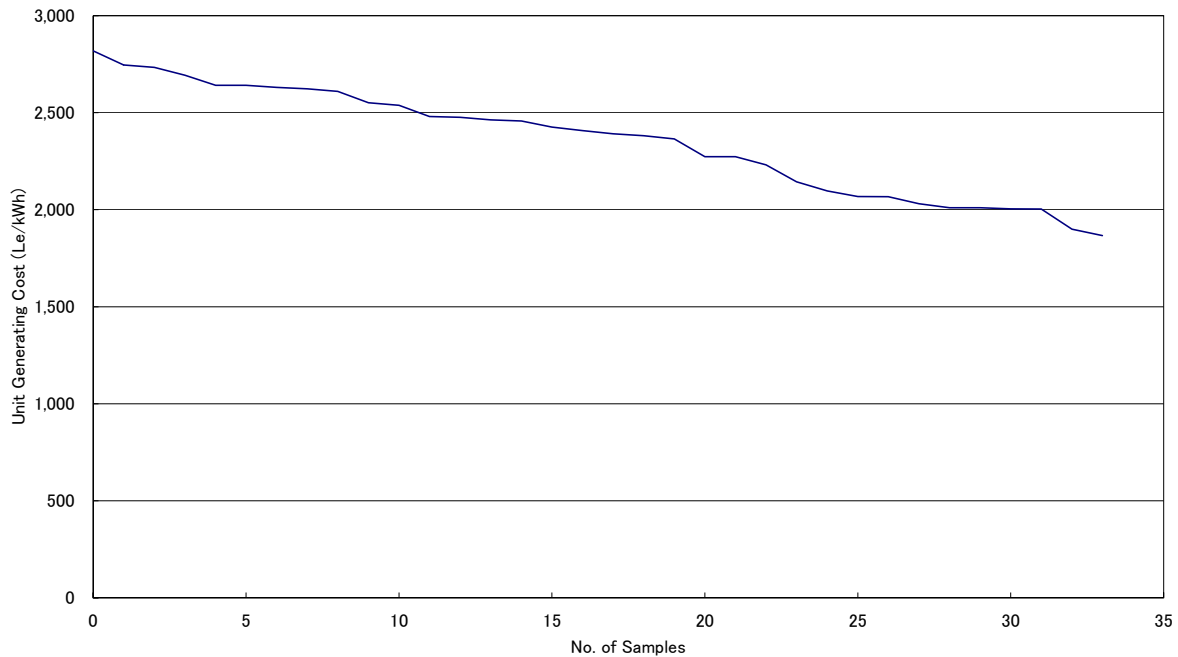


図 8.5-2 自家発電費用のサンプル分布図

一方、NPA の調査時点での料金は表 8.5-3 に示すように、旧料金である。これに対し、経済電気料金は消費者余剰を 25%と想定し、またシエラレオネの輸出入額等から求めた標準変換係数 (Standard Conversion Factor) <sup>4</sup>が 0.73 なので、経済電気料金を求めると表 8.5-4 に示すような結果となる。

表 8.5-3 NPA の家庭用電気料金

Old Tariff	Le/kWh	cents/kWh
0-30 kWh	373	11.7
31-150 kWh	533	16.8
above 150 kWh	709	22.3

表 8.5-4 家庭用の経済電気料金

Economic Tariff	Le/kWh	cents/kWh
0-30 kWh	719	22.6
31-150 kWh	806	25.4
above 150 kWh	903	28.4

Note: 1USD=3,179Le

一般家庭の 1 ヶ月の NPA 及び自家発電の平均電力使用量は支払い意思調査からそれぞれ、228.8kWh、107.2 kWh で、合計 336 kWh となる。これを経済電気料金に適用すると  $22.6 \times 30 + 120 \times 25.4 + 186 \times 28.4 = \text{US\$}9,008.4$  となり、平均としては  $9,008.4 \div 336 = 26.8$  cents/kWh の料金となる。このうち 50.7%が配電分とし、それを年間住宅用電力需要量に乘じ、便益とする。

同様に商業用の便益も求めると、まず商業用の経済電気料金の計算結果は表 8.5-6 に示すとおりである。商業用需要家の 1 ヶ月の NPA 及び自家発電の平均電力使用量は支払い意思調査からそれぞれ、214.5kWh、341.35 kWh で、合計 555.85 kWh となる。これを経済電気料金に適用し、平均としては  $16,666.8 \div 555.85 = 30.0$  cents/kWh の料金となる。

<sup>4</sup> 標準変換係数：投資費用に関し、経済効率を歪めている当該国の政策等の影響を取り除き、市場価格から経済費用(国境価格)に推定換算することが必要であり、標準変換係数 SCF を用いる。

$$SCF = (M+X) / ((M+Tm) + (X-Tx-SB))$$

M：輸入総額(CIF)、Tm：輸入関税、X：輸出総額(FOB)、Tx：輸出税、SB：輸出補助金

表 8.5-5 NPA の商業用電気料金表

Old Tariff	Le/kWh
0-30 kWh	651
31-150 kWh	781
above 150 kWh	846

表 8.5-6 商業用の経済電気料金

Economic Tariff	Le/kWh	cents/kWh
0-30 kWh	<b>861</b>	<b>27.1</b>
31-150 kWh	<b>932</b>	<b>29.3</b>
above 150 kWh	<b>968</b>	<b>30.4</b>

工業用は自家発電単価 27.7 cent/kWh に SCF を用い、 $27.7 \times 0.73 = 20.2$  cent/kWh を経済電気料金とする。

その結果は表 8.5-7 に示すとおりである。Phase I-1 は IRR が 6.7% であるが、他はキャッシュフローの合計がマイナスとなり、IRR は計算できない。

表 8.5-7 配電プロジェクトの費用便益分析結果

(単位：千 US ドル)

Phase I-1	Year	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
	Investment cost	25,600																				
	Benefit		3,852	4,146	4,466	4,810	5,178	5,572	5,991	6,437	6,908	7,407	7,935	8,492	9,079	9,700	10,354	11,045	11,774	12,544	13,358	
	Expenditure		2,963	3,106	3,262	3,429	3,609	3,795	3,981	4,175	4,374	4,584	4,804	5,034	5,274	5,524	5,784	6,054	6,334	6,624	6,924	7,234
	Cash flow	-25,600	890	1,040	1,204	1,380	1,569	1,778	2,010	2,267	2,544	2,843	3,165	3,511	3,882	4,279	4,704	5,157	5,639	6,151	6,694	7,268
	IRR	6.7%																				
Phase I-2	Year	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	
	Investment cost	35,400																				
	Benefit		1,463	1,575	1,696	1,825	1,962	2,108	2,263	2,426	2,599	2,781	2,974	3,177	3,391	3,618	3,856	4,109	4,375	4,659	4,961	
	Expenditure		1,765	1,812	1,863	1,915	1,968	2,024	2,082	2,141	2,201	2,262	2,324	2,387	2,451	2,516	2,582	2,649	2,717	2,786	2,856	2,927
	Cash flow	-35,400	-303	-237	-167	-90	-6	203	220	246	321	401	485	574	667	764	865	970	1,079	1,192	1,309	1,430
	IRR	-																				
Phase I-3	Year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	
	Investment cost	32,000																				
	Benefit		385	415	447	480	516	554	594	636	681	728	777	830	885	944	1,005	1,071	1,140	1,214	1,293	
	Expenditure		1,130	1,142	1,154	1,166	1,151	1,183	1,214	1,236	1,259	1,284	1,305	1,331	1,351	1,371	1,390	1,322	1,339	1,358	1,376	
	Cash flow	-32,000	-745	-727	-707	-686	-636	-629	-620	-600	-579	-556	-528	-501	-466	-427	-384	-251	-199	-144	-83	
	IRR	-																				
Phase II-1	Year	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
	Investment cost	33,700																				
	Benefit		1,398	1,503	1,615	1,733	1,858	1,991	2,130	2,278	2,433	2,598	2,771	2,954	3,147	3,351	3,569	3,800	4,047	4,309	4,589	
	Expenditure		1,534	1,566	1,528	1,612	1,696	1,756	1,819	1,885	1,943	2,012	2,067	2,120	2,170	1,987	2,034	2,082	2,131	2,181	2,232	
	Cash flow	-33,700	-136	-63	87	122	162	234	312	393	490	585	704	833	977	1,365	1,535	1,719	1,916	2,128	2,357	
	IRR	-																				
Phase II-2	Year	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	
	Investment cost	31,400																				
	Benefit		987	1,058	1,134	1,213	1,297	1,386	1,479	1,578	1,682	1,792	1,908	2,032	2,164	2,304	2,454	2,613	2,783	2,963	3,156	
	Expenditure		1,218	1,256	1,284	1,313	1,343	1,370	1,401	1,427	1,451	1,474	1,390	1,412	1,434	1,457	1,480	1,503	1,527	1,551	1,576	
	Cash flow	-31,400	-231	-198	-150	-99	-46	16	78	151	231	318	419	521	621	730	848	974	1,110	1,256	1,412	1,580
	IRR	-																				
Phase III	Year	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	
	Investment cost	16,300																				
	Benefit		304	325	346	369	393	419	446	475	506	539	574	611	651	693	738	786	837	891	949	
	Expenditure		556	561	565	569	572	559	562	566	570	573	577	580	584	588	591	595	599	603	607	
	Cash flow	-16,300	-252	-236	-218	-199	-179	-140	-116	-91	-64	-34	-3	30	66	105	146	190	238	288	342	
	IRR	-																				

#### 8.5.4 配電プロジェクトの財務・経済分析に係る考察

配電プロジェクトの財務分析の結果は全体の電力事業、即ち発電も含め、全体で収支をみるよりも悪くなる。これは、全体に対して、配電プロジェクトのみの収入は小さくなり、支出をカバーできないことを示している。全体に対して、配電プロジェクトが実施されることによる需要増加の割合は小さく、収入が投資及び経費に見合わないことを意味し、他の既存の需要の方が大きく財務に寄与していることになる。

経済効果も同様であるが、かろうじて Phase I-1 の IRR が 6.7%になるだけで、他の配電プロジェクトは便益が費用（投資費用も含め）をカバーできないことを示している。これも全体に対して、配電プロジェクトが実施されることによる需要増加の割合が小さいためである。フェーズが進むにつれて需要家密度の小さい地域に配電網を拡張することとなり、プロジェクトの実施による需要増加が少なくなるため、ますます収支及び経済効果は悪くなる。

全体としては財務的に赤字にならないようにできるので、事業としては可能である。ブンブナ水力が運転を開始し、Kingtom 発電所の増設、Blackhall Road 発電所の建設が完了すれば、当面の需要に見合う発電容量は確保される。しかしながら、末端の需要家まで電力を送り届ける送配電網が改善されない限り、ウェスタンエリアへの電力供給事情は改善されない。即ち、発電設備への投資の効果が十分に発現されないことになる。配電網をネットワーク化することにより、電力供給も安定化し、上記の経済効果では算定できない効果もあり、それは既存の需要層にとってもメリットとなる。また、水力主体の電源開発シナリオの場合は、経済効果に含めていないが温室効果ガス削減の経済効果もある。さらに、自家発電による大気汚染や騒音を減らす効果もあり、これらも経済効果としては定量化が困難であるので算定していないが、確実に存在する。

以上のように、単純に財務・経済内部収益率の数値だけでは表せない裨益効果があること、及び電力供給システムはトータルシステムとして機能するものであり、その一部でも欠けると電力供給に支障を来すという特性を有していることから、本マスタープランで策定した配電プロジェクトを実施することは、ウェスタンエリアの電力供給事情を改善する上で十分に意義のあるものである。

## 9. 人材育成計画

本章では、次の手順に従い人材育成計画を立案する。まず、ディーゼル発電設備及び送配電網の運転維持管理業務に携わる NPA の技術職員が、実施すべき業務を作業標準として明確にする。次に、「シ」国の電力系統の運転維持管理を行っている、NPA 技術部 発電課及び送配電課の技術職員の技術レベルを評価する。最後に、作業標準を行うにあたって、NPA の技術職員に不足している知識、技能を技術移転項目としてまとめ、人材育成のスケジュールを明確にする。

### 9.1 電力設備の運転維持管理（作業標準）

電力系統は発電設備、及び、変電設備を含む送配電網から構成される。

NPA が運転維持管理を行う発電設備はディーゼル発電設備であるため、発電設備の作業標準としては、ディーゼル発電設備の運転維持管理手順を取り上げる。NPA により運転される唯一の発電設備となる、我が国の無償資金協力「フリータウン電力供給システム緊急改善計画」で整備されるディーゼル発電機（出力 5 MW×2 台）が、2010 年初旬に運転開始されることを念頭におき、その設備に対する作業標準を中心にまとめた。附属書 2.(1) に「ディーゼル発電設備の運転維持管理に関する作業標準」として示す。

一方、送配電網については、設備の老朽化が激しく、NPA は故障復旧作業に忙殺されている現状にあり、作業標準を定め、それに従い設備を運用していくのは困難な状況にある。将来的に、設備状況が改善され、信頼性の確保された電力供給設備で運営が可能になった状況を想定し、給電業務要領、巡視、点検要領を作業標準としてまとめた。附属書 2.(2) に「送配電網の運転維持管理に関する作業標準」として示す。

### 9.2 NPA の技術職員の現状及び課題

NPA における電力供給設備の運転維持管理は技術部の発電課、送配電課により行われている（図 3.2-1 NPA の組織図参照）。NPA の発電課及び送配電課の現状、電力系統の運転維持管理を実施する上での技術的障壁を以下に示す。発電課、送配電課とも、健全な状態から著しく逸脱した設備の運転を余儀なくされており、組織の運営体制も弱体化しており、供給信頼度の確保に向けて、技術的な課題が数多く確認された。

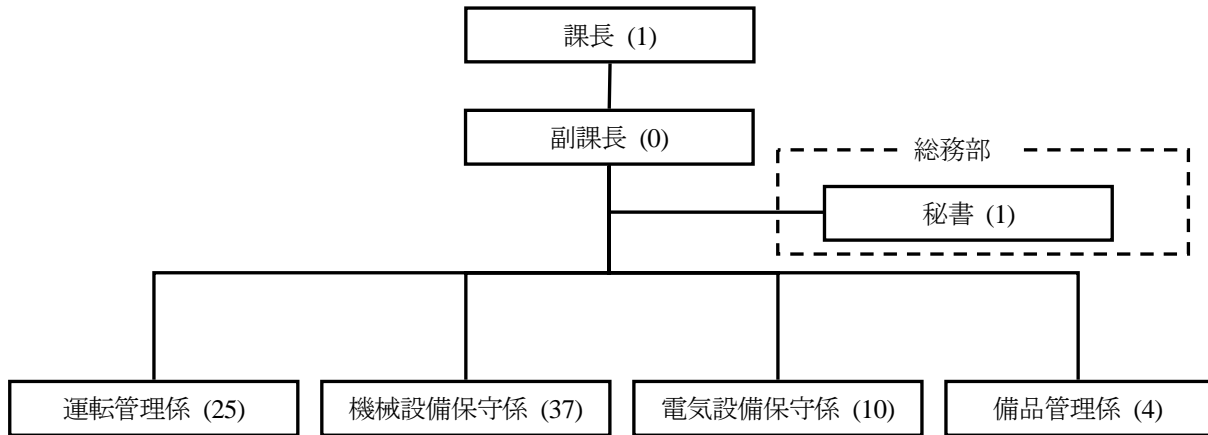
#### 9.2.1 発電課及び送配電課の組織体制

発電課の組織図を図 9.2-1 に示す。図中の括弧内の数字は職員の数を表している。発電課の副課長は空席であり、運転管理係長が副課長の役職を兼任している。2009 年 5 月現在、発電課の職員数は合計 77 人（秘書は総務部の所属であるため、発電課の職員としては数えていない）であり、運転管理、機械設備保守、電気設備保守、備品管理の 4 つの係からなっている。

現在、NPA の所有する発電設備は老朽化、損傷等により、安定して運転できる設備が無く、2006 年末以降、民間発電会社の供給に依存している。すなわち、2006 年末以降、自社設備の運転維持管理は滞っており、複数の係にまたがって所属している職員がいる等、組織体制が曖昧なものとなっている。現在は、運転管理係、25 名のうち 16 名（4 人×4 班）が当直勤務を行っているが、実際の設備が運転開始された後は、各班の人数は追加される予定である。

2010 年初旬には日本の無償資金協力による、5MW のディーゼル発電設備 2 台が運転開始予定で

あるため、それまでには体制を確立することが必要不可欠である。また、2010年の8月にはBADEAの援助による8.28 MWのディーゼル発電設備2台、2011年には追加で1台、合計3台がブラックホールロード発電所に整備される予定なので、ブラックホールロード発電所の運転維持管理要員が追加で必要になる。これらの新しい発電設備の運転・保守管理を適切に行うことのできる要員を確保することも今後の課題である。発電課の職員構成を表9.2-1に示す。



## 職員数 77

2009年5月現在

[出所] NPA 技術部発電課

図 9.2-1 発電課の組織体制

表 9.2-1 発電課の職員構成

	運転管理係	機械設備保守係	電気設備保守係	貯蔵所管理係
係長	1	1		
主任管理者		1	1	
上級管理者		1	2	
管理者	5	3		
管理者補助	3	2	1	
上級機関係員	8			
上級交代勤務管理者	2			
上級配電盤係員	1			
上級整備工	4	8		
整備工	1	3		
上級配管工		1		
工具管理者		1		
電気工			6	
備品管理者				2
データ処理事務員				1
備品管理管理要員				1
その他作業員		16		
<b>合計</b>	<b>25</b>	<b>37</b>	<b>10</b>	<b>4</b>

2009年5月現在

[出所] NPA 技術部発電課

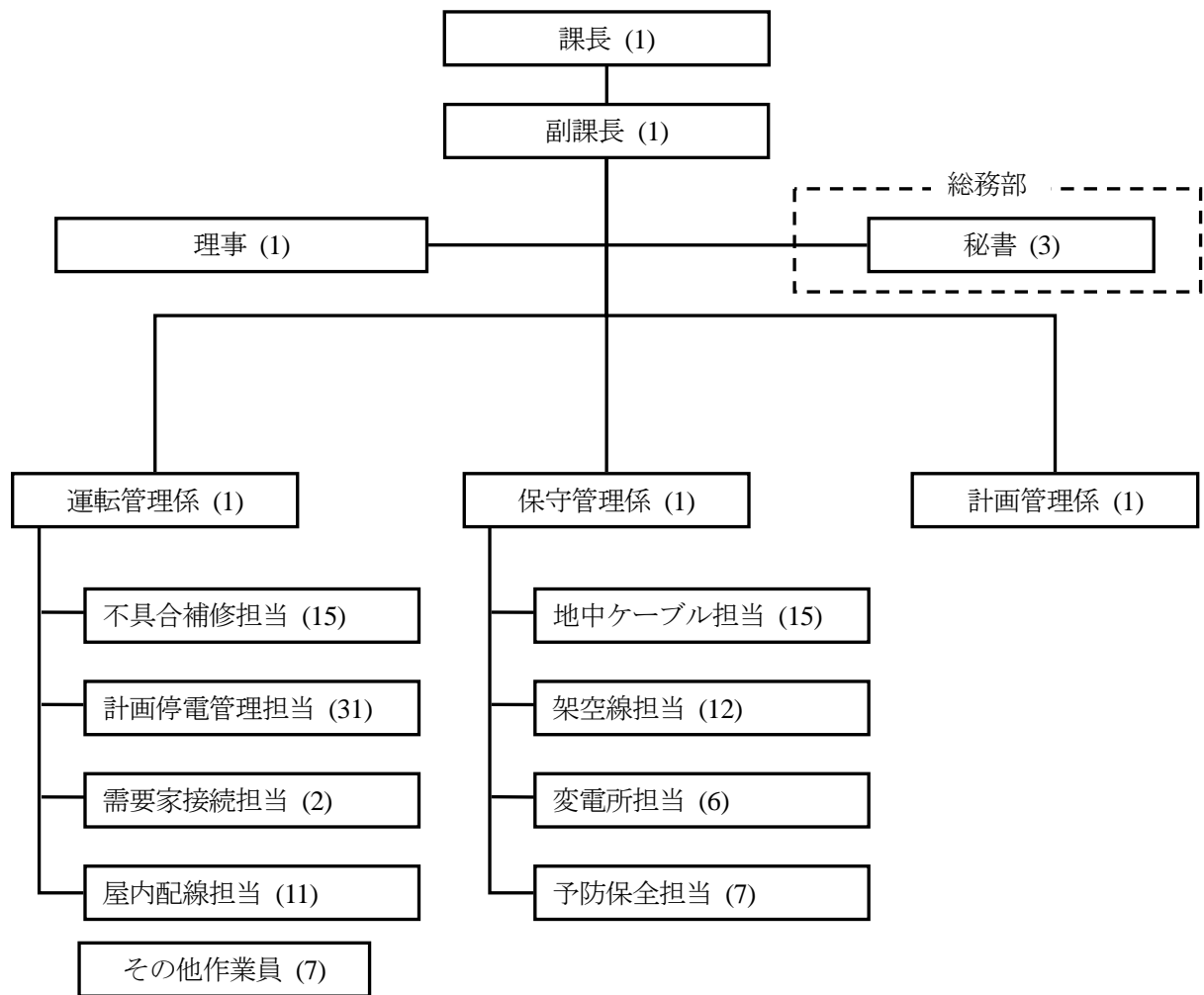
送配電課の組織図を図9.2-2に示す。2009年5月現在の送配電課の職員数は合計112人（秘書は除く）であり、運転管理、保守管理、計画管理の3つの係からなっている。運転管理係の中にある



不具合補修担当は、運転管理の中で確認された不具合に対する応急処置を行うグループであり、実際の補修業務は保守管理係により行われている。計画管理係は2009年5月に設立されたばかりで、計画管理を行える職員が確保できておらず、係長以下の担当分け、担当職員はまだ決まっていない。なお、その他作業員は上記3係における種々の業務を実施している。

現在、送配電課の職員は、日々、老朽化した送配電設備に生じる故障復旧作業を強いられていることに加えて、車両、パソコン等、業務を行う上で必要な物品も不足しており、非常に厳しい条件の中、運転維持管理を行っている。

電気設備の基礎知識を有する職員は送配電課に現存しており、これらの職員の能力開発が今後の課題である。送配電課の職員構成を表9.2-2に示す。



**職員数: 112**

2009年5月現在

[出所] NPA 技術部送配電課

図 9.2-2 送配電課の組織体制

表 9.2-2 送配電課の職員構成

	運転管理係				保守管理係				計画 管理係	雑工事 担当
	不具合 補修担当	計画停電 管理担当	需要家 接続担当	屋内配線 担当	地中 ケーブル 担当	架空線 担当	変電所 担当	予防保全 担当		
係長	1				1				1	
主任管理者							2			
上級管理者		2	1							
管理者	1	2		2	4	3	1	2		
管理者補助	2	6			2	2	1			
上級電気工	2	2		3						
電気工	1	14		4						
上級技能工		1					1			
技能工		2			1	1	1	1		
上級ラインズマン	2							1	1	
ラインズマン	4			1		3		3	1	
ラインズマン補助						1				
上級ケーブル ジョインター					1					
ケーブル ジョインター					4					
上級整備工		1								
整備工		1								
リフト保守技術者				1						
電話交換手	3									
雑工事要員			1		3	2			5	
合計	15	31	2	11	15	12	6	7	7	

2009年5月現在

[出所] NPA 技術部送配電課

## 9.2.2 発電課及び送配電課職員の技術レベルと課題

技術系職員の技術知識、技能は、技術教育、技術研修等によって習得され、実務を通じて定着する。NPA の技術知識、技能を評価するため、発電課及び送配電課の職員が、過去に受けた技術教育、技術研修の内容を評価し、現状の課題を明確にする。

### (1) NPA 職員の教育的バックグラウンド

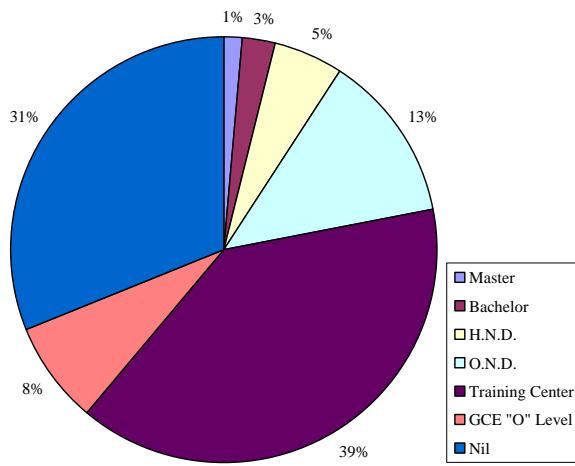
1993年に教育システムは、初等教育6年間、中等教育3年間、高等教育3年間、大学教育4年間のシステムに移行されたが、それ以前は図9.2-5に示すシステムで教育が行われていた。近年、NPAは殆ど新入社員を採用しておらず(2007年、2008年実績、それぞれ大卒者2名)、発電課、送配電課とも、社員の大多数が図9.2-5に示す旧システムで教育を受けている。同図に示す技術研修センターの一つとして、キングトム発電所内にあるNPA技術研修センターがあげられる。また、工学部を有する、唯一の国立大学としてFourah Bay Collegeがあげられる。同図に示す技術専門学校は、我が国で言う、技術系短期大学、高等工業専門学校的性質を持つ教育機関である。また、G.C.E. “O” Levelとは、我が国で言う高等学校卒業程度の学力レベルである。

9.2.1で示したように、発電課、送配電課の総職員数は、それぞれ77名、112名であり、職員の実験最終学歴の状況は図9.2-3及び図9.2-4に示すとおりである。発電課職員の実験最終学歴構成は、大学が4%、技術専門学校が18%、技術研修センターが39%、G.C.E. “O” Levelが8%、学歴なし(Nil)

が 31%である。送配電課の学歴構成は、大学が 5%、技術専門学校が 24%、技術研修センターが 16%、G.C.E. “O” Level が 21%、学歴なしが 34%である。

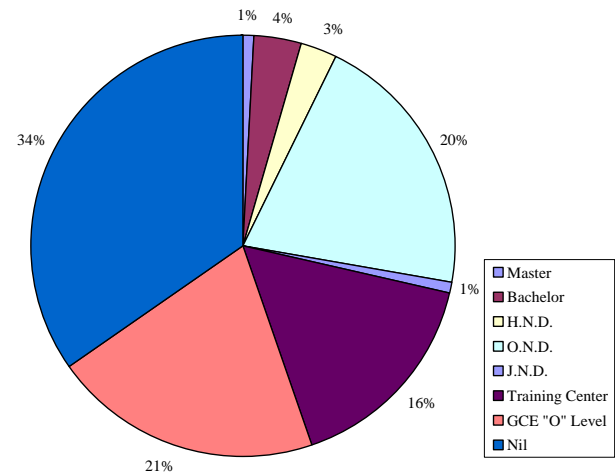
技術者としての適正を最も有すると考えられる大卒者については、発電課が 3 人、送配電課が 5 人である。また、より高い実務能力を有する技能工としての可能性がある、技術専門学校の卒業者は、発電課が 14 人、送配電課が 27 人である。

実際の人材育成対象者選定にあたっては、最終学歴は技術知識、技能習得のバックボーンであり、最も重要な指標の一つであるが、学歴に加え、実務経験、適正等も、各課の管理層に充分確認する必要がある。



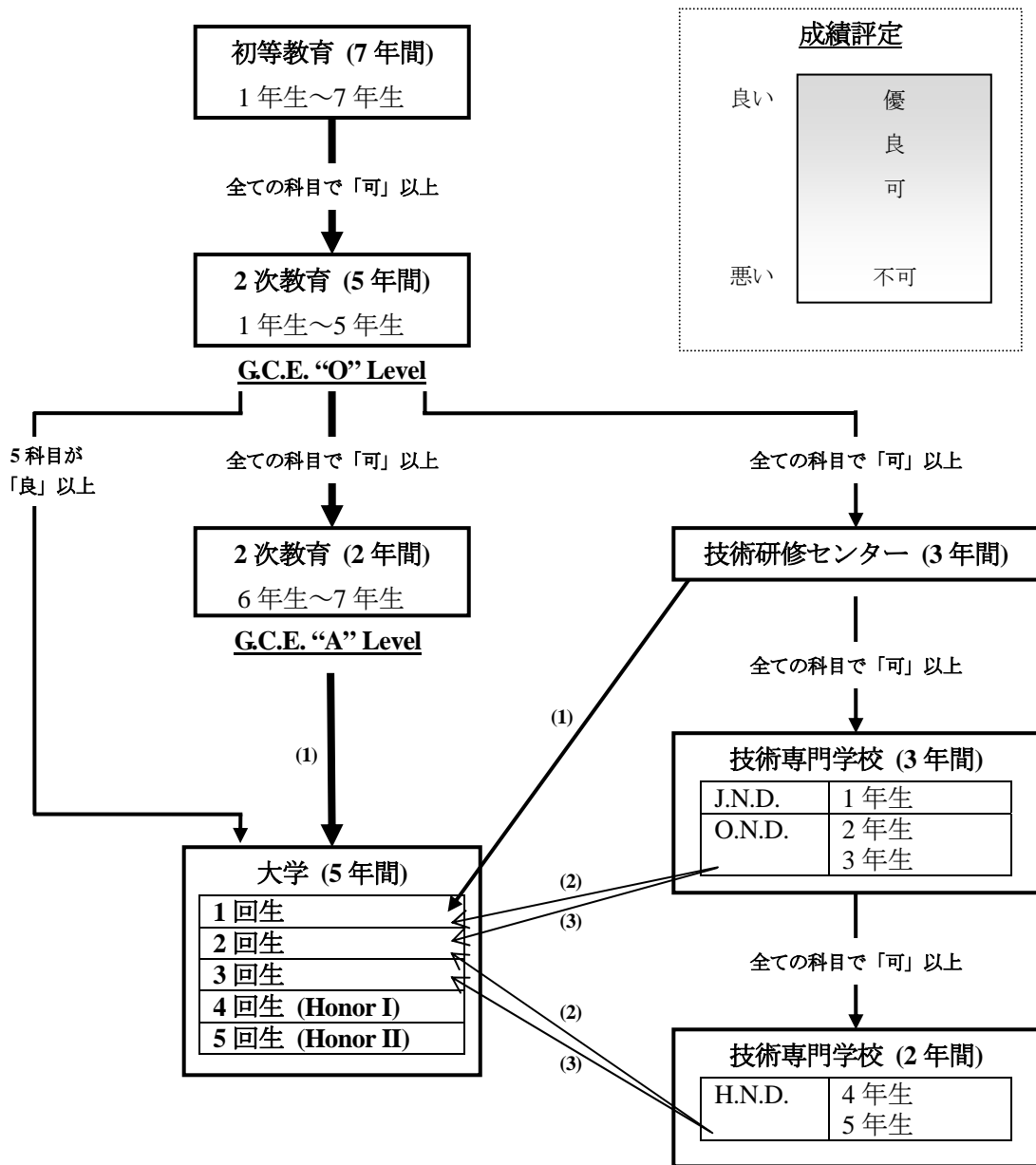
[出所] 調査団

図 9.2-3 発電課職員の学歴構成



[出所] 調査団

図 9.2-4 送配電課職員の学歴構成



(1): G.C.E. "O" Level で5科目が「良」以上

(2): 全ての科目で「可」以上

(3): 全ての科目で「良」以上

G.C.E. "O" Level: General Certificate of Education at Ordinary Level

G.C.E. "A" Level: General Certificate of Education at Advanced Level

J.N.D.: Junior National Diploma

O.N.D.: Ordinary National Diploma

H.N.D.: Higher National Diploma

[出所] 調査団

図 9.2-5 「シ」国の旧教育システム

## (2) NPA 技術研修センターで習得される技術レベル

NPA のキングダム発電所の敷地内にあるが、現在は、NPA の研修センターという位置づけではなく、一般の生徒を受け入れる研修センターである。現在、NPA は新入社員を殆ど採用していないため、近年、この研修センターを卒業して、NPA に採用されたものはいない。1985 年から 1993 年にかけては、NPA の研修センターという位置づけであったため、G.C.E. “O” Level を卒業し、NPA に入社した新人技能工が、ここで技術教育を受けていた。この研修センターには、電気課程と機械課程があり、それぞれ表 9.2-3 及び表 9.2-4 の内容で実施されてきた。また、電気課程、機械課程とも、全授業時間のうち 30%程度が理論、70%程度が実技という比重で、教育が行われている。技術職に従事することを想定すると、初等的な授業内容であり、電力設備に関する授業内容は確認されず、電力システムの運転維持管理を行う技能工の育成としては不十分な内容である。

電気課程については、簡単な架空線及びケーブル作業の実技があるのみで、電力システムの構造、保護方式、装柱作業、ケーブル補修作業等についての講義が不十分であるため、送配電課の技能工を育成するためには、これらの知識、技能を修得できる技術移転の機会が必要である。

機械課程については、小型ディーゼルエンジンについての講義が確認されるものの、これは、一般家庭で停電時に運転されているような小型ディーゼル発電機に搭載されているエンジンについての講義であり、この知識を土台として燃料系統、潤滑油系統、冷却系統等から構成される電力事業用ディーゼルエンジンを運転維持管理していくことは困難である。

NPA 研修センターの様子を表 9.2-5 に示す。

表 9.2-3 電気課程のカリキュラム

授業種別	授業内容
理論	電気数学 電気回路 回路製図 電子回路 安全対策
実技	金属加工 制御回路 回路組立 架線及びケーブル作業 巻線作業 電気器修理の基礎 設計製作

[出所] NPA 工業専門学校

表 9.2-4 機械課程のカリキュラム

授業種別	授業内容
理論	機械数学 機械工作 機械製図 小型ディーゼルエンジン 電気回路の基礎
実技	ベンチ作業 アーク及びガス溶接 機械工作 配管作業 設計製作

[出所] NPA 工業専門学校

表 9.2-5 NPA 研修センター

	
<p>電気回路実習状況① (電気課程)</p>	<p>機械工作機器 (機械課程)</p>
	
<p>電気回路実習状況② (電気課程)</p>	<p>機械工作実習 (機械課程)</p>
	
<p>講義状況 (電気課程)</p>	<p>溶接実習 (機械課程)</p>
	
<p>リレー盤実習教材 (電気課程)</p>	<p>機械工作品 (機械課程)</p>

### (3) Fourah Bay College 工学部で習得される技術レベル

新教育システムに移行時に、大学教育課程は5年制から4年制に変更されたが、旧システムの名残が強く、現在でも多くの生徒が Honor II と呼ばれる5回生の教育課程まで修了する。Fourah Bay College 工学部の電気電子工学科、機械工学科における教育カリキュラムを表 9.2-6 に示す。2回生までは工学の基礎科目を履修し、3回生から電気電子工学科、機械工学科、土木工学科に分かれて、各分野の専門科目を履修する。4回生になると、電気電子工学科は電気工学部門（強電）と電子工学部門（弱電）に分かれ、機械工学科は機械システム工学部門と機械保守工学部門に分かれる。若干、応用専門科目の講義が少ないものの、各工学の骨子となる力学、材料工学等は含まれており、技術者として業務を行う上で基礎学力は充分習得され则认为られる。しかしながら、大学で習得できる知識、技能は基礎的なものであり、電力系統設備の運転維持管理業務を行うことを想定した場合、設備の運転操作手順、各保護設備の調整・整定、保守点検作業等について、NPA において十分な技術研修が行われない限り、大学課程の教育だけで電力系統の適切な運用・保守を行うことは不可能である。特に、「シ」国のような開発途上国の場合、多くの作業を直営で実施しなければならない状況であるため、電力設備の運転維持管理に対する技術的な知識、技能に関する研修は必須である。

表 9.2-6 Fourah Bay College 工学部のカリキュラム

	電気電子工学科		機械工学科		期間
	電気工学	電子工学	機械システム科	機械保守工学科	
1回生	数学	同左	同左	同左	26週間
	物理				
	化学				
	実習I				
	製図I				
	一般教養				
2回生	電子回路I	同左	同左	同左	26週間
	電気回路I				
	流体力学I				
	熱力学I				
	材料と構造				
	応用数学I				
	製図II				
	実習II				
3回生 前期	電子回路II	同左	機械加工論	同左	13週間
	電気回路II		流体力学II		
	通信工学I		プラント工学		
	デジタル信号処理I		エネルギー変換		
	中央制御装置論		変微分方程式		
	電力技術I		応用数学II		
	応用数学II				
後期	電子回路II	同左	機械加工論	同左	13週間
	通信工学I		熱力学II		
	デジタル信号処理I		産業技術		
	中央制御装置論		エネルギー変換		
	電磁工学		変微分方程式とラプラス変換		
	偏微分方程式とラプラス変換		応用数学III		
4回生 前期	信号処理論	同左	自動制御 (前期/後期)	自動制御 (前期/後期)	13週間
	自動制御		材料力学 (前期/後期)	材料力学 (前期/後期)	
	電力技術II		流体力学III (前期/後期)	データ管理論 (前期/後期)	
	デジタル信号処理II		熱力学III (前期/後期)	機械保守工学I (前期/後期)	
	通信工学II		産業経済論 (前期/後期)	技術管理論 (前期/後期)	
	一般技術論		機械設計論 (前期/後期)	機械設計論 (前期/後期)	
			一般技術論 (前期/後期)	一般技術論 (前期/後期)	
後期	データ処理論	同左			13週間
	自動制御				
	電力技術II				
	デジタル信号処理II				
	一般技術論				
	電気工学実習				
	通信工学II				
5回生 前期	インターンシップ	同左	同左	同左	13週間
後期	産業エレクトロニクス	産業エレクトロニクス	自動制御II	計測工学	13週間
	パワーエレクトロニクス	パワーエレクトロニクス	熱力学III	自動制御II	
	自動制御III	自動制御III	材料工学	材料工学	
	応用電気数学論	CAD	生産工学	機械保守工学II	
	電力システム工学	通信工学III	産業化学	品質管理工学	
	論文実習	論文実習	論文実習	論文実習	

[出所] Fourah Bay College 工学部

#### (4) NPAにおける技術職員の技術研修の実施状況と課題

大学を卒業しNPAに入社した技術者には、3年間の研修期間がある。しかしながら、この研修は、技術部、営業部、総務部等に仮配属され、電力事業の概要をつかむことを目的とした、実作業を通じた教育訓練であり、電力系統設備の運転維持管理に関する知識、技能の習得に資するものではない。電力系統設備の運転維持管理に関する知識、技能の習得を目的とした、NPA独自の技術研修は行われておらず、NPAの技術者は大学教育を通じて習得した知識のみで、運転維持管理を行っている状況である。海外のドナーからの支援等により設備が導入されたときに行われる実作業を通じた教育訓練や、海外研修等が場当たりの行われているが、体系的な技術研修が欠如しており、電力の安定供給を確保するための実務に即した知識、技能が根本的に不足している。

我が国の無償資金協力「フリータウン電力供給システム緊急改善計画」で整備されるディーゼ



ル発電設備（出力 5 MW×2 台）の運転開始（2010 年初旬予定）、161kV のブンブナ送電線の運転開始（2008 年中と推定される）を想定すると今後、9.1 に示す作業標準を確実に遂行できる技術者及び技能工を計画的に育成することが、発電課、送配電課の緊急課題である。また、NPA の技術者は熟練者が多いため、大学での基礎知識も若干失われていることが想定されるため、電力系統設備の運転維持管理の知識、技能の技術移転にあたっては、基礎的な力学知識等を補足しながら進めていく必要があると考えられる。

### 9.3 電力設備に係る技術者及び技能工の人材育成

9.1 に示した「電力設備の運転維持管理（作業標準）」、9.2 に示した「NPA の技術職員の現状と課題」を踏まえ、NPA の技術職員に技術移転されるべき項目を洗出す。2010 年初旬には、我が国の無償資金協力「フリータウン電力供給システム緊急改善計画」で整備されるディーゼル発電設備（出力 5 MW×2 台）が運転開始されるため、これらの項目は早急に技術移転される必要がある。このディーゼル発電設備の運転・保守スケジュールを念頭におき、早い段階で実施する必要がある項目、タイムリーに行う必要がある項目を振分けて、人材育成計画を工程表という形で明確にする。

#### 9.3.1 技術移転項目

前述のように、NPA 発電課の技術者は、これまで体系的に技術研修を受けた実績が無い。また、2006 年末以降、自社 発電設備の運転維持管理も滞っていることから、作業標準に示した項目を、実際の運転維持管理と同時進行で、基本から確実に習得していくことが必要不可欠である。ディーゼル機関は、高圧、高温、高速運動と構成部材に対し、最も過酷な条件で運転されており、運転データをもとに適切な運転・保守管理を行わなければ、早期に致命的な損傷を起こすことは必至である。発電設備の運転維持管理に係る作業標準をもとに、運転維持管理業務にあたり NPA の発電課の技術者に技術移転されるべき項目を、表 9.3-1 に示す。

表 9.3-1 発電設備運転・保守主任技術者育成計画

担当課	技術移転項目	技術移転内容
運転課	運転操作	始動／停止手順
		発電設備の保護装置と作動確認
		摺合せ運転及び調整運転
		緊急停止方法とその条件
		休止時の処置
		機関の運転管理
		燃料系統の運転管理
		潤滑油系統の運転管理
		冷却水系統の運転管理
		始動空気系統の運転管理
	廃油設備の運転管理	
	運転データの管理	各種チェックシート、報告書作成
	循環流体管理	燃料油、冷却水、潤滑油管理
		流体在庫管理
		排水、廃棄物（残灰）の管理
	燃焼管理	噴射タイミング調整
		燃料噴射ポンプラックの調整
	運転操作要領書作成	各種要領書作成
	廃棄物管理要領書作成	各種要領書作成
不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領	

	運転予算立案	次年度予算の計上
維持管理課 及び計画課	定期点検計画の立案・実施	計画の立案・実施要領
	定期点検要領（事前／事後処置）	B点検要領
		D1点検要領
		D2点検要領
		D3点検要領
		E2点検要領
	スペアパーツ管理要領	
	定期点検各作業項目の実施要領	吸排気弁検査・摺合せ要領
		燃料噴射弁・ポンプ点検要領
		シリンダライナ点検要領
		ピストン・連結棒の分解点検要領
		揺腕装置・カム機構分解点検要領
		主軸及び基準軸受交換要領
		クランク軸の点検要領
ギヤ類の点検要領		
過給器分解点検要領		
カムギヤダンパー装置点検要領		
ガバナー装置点検要領		
その他機関付属装置点検要領		
各補機の定期点検要領	フィルター設備の分解点検要領	
	ピューリファイヤーの分解点検要領	
	ポンプ類の分解整備要領	
	コンプレッサーの分解整備要領	
	バルブ・計測器の点検要領	
各種補機の分解点検要領書作成	各種要領書作成	
定期点検要領作成	各種要領書作成	
保守予算立案	次年度予算の計上	
不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領	
運転課、維持管理課、 計画課の共通項目	基礎理論	ディーゼルサイクル理論
		シーケンス制御
		予防保全
		非破壊検査
		発電設備の自動制御
		発電設備の制御方式
	その他	ガバナーの構造と動作
	ピューリファイヤーの動作原理	
電気設備課	基礎理論	電圧、周波数管理
		シーケンス制御
		保護協調と整定
		自動電圧調整装置
	運転操作	発電設備のシーケンス制御
		発電設備の制御方式
		発電設備の保護継電器と整定
		同期投入手順
		発電設備の運転管理
		電圧、周波数の管理
	運転データの管理	各種チェックシート、報告書作成
	維持管理	同期発電機の点検整備
		遮断器盤の点検整備
		制御盤・同期検定盤の点検整備
		所内用変圧器点検整備
MCCの点検整備		
直流電源装置の点検整備		
保護継電器の性能検査		

	不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領
	各種工具・計測器の使用法	使用目的と使用方法
	その他	ガバナーの構造と動作
共通項目	発電設備の概要	機関の構造
		燃料系統の構成
		潤滑油系統の構成
		冷却水系統の構成
		始動空気系統の構成

[出所] 調査団

NPA 送配電課の技術者も、これまで体系的に技術研修を受けた実績が無く、作業標準に示した項目を、実際の運転維持管理と同時進行で、基本から習得していくことが必要がある。ブンブナ水力発電所が運転を開始すると、系統の保護協調、需給計画等については、根本的にこれまでの方針を見直していかなければならない。また、送配電課は、送配電設備の老朽化から、日々、度重なる故障復旧業務を強いられており、補修業務に対する適切かつ効率的な手順についても、習得する必要がある。送配電網の運転維持管理に係る作業標準をもとに、NPA の送配電課の技術者に技術移転されるべき項目を、表 9.3-2 に示す。

表 9.3-2 電力流通設備運転・保守技術者育成計画

担当課	技術移転項目	技術移転内容
運転課	運転操作	系統監視体制立案
		系統の運転/停止/切換操作手順
		故障時の処置
		系統の試充電手順
		力率改善
		負荷制限
	系統保護	主保護と後備保護
		保護協調と整定
		保護継電器の性能試験
		遮断器の動作試験手順
	廃油設備の運転管理	各種チェックシート、報告書作成
	運転データの管理	各種データの分析
	需給計画	発電設備の定期点検計画
		貯水池の使用計画
燃焼管理	電圧、周波数の管理	
	力率改善	
運転操作要領書作成	各種要領書作成	
不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領	
各種工具・計測器の使用法	使用目的と使用方法	
維持管理課 及び計画課	定期点検要領（事前／事後処置）	変圧器の点検整備
		架空送電線路の点検整備
		地中送電線路の点検整備
		遮断器盤の点検要領
		保護継電器の性能試験
		自動再閉路器の点検整備
		直流電源装置の点検整備
		アレスターの点検整備
		補修方法
	地中送電線路	
	巡視・点検要領	架空送配電線路
		地中送配電線路

		変電設備
		巡視・点検チェックシート作成
	運転・保守予算立案	次年度予算の計上
	不具合時のトラブルシューティング	不具合調査要領
共通項目	基礎理論	電圧、周波数制御
		シーケンス制御
		故障計算
		保護協調と整定
		自動電圧調整装置
	電力システムと安定性	
	各種工具・計測器の使用法	使用目的と使用方法

[出所] 調査団

電力システムの計画に係る業務は、経営企画部の系統計画課で行われているが、近年、NPA は開発計画を海外のドナーの援助に依存しており、NPA 内には、独自で電力系統計画を立案できる技術者が育成されていない。開発援助を受けるにあたっては、各ドナーの計画の整合性を NPA 自身で技術的観点から調整できる必要があるため、将来的には、電力系統計画を立案・評価できる技術者が必須である。特に、過負荷、老朽化と深刻な問題を抱える低圧配電網は、職員の技術レベルでは無く設備自体にも根本的な問題があり、この改善を行わない限り、計画的、安定的に運転維持管理を行うことは困難である。配電設備は膨大な量の設備から構成されており、限られた期間で調査を行う海外のドナーによる援助にも限界があるため、NPA 内に、自ら計画を立案できる技術者が必要であると考えられる。電力系統計画を立案できる技術者を育成するにあたり、技術移転されるべき項目を、表 9.3-3 に示す。

表 9.3-3 電力系統計画主任技術者育成計画

担当課	技術移転項目	技術移転内容
流通設備計画	現状分析	11kV 配電線単線接続図作成
		低圧配電線単線接続図作成
		11kV 配電線ルート図作成
		低圧配電線ルート図作成
		負荷特性調査
		運転記録分析（負荷・電圧分布把握）
		電圧降下・送電ロス分析
		他ドナーの開発計画
	需要予測	マクロ需要予測
		ミクロ需要予測
	配電計画	配電線の更新計画手法
		配電線の増強計画手法
		配電線の延伸計画手法
		配電線設計手法
		収益性評価
		電圧降下・送電ロス低減の検討
		力率改善設備の導入計画
電力系統解析	潮流計算	
	短絡要領計算	
	故障計算	
	安定度評価	
電源開発計画	現状分析	既存発電設備の現有能力・寿命評価
		負荷特性調査（年負荷持続曲線）
		他ドナーの開発計画
	需要予測	マクロ需要予測

電源開発のポテンシャル評価	水力発電所開発の可能性評価
	火力発電所開発の可能性評価
電源開発計画の立案及び評価	各種電源特性の分析
	各開発計画の固定費・可変費の算出
	ベストミックスの検討（スクリーニング法）
	運用の自由度評価
	最適配置の検討
	建設期間の検討
	開発計画のフレキシビリティ評価

[出所] 調査団

### 9.3.2 人材育成のスケジュール

NPA は、2007 年末に自社の発電設備の運転維持管理が滞って以降、運転維持管理能力が低下していることが懸念される中、2010 年初旬には新たな設備の運転開始が差し迫っている現状にある。そのため、NPA の発電課へのディーゼル発電設備の運転維持管理に関する技術移転が緊急課題となっている。一方で、電力系統の運転維持管理、将来計画の立案等、自立持続的に電力事業を行う上で、基本となる能力の総合的な開発の必要性も確認される。これらの状況を勘案し、表 9.3-4 に示す人材育成計画を立案した。

#### (1) 発電設備の運転管理に関する技術移転の緊急性

ディーゼル発電設備の運転維持管理技術は一朝一夕に習得できるものではなく、設備に対する深い理解と経験が必要である。2010 年初旬には新たな設備の運転が開始されることから、実際の運転維持管理業務とその管理技術の習得を同時進行で行う必要がある。表 9.3-4 中、運転が開始されるディーゼル発電設備の定期点検周期を上部に示し、それに合せて人材育成計画を立案した。ディーゼル発電設備の運転維持管理技術に関する能力開発は緊急課題であるため、2010 年度の開始とともに「長期専門家（発電設備の運転管理計画）」から技術移転を行う必要がある。表 9.3-4 中、赤で示した工程は、ディーゼル発電設備の運転維持管理技術に関して、緊急で能力開発を図る項目である。濃い赤で示した工程が、専門家の派遣計画である。

「シ」国のような開発途上国の場合、近隣国の保守整備業者等に業務委託することが困難であり、実際の作業を全て直営で行わなければならない。そのため、ディーゼル機関に対する深い理解と経験を要する、定期分解点検時の内部状況の診断まで自らで実施することが要求される。この保守に関する技術知識、技能の習得に関しては、機関の運転操作を理解し、運転状態をイメージできることが前提条件である。NPA の発電課の現状を考えると、同設備に対する運転操作を確実に習得することが第一の課題と考えられる。よって、負荷特性が変わる乾季と雨季を通じた運転管理を確実に習得するため、初年度は運転操作にかかわる技術移転を行う計画とした。しかしながら、初年度に関しても、表 9.3-4 の上方に示すように、4,000 時間毎、8,000 時間毎の点検周期が訪れるため、「短期専門家（機関定期点検実施計画）」を短期的に派遣し、維持管理にかかわる技術移転を行う計画としている。また、ディーゼル発電設備にも、同期発電機、遮断器盤等、電気設備が含まれるため、表 9.3-4 に示すように、「短期専門家（ディーゼル発電機の電気設備運転管理計画）」による技術移転が必要である。

#### (2) 発電課及び送配電課の総合的な技術力向上の必要性

NPA では体系的な技術研修が実施されておらず、ディーゼル発電設備の運転維持管理、電力流

通設備の運用、電力系統の将来計画等に関する技術力が根本的に不足している。これらに関する能力開発を目的とした技術協力の必要性が極めて高い。電力系統の運転維持管理、将来計画の立案等、自立持続的に電力事業を行う上での基本となる能力の総合的な開発を目的とした技術協力を、表 9.3-4 中、青の工程で示した。同表中、濃い青で要員派遣計画を示す。

#### 1) 発電設備の保守点検技術の移転

維持管理技術については、内燃機関、設備の運転状態に関する深い理解が必要であり、NPA の発電課の現状を考えると多くの課題が存在する。ディーゼル機関の保守については、定期分解点検が主たる業務である。機関の定期分解整備は、シリンダヘッド開放、ピストン・連結棒拔出し、主軸ベアリング交換等、設備が大型な上、高い管理技術を要する作業から構成される。これらの作業には、天井クレーン、油圧ポンプ等を用いる作業も含まれ、安全管理技術の移転も必要なことから、一つ一つ確実にを行っていく必要があり、維持管理については若干長い期間が必要である。表 9.3-4 に示すように、「機関運転・保守主任技術者育成」要員を定期分解点検整備のタイミングに合わせて派遣することにより、効率的に技術移転を図る必要がある。

しかしながら、現地で行われる年数回の分解点検整備で移転される技術は限られている。よって、現地で分解点検整備の実務を通じて技術移転を図り、ある程度の能力が開発された後、本邦のメーカー工場、第三国のディーゼル設備補修業者の整備場等で、短期的かつ集中的に技術移転を図ることが効果的と考えられる。よって、主軸受の点検等、点検作業の難易度、重要度が高くなる 16,000 時間毎の点検前に日本国内のメーカーの工場で維持管理技術講習会等を開催し、技術移転を行うことが有効である。表 9.3-4 に示すように、D2 点検、D3 点検、E2 点検の前に、それぞれ 1 回ずつ設けている。32,000 時間（4 年間）で機関の定期点検は 1 周期終了するため、そこまでを技術移転期間としている。

#### 2) 電力流通設備の運転維持管理に関する技術移転

電力流通設備については、ブンブナの 161 kV ラインが運転開始するため、これまでの運用を大きく見直す段階にあり、既存設備の運用状態を改善しつつ、保護方式、制御方式を新しい状況に適合させていくことを支援する必要がある。加えて、NPA の電力系統は老朽化のため、多くの不具合が発生しており、適切な補修方法を技術移転することも必要である。これに対し、表 9.3-4 に示すように、「電力流通設備運転主任技術者育成」要員、「電力流通設備主任技術者育成」要員を派遣する計画としている。「シ」国の電力系統については比較的規模が小さいので、現状の設備に対する運転維持管理技術については比較的早い段階で移転を図り、電力系統に内在する根本的な問題を解消するため、送配電網の更新、増強計画の立案（電力系統計画）に関する能力開発に着手する必要がある。

#### 3) 電力系統計画に関する技術移転

電力系統の将来計画については、表 9.3-4 に示すように、「電力流通設備計画主任技術者育成」要員、「電源開発主任技術者育成」要員を派遣する計画としている。電力流通設備計画主任技術者育成については、NPA の送配電網、特に、低圧配電網については、老朽化、電圧降下、過負荷等多くの問題を抱えており、これらの改善を支援しながら、技術移転を図っていく必要がある。過負荷エリア、電圧降下が著しいエリアの洗出しから着手する必要があるが、低圧配電網は設備量が膨大であるため、ディーゼル発電設備の維持管理と同様、技術移転に比較的長い期間が必要と

なる。

電源開発計画については、「シ」国の現在の需要をまかなえる出力を有する、ブンブナ水力発電所運転開始後も、乾季については容量が不足する見込みである。よって、ディーゼル機関の維持管理技術の習得が進むにつれ、電源開発計画に係る技術も移転する必要がある。電源開発主任技術者育成についても、早い段階で着手することが望ましいが、NPA の発電課の主任技術者クラスの人材も限られているので、ディーゼル発電設備の維持管理技術移転を最優先する必要がある。NPA において、設備の将来計画立案は経営企画部の系統計画課で実施されている。しかしながら、将来計画については非常に重要な業務であり、それを担う人材育成にあたっては、現在、系統計画課に所属する人員にとらわれず、NPA と協議をしながら、適切な人材選定を行う必要がある。

電源開発計画に関しては、各設備の制御方式、保護方式等の整合性は NPA で精査していく必要があるが、電源開発計画は大規模な事業であるため、エネルギー水資源省（Ministry of Energy and Water Resources : MEWR）と連携しながら計画を進める必要がある。電源開発計画は、表 9.3-3 に示すように、負荷特性、各発電設備の特性を理解し、既設設備の評価を行うというように技術的な専門知識を必要とするため、MEWR 側にも計画の骨子については理解できる人材を確保する必要がある。

表 9.3-4 人材育成計画

- : 要員派遣期間
- : 各工程の実施期間
- : 要員派遣期間
- : 各工程の実施期間
- : 日本における研修期間
- ★ : 運転開始
- ▲ : B点検 (4,000時間毎)
- ▲ : D1点検 (8,000時間毎)
- ▲ : D2点検 (16,000時間毎)
- ▲ : D3点検 (24,000時間毎)
- ▲ : E2点検 (32,000時間毎)

	2009年				2010年				2011年				2012年				2013年				2014年							
	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q	1Q	2Q	3Q	4Q				
日本の無償資金協力で供与されるディーゼル発電設備																												
コンサルタントによる技術指導																												
メーカーによるOJT																												
<b>発電設備の運転操作を確実に習得する期間</b>																												
<b>長期専門家(発電設備の運転管理計画)</b>																												
運転操作																												
運転データの管理																												
循環流体管理																												
運転要領書作成																												
廃棄物管理																												
定期点検要領書作成																												
不具合時のトラブルシューティング																												
その他																												
<b>短期専門家(機関定期点検実施計画)</b>																												
B点検実施要領指導																												
D1点検実施要領指導																												
<b>短期専門家(電気設備運転管理計画)</b>																												
運転操作																												
保守管理																												
運転データの管理																												
その他																												
<b>技術協力プロジェクト</b>																												
<b>機関運転・保守主任技術者育成</b>																												
基礎理論講習																												
燃焼管理																												
循環流体の性状評価																												
定期点検作業計画立案・実施																												
定期点検の各作業項目実施要領習得																												
定期点検要領書作成																												
定期点検の各作業項目実施要領書作成																												
運転・保守予算計上																												
本邦研修(機関オーバーホール要領)																												
<b>補機保守管理技術者育成</b>																												
各補機の分解点検整備要領																												
各補機の分解点検整備要領書の作成																												
<b>発電設備に係る電気主任技術者育成</b>																												
基礎理論講習																												
電気設備の維持管理																												
補修手法																												
巡視・点検実施要領																												
運転・保守予算計上																												
各種工具・計測器の使用方法																												
<b>電力流通設備運転主任技術者育成</b>																												
基礎理論講習																												
運転操作																												
系統保護																												
運転データの管理																												
需給計画																												
系統管理																												
各種工具・計測器の使用方法																												
<b>電力流通設備保守主任技術者育成</b>																												
電気設備の維持管理																												
補修手法																												
巡視・点検実施要領																												
運転・保守予算計上																												
各種工具・計測器の使用方法																												
<b>電力流通設備計画主任技術者育成</b>																												
現状分析																												
需要予測																												
配電計画																												
電力系統解析																												
<b>電源開発計画主任技術者</b>																												
現状分析																												
需要予測																												
電源開発のポテンシャル評価																												
電源開発計画の立案及び評価																												

[出所] 調査団



### 9.3.3 第三国研修

送配電設備については、高い信頼性を要求される変電設備、膨大な量の送配電線路、支持物等から構成されるため、適切な知識及び技能を修得し、業務に従事することが要求される。特に、NPA等、開発途上国の電力会社の場合、補修作業等を直営で実施するため、送配電設備の運転維持管理に従事する職員は、知識だけでなくその作業手順を適切に習得しておく必要がある。これらの知識及び技能は、実作業を通じた訓練（On-the-Job Training）に入る前に、研修センター等で体系的に講義、作業訓練を受けることにより効率的に習得される。「シ」国の近隣諸国の中で、比較的信頼性の高い電力事業が運営されている、ガーナ電力公社の研修センターを訪問し、NPAの送配電課 技能工職員の受入れについて、その実現可能性を評価した。

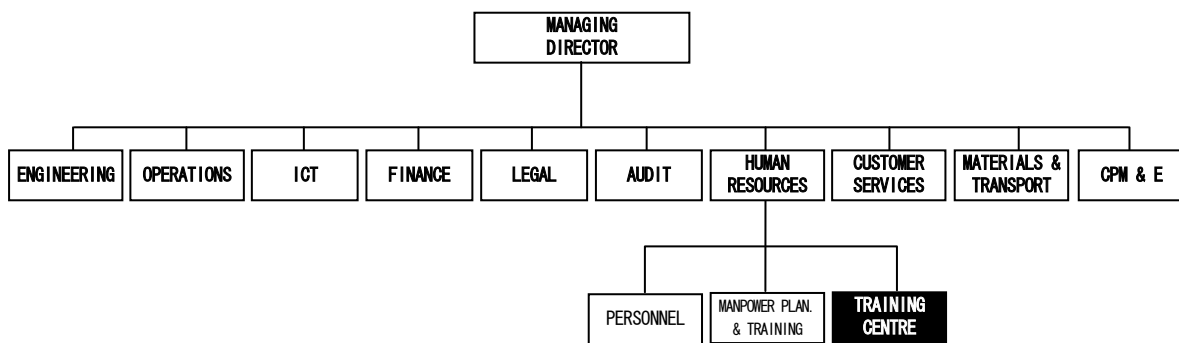
ガーナ国の電力系統は、表 9.3-5 の体制で運営が行われている。ECGの管理する電圧階級は33kV、11kV、及び低圧階級であり、同じ電圧階級の設備を運営するNPAの送配電課 技能工が技術を習得するのに、適切な受入れ先であると考えられる。

表 9.3-5 ガーナ国における電力系統の運営体制

部門	会社	電圧階級
発電	ボルタ河公社 Volta River Authority : VRA	—
送電	ガーナ送電公社 Ghana Grid Company : GRIDCO	161 kV、69kV
配電	ガーナ電力公社 Electricity Company of Ghana : ECG 北部地域配電公社 Nothem Electricity Department : NED	33 kV、11kV、及び低圧

[出所] 調査団

ECGは図 9.3-1 に示す組織体制となっており、職員の能力開発は人事部に所属する研修センターが担っている。



[出所] 調査団

図 9.3-1 ECGの組織図

研修センターには7人の常勤の技術インストラクターが所属している。各常勤インストラクターの学歴、実務経験年数、担当課目を表 9.3-6 に示す。送配電設備の運転維持管理にかかわる知識及び技能を適切に技術移転する上で、十分な能力を有することが確認された。常勤で業務を行っているのはこの7名であるが、受講者数が増加しこの人員で対応できない場合は、同等の能力を有する ECG の技術職員を非常勤講師として対応している。ガーナ国において、技術系業務に従事する場合、表 9.3-7 に示す学歴を積むことになる。

表 9.3-6 常勤インストラクター詳細

No.	項目	内容
1.	学歴	大学院 電気・電子工学研究科
	実務経験年数	19年
	担当課目	電力系統、電力系統運転シミュレーション
2.	学歴	高等工業専門学校 Part IV Full Technical Certificate
	実務経験年数	9年
	担当課目	送配電網の運用
3.	学歴	高等工業専門学校 Part IV Full Technical Certificate
	実務経験年数	11年
	担当課目	配電技術
4.	学歴	高等工業専門学校 Part II 電気部門
	実務経験年数	17年
	担当課目	安全対策及び処置
5.	学歴	高等工業専門学校 Part IV Full Technical Certificate
	実務経験年数	9年
	担当課目	変電設備の建設及び運転維持管理
6.	学歴	高等工業専門学校 Part III 電気部門
	実務経験年数	9年
	担当課目	送配電線路の建設及び運転維持管理
7.	学歴	High National Diploma
	実務経験年数	4年
	担当課目	架空電線路の建設及び運転維持管理

[出所] ECG 研修センター

表 9.3-7 ガーナ国における技術系学歴

大学課程		専門学校課程	
小学校	Elementary School		
中等学校	Junior Secondary School		
高等学校	Secondary School		
大学	University	工業専門学校	Technical School
大学院	Graduate School	高等工業専門学校	Polytechnical School
		Part I	
		Part II	
		Part III	
		Part IV	Full Technological Certificate

[出所] 調査団

技術研修コースとしては、表 9.3-8 に示すカリキュラムのみが常設されている。このコースは、ECG の送配電部門の技能工として従事する新入社員に実施される研修であり、表 9.3-8 のカリキュラムを 10 ヶ月で受講した後、12 ヶ月間の実作業を通じた訓練 (On-the-Job Training) が実施される。実作業を通じた訓練後、再び研修センターで 2 ヶ月間の最終評定が行われ、合格すると ECG の送配電部門の職員として業務に従事することができる。大学の電気工学科を卒業した新入社員に対し

では、オリエンテーション研修のみが実施され、技術研修は実施されていない。

表 9.3-8 技術研修コース




種別	課目
講義	架空送配電線路装柱手法 地中送配電線路敷設手法 変電設備 送配電線の運用 機械加工手法 配電技術
実習	低圧ケーブル接続 11kV ケーブルの接続及び端末処理 33kV ケーブルの接続及び端末処理 変電設備保守の基礎 送配電網の運用の基礎 需要家メーターの取付け 架空送電線路の装柱 柱上変圧器の据付及び保守 架空送電線に係る作業の安全対策 建柱手法

[出所] ECG 研修センター

研修センターの施設概略を表 9.3-9 に示す。電力設備運転シミュレーター等、電力系統の構造、系統保護設備を理解する上で非常に有効なシステムが確認された。変電設備実習教室、ケーブル端末処理及び補修実習教室等の設備が、若干、老朽化していたが、基礎的な技術研修を受講したことがない、NPA の送配電課 技能工として従事する職員に対しては、十分な機能を有していると考えられる。表 9.3-8 に示した研修内容については、ECG では 10 ヶ月で実施されているが、効率化を図り、できるだけ早く現場に復帰できる形が望ましい。例えば、ケーブルジョインターについてはケーブルに係る研修項目を重点的に、ラインズマンについては架空線に係る研修項目を重点的に行うことで、効率的に実務に即した技術移転が図れると考えられる。研修時機については、実務上、雨季に不具合が多く、業務負荷が高いため、乾季（12月～4月）に行う必要がある。また、研修センターの敷地内に研修生用の寮があり、遠方からの受講者にも対応できる施設を有している。

設備面、インストラクターの知識及び技能面でも、大学の電気工学課程を卒業し、送配電設備の更新・増強・延伸を計画、実施していく電気主任技術者として育成すべき人材の研修機関としては不十分であるが、送配電設備の運転維持管理の実作業に従事する技能工の育成に関しては、ECG の研修センターは最適な施設と言える。

表 9.3-9 研修センター内の各施設

	
<p>研修センターの入口</p>	<p>装柱実習場</p>
	
<p>実習棟</p>	<p>教室棟</p>
	
<p>ケーブル端末処理・補修実習場</p>	<p>講義室（中）</p>
	
<p>電力系統シミュレーター</p>	<p>研修生用の寮</p>

## 10. 結論と提言

### 10.1 結論

ウェスタンエリアにおける今後の電力需要の増加に対応し、安定かつ信頼性の高い電力供給を行なうため、2025年までの間に以下の10.1.1、10.1.2に示す電力供給施設の更新・拡張を行なうことが推奨される。また、電力供給設備の建設に伴う設備投資に対応し、NPAが独立した事業体として存続するために、以下の10.1.3に示す電気料金体系を導入することを提案する。

#### 10.1.1 電源開発計画

高速ディーゼル発電設備、中速ディーゼル発電設備及びYiben-I水力発電所を、表10.1-1に示す年次、発電容量で開発する。その場合の設備投資額は表10.1-2に示す通りであり、総額は約268百万米ドルである。

表 10.1-1 電源開発計画（水力主体シナリオ）

Unit: MW

Year	High-speed Diesel (MW) (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (MW) (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (MW) (20.5MW/unit)	Annual Total (MW)
2010	5.4			5.4
2011		8.28		8.3
2012	1.8			1.8
2013	5.4			5.4
2014	3.6			3.6
2015	1.8	8.0		9.8
2016		8.0		8.0
2017		8.0		8.0
2018		8.0		8.0
2019	(-18.0)		61.5	61.5
2020				0.0
2021				0.0
2022				0.0
2023				0.0
2024				0.0
2025				0.0
<b>Total</b>	<b>18.0</b>	<b>40.3</b>	<b>61.5</b>	<b>119.8</b>

表 10.1-2 電源開発に係る設備投資費用

Unit : million USD, expressed in Y2009 price

Year	High-speed Diesel (1.8MW/unit)	Mid-speed Diesel (8.0MW/unit)	Yiben-I Hydro (20.5MW/unit)	Annual Investment Cost	Cumulative Investment Cost
2010	2.48	3.01		5.49	5.49
2011	0.00	12.03		12.03	17.52
2012	0.83	0.00		0.83	18.35
2013	2.48	0.00		2.48	20.83
2014	1.66	2.76		4.42	25.25
2015	0.83	13.80		14.63	39.87
2016	0.00	13.80	28.44	42.24	82.11
2017	0.00	13.80	66.35	80.15	162.26
2018	0.00	11.04	66.35	77.39	239.66
2019	0.00	0.00	28.44	28.44	268.09
2020	0.00	0.00		0.00	268.09
2021	0.00	0.00		0.00	268.09
2022	0.00	0.00		0.00	268.09
2023	0.00	0.00		0.00	268.09
2024	0.00	0.00		0.00	268.09
2025	0.00	0.00		0.00	268.09
<b>Total</b>	<b>8.28</b>	<b>70.23</b>	<b>189.58</b>	<b>268.09</b>	

#### 10.1.2 配電網更新・増強・延伸計画

配電網更新・増強・延伸については、2025年までの計画期間を5年毎にフェーズ分けし、表10.1-3に示すプロジェクトを実施する。設備投資額は総額で約172百万米ドルである。本マスタープランでは、WAPPの国際連系送電線及び「シ」国の全国送電網を考慮していないが、将来これらの送電線が実現してウェスタンエリア送配電網に接続された場合には、新たな系統構成にて電力系統解析を実施し、以下に示した配電網更新・増強・延伸計画を見直す必要がある。

表 10.1-3 配電網更新・増強・延伸計画

No.	Project Packages	Major Components	Target Year	Cost (10 <sup>6</sup> US\$)
<b>Phase-I (from 2010 to 2015)</b>				
1	Rehabilitation of 11 kV and Improvement of 33 kV System	1) Improvement of 33 kV system at Kingtom P/S	2012	25.6
		2) Construction of 33 kV line from Kingtom to Falcon Bridge S/S (about 2 km)		
		3) Construction of 33 kV line from Kingtom to Blackhall Road P/S (about 4 km)		
		4) Construction of 11/33kV Substation at Falconbridge S/S		
		5) Rehabilitation of 11 kV switchgears		
2	Construction of 33 kV System in Goderich and Jui Area	1) Construction of 33 kV line from Wilberforce S/S to Goderich S/S (about 7 km)	2014	35.4
		2) Construction of 33 kV line from Wellington S/S to Jui S/S (about 13 km)		
		3) Construction of Goderich and Jui S/S		
		4) Improvement of 11 kV lines and extension of LV system		
3	Improvement of 11 kV Distribution Facilities	1) Replacement of old 11 kV transformers (more than 40 years)	2015	30.0
		2) Replacement of old 11 kV transformers (more than 30 years)		
		3) Rehabilitation of existing 11 kV facilities		
		4) Promote new customer connections around Goderich and Jui S/S		
<b>Sub-total</b>				<b>91.0</b>
<b>Phase-II (from 2016 to 2020)</b>				
1	Construction of 33 kV System in Lumpa and Tombo Area	1) Construction of Lumpa S/S and 33 kV line from Jui S/S to Lumpa S/S (about 15 km)	2017	33.7
		2) Construction of Tombo S/S and 33 kV line from Lumpa to Tombo S/S (about 17 km)		
		3) Electrification around Lumpa and Tombo S/S		
2	Expansion of 33 kV System and Improvement of Network	1) Installation of 161/33 kV transformer (60/80 MVA, OLTC with AVR) at Freetown S/S	2020	31.4
		2) Construction of 33 kV line from Goderich S/S to York town (29 km)		
		3) Rehabilitation of 11kV trunk lines and electrification		
<b>Sub-total</b>				<b>65.1</b>
<b>Phase-III (from 2021 to 2025)</b>				
1	Expansion of Distribution Network	1) Construction of 33 kV line from Lumpa S/S to Fogbo town (about 16 km)	2025	16.3
		2) Construction of 33 kV lines from York S/S to Tombo S/S (about 20 km)		
		3) Extension of 11kV lines and electrification		
<b>Sub-total</b>				<b>16.3</b>
<b>Grand Total</b>				<b>172.4</b>

### 10.1.3 電気料金の改定

電源開発シナリオを水力主体シナリオとし、ブンブナ水力からの電力購入単価が 7¢ /kWh である場合に、NPA がマスタープランで策定された設備投資を行なっても財務的に持続可能とするためには、表 10.1-4 に示す通り平均電気料金を 27¢ /kWh とする必要がある。

表 10.1-4 電気料金改定案

分類	区 分	旧料金 (2008.12 以前)		推奨料金
		Le/kWh	US ¢ /kWh	US ¢ /kWh
家庭用	0-30kWh	373	11.7	23
	31-150kWh	533	16.8	
	Above 150kWh	709	22.3	
商業用	0-30kWh	651	20.5	34
	31-150kWh	781	24.6	
	Above 150kWh	846	26.6	
産業用	All units	941	29.6	28
平均	—	816	25.7	27

[備考] 1US\$ = 3,179 Le

[推奨料金算定的前提条件]

- 電源開発シナリオ：水力主体シナリオ
- プンプナ水力からの電力購入単価：7 ¢ /kWh
- System Loss：2009年の40%から2025年には15%に改善
- Collection Rate：2009年の70%から2025年には95%に改善
- 長期債務：NPAが返済を継続すると仮定

## 10.2 提言

### 10.2.1 電源開発への民間活力導入に係る提言

財政難の「シ」国政府にとって、プライオリティが高い電力セクターであっても、電力設備投資に資金を割くのは困難である。また、ドナーの支援だけでは増加する電力需要に対して投資を行うのに不十分である。更に技術的なノウハウや効率的な経営等、急速に世界水準に達するには、資金とともに時間がない。従って、マスタープランで策定した「シ」国の電力開発計画を実現してゆくためには、民間活力を導入する必要性が非常に高い。具体的には IPP の導入や NPA の民営化に際して、外国企業を含む民間の参入がテーマとなる。ただし、NPA の民営化は NCP の長期戦略とはなっているが、現実には慢性赤字で、政府の支援を必要とし、また技術的にキャパシティビルディングを必要とするように、民営化する前に解決しなければならないことが山積みで、民営化するとしても長期的将来のことと考えられる。

既に発電分野においては、緊急発電（レンタルパワー）のため民間発電会社が参入しているが、今後も民間企業の力を導入する必要性は高い。今後、「シ」国において民間活力導入を円滑に進めるには、以下の条件整備が必要である。

- 法制度の確立

民間導入を問題なく行うためには法規制を拡充して投資環境を整備し、民間も安心して参入できるようにする必要がある。もちろん、公共の独占から民間の独占に変わるだけでは困るので、競争政策を基盤として、次に述べるプロセスの法規制も必要となる。契約や実施、罰則等を規定する。

- 透明・公平な導入プロセスの確立

公平な競争を可能にする透明な公募・入札等のプロセスを確立する必要がある。また、これらのプロセスを監視、監督する独立規制機関の設立が不可欠である。

- 政府と民間の役割・リスク分担の明確化

プロジェクトの打ち切りや停滞がないように成功裏に完了させるには、政府と民間の役割、特にリスク負担について適切に設計する必要がある。民間を優遇し過ぎると、政府

の負担過多になる恐れもあるし、逆に民間にリスクを押し付け過ぎると参入がなくなる恐れもあり、バランスが必要である。過去の優良事例の研究や適切なアドバイザーのコンサルティングが必要となろう。

- 投資促進施策

民間が参入する電力プロジェクトに対する政府保証、優遇税制、外資出資比率制限の撤廃等、民間投資を促進する施策を実施する。「シ」国では、2007年5月に投資・輸出促進機構（SLIEPA：Sierra Leone Investment and Export Promotion Agency）が設立され、投資家の誘致、広報活動を行っていることから、財務経済開発省、エネルギー水資源省とSLIEPAが連携して、電力セクターへの投資促進をより一層進めることが望まれる。

公共事業への民間活力導入の事例として、PPP（Public-Private Partnership）導入の標準的なプロセスを示すと図 10.2-1 のとおりである。

一方、民間導入には注意も必要で、既にレンタルパワー導入では随意契約で高いコストとなった例もみられ、上記のような競争的プロセスが必須である。IPP 導入が行われたインドネシアやフィリピンでは、導入後に問題が発生している。例えばフィリピンでは、1990年代の電力不足に対応するため政府は IPP を導入したが、電力小売料金よりも高い価格で IPP と電力売買契約が締結されたため、国営電力会社（National Power Corporation：NPC）と清算事業団（NPC の分割民営化の前に NPC の多額の負債と IPP 契約費用を処分するために設立された Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation：PSALM）を今なお続く膨大な負債で苦しめている。そのため、電力消費者に universal charge を課しているが、それが増額される可能性があり、消費者への負担転嫁となっている。

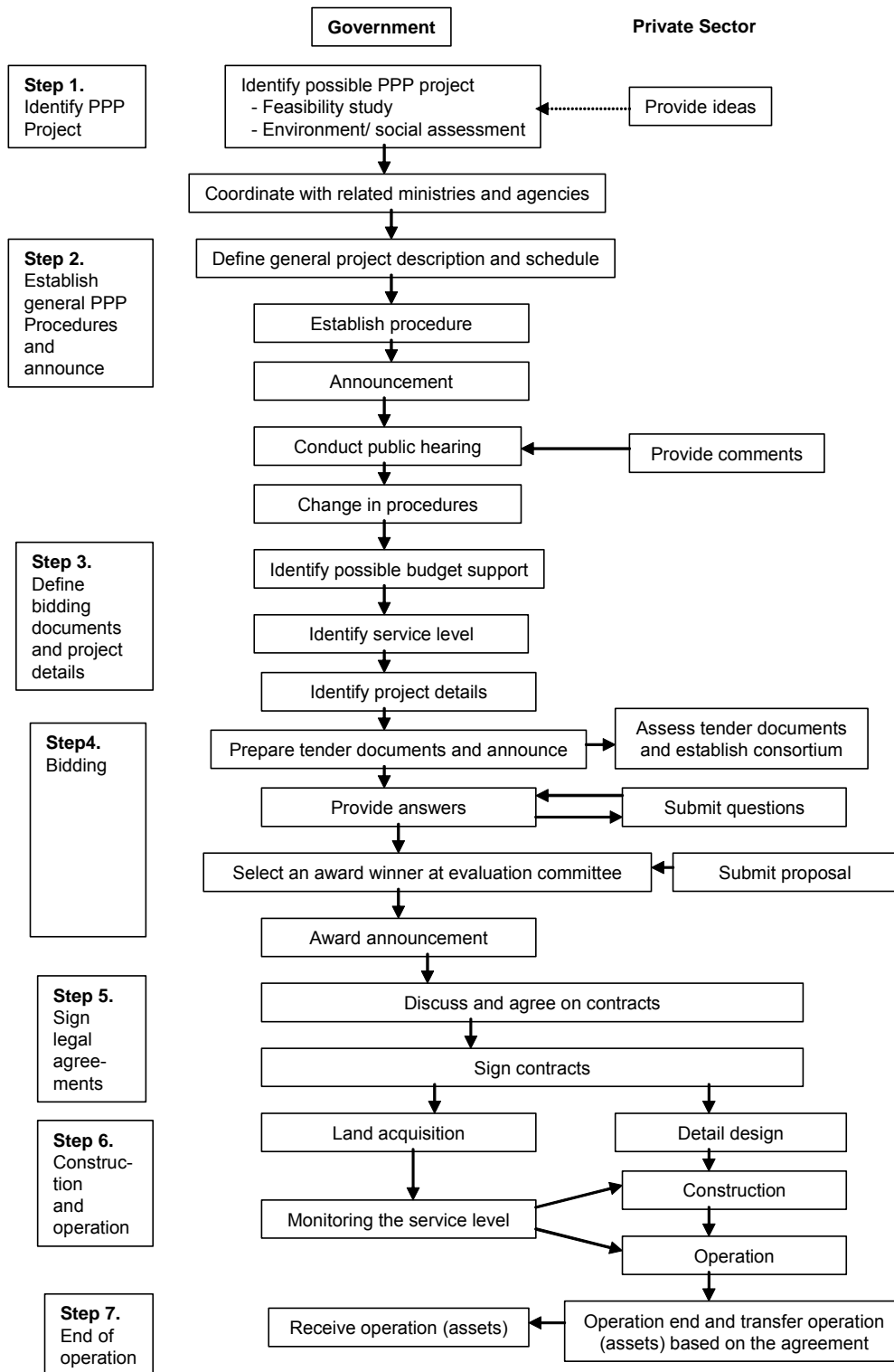
電力のような独占事業に近いプロジェクトの場合、政府と事業主体との料金交渉は次のような式によって行われることがある。

$$\text{料金値上げ率} = \text{CPI（消費者物価指数増加率）} - \alpha$$

ここで  $\alpha$  は生産性向上目標で、この  $\alpha$  を政府と事業主体とで交渉し、適切な料金となるようにする方法である。

NPA の民営化についてはかなり先のこととなり、それまでに財務的には黒字化を達成するとともに技術的に維持管理できるように人材育成等を行う必要がある。NPA が独立公共事業体として確立できるようになってから、その民営化及び分割を再検討する必要があるだろう。現在 NCP の戦略では NPA を発電・送電・配電に分割して民営化することが長期路線となっているが、NPA が自立できるようになった時点で、どのように民営化すべきかを再度考慮することが考えられる。西アフリカの国際連系送電線（WAPP）ができるような時点では、国際競争力なども必要と考えられ、シエラレオネの電力セクターとして望ましい姿をその状況で検討することが必要となるであろう。世界の中では、必ずしも分割民営化していない例もあり、拙速に現在決める必要はない。





[出所] JICA, “Public-private Partnership (PPP) Program for Cairo Urban Toll Expressway Network Development”, March 2006

図 10.2-1 標準的 PPP 導入プロセス

## 10.2.2 送配電系統に係る提言

### (1) 161 kV ブンブナ送電線

将来のウェスタンエリアへの電力供給は、ブンブナ、Yiben 等の水力発電所に大きく依存することとなるが、これらの発電所から首都圏への送電ルートは 161 kV-1 回線のブンブナ送電線のみである。従って、同送電線に事故が発生し水力発電所からの電力供給が停止すると、「6.4 章 6) 周波数計算、7) 安定度解析」に示した通り、送電線事故時に Kingtom 系統に接続して稼働中のディーゼル発電機出力に見合うまで負荷を制限せざるを得ない。ブンブナ送電線は延長約 205km と長距離であり、事故発生、線路停止となる確率が高い。仮にこのような事態が発生すれば、首都圏の機能は大きな打撃を受けることとなる。これを回避するために、早急に以下の対策を実施することが推奨される。

- 1) 国際連系送電線を首都圏の配電網に連系する。新設変電所の位置は、既存 161 kV 送電線が脱落しても首都圏へ電力供給可能で、将来の給電指令所の建設が容易で環境に悪影響を及ぼさない場所が望ましい。これらを総合的に勘案すると Lumpa が推奨される。  
推奨する公称電圧 230 kV 送電線のルートとしては、Mano – Kenema – Bo – Mokango – Lumpa が考えられるが、将来の道路計画、需要想定及び自然保護区への影響等を総合的に検討する必要がある。
- 2) ブンブナ送電線事故時の負荷制限が迅速に行われなければ、Kingtom 系統に接続しているディーゼル発電機も系統から脱落することとなり、ウェスタンエリア電力系統全体が崩壊する恐れがある。送電線事故による停電範囲を最小とするためには、主要変電所で速やかに負荷制限を実施しなければならないが、このためには事前潮流状態監視、ブンブナ送電線事故情報伝送、事故発生後の負荷制限計算、及び負荷制限制御機能を有する事故波及防止装置を設置することが推奨される。また、事前に各変電所における負荷 (Feeder) の優先順位を決定しておく必要がある。

### (2) ループ系統の運用

ウェスタンエリア電力系統においては 11kV 以上の系統はループ運用を基本とした設備構成を指向されているため、系統が多重ループを組み複雑な系統となっている。ループ系統は N-1 事故発生時においても健全な送電ルート側から受電し停電を回避できるというメリットがある反面、電力系統の潮流状態把握が困難になるというデメリットがあり、ループ系統では放射状系統に比べると系統運用者・設備計画者に対してより高い技術力が求められる。

ループ系統の利点を生かすためには、事故時の潮流変化に対応可能な系統を構築する必要がある。このためには、事前にループ上における基幹配電線路毎に十分な系統解析を実施し、負荷パターン毎の配電系統を決定する必要がある。また、ループ運用には既存設備の改造 (周波数継電器等の設置) を伴う点に留意する必要がある。更に、系統運用者および設備計画者に対する教育の充実や、系統運用・設備計画業務をサポートする支援システムの導入が必要であると考えられる。

### 10.2.3 環境社会配慮に係る提言

#### 10.2.3.1 今後のフィージビリティスタディーや事業実施時の留意点

本マスタープランは、今後の電力開発、配電網の更新、増強、延伸の計画を提示しているが、次段階のフィージビリティスタディーや事業実施時に必要な環境社会配慮上の留意点を要約する。

##### (1) 非自発的住民移転回避

政府の移転費用用意能力が低いと、送配電線については、ルートや鉄塔・電柱の位置や高さを工夫する、ダムや発電所については建設位置を注意深く検討することにより、移転を極力回避する必要がある。

##### (2) 環境調査

ウェスタンエリアには、森林保護区やマングローブ湿地があり、絶滅危惧種が存在する可能性があることから、保護区や生態系に関する更なる調査を行い、現状を明らかにして、緩和策を検討する必要がある。また、新たなダム建設に関していえば、地方部の環境データがほとんどないため、早い段階からフィールド調査を行い、基礎データを揃える必要がある。

##### (3) 十分な調査時間・予算

「シ」国には信頼できるデータが少ないことから、既存データのみには頼ることはできない。今後、移転のためには人口や正確な地図情報、環境保護のためには保護地区や生態系情報などが必要であるが、そのため、フィールドに赴き、データを収集して分析する時間と予算を組んでおくことが必要である。

##### (4) 森林課や NGO との協調

農業食糧安全保障省の森林課では、ドナー支援の下に WAFR の保護プロジェクトを実施しており、一部での再植林計画もある。ウェスタンエリア内のプロジェクト実施時には、最新情報を得ることが必要である。また、現地の環境 NGO は、活動を通じて政府より保護区や生態系についての詳細な情報を得ている場合が多いので、適宜情報を得て、協力することが必要である。

#### 10.2.3.2 NPA の社会環境配慮に向けた提言

##### (1) 現在の NPA の社会環境配慮体制

今後新たなプロジェクトを実施していくには環境社会配慮が求められるが、NPA には組織的・制度的な仕組みがない。また、NPA の活動を監視、管理するための環境マネジメントシステムもない。環境社会問題に取り組む担当部や課がないために、技術部安全課の安全専門家が環境担当職員、営業部長が社会/住民移転担当職員として任命されている。この 2 名の職員以外に、環境社会問題に関わっている職員はいない。

環境部課がないために、何か問題が発生した時には、この 2 名の職員は副総裁と対策を話し合っている。

環境社会問題に組織として取りくむ制度がないために、予算も付いていない。活動に予算が必要な場合は総裁に予算申請することになっているが、NPA の脆弱な財務体質のため、

予算の確保は困難である。

この2名の職員は環境社会問題に対応するための十分な経歴がなく、NPAによる研修制度もない。そのため、実際の仕事を通じて必要な知識を学んでいる。

環境担当職員は、環境担当の初の仕事として、世界銀行による資金でドイツのコンサルタントが2004年に実施したキングトム発電所環境調査を支援した。同年、世界銀行のパワー&ウォータープロジェクトの一部である33KV線のEIAを作成したガーナのコンサルタントの調査に参加した。2008年には少水力発電の簡単なEIAを作成した。これが現在までの経験である。

社会/移転担当職員は、2004年に同じく世界銀行パワー&ウォータープロジェクトの33kV線の住民移転計画作成に一部関与したのが初めての経験である。この調査は、世界銀行がリードをとり、調査には海外のコンサルタント会社が雇用された。この住民移転計画は2007年に修正されたため、この調査にも参加をした。現在はこの移転計画実施の監督を行っている。

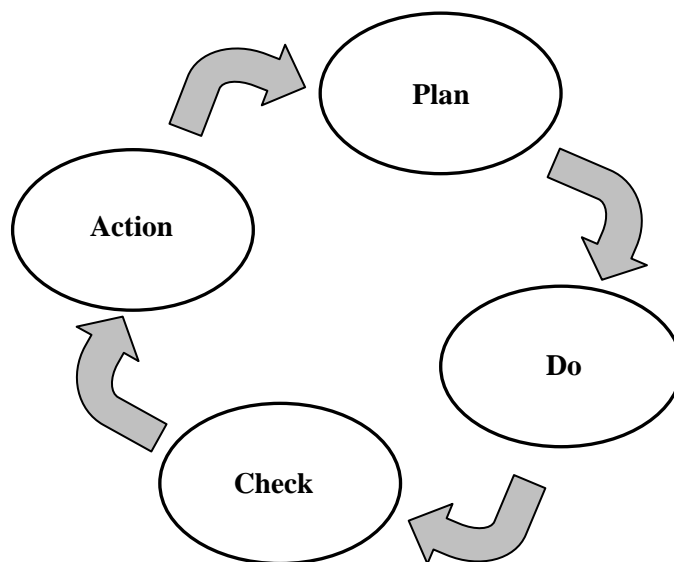
担当職員2名は上記のようなプロジェクトに関わってきたが、NPAではなく、世界銀行と世界銀行に雇用されたコンサルタントが主導したため、彼らの役割は限定されたものであった。環境社会担当職員は、職務を全うするための知識や能力が不足していると感じている。また、環境社会担当としての職は二次的なものであり、主の職と兼務しているために、環境社会問題に集中することが困難である。

そもそも、「シ」国にはNPAの活動を規制するような環境基準や規則などがないため、NPAは環境マネジメントシステムや環境方針を持たない。そのため、唯一の発電所であるキングトム発電所において、環境モニタリングを一度も実施したことがなく、モニタリングのための機器や予算も全くない。

同様に、廃棄物管理や発電所や変電所の清掃も行われていない。廃棄物管理が適正にされていないため、例えば有害なごみである廃油は適切な処理がされないまま海洋に廃棄されている。現在はごみ分別設備の全くない埋め立て地に、全てのごみを廃棄している。発電所の敷地は廃油や漏油で汚染されているし、変電所でも変圧器からの油漏れだけでなく、各種ごみが捨てられずに散乱している。

(2) 提言

NPA が環境マネジメントシステムを導入することを提案する。環境マネジメントには、PDCA サイクル（Plan, Do, Check and Act サイクル）が良く使用される。



[出所] JICA 調査団

図 10.2-2 PDCA サイクル

表 10.2-1 PDCA サイクル

Plan	環境方針の策定、環境目標の決定と、環境管理計画の作成。
Do	環境保護のため作成された計画の実施
Check	活動結果の定期的なモニタリングと評価
Act	改善のために現行の計画を見直し

[出所] JICA 調査団

この環境マネジメントシステム実行のためには、次のようなステップが必要となる。

1) 環境ユニットの新設

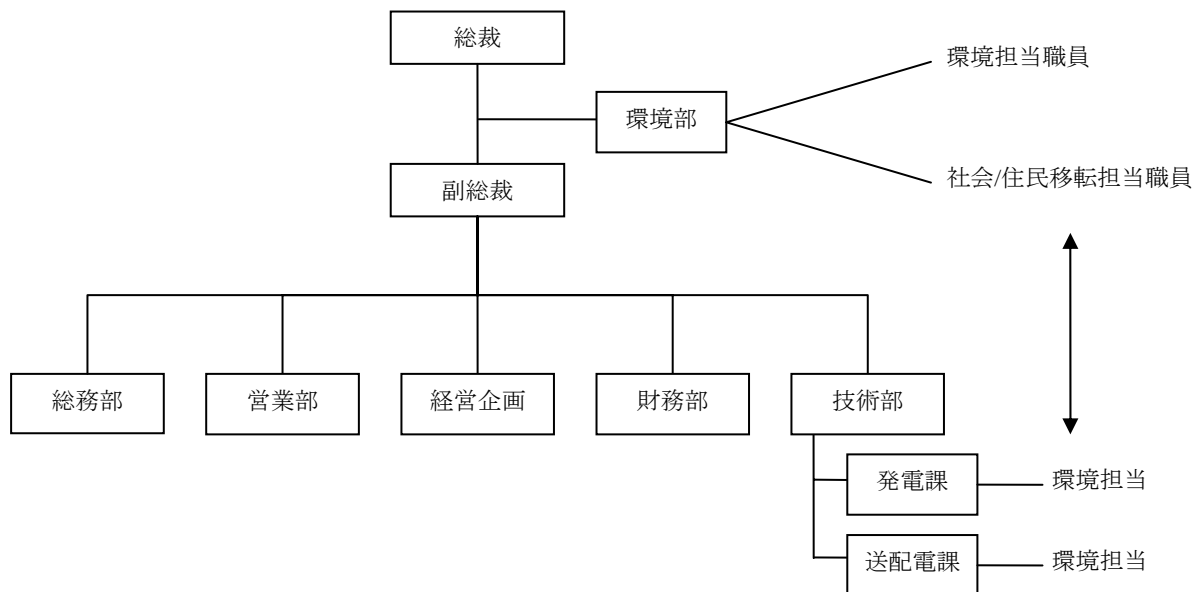
将来的には、能力のある職員が十分な数集まって環境部を設立することが望まれるが、現在の状況を考えるとこのような環境部の設立は現実的ではない。第 1 段階として、組織として環境社会問題に真剣に取り組むために、総裁直属の環境ユニットを新設することを提案する。この新ユニットは、最低 2 名の環境担当と 2 名の社会/移転担当から成る。知識や資格を持つ人材を新たに雇用することが望ましい。彼らは、他の関係部署と協力して仕事を進める。担当職員の TOR 案を下に示す。

表 10.2-2 職員の TOR 案

	TOR
環境担当	<ul style="list-style-type: none"> <li>・環境方針の策定</li> <li>・環境目標の決定</li> <li>・環境管理計画の作成</li> <li>・EIA 実施または EIA の外注と監督</li> <li>・NPA 職員への研修実施</li> <li>・環境モニタリングの実施</li> <li>・環境モニタリング結果の分析</li> <li>・経営層へ結果報告</li> <li>・必要な対応策の実施</li> <li>・関係省庁との協調</li> <li>・他部署（特に発電部と送配電部）の活動の監督と協調</li> </ul>
社会/移転担当	<ul style="list-style-type: none"> <li>・土地取得と移転方針の策定</li> <li>・EIA 実施、または EIA の外注と監督</li> <li>・住民移転計画の作成、または外注と監督</li> <li>・ドナーとの調整</li> <li>・土地取得・移転のための関係省庁との調整</li> <li>・市民への情報提供とプロジェクト被影響との交渉</li> <li>・経営層への土地取得・住民移転計画実施の経過報告</li> </ul>

[出所] JICA 調査団

また、発電課（発電所）と送配電課にも 1 名環境担当を任命し、それぞれの活動を監督する必要がある。



[出所] JICA 調査団

図 10.2-3 NPA 組織図（提案）

## 2) 環境方針・環境管理計画の策定

環境担当職員は経営層と協力し、NPA の環境方針を策定することが望まれる。その後、最低限の環境目標決定と環境管理計画策定をする。国内環境基準が存在しないため、NPA は国際機関、先進国または周辺国の環境基準を参考に、内部基準を決定すべきである。過去

に環境配慮や環境モニタリング実施経験がないため、実現可能な目標を設定することが大切である。

環境管理計画には発電所の環境汚染を抑える方策やモニタリング計画、送配電線に関する社会環境モニタリング計画、廃棄物管理計画、化学薬品管理計画が含まれる。NPA が水力発電施設を所有するようになった時には、水力発電にかかる環境社会影響のモニタリングをすることも求められる。

廃油や化学薬品などの害がある廃棄物は、分別し適切に廃棄しなくてはならない。「シ」国には、産業ごみの処理施設や処分場がないため、NPA はごみの排出者として適切な対策をとらねばならない。

更に、NPA は近い将来多くの新プロジェクトを開始しなければならないことを考えると、新プロジェクトの EIA を実施する NPA 職員の手助けとなるよう EIA ガイドラインを準備することも必要となる。各種ドナーがこれらプロジェクトを支援することが予想される。よって、ドナーの環境社会アセスメントガイドラインなどを研究し、NPA 独自のガイドラインの中でまとめることも必要となろう。特に、ドナーの住民移転補償基準は通常国内法よりも有利であるため、NPA ガイドラインには住民移転を説明する章も含まれるべきである。

### 3) 必要予算配分

環境保護に必要な手段を講じるための予算が確保されねばならない。この予算は、環境ユニットの経常予算だけでなく、必要な機材調達費用や環境モニタリング予算なども含まれる。

NPA の財務状況は非常に悪いために予算配分は困難であるが、これは環境保護のために NPA が負担すべき費用なのである。

### 4) モニタリング機材の調達

NPA にはモニタリング機材がないため、火力発電所用に以下のようなモニタリング機材を調達するよう提案する。

- ・ 排ガス計測機材 (NO<sub>x</sub>、SO<sub>x</sub>、煤塵)
- ・ 騒音計測器
- ・ 振動計測器
- ・ 水質測定機材

また発電所にモニタリング目的のための試験室を設置することが望ましい。水力発電所を管理するようになった時には、水力発電所用のモニタリング機材を更に調達しなくてはならない。

### 5) 研修参加と研修開催

環境担当と社会/住民移転担当職員に必要な知識を身に付けさせるために、研修参加の機会を与えることが必要である。環境担当には、EIA や環境モニタリングの研修やセミナー、社会/住民移転担当職員には、EIA、社会経済調査手法や、他の住民移転事例を教える研修やセミナーなどを推薦する。また、NPA 職員の意識を向上させるために、全ての NPA 職員に環境教育を実施する必要がある。

発電所の現在の最悪な環境状況は、維持管理の実践が適切にされていないことも原因である。発電機とその付帯設備の正確な維持管理方法を職員に訓練することも必要である。

#### 6) モニタリング、報告、評価

環境管理計画に従い、モニタリングを実施し、経営層へ定期的に報告しなくてはならない。モニタリングには以下の項目が含まれるべきである。

1. 排ガス
2. 騒音
3. 振動
4. 水質
5. 廃棄物
6. 土壌汚染
7. 生態系

住民移転が発生するプロジェクトでは、プロジェクト実施後も影響を受けた人々の生活の回復状況をモニタリングする必要がある。

これらモニタリング結果を、環境管理計画で設定した目標と比較し、評価をし、結果が満足できるものでなければ、必要な措置を取らねばならない。

この環境管理システム導入により、NPA の環境社会配慮運営体制が改善されるであろう。



## 附属書

## 1. 配電系統の更新、増強、延伸計画

# Distribution Project Packages and Components

No.	Project Packages	Major Components	Financial Resources	Target Year	Cost (10 <sup>6</sup> US\$)	Remarks
A:	<b>Phase-I (from 2010 to 2015)</b>					
	1 Rehabilitation of 11 kV and Improvement of 33 kV System	1) Improvement of 33 kV system at Kingtom P/S 2) Construction of 33 kV line from Kingtom to Falcon Bridge S/S (about 2 km) 3) Construction of 33 kV line from Kingtom to Blackhall Road P/S (about 4 km) 4) Construction of 11/33kV Substation at Falconbridge S/S 5) Rehabilitation of 11 kV switchgears		2012	25.6	
	2 Construction of 33 kV System in Goderich and Jui Area	1) Construction of 33 kV line from Wilberforce S/S to Goderich S/S (about 7 km) 2) Construction of 33 kV line from Wellington S/S to Jui S/S (about 13 km) 3) Construction of Goderich and Jui S/S 4) Improvement of 11 kV lines and extension of LV system		2014	35.4	
	3 Improvement of 11 kV Distribution Facilities	1) Replacement of old 11 kV transformers (more than 40 years) 2) Replacement of old 11 kV transformers (more than 30 years) 3) Rehabilitation of existing 11 kV facilities 4) Promote new customer connections around Goderich and Jui S/S		2015	32.0	
	3 packages	<b>Sub-total</b>			<b>93.0</b>	
B:	<b>Phase-II (from 2016 to 2020)</b>					
	1 Construction of 33 kV System in Lumpa and Tombo Area	1) Construction of Lumpa S/S and 33 kV line from Jui S/S to Lumpa S/S (about 15 km) 2) Construction of Tombo S/S and 33 kV line from Lumpa to Tombo S/S (about 17 km) 3) Electrification around Lumpa and Tombo S/S		2017 2017	33.7	
	2 Expansion of 33 kV System and Improvement of Network	1) Installation of 161/33 kV transformer (60/80 MVA, OLTC with AVR) at Freetown S/S 2) Construction of 33 kV line from Goderich S/S to York town (29 km) 3) Rehabilitation of 11kV trunk lines and electrification		2020	31.4	
	2 packages	<b>Sub-total</b>			<b>65.1</b>	
C:	<b>Phase-III (from 2021 to 2025)</b>					
	1 Expansion of Distribution Network	1) Construction of 33 kV line from Lumpa S/S to Fogbo town (about 16 km) 2) Construction of 33 kV lines from York S/S to Tombo S/S (about 20 km) 3) Extension of 11kV lines and electrification		2025	16.3	
	1 package	<b>Sub-total</b>			<b>16.3</b>	
		<b>Grand Total</b>			<b>174.4</b>	

# Phase-I: Emergency Program (1/3)

<b>1. Title</b>	<b>Rehabilitation of 11 kV and Improvement of 33 kV System</b>
<b>2. Location</b>	Freetown Area
<b>3. Implementing Agencies</b>	National Power Authority (NPA)
<b>4. Objectives</b>	Rehabilitation of 11 kV Switchgears and Improvement of 33 kV system from Kingtom P/S to Blackhall Road via Falcon Bridge,
<b>5. Expected Effects</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Establishment of reliable power supply,</li> <li>2) Reducing energy losses, and</li> <li>3) Reducing unexpected power cut off</li> </ol>
<b>6. Investment Costs</b>	25.6 Million US\$
<b>7. Descriptions:</b>	
<p>The power supply to the Falcon Bridge area is coming from Kingtom and Blackhall Road P/S by 11 kV lines. There are three (3) trunk lines from Kingtom P/S and two (2) trunk lines from Blackhall Road P/S.</p> <p>However these lines are not so reliable because under ground cables are too old and it is very difficult to repair because these cables are installed along with paved roads which are always congested by traffic and passengers.</p> <p>The electric power supply to the areas would contribute to the improvement of social infrastructure, economical and industrial development as well as the improvement of living conditions for residents. The projects prepared as a part of the master plan shall be studied in the subsequent stage such as Feasibility Study.</p> <p>Basic plans and designs should be prepared for other parts. And basic planning would follow the same procedure as taken for the area considering power supply route, etc. which may consist of the following:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Study power flow and system analysis including load density and protection system,</li> <li>2) Conduct environmental assessment, and</li> <li>3) Prepare detailed design considering existing conditions.</li> </ol>	
<b>8. Major components of the Project;</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Rehabilitation of protection and metering system in 11 kV switchgear at existing major substations and junction stations,</li> <li>2) Construction of 11/33 kV Substation at Falcon Bridge S/S, and</li> <li>3) Construction of 33 kV systems from Kingtom P/S, Falcon Bridge S/S and Blackhall Road P/S</li> </ol>	
<b>9. References;</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Route Map for 33 kV Distribution Line (Western Area) (DWG No. GR-2025-1)</li> <li>2) Route Map for 33 kV Distribution Line (Western Urban) (DWG No. GR-2025-2)</li> <li>3) Western Area Power System 2025 (DWG No. GE-2025)</li> <li>4) Western Area Network (Western Part 2009) (DWG No. GE-2009-1)</li> <li>5) Western Area Network (Eastern Part 2009) (DWG No. GE-2009-2)</li> <li>6) 11/33 kV Switchgear Feeders: Kingtom P/S (100) (DWG No. KT-E1)</li> <li>7) 11/33 kV Switchgear Feeders: Falconbridge S/S (200) (DWG No. FB-E1)</li> <li>8) 11/33 kV Switchgear Feeders: Blackhall Road P/S (300) (DWG No. BR-E1)</li> </ol>	

# Phase-I: Emergency Program (2/3)

<b>1. Title</b>	<b>Improvement of 33 kV System in Goderich and Jui Area</b>
<b>2. Location</b>	Western Area
<b>3. Implementing Agencies</b>	National Power Authority (NPA)
<b>4. Objectives</b>	Improvement of 33 kV system and construction of Goderich and Jui S/S and expansion of LV system
<b>5. Expected Effects</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Establishment of stable power distribution system,</li> <li>2) Reducing energy losses, and</li> <li>3) Promotion of rural electrification</li> </ol>
<b>6. Investment Costs</b>	35.4 Million US\$
<b>7. Descriptions:</b>	
<p>The power supply to Goderich and Jui area is not stable and not enough because present power distribution system is 11 kV which can not dispatch enough power.</p> <p>There are a lot of residential around Goderich and small industry around Jui area. The electric power supply to the areas would contribute to the improvement of social infrastructure, economical and industrial development as well as the improvement of living conditions for residents.</p> <p>The projects prepared as a part of the master plan shall be studied in the subsequent stage such as Feasibility Study.</p> <p>Basic plans and designs should be prepared for other parts. And basic planning would follow the same procedure as taken for the area considering power supply route, etc. which may consist of the following:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Study demand and future development plans,</li> <li>2) Conduct environmental assessment, and</li> <li>3) Prepare detailed design considering existing conditions.</li> </ol>	
<b>8. Major components of the Project;</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Expansion of 33 kV line about 30 km,</li> <li>2) Construction of 11/33 kV Substation at Goderich and Jui Area, and</li> <li>3) Improvement of the existing 11 kV system and expansion of LV system.</li> </ol>	
<b>9. References;</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Route Map for 33 kV Distribution Line (Western Area) (DWG No. GR-2025-1)</li> <li>2) Route Map for 33 kV distribution Line (Western Urban) (DWG No. GR-2025-2)</li> <li>3) Western Area Power System 2025 (DWG No. GE-2025)</li> <li>4) 11/33 kV Switchgear Feeders: Wilberforce S/S (600) (DWG No. WF-E1)</li> <li>5) 11/33 kV Switchgear Feeders: Wellington S/S (700) (DWG No. WN-E1)</li> <li>6) 11/33 kV Switchgear Feeders: Regent S/S (800) (DWG No. RT-E1)</li> <li>7) 11/33 kV Switchgear Feeders: Goderich S/S (1000) (DWG No. GR-E1)</li> <li>8) 11/33 kV Switchgear Feeders: Jui S/S (1100) (DWG No. JU-E1)</li> </ol>	

# Phase-I: Emergency Program (3/3)

<b>1. Title</b>	<b>Improvement of 11 kV Distribution Facilities</b>
<b>2. Location</b>	Western Area
<b>3. Implementing Agencies</b>	National Power Authority (NPA)
<b>4. Objectives</b>	Replacement of old Transformers with related facilities and improvement of 11 kV system
<b>5. Expected Effects</b>	1) Establishment of stable power supply system, 2) Reducing energy losses, and 3) Promotion of rural electrification
<b>6. Investment Costs</b>	32.0 Million US\$
<b>7. Descriptions:</b>	
<p>There are a lot of old distribution transformers which total capacity is about 10 MVA for more than 40 years old and about 16 MVA for more than 30 years old and also these are not only faulty but also the cause of increasing of energy losses.</p> <p>Goderich and Jui area are one of developing area which requires sufficient and stable power supply.</p> <p>The projects prepared as a part of the master plan shall be studied in the subsequent stage such as Feasibility Study.</p> <p>Basic plans and designs should be prepared for other parts. And basic planning would follow the same procedure as taken for the area considering power supply route, etc. which may consist of the following:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Study demand and future development plans,</li> <li>2) Conduct environmental assessment, and</li> <li>3) Prepare detailed design considering existing conditions.</li> </ol>	
<b>8. Major components of the Project;</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1) Replacement of more than 40 years old transformers (About 10 MVA),</li> <li>2) Replacement of more than 30 years old transformers (about 16 MVA),</li> <li>3) Replacement Ring Main Unit, fuse cut out switch and installation of lightning arresters,</li> <li>4) Promotion of rural electrification, and</li> <li>5) Improvement of power sector and review of Master Plan.</li> </ol>	
<b>9. References;</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1) General Route Map of Freetown Area (DWG No. RM-G01)</li> <li>2) Route Map of Area-1 of Freetown (DWG No.RM-D01)</li> <li>3) Route Map of Area-2 of Freetown (DWG No.RM-D02)</li> <li>4) Route Map of Area-3 of Freetown (DWG No.RM-D03)</li> <li>5) Route Map of Area-4 of Freetown (DWG No.RM-D04)</li> <li>6) Western Area Power System 2025 (DWG No. GE-2025)</li> <li>7) Western Area network (Western Part 2009) (DWG No. GE-2009-1)</li> <li>8) Western Area network (Eastern Part 2009) (DWG No. GE-2009-2)</li> <li>9) 11/33 kV Switchgear Feeders: Congo Cross J/S (DWG No. CC-E1)</li> <li>10) 11/33 kV Switchgear Feeders: Brookfield J/S (DWG No. BF-E1)</li> </ol>	

## Phase-II: Improvement Program (1/2)

<b>1. Title</b>	<b>Improvement of 33 kV System</b>
<b>2. Location</b>	Western Area
<b>3. Implementing Agencies</b>	National Power Authority (NPA)
<b>4. Objectives</b>	Expansion of 33 kV lines with construction of Lumpa and Tombo S/S and rural electrification
<b>5. Expected Effects</b>	1) Improvement of 33 kV system, 2) Reducing energy losses, and 3) Promotion of rural electrification
<b>6. Investment Costs</b>	33.7 Million US\$
<p><b>7. Descriptions:</b></p> <p>There is a lot of no power supply area especially at rural area. Lumpa and Tombo area are one of developing area which requires sufficient and stable power supply.</p> <p>The projects prepared as a part of the master plan shall be studied in the subsequent stage such as Feasibility Study.</p> <p>Basic plans and designs should be prepared for other parts. And basic planning would follow the same procedure as taken for the area considering power supply route, etc. which may consist of the following:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Study demand and future development plans,</li> <li>2) Conduct environmental assessment, and</li> <li>3) Prepare detailed design considering existing conditions and safety rules.</li> </ol>	
<p><b>8. Major components of the Project;</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Expansion of 33 kV lines about 32 km,</li> <li>2) Construction of Lumpa and Tombo S/S,</li> <li>3) Expansion of LV system around Lumpa area, and</li> <li>4) Promotion of rural electrification around Tombo area.</li> </ol>	
<p><b>9. References;</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Route Map for 33 kV Distribution Line (Western Area) (DWG No. GR-2025-1)</li> <li>2) Route Map for 33 kV Distribution Line (Western Urban) (DWG No. GR-2025-2)</li> <li>3) Western Area Power System 2025 (DWG No. GE-2025)</li> <li>4) 11/33 kV Switchgear Feeders: Jui S/S (1100) (DWG No. JU-E1)</li> <li>5) 11/33 kV Switchgear Feeders: Lumpa S/S (1200) (DWG No. LP-E1)</li> <li>6) 11/33 kV Switchgear Feeders: Tombo S/S (1300) (DWG No. TB-E1)</li> </ol>	

## Phase-II: Improvement Program (2/2)

<b>1. Title</b>	<b>Expansion of 33 kV System and Improvement of Network</b>
<b>2. Location</b>	Western Area
<b>3. Implementing Agencies</b>	National Power Authority (NPA)
<b>4. Objectives</b>	Expansion of Freetown S/S and rural electrification
<b>5. Expected Effects</b>	1) Establishment of stable 33 kV system, 2) Reducing energy losses, and 3) Promotion of rural electrification
<b>6. Investment Costs</b>	31.4 Million US\$
<p><b>7. Descriptions:</b></p> <p>Electric power demand will be increasing in proportion of economic development and new power station will be constructed, however the 33 kV system capacity at Freetown S/S is not much to these capacity increasing.</p> <p>It is necessary to expand 33 kV system to comply requirement. Accordingly, new 161/33 kV transformer shall be installed in the Freetown S/S and also it is necessary to expand trunk lines.</p> <p>Also promote rural electrification around York area which is a part of leisure venues.</p> <p>The projects prepared as a part of the master plan shall be studied in the subsequent stage such as Feasibility Study.</p> <p>Basic plans and designs should be prepared for other parts. And basic planning would follow the same procedure as taken for the area considering power supply route, etc. which may consist of the following:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Study demand and future development plans,</li> <li>2) Conduct environmental assessment, and</li> <li>3) Prepare detailed design considering existing conditions and safety rules.</li> </ol>	
<p><b>8. Major components of the Project;</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Installation of 1-161/33 kV, 60/80 MVA transformer at Freetown S/S,</li> <li>2) Extension of 33 kV line from Goderich S/S to York area about 29 km with required distribution transformers along with lines, and</li> <li>3) Promotion of rural electrification.</li> <li>4) Improvement of 11 kV system</li> </ol>	
<p><b>9. References;</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Route Map for 33 kV Distribution Line (Western Area) (DWG No. GR-2025-1)</li> <li>2) Route Map for 33 kV Distribution Line (Western Urban) (DWG No. GR-2025-2)</li> <li>3) Western Area Power System 2025 (DWG No. GE-2025)</li> <li>4) 11/33 kV Switchgear Feeders: Freetown S/S (900) (DWG No. FT-E1)</li> <li>5) 11/33 kV Switchgear Feeders: Goderich S/S (1000) (DWG No. GR-E1)</li> <li>6) Western Area Network (Western Part 2009) (DWG No. GE-2009-1)</li> <li>7) Western Area Network (Eastern Part 2009) (DWG No. GE-2009-2)</li> </ol>	



# Phase-III: Secure and Reliable Program (1/1)

<b>1. Title</b>	<b>Improvement of Distribution Network</b>
<b>2. Location</b>	Western Area
<b>3. Implementing Agencies</b>	National Power Authority (NPA)
<b>4. Objectives</b>	Expansion of 33 kV system and rural electrification
<b>5. Expected Effects</b>	1) Establishment of secure and reliable network, 2) Reducing energy losses, and 3) Promotion of rural electrification
<b>6. Investment Costs</b>	16.3 Million US\$
<p><b>7. Descriptions:</b></p> <p>Electric power demand will be increasing in proportion of economic development accordingly, further secure, reliable and qualified power supply system required.</p> <p>In order to have enough power supply to demand, it is necessary to consider international transmission lines to be constructed. However before connection to system to the neighboring country, it is required to complete Power Purchase Agreement (PPA) and confirm protection coordination and also it is necessary to establish Load Dispatching Center (LDC) to have stable and economic power supply system.</p> <p>The projects prepared as a part of the master plan shall be studied in the subsequent stage such as Feasibility Study.</p> <p>Basic plans and designs should be prepared for other parts. And basic planning would follow the same procedure as taken for the area considering power supply route, etc. which may consist of the following:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Study demand and future development plans,</li> <li>2) Conduct environmental assessment, and</li> <li>3) Prepare detailed design considering existing conditions and safety rules.</li> </ol>	
<p><b>8. Major components of the Project;</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Expansion of 33 kV line from Lumpa S/S to Fogbo town about 16 km,</li> <li>2) Extension of 33 kV line from York to Tombo S/S about 22 km with required distribution transformers along with lines,</li> <li>3) construction of 11 kV system from Tombo S/S to Kent town about 13 km,</li> <li>4) Improvement of 11 kV system,</li> <li>5) Promotion of rural electrification, and</li> <li>6) Protection coordination with neighboring countries.</li> </ol>	
<p><b>9. References;</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1) Route Map for 33 kV Distribution Line (Western Area) (DWG No. GR-2025-1)</li> <li>2) Western Area Power System 2025 (DWG No.GE-2025)</li> <li>3) 11/33 kV Switchgear Feeders: Lumpa S/S (1200) (DWG No.LP-E1)</li> <li>4) 11/33 kV Switchgear Feeders: Tombo S/S (1300) (DWG No.TB-E1)</li> </ol>	

## 2. 電力設備の運転維持管理（作業標準）

(1) **ディーゼル発電設備の運転維持管理に関する作業標準**

## 1. ディーゼル発電設備の運転維持管理

### (1) ディーゼル発電設備の運転管理に関する作業標準

ディーゼル発電設備は様々な機械要素が、綿密な設計の上に組み合わされた設備である。特に機関は、高圧、高温、高速運動と構成部材に対しては、最も過酷な状況で運転されており、その原理、機構を理解の上、適切に運転操作を行わなければ、設備の寿命を全うすることはおろか、早期に致命的な損傷を引き起こすことは必至である。表 1-8 にディーゼル機関の運転に関する作業標準を示す。この作業標準に従い、確実に運転操作を行えるシフト要員を育成することが絶対条件である。

### (2) ディーゼル発電設備の維持管理に関する作業標準

ディーゼル機関は、前述のように、構造部材に対し最も過酷な状況で運転されており、必然的に、定期的な部品交換、摺動部、高温部の損傷状況検査、残留物の付着状況確認等、確実な保守業務が必要となる。表 1-11 にディーゼル機関の保守に関する作業標準を示す。この保守業務には、複雑な構造の機関を分解し、寸法計測、はめ合い確認、締付トルク管理等を確実に実施しながら、再度、組み上げるという高い管理体制が要求される。また、分解後の検査にあたっては、内燃機関の専門的知識をもとに、内部状況を診断する知識、技能が要求される。「シ」国周辺にディーゼル機関の整備を外注できる適切な業者が存在しないため、NPA は直営でこれらの業務を実施しなければならない。

### (3) 燃料油管理に関する作業標準

使用する燃料については、表 1-1 に示す項目を管理する必要がある。

表 1-1 燃料油管理基準

管理項目	管理内容 : A 重油	管理内容 : C 重油	弊害
密度 60 °F (15.6°C)	0.853 g/cm <sup>3</sup> 以下	0.96 g/cm <sup>3</sup> 以下	水分分離機能
動粘度 122 °F (50°C)	2.9 mm <sup>2</sup> /s (cSt) 以下	175 cSt 以下	霧化性、燃焼性
引火点	80 °C 以上	150 °F 以上 (65.6°C)	危険性
流動点	-10 °C 以下	75 °F 以下 (23.9°C)	移送性
残留炭素	1.3 wt.% 以下*	12.0 wt.% 以下	摩耗、潤滑油劣化
水分	0.02 vol.% 以下	1.0 vol.% 以下	発錆、弁固着
灰分	0.01 wt.% 以下	0.12 wt.% 以下	摩耗、潤滑油劣化
硫黄分	0.17 wt.% 以下	3.0 wt.% 以下	低温腐食
バナジウム	- *	150 mg/kg 以下	高温腐食
アルミナ、シリカ分	- *	30 mg/kg 以下	異常磨耗
ナトリウム	- *	80 mg/kg 以下	高温腐食
アスファルテン	-	3 wt.% 以下	排気温度上昇
セタン価	45 以上*	-	着火性、始動性
CCAI	825# 以下*	800~860# *	着火性

[備考] CCAI = D - 140 x log [log (V + 0.85)] - 81 (D : 15°Cにおける密度 kg/m<sup>3</sup>、V : 50°Cにおける動粘度 cSt)

[出所] 新潟原動機(株)、原動機仕様書

### (4) 冷却水管理に関する作業標準

使用する冷却水については、表 1-2 に示す項目を管理する必要がある。

表 1-2 冷却水管理基準

管理項目	管理内容		弊害
	給水	循環水	
濁度	10 Degree	15 Degree	沈殿、腐食
pH (25℃)	6 - 8.5	6 - 8.5	腐食性
導電率 (25℃)	< 400 μ S/cm	< 600 μ S/cm	腐食性
M アルカリ度 (CaCO <sub>3</sub> )	< 140 ppm	< 250 ppm	腐食性
全硬度 (CaCO <sub>3</sub> )	< 80 ppm	< 120 ppm	スケール
塩素イオン(Cl <sup>-</sup> )	< 100 ppm	< 200 ppm	腐食性
硫酸イオン(SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> )	< 100 ppm	< 100 ppm	軟質スケール、沈殿、腐食
アンモニウムイオン (NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> )	< 10 ppm	< 10 ppm	腐食
硫化水素 (H <sub>2</sub> S)	< 10 ppm	< 10 ppm	腐食性
全鉄 (Fe)	< 0.3 ppm	< 1 ppm	着色、スケール
シリカ (SiO <sub>2</sub> )	< 30 ppm	< 60 ppm	スケール
全蒸発残留物	< 400 ppm	< 800 ppm	沈積、腐食
強熱残留物	*	*	沈殿
溶存酸素	*	*	腐食

[備考] 1) ppm = mg/L

2) \* 印のデータについては、他の数値を考慮しと総合的に評価すること

[出所] 新潟原動機㈱、原動機仕様書

#### (5) 潤滑油管理に関する作業標準

使用する潤滑油については、表 1-3 及び表 1-4 に示す項目を管理する必要がある。これらを満たす潤滑油を表 1-5 に示す。

表 1-3 潤滑油管理基準

管理項目	管理内容	試験方法		弊害
動粘度 cSt (mm <sup>2</sup> /S) 40℃	新油粘度の -20 ~ +30 %	JIS K 2283	A 重油に適用	油膜保持 流動性
	新油粘度の -15 ~ +30 %		C 重油に適用	
引火点 ℃	160 以上	JIS K 2265	PM 法	安全性
全アルカリ価 (TBN) mgKOH/g	下表に示す	JIS K 2501	過塩素酸法	酸中和性
	規定しない	JIS K 2501	塩酸法	
全酸価 (TAN) mgKOH/g	規定しない	JIS K 2501		酸による軸受け損耗、 清浄分散性
強酸価 (SAN) mgKOH/g	検出されないこと	JIS K 2501		酸による軸受け損耗、 清浄分散性
水分 vol %	0.1 以下	JIS K 2275	警戒値	発錆、乳化
	0.3 以下		限界値	発錆、乳化
不溶解分 wt %	(I) n-ペンタン	ASTM D893	A 法	油酸化
	(II) トルエン			汚損
	(I)-(II)			油酸化、汚損

[出所] 新潟原動機㈱、原動機仕様書

表 1-4 全アルカリ価の管理基準

燃料油種	燃料油中の S 分 wt %	機関の用途		備 考 (NES 340002 による燃料油分類)
		陸、船用 (一般)	高出力常用発電用	
A 重油		新油 TBN の 50 % 以上かつ TBN 8 以上		灯油、A 重油
A 重油		新油 TBN の 50 % 以上かつ TBN10 以上		AA
C 重油	2.0 以下	新油 TBN の 50 % 以上かつ TBN15 以上		(ミナス油等の低硫黄重油) BA, C10A, C25A
C 重油	2.0 を超え 3.5 以下	新油 TBN の 50 % 以上かつ TBN20 以上		C25B, C35B, C35C, C45C, C55C
C 重油	3.5 を超え 5.0 以下	TBN25 以上		C45H, C55H

[出所] 新潟原動機㈱、原動機仕様書

表 1-5 推奨潤滑油

Fuel Oil	A 重油	重油			
		$S \leq 1.0$	$1.0 < S \leq 2.0$	$2.0 < S \leq 3.5$	$3.5 < S \leq 5$
硫黄含有量	$S \leq 1.0$	$S \leq 1.0$	$1.0 < S \leq 2.0$	$2.0 < S \leq 3.5$	$3.5 < S \leq 5$
TBN 標準値	15 ~ 20	20 ~ 25	25 ~ 30	30 ~ 40	40
TBN 必要保持値	8 以上	10 以上	15 以上	20 以上	25 以上
IDEMITU	DAPHNE MARINE SW-40 (20) SX-40 (12)	DAPHNE MARINE SW-40 (20) MW-40 (25)	DAPHNE MARINE SA-40 (30) MW-40 (25)	DAPHNE MARINE SA-40 (30)	DAPHNE MARINE SA-40 (30)
MOBIL	MOBIL GARD 412 (15) POWER GARD 42 (12)	MOBIL GARD 412 (15) POWER GARD 2040 (20)	MOBIL GARD 424 (30) POWER GARD 3040 (30)	MOBIL GARD 424 (30) POWER GARD 3040 (30)	MOBIL GARD 442 (40) POWER GARD 3040 (30)
ESSO	EXXMAR 12TP40 (12) STAMARINE EXTRA 40 (15)	EXXMAR 24TP40 (24) STAMARINE EXTRA 40 (15)	EXXMAR 24TP40 (24) EXXMAR 30TP40 (30) STAMARINE EXTRA SR-40 (15)	EXXMAR 30TP40 (30) STAMARINE EXTRA SR-40 (30)	EXXMAR 40TP40 (30) STAMARINE EXTRA SR-40 (30)
CALTEX	RPM DELO 2000 40 (20) RPM DELO 1000 40 (12)	RPM DELO 2000 40 (20)	RPM DELO 3000 40 (30) RPM DELO 2000 40 (20)	RPM DELO 3000 40 (30) RPM DELO 3400 40 (40)	RPM DELO 3400 40 (40)
CHEVRON	DELO 2000 40 (20) DELO 1000 40 (12)	DELO 2000 40 (20)	DELO 3000 40 (30) DELO 2000 40 (20)	DELO 3000 40 (30) DELO 3400 40 (40)	DELO 3400 40 (40)
TEXACO	TARO XD40 (16)	TARO XD40 (16) TARO DP40 (32)	TARO DP40 (32)	TARO DP40 (32)	TARO XL40 (42)
CASTROL	220 MXD (22) MARINE MLC40 (12)	220 MXD (22) MARINE MLC40 (12)	MXD 304 (30) 220 MXD (22)	MXD 304 (30) MXD 404 (40)	MXD 404 (40)
SHELL	ARGINA S 40 (20)	ARGINA S 40 (20)	ARGINA T 40 (30) ARGINA S 40 (20)	ARGINA T 40 (30)	ARGINA X 40 (40)
ELF	DISOLA M4015 (15)	DISOLA M4015 (15) AURELIA 4030 (30)	AURELIA 4030 (30)	AURELIA 4030 (30) AURELIA XT 4040 (40)	AURELIA XT 4040 (40)
TOTAL	RUBIA ST 420 (20) RUBIA S40 (12)	RUBIA ST 420 (20)	HMA 430 (30) RUBIA ST 420 (20)	HMA 430 (30)	HMA 440 (40)
INDIAN OIL	SERVO MARINE C 204 (20) SERVO MARINE C 104 (10)	SERVO MARINE C 204 (20)	SERVO MARINE C 304 (30) SERVO MARINE C 204 (20)	SERVO MARINE C 304 (30)	-----
PETRON CORP.	PETROMAR 1540 (15)	PETROMAR 2040 (20)	PETROMAR 3040 (30) PETROMAR TPO 40 (30) PETROMAR 2040 (20)	PETROMAR 3040 (30) PETROMAR 4040 (40) PETROMAR TPO 40 (30)	PETROMAR 4040 (40)

- [備考]
- 1) 硫黄の含有率に従い、5段階に分類されている
  - 2) カッコ内の数値は、潤滑油の全アルカリ価 (Total Basic Number : TBN)
  - 3) 上記以外の潤滑油を使用する場合は、新潟原動機にその適合性を確認のこと

## (6) 保守予算計画

2009年7月現在、日本国内倉庫渡しの条件で積上げた、定期点検に要する予備品費用を表1-6に示す。同表に示すように、ディーゼル発電設備の維持管理には、大きな費用が必要となる。よって、保守予算計上についても、予備品交換履歴、予備品在庫管理表を作成し、標準的な作業手順を定め、計画的に行う必要がある。NPAの現在の財務状況から考えると、大きな支出であるが、持続的な運転のためには、定期的に交換推奨部品を交換することは必要不可欠である。バックデータとなる見積を入手し、適宜、同表を更新することで、保守予算を確保していかなければならない。

なお、2年間分の予備品（網掛け部）は、我が国の無償資金協力で設備を供与する際に納品しているので、NPAは16,000時間からの交換用予備品を手配する必要がある。また、表に示す予備品費用は部品単価の上昇、下降の影響を受け、別途、「シ」国までの輸送費がかかることを考慮する必要がある。

事前／事後処置に要する期間を除く、各定期分解点検に必要な作業期間を表1-7に示す。維持管理作業には、内燃機関に関する高い専門知識、技能が必要となる。よって、NPAに適切な維持管理能力が開発されるまでは、最低でも、同表に示す期間及び事前／事後処置の期間、適切な能力を有する技術者の管理のもと、維持管理作業を実施することが強く推奨される。

表 1-6 定期分解点検時の予備品費用

(単位：千円)

点検分類	点検費用	運転時間 (単位：時間)							
		4,000	8,000	12,000	16,000	20,000	24,000	28,000	32,000
B	4,100	○	○	○	○	○	○	○	○
D1	4,800		○		○		○		○
D2	47,000				○				○
D3	13,000						○		
E2	39,000								○
補機点検費用	2,500		○		○		○		○
費用合計		4,100	11,400	4,100	59,100	4,100	24,400	4,100	99,000

[出所] 新潟原動機㈱

[備考] 補機点検費用としては、新潟原動機㈱製の機器ではないので、参考費用として示している

表 1-7 定期分解点検に要する期間

点検分類	運転時間 (単位：時間)							
	4,000	8,000	12,000	16,000	20,000	24,000	28,000	32,000
B	○	○	○	○	○	○	○	○
D1		○		○		○		○
D2				○				○
D3						○		
E2								○
日数	10日間	30日間	10日間	30日間	10日間	30日間	10日間	45日間

[出所] 新潟原動機㈱



表 1-8 ディーゼル機関の運転に関する作業標準

段 階	部位、実施時機	内 容	確認及び実施項目
1.	機関本体	ボルト類の締付け状況点検	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ クランクケース内 主軸受スタッドボルト クランクピンボルト 内部注油配管用継手ボルトナット</li> <li>・ シリンダヘッド内 燃料噴射弁締付けスタッドナット 揺腕装置スタッドナット 始動弁締付けナット シリンダヘッド締付スタッドナット タペット調整ボルト、ロックナット</li> <li>・ 据付けボルト、アンカーボルト</li> </ul>
		リンク系統の作業状況点検	燃料制御ハンドルと動かして、燃料加減レーシャフト、ガバナーコントロールリンク周りが確実にノックピン及びワリピンが施行され、ガタツキが無く円滑に動くことを確認する
		燃料噴射ポンプの確認	燃料噴射のタイミングを確認し、必要な場合は調整を行う
		クランクケース内における発錆の有無の確認	特に、シリンダライナ、連結棒、クランク軸に発錆がないことを確認する
		主軸及びクランクピン軸受のスキマ確認	スキマ寸法が管理範囲にあることを確認する
		ターニング確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 潤滑油系統のフラッシング完了後、ターニング中に以下を確認する 燃料制御ハンドルを停止位置に置く クランクケースドア内部に異物が残存していないことを確認する 潤滑油プライミングポンプを起動しプライミングする 全シリンダーのインジケータコックを開放する</li> <li>・ ターニング中異常な引掛かりが無いことを確認する</li> <li>・ インジケータコックから水または油の流出が無いことを確認する</li> </ul>
		揺腕装置及び吸・排気弁の確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ ターニング中に揺腕が正常に動作していることを確認する</li> <li>・ 吸・灰詭弁のタペットスキマを 0.5mm に調整する</li> </ul>
	保護装置機器	圧力スイッチの動作確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 圧力スイッチの元弁を閉塞し動作を確認する</li> <li>・ 標準圧力試験器で作動点を確認する</li> </ul>
		温度スイッチの動作確認	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 接点メイクで警報を確認する</li> <li>・ 電気ポット等で単体テストを行う</li> </ul>
		各種タンクの類の液面警報 及びコントロールスイッチの動作確認	左記を確認する
		各種ランプ、ブザーの動作確認	左記を確認する
	燃料油系統	A 重油系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 燃料配管にスケール、発錆した場合は酸洗いを行う</li> <li>・ 燃料サービスタンクのドレンを排出する</li> <li>・ 燃料サービスタンクの油量を確認し、必要な場合は給油する（自動給油）</li> <li>・ 機関への燃料供給系統の弁を開放する</li> </ul>

段 階	部位、実施時機	内 容	確認及び実施項目
			<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料供給ポンプを起動し、正常に運転することを確認する</li> <li>・燃料フィルターを清掃し、空気抜きを行う</li> <li>・配管に漏油がないことを確認する</li> <li>・燃料噴射ポンプ、高压管、燃料噴射弁内の空気抜きを行う</li> <li>・燃料噴射ポンプのプライミングを行う</li> </ul>
		C 重油系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料配管にスケール、発錆した場合は酸洗いを行う</li> <li>・燃料サービスタンクのドレンを排出する</li> <li>・燃料サービスタンクの油量を確認し、必要な場合は給油する（自動給油）</li> <li>・燃料油加熱装置及び清浄機を作動させ、低質油を機関外の加熱回路に循環させる （三方切換弁はC 重油側を開放し、A 重油系統と同じ内容を確認する）</li> <li>・燃料油の温度が規定値に達したらそのまま安定することを確認する</li> </ul>
	潤滑油系統	システム潤滑油系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・配管が仕様通り正しく接続されていることを確認する</li> <li>・オーバーホール後は必ず潤滑油系統のフラッシング及び配管の酸洗いを行う</li> <li>・潤滑油クーラーの掃除及び点検を行う</li> <li>・サンプタンク内のドレンを排出し冷却水が混入していないことを確認する</li> <li>・サンプタンク内の油量をオイルレベルゲージにより確認し、必要な場合は給油する</li> <li>・潤滑油加熱器で油温を 10～20℃に加熱する</li> <li>潤滑油プライミングポンプを起動し下記を確認する</li> <li>・油が吐出されていることを確認する</li> <li>・注油圧力が規定値になるように調圧弁を調整する（油温が 45～55℃であること）</li> <li>・下記の部位に油が充分に行き渡っていることを確認する <ul style="list-style-type: none"> <li>主軸受メタル</li> <li>クランクピンメタル</li> <li>ピストンピンメタル</li> <li>ピストンピン</li> <li>ローラガイド</li> <li>ギャリング</li> </ul> </li> <li>・配管系統の継手部及びプラグ部から漏油が無いことを確認する</li> <li>・自動洗浄式フィルターが正常に作動していることを確認する</li> <li>・冷却器及びフィルターのコック、プラグを解放し、空気抜きを充分に行う</li> <li>・一定時間プライミングを行った後、サンプタンク内の油量を確認し、必要な場合は給油する</li> </ul>

段 階	部位、実施時機	内 容	確認及び実施項目
			<ul style="list-style-type: none"> <li>・運転中、ポンプ及びそのモーターに異常が無いことを確認する</li> <li>・潤滑油清浄機を連続運転して潤滑油中の異物及び水分を除去する</li> </ul>
		付属装置の潤滑油系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・潤滑油プライミングポンプを運転中、各シリンダの揺腕にむらなく注油されていることを確認する</li> <li>・強制注油を行っていない下記の運動部分については、清浄した上で、手差しで注油を行う  ガバナーコントロールリンク系統  燃料加減レーシャフト、等</li> <li>・グリースが必要な下記の箇所はグリースガンで注入する  始動空気分配弁  主始動弁  ターニング嵌脱ハンドル  燃料制御ハンドル、等</li> </ul>
	冷却水系統		<ul style="list-style-type: none"> <li>・配管系統の弁を運転状態に操作する</li> <li>・膨張タンクの水量を確認し、必要な場合は給水する（自動給水）</li> <li>・冷却水ポンプを起動し下記を確認する</li> <li>・冷却水系統を冷却水で満たし、シリンダヘッド、シリンダブロック、配管接続部、プラグから漏水が無いことを確認する</li> <li>・配管系統のコックまたはプラグを解放し空気抜きを行う</li> <li>・ポンプのシール部分から多量の漏水が無いことを確認する（少量の漏水は正常）</li> <li>・運転中、ポンプ及びそのモーターに異常が無いことを確認する</li> <li>・冷却水圧力が規定値内にあることを確認する</li> </ul>
	始動空気 及び ミスト配管系統		<ul style="list-style-type: none"> <li>・始動空気タンクに所要圧力 2.5～2.9MPa のまでの空気を充填する</li> <li>・始動空気タンクに所要圧力まで充填した後、タンクのドレンを排出する</li> <li>・始動空気主管端部の始動空気分配弁への配管継手を取外し、元弁を開放して管内ブローを行う</li> <li>・始動空気分配弁、主始動弁の分解清掃を行う</li> <li>・空気運転（エアランニング）を行う</li> </ul>
	負荷制限装置		付加制限装置が100%～110%の位置にセットされていることを確認する
	モーター付 ターニング装置		ターニング装置を「脱」位置にした時、ハズミ車とビニオンが充分離れていることを確認する
2.	始 動	始動前確認	機関が確実に停止できることの確認
		始動条件	<ul style="list-style-type: none"> <li>・各補機ポンプが運転していることを確認する</li> <li>・各圧力計、温度計が正常値を指示して</li> </ul>

段 階	部位、実施時機	内 容	確認及び実施項目
			<ul style="list-style-type: none"> <li>いることを確認する</li> <li>・機関ターニング装置を「脱」位置にする</li> <li>・インジケータコックが全て閉塞されていることを確認する</li> <li>・機関を無負荷に設定する</li> <li>・ガバナハンドルあるいはシンクロナイザにより、機関回転数が定格の1/2回転程度になるようにセットする</li> <li>・保護装置回路を“ON”にする</li> </ul>
	始動手順		<ul style="list-style-type: none"> <li>・始動空気槽の元弁を開放する</li> <li>・燃料制御ハンドルを運転位置にセットする</li> <li>・始動空気停止弁または主始動弁を速やかに開放し、機関の燃焼音が聞こえたら速やかに閉塞する（Engine Start/Stop ボタンで動作）</li> <li>・始動空気槽の元弁を閉塞する</li> </ul>
	始動後確認		<ul style="list-style-type: none"> <li>定格回転数の1/2程度にセットし下記を確認し適切な処置を行う</li> <li>・潤滑油プライミングポンプを停止後、各圧力計が正常値に安定していることを確認し、必要な場合は各調圧弁を調整する</li> <li>・各温度計が正常値であることを確認する</li> <li>・機関の回転が、ハンチングすることなく、安定していることを確認する</li> <li>・インジケータコックを開放し、全シリンダが燃焼していることを確認する</li> <li>・揺腕装置が、正常に潤滑され、異音無く動作していることを確認する</li> <li>・諸弁からガス漏れが無いことを確認する</li> <li>・下記の部位に異常発熱が無いことを確認する <ul style="list-style-type: none"> <li>燃料噴射ポンプ</li> <li>始動空気主管及び枝管</li> <li>ガバナ駆動ギヤケース</li> <li>ローラガイド装置</li> <li>クランクケースドア</li> <li>シリンダライナ</li> <li>潤滑油ポンプ、冷却水ポンプ</li> <li>始動空気分配弁</li> <li>カムケースドア</li> </ul> </li> <li>・下記の部位に異常振動が無いことを確認する <ul style="list-style-type: none"> <li>排気マニホールド</li> <li>吸気マニホールド</li> <li>吸・排気弁装置</li> <li>過給器</li> <li>空気冷却器</li> <li>ガバナ</li> <li>配管系等</li> </ul> </li> <li>・下記の部位に異音が無いことを確認する</li> </ul>

段 階	部位、実施時機	内 容	確認及び実施項目
			クランクケース内部 ギヤケース内部 排気マニホールド 過給器 ・機関各部から油、水、排気ガスの漏れが無いことを確認する ・クランクケースのミスト管からのミストの色及び量を確認する ・排気色を確認する ・機関各部の締付ボルトにゆるみが無いことを確認する
3.	運 転	摺合せ運転	主要摺動部の交換を行った場合の確認及び注意事項 ※ 主要摺動部： ピストン、シリンダライナ、ピストンリング、主軸受、クランクピン等 ・燃料油は A 重油を使用する ・図 1-1 に従い、無負荷運転を行う ・図 1-2 に従い、負荷を上げる 摺合せ運転中、下記の時機に下記の箇所を内部点検し異常が無いことを確認する ・無負荷運転時、回転速度 30% 及び 100% 運転終了後 ・負荷運転時、負荷 75% 及び 100% 運転終了後 ・クランクケースドア内部 シリンダライナ内面状況 主軸受、クランクピンメタル、シリンダライナの異常温度 ・カムケースドア内部 カム、ローラの摺動面状況 擦合せ運転中、下記を確認する ・異常過熱、異常振動、異音が無いことを確認する ・各締付ボルトのゆるみと廻り止め状況を確認する ・排気温度、シリンダ最高圧力を確認する（燃焼状態の確認） ・排気色及びミスト色を確認する ・過給器回転速度及び吸気圧力を確認する ・燃料油温度、潤滑油温度及び冷却水温度を確認する ・附属機器の作動状態を確認す ・適時潤滑油フィルターを掃除し完全に異物を除去する
		主要摺動部の分解を行った場合の確認及び注意事項 ※ 主要摺動部： ピストン、シリンダライナ、ピストンリング、主軸受、クランクピン等	・燃料油は A 重油を使用する ・図 1-3 に従い、無負荷運転を行う ・図 1-4 に従い、負荷を上げる ・摺合せ運転中、主要摺動部の交換を行った場合と同じ時期に同じ箇所を内部点検する ・摺合せ運転中、主要摺動部の交換を行った場合と同じ箇所を確認する
	調整運転	始動試験	始動空気タンクに所要圧力まで空気を充填し、始動できる回数を確認する
		機関各部の調整	・潤滑油調圧弁を操作し、潤滑油圧力を調整する ・燃料噴射ポンプの噴射タイミングを確認し、シリンダ内最高圧力を調整する ・排気温度を調整する

段 階	部位、実施時機	内 容	確認及び実施項目
		各部軸受温度計測	<p>下記の部位の温度が基準値を超えていないことを確認する</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・主軸受メタルは、機関入口潤滑油温度に 20℃を加えた温度</li> <li>・クランクピンメタルは、機関入口潤滑油温度に 25℃を加えた温度</li> <li>・ピストンピンメタルは、機関入口潤滑油温度に 30℃を加えた温度</li> </ul>
		ガバナ試験	<ul style="list-style-type: none"> <li>・負荷遮断時、負荷投入時の機関回転瞬時変動率及び整定時の機関回転変動率を確認する</li> <li>・負荷を変化させてから機関回転が整定するまでの時間を確認する</li> </ul>
		保護装置作動試験	<p>圧力スイッチ、温度スイッチ等の保護装置の動作を確認する</p>
	日常運転	負荷投入要領	<ul style="list-style-type: none"> <li>・負荷投入に要する時間は、主として下記の温度条件に左右される</li> <li>・冷却水及び潤滑油温度が 20～30℃の場合は表 1-11 の要領で負荷を投入する</li> <li>・冷却水が 40℃以上及び潤滑油温度が 30℃以上の場合は表 1-12 の要領で負荷を投入する</li> </ul>
		負荷投入過程における注意事項	<p>負荷投入中、下記を注意する</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・冷却水及び潤滑油圧力の変化</li> <li>・シリンダ出口温度の変化</li> <li>・過給器回転速度の変化</li> <li>・ミストの色及び量</li> </ul>
	運転時の監視	燃料油系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料サービスタンクの油量を確認し、必要な場合は給油する</li> <li>・燃料サービスタンクのドレンを排出する</li> <li>・燃料油フィルターの状態を確認し、必要な場合は清掃する</li> <li>・燃料供給ポンプの燃料戻り主管とサービスタンク間に設けられた調圧弁を操作し、機関への供給圧力を調節する</li> <li>・機関への供給圧力、温度を確認する</li> <li>・配管系統に漏油及び空気の吸込みが無いことを確認する</li> <li>・配管用クリップに弛みが無いことを確認する</li> </ul> <p>A 重油から C 重油に切替える際は下記に注意する</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・シリンダ冷却水入口温度：50℃以上</li> <li>・サービスタンク内の C 重油を予め加熱する</li> <li>・機関運転中、A 重油を 1 分間に 3℃の割合で 50～60℃ま加熱する</li> <li>・機関の負荷を 40～50%に保ち A 重油から C 重油に切替える</li> <li>・負荷を徐々に上げる</li> </ul> <p>C 重油から A 重油に切替える際は下記に注意する</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>・機関の負荷を 40～50%に保ち C 重油から A 重油に切替える</li> <li>・負荷を徐々に下げる</li> </ul>

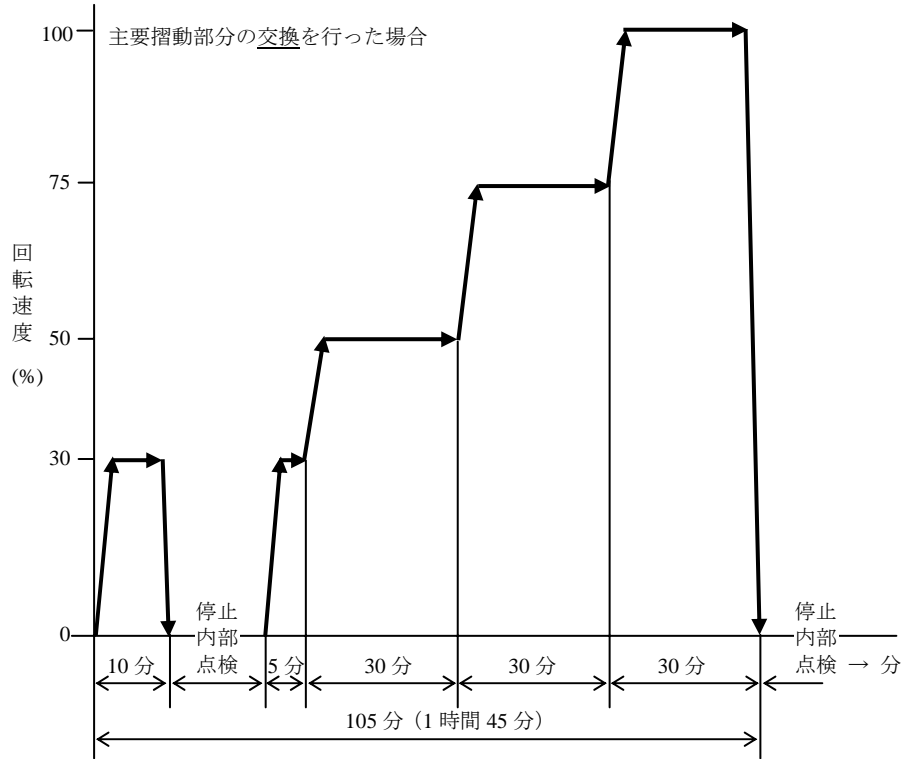
段 階	部位、実施時機	内 容	確認及び実施項目
		潤滑油系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ サンプタンクの油面を計測、記録して消費量を確認し、必要な場合は給油する</li> <li>・ サンプタンクのドレンを排出する</li> <li>・ ポンプの吐出圧が正常であることを確認する</li> <li>・ 機関入口圧力、温度が正常であることを確認する</li> <li>・ 配管系統に漏油及び空気の吸込みが無いことを確認する</li> <li>・ 配管用クリップの弛みを確認する</li> <li>・ 定期的に潤滑油の性状分析を行う</li> </ul>
		冷却水系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 機関入口圧力及び出口温度が正常であることを確認する</li> <li>・ 配管系統に漏水及び空気の吸込みが無いことを確認する</li> <li>・ 膨張タンクの水量を確認し、必要な場合は給水する（自動給水）</li> <li>・ 膨張タンクの水質を定期的に点検する</li> </ul>
		過給機	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 同一条件で、定期的にデータを採取し、工場試験時のデータと比較する</li> <li>・ 異常振動、異音が無いことを確認する</li> </ul>
		空気冷却器	空気冷却器の冷却効率を確認し、下記に従い、掃除を行う <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 冷却効率が 0.60 以下ならば冷却器の冷却水側を掃除する</li> <li>・ 冷却効率が 0.70 以上に回復しなければ、空気側を掃除する</li> </ul>
		機関本体主要部	運転中、シリンダヘッド廻りについて下記を確認する <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 揺腕が正常に動作していることを確認する</li> <li>・ 諸弁からガス漏れが無いことを確認する</li> <li>・ 漏油、漏水が無いことを確認する</li> <li>・ 各ボルトナットが弛んでいない機ことを確認する</li> <li>・ 注油量が適切であることを確認する</li> </ul> 運転中、その他の部位については、下記を確認する <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 配管の継手から漏油、漏水が無いことを確認する</li> <li>・ 配管系統及び冷却器の空気抜きを行う</li> <li>・ 異常発熱、異常振動、異音が無いことを確認する</li> <li>・ 各ボルトナットが弛んでないことを確認する</li> <li>・ 排気色及びミストの量、色を確認する</li> </ul> 機関性能日誌を作成し、定期的に主に下記の確認を行う <ul style="list-style-type: none"> <li>・ 各シリンダ出口温度が平均排気温度の±30℃以内</li> <li>・ 各シリンダの最高圧力が規程最高圧力以下で、バラツキが 0.7MPa 以内</li> </ul>
4.	停 止	通常停止	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 負荷を 15 分間程度かけて 50% に下げる</li> <li>・ 50% 負荷で 15 分間運転する</li> </ul>

段 階	部位、実施時機	内 容	確認及び実施項目
			<ul style="list-style-type: none"> <li>・無負荷まで徐々に下げる</li> <li>・燃料制御ハンドルを停止位置へ移動する</li> <li>・冷却水ポンプ及び潤滑油プライミングポンプを運転したまま、30分以上、ターニングを行う（アフタークーリング）</li> <li>・アフタークーリング中にインジケータコックを開放し、残った燃焼ガスを排出する</li> <li>・機関が停止したら、燃料油元弁等、必要な弁を閉塞する</li> </ul> 次回の始動に支障が無いように下記を行う <ul style="list-style-type: none"> <li>・始動空気タンクへ空気を充填する</li> <li>・必要に応じて燃料油、冷却水、潤滑油を補給する</li> <li>・各フィルターを清掃する</li> <li>・必要箇所の手入れ、修理を行う</li> </ul>
	停止後の処置	(1週間以上停止する場合)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・機関及び各クレー内部から冷却水を完全に抜出し、水溜りを残さない。</li> <li>・下記の部位に防錆油を吹き付ける               <ul style="list-style-type: none"> <li>始動弁及び始動空気分配弁</li> <li>燃料制御レーシャフト</li> <li>シリンダヘッド上面</li> <li>揺腕軸支え</li> <li>その他露出している機械加工面</li> </ul> </li> <li>・排気弁もしくは燃料噴射弁を抜出し、機関ターニング中にそこからシリンダ内に防錆油を吹き付けた後、抜出した弁を元に戻す</li> <li>・機関主要部の各ボルト及び主管を点検する</li> <li>・機関室外の煙突及びミスト排出口にカバーをする</li> <li>・機関室内を換気する</li> </ul>
	緊急停止	緊急停止方法	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料主管入口の元弁を閉塞する</li> <li>・ガバナの回転指令を最低速にセットする</li> </ul>
		緊急停止を行うべき状況	下記の場合、機関を緊急停止する <ul style="list-style-type: none"> <li>・機関の回転速度が自然に上昇した時、または速度制御が不能になった場合</li> <li>・燃料目盛ラックが異常に増加し、回転速度が低下した場合</li> <li>・軸受部、その他摺動部に異常発熱を認めた場合</li> <li>・機関が異常に振動する場合</li> <li>・機関から異音が発生した場合</li> <li>・クランクケースミストの量及び色に異常を認めたとき</li> <li>・潤滑油圧力が急激に低下した場合</li> <li>・冷却水温度が急激に上昇した場合</li> <li>・過給機の異常発熱、異常振動、異音を認めた場合</li> <li>・排気温度が急激に変化した場合</li> </ul>
		緊急停止後の処置	<ul style="list-style-type: none"> <li>・「緊急停止を行うべき状況」に伴い、緊急停止を行った場合、冷却水ポンプ、</li> </ul>



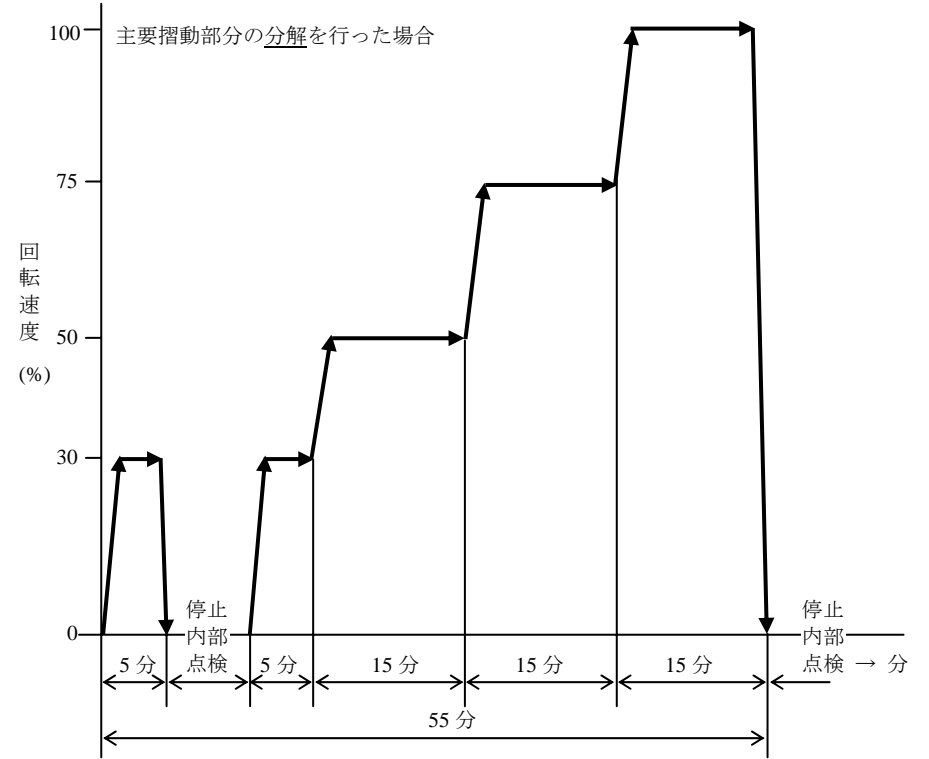
	段 階	部位、実施時機	内 容	確認及び実施項目
				潤滑油ポンプの運転を継続し、アフタークリーニングを行う ・ミスト管より多量のミストが排出される場合、クランクケース内のミスト圧が異常に高くなっている場合があるので、排出されるミスト量が減少するまで(20分以上)、クランクケースドアを開放しない ・C重油を完全にA重油で置換するまで燃料油を循環させる
		休止時の処置		・週1回は機関のターニングを行い、ピストン及び軸受の当たる位置を変える ・潤滑油プライミングポンプによりプライミングを行い各部に注油する ・必要箇所に油差しで注油する ・吸・排気弁、揺腕に注油する ・月1回、機関の外部点検を行う ・月1回、機関の摺動部及び光沢部に防錆油を吹き付ける ・3月に1回、排気弁もしくは燃料噴射弁を拔出し、機関ターニング中にそこからシリンダ内に防錆油を吹き付けた後、拔出した弁を元に戻す ・潤滑油の性状分析を毎月行う

[出所] 新潟原動機株式会社、原動機 28HLX 機関運転要領



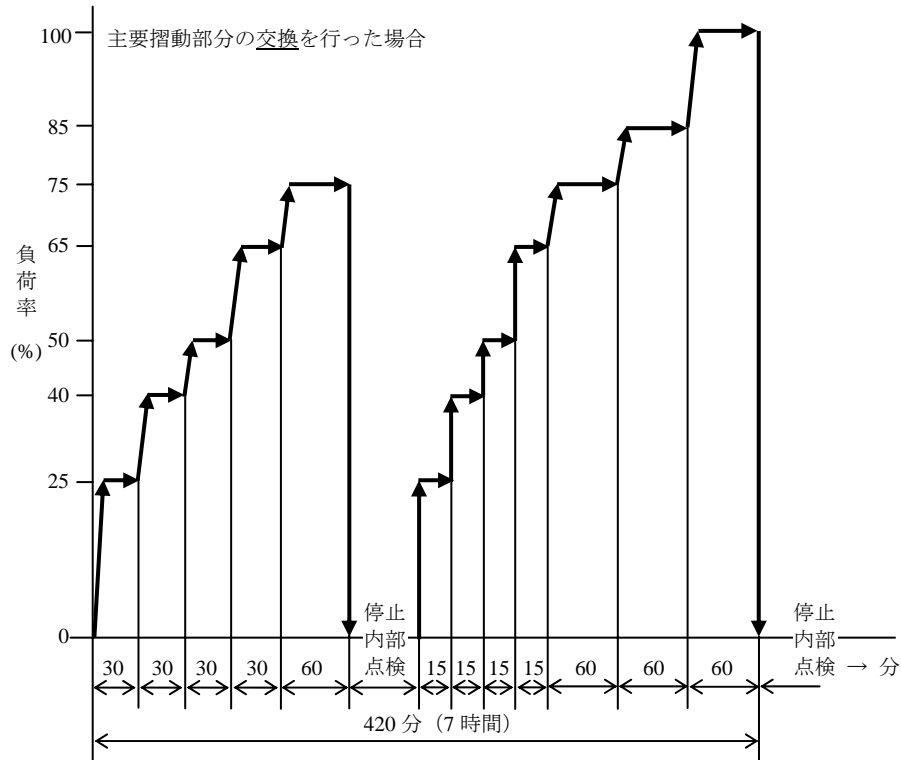
[出所] 新潟原動機㈱、原動機 28HLX 機関保守要領

図 1-1 摺合せ運転要領 無負荷運転  
(主要摺動部品の交換を行った場合)



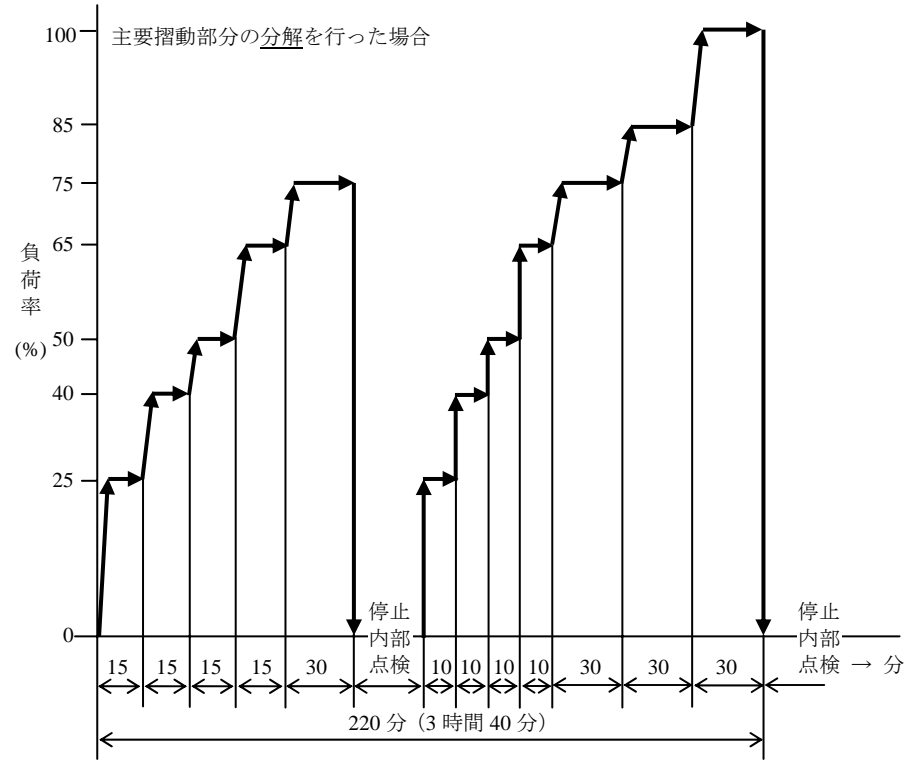
[出所] 新潟原動機㈱、原動機 28HLX 機関保守要領

図 1-2 摺合せ運転要領 無負荷運転  
(主要摺動部品の分解を行った場合)



[出所] 新潟原動機㈱、原動機 28HLX 機関保守要領

図 1-3 摺合せ運転要領 負荷運転  
(主要摺動部品の交換を行った場合)



[出所] 新潟原動機㈱、原動機 28HLX 機関保守要領

図 1-4 摺合せ運転要領 負荷運転  
(主要摺動部品の分解を行った場合)

表 1-9 負荷投入要領（冷却水および潤滑油温度が 20～30℃の場合）

負荷率	通常	急速	緊急
0 ～ 65 %	8 分	4 分	2 分
65 ～ 90 %	15 分	8 分	4 分
90 ～ 100 %	7 分	4 分	2 分
計	30 分	16 分	8 分

[出所] 新潟原動機㈱、原動機 28HLX 機関保守要領

表 1-10 負荷投入要領（冷却水温度 40℃以上かつ潤滑油温度 30℃以上の場合）

負荷率	通常	急速	緊急
0 ～ 65 %	4 分	2 分	1 分
65 ～ 90 %	8 分	4 分	0.5 分
90 ～ 100 %	4 分	2 分	0.5 分
計	16 分	8 分	2 分

[出所] 新潟原動機㈱、原動機 28HLX 機関保守要領

表 1-11 ディーゼル機関の保守に関する作業標準

○：点検及び整備、△部分的に点検及び整備

●：交換

点検項目	点検内容	B	D1	D2	D3	E2	備考
シリンダヘッド	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃焼室、吸排気通路の清掃、点検</li> <li>・燃焼面カラーチェック</li> <li>・シリンダヘッドスタッド締付確認</li> <li>・Oリング（燃料弁本体）確認</li> </ul>	○	○	○	○	○	
吸気弁	<ul style="list-style-type: none"> <li>・弁の点検、計測、カラーチェック</li> <li>・弁ガイドの内径計測</li> <li>・弁シートの摺合せ</li> <li>・ばねの点検</li> <li>・ロートマットの分解点検</li> </ul>	○	○	●	○	●	
排気弁	<ul style="list-style-type: none"> <li>・弁の点検、計測、カラーチェック</li> <li>・弁ガイドの内径計測</li> <li>・弁シートの摺合せ</li> <li>・ばねの点検</li> <li>・ロートマットの点検</li> <li>・バルブシートOリング交換</li> </ul>	○	○	●	○	●	
燃料噴射弁	<ul style="list-style-type: none"> <li>・噴射弁ノズルの点検</li> <li>・噴射圧力テスト、噴霧状況の確認</li> <li>・燃料弁本体カラーチェック</li> <li>・ばねの点検</li> </ul>	●	●	●	●	●	必要ならばノックピン交換
始動弁	<ul style="list-style-type: none"> <li>・弁の点検、摺合せ</li> <li>・ばねの点検</li> </ul>		○	○	○	○	
インジケータコック	<ul style="list-style-type: none"> <li>・本体と弁の摺合せ</li> <li>・ばねの点検</li> </ul>		△	○	△	●	△毎日起動停止運転
ピストン	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ピストンの分解清掃と点検</li> <li>・ピストン外径計測</li> <li>・ピストンピンボス内径計測</li> <li>・ピストンピン外径計測</li> <li>・リング溝とリングのスキマ計測</li> <li>・リングの点検</li> <li>・スナップリングの点検</li> <li>・ボルト*ピストン締付力確認</li> </ul>		○	○	○	○	
シリンダライナ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・クランクケースドアからの内周面の目視点検</li> <li>・燃焼面、摺動面の点検</li> <li>・ファイヤーリングの真円度計測、カラーチェック</li> <li>・デグレージング施工</li> <li>・抜き出し点検、外面の腐食確認</li> </ul>	○	○	○	○	○	
接続棒	<ul style="list-style-type: none"> <li>・クランクピン軸受の点検</li> <li>・接続棒セレクション部の点検</li> <li>・クランクピンボルトの点検と締付力確認</li> <li>・注油穴の点検と清掃</li> <li>・閉止プラグの緩み確認</li> <li>・小端、大端部内径の寸法計測</li> <li>・小端軸受の点検</li> </ul>		○	●	○	●	**  A 重油洗浄後、エア通し内径偏心率確認
クランク軸	<ul style="list-style-type: none"> <li>・デフレクション計測</li> <li>・クランクピン及びジャーナル部の点検、計測</li> <li>・クランクピン及びジャーナル部のカラーチェック</li> </ul>	○	○	○	○	○	5.2 参照

点検項目	点検内容	B	D1	D2	D3	E2	備考
	・バランスウエイト取付ボルトの緩み確認					○	
振り振動ダンパー	・分解点検 ・円筒バネ点検 ・軸受ピース点検 ・ナカゴマ、内外輪の当たり確認 ・ボルト類の点検					○ ● ● ○ ●	
カムギヤダンパー	・ダンパーの分解点検 ・円筒ばねの点検 ・間隙片の点検 ・ナカゴマ、内外輪の当たり確認 ・側板取付ボルト、皿ばね座金点検			○ ○ ○ ○ ○		○ ● ● ○ ●	
主軸受及び基準軸受	・主軸受の点検、スキマ計測 ・基準軸受の点検、スキマ計測 ・スラスト軸受の点検及びスキマ計測		△	○ ○	●	○ ● ●	**△：中央部の主軸受け 1ヶ所のみ点検**
揺腕装置	・軸の点検、注油穴の清掃 ・ブッシュの点検 ・軸、ブッシュ間のスキマ計測 ・アジャストボルト、カラーの点検 ・タペットスキマの確認、調整 ・揺腕のカラーチェック	○	○ ○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○ ○	○ ● ○ ● ○ ○	
カム、カムローラ、カム軸受	・カムの外観点検 ・ローラの当たり確認 ・カム軸受のスキマ計測 ・カム軸受の点検	○ ○	○ ○	○ ○ ○	○ ○	○ ○ ○ ●	
動弁装置及び吸排気タペット	・吸排気ブッシュロッドの点検、調整 ・各タペットの分解点検、注油口の清掃 ・ローラのブッシュ点検 ・軸、ローラピン、タペット内径計測 ・ローラピン、スナップリング、タペットのカラーチェック		○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○	○ ○ ● ○ ●	曲がり、両端金具の点検
燃料噴射ポンプ	・テフレクタ、吐出弁、プランジャー点検 ・ラック目盛位置点検 ・噴射時期点検 ・開放、清掃点検 ・スプリング及びプランジャガイドの点検		○	● ○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○ ○	● ○ ○ ○ ●	
ガバナ駆動装置	・ギヤの当りとピッチングの点検 ・バックラッシュの確認 ・ボールベアリングの点検 ・ギヤ類の点検			○ ○ ●		○ ○ ● ●	
ガバナ	・ガバナ油交換 ・オーバーホール	○	○ ○	○ ○	○ ○	○ ○	オーバーホールは、メーカーに送付
燃料噴射管	・燃料噴射管シート部のチェック ・カラー面チェック		○ ○	○ ○	○ ○	○ ○	
各種ギヤ	・クランクギヤ歯当たり、ピッチングの有無の点検 ・カムギヤ歯当たり、ピッチングの有無の点検 ・中間ギヤ歯当たり、ピッチングの有無の点検 ・各ポンプ駆動ギヤ歯当たり、ピッチングの有無の点検		○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○	○ ○ ○ ○	

点検項目	点検内容	B	D1	D2	D3	E2	備考
	・各ギヤのバックラッシュの確認 ・各中間ギヤの軸受ブッシュの点検		○	○	○	○	
始動空気分配弁	・分解、清掃、点検 ・傘バルブの当たり確認		○	○	○	●	
主始動弁	・分解、清掃、点検 ・弁シートの摺り合わせ ・ばねの点検		○	○	○	○	
潤滑油ポンプ (機関付の場合)	・ギヤの歯当たり、ピッチングの有無の点検 ・軸受の点検			○		○	
燃料加減装置	・リンケージのがた、緩みの点検 ・ばねの確認 ・ボールベアリング及び軸受の摩耗確認 ・ラックレバー（二股部）、リーマボルト、リンクの摩耗確認 ・ロッドエンドベアリングの点検	○	○	○	○	○	
過給機	・分解、清掃、点検 ・軸受けの点検		○	○	○	○	過給機取扱説明書参照
空気冷却器	・冷却水通路の清掃 ・空気通路の清掃 ・水圧テスト ・防食亜鉛（海水仕様の場合）		○	○	○	○	
ばね類	・ターニング安全弁ばねの点検 ・潤滑油調圧弁ばねの点検（過給機）			○		○	
排気管	・伸縮継手の点検 ・管内部汚損点検及び清掃 ・伸縮継手取付面の変形の点検 ・ラギングの補修 ・ガスケットの交換	●	○	○	○	○	
吸気マニホールド 及び吸気ダクト	・ドレンセパレータの点検 ・ダクトの亀裂の有無点検 ・マニホールド内部の点検、清掃		○	○	○	○	
冷却水ポンプ (機関付の場合)	・オイルシールの交換 ・メカニカルシールの交換 ・ベアリングの点検		●	●	●	●	
潤滑油クーラー	・清掃、点検		○	○	○	○	
空気冷却器クーラー	・清掃、点検		○	○	○	○	
ジャケット水クーラー	・清掃、点検		○	○	○	○	

\*\*クランクピン軸受、主軸受及び基準軸受点検の際、異常が認められた場合は直ちに交換して下さい。

[出所] 新潟原動機株、原動機 28HLX 機関保守要領

表 1-12 日常点検内容

点検項目	点検内容	点検間隔	備考
一般項目	<ul style="list-style-type: none"> <li>・各タンクのレベル確認</li> <li>・各計器の指示値確認</li> <li>・各温度計の指示値確認</li> <li>・油・水漏れの有無確認</li> <li>・各部の異常振動の有無確認</li> <li>・各バルブの開閉確認</li> <li>・各ドレンの廃却</li> <li>・異常音の有無確認</li> </ul>	毎日 毎日 毎日 毎日 毎日 毎日 毎日 毎日	目視及び記録 記録 記録 目視 目視及び記録
燃料系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・粘土の確認</li> <li>・燃料ドレン量の確認</li> <li>・燃料温度確認</li> </ul>	毎日 毎日 毎日	
冷却水系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・水質分析</li> </ul>	500h 毎	
潤滑油系統	<ul style="list-style-type: none"> <li>・性状分析</li> <li>・スポット試験</li> <li>・スラッジチェッカー内の異物の確認</li> </ul>	500h 毎 500h 毎 毎日	
過給機	<ul style="list-style-type: none"> <li>・エバーライトフィルターの洗浄</li> <li>・ブロワ洗浄</li> <li>・タービン洗浄</li> </ul>	100h 毎 500h 毎 100h 毎	フィルターサイレンサー仕様の場合
機関ミスト	<ul style="list-style-type: none"> <li>・色、量の確認</li> </ul>	毎日	
排気ガス	<ul style="list-style-type: none"> <li>・色、量の確認</li> </ul>	毎日	目視

[出所] 新潟原動機㈱、原動機 28HLX 機関保守要領



## **(2) 送配電網の運転維持管理に関する作業標準**

## 2. 送配電網の運転維持管理

### (1) 電力系統の運転管理に関する作業標準

標準的な電力系統の運転管理業務を表 2-1 に示す。電圧、周波数が適切に管理された良質な電力を供給するためには、信頼性が確保された電力供給設備で系統を構築することが前提条件である。その上で、運転記録等をもとに需給計画を立案し、時々刻々と変化する需要変動を加味しながら適切に系統操作を行うことにより、良質な電力供給は確保される。老朽化し信頼性が著しく低く、頻繁に故障復旧作業を必要とする NPA の電力系統の現状は、健全な状態から大きく逸脱しており、作業標準を設定し、それをもとに系統を運用することは困難である。以下に示すのはあくまで一般的な作業標準であり、NPA の電力供給設備の現状を考えると、送配電網の更新、増強を適切に計画できる人材が育成され、信頼性の確保された電力設備で系統が構築された後、徐々に定着していくと考えられる。

表 2-1 電力系統の運転管理に関する主な業務

業務項目	業務内容
系統監視	供給電力の品質維持を目的とし、電力供給設備の運転状況、需要状況を監視する
系統操作	電力供給設備の円滑な運用についての決定、指令、操作を行う
需給計画	必要な予備力を確保し、供給信頼度を維持するための需給計画を立案する
電圧、周波数管理	適切な運用目標範囲を決定し、その範囲内に管理する
事故復旧操作	供給支障の局限化しつつ、安全かつ迅速に復旧操作を行う
負荷制限	電力供給設備の事故停止等により、需要が供給を上回る場合の負荷制限の決定、指令、操作を行う
運転記録の管理	運転記録、要領書、報告書の作成管理

[出所] 調査団

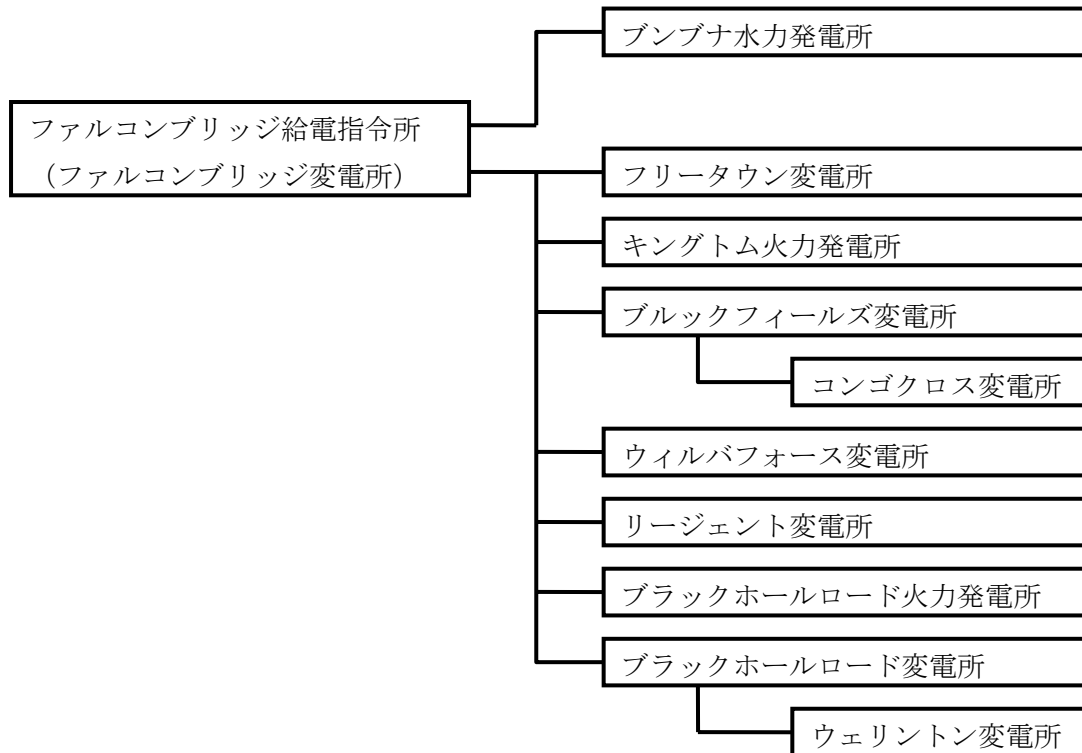
#### 1) 系統の監視及び操作

電力の品質維持を図るためには、周波数、電圧、潮流等、電力流通設備の運転状況を監視する必要がある。また、電力供給設備を円滑に運用するためには、給電指令系統を確立し、電力系統の運転、故障等の情報伝達を迅速に行い、適切な意思決定のもと、表 2-2 に示す操作の給電指令を適切に行う必要がある。給電指令系統の一例として、図 2-1 にその体制を示す。近い将来、ポンプナ水力発電所が運転開始され、売電契約のもと他の企業体により運転管理が行われる。発電機の制御方式、出力調整、系統の保護協調等は、綿密に連係を行っていく必要があり、ポンプナ水力発電所との連携体制を明確にしつつ、NPA 内部の体制も再整理し、実際の業務に即した、給電指令系統を早い段階で確立する必要がある。

表 2-2 電力系統の運転操作

項目	操作内容
発電機	運転/停止、出力調整、制御機能の変更
変圧器	運転/停止
調相設備	運転/停止
送配電線	運転/停止
接地設備	運転/停止
保護継電器	整定、制御機能の変更

[出所] 調査団



[出所] 調査団

図 2-1 給電指令系統の一例

## 2) 需給計画

電力は貯蔵することができないため、時々刻々と変化する需要に対し、負荷特性及び発電機特性を考慮し、運転予備力、瞬時予備力を保ちながら供給力を均衡させていく必要がある。需給バランスを作成し、それをもとに電力系統の運転を行いつつ、適宜、実際の負荷状況を発電機出力に反映することで円滑に需給の均衡を保つことができる。需給計画の分類を表 2-3 に示す。需給計画を立案するためには、まず、根拠となる運転記録、電力供給設備の保守計画、貯水池の使用計画等を揃える必要がある。NPA についてはこれらの需給計画のバックデータを整備することから着手する必要がある。

表 2-3 需給計画の分類

分類	計画内容
短期需給計画	過去の運転記録、天候、社会的事情等から、翌日、翌週については 1 時間毎の需給バランスを作成する 当日計画 翌日計画 翌週計画 月間計画
長期需給計画	貯水池の使用計画、発電設備、送配電設備、変電設備の保守計画を考慮し、短期需給計画より長い視野で、需給バランスを作成する 雨季／乾季計画 年間計画

[出所] 調査団

### 3) 電圧管理

全ての電気機器は、定格電圧のもとで正常な機能を発揮するように製作されているため、重負荷時、システムの末端においても電圧が規定値に維持されるよう努めなければならない。電力系統における電圧の調整方法を表 2-4 に示す。また、電圧の運用目標範囲の一例を表 2-5 に示す。

表 2-4 電圧の調整手段

調整手段
発電機の励磁による調整
変圧器タップ変更による調整
調相設備による無効電力の調整
発電機運転台数の増減による無効電力の調整
系統構成の変更

[出所] 沖縄電力、給電業務要領

表 2-5 電圧の運用目標の一例

電圧階級	運用目標範囲
低圧 系統 415 V	415 V ± 42V
240 V	240 V ± 24V

[出所] 調査団

NPA の場合、一次変電所以降の 11 kV、低圧配電線については、単線図、ルート図等、基本的な情報が整理されていない状態にあり、運転記録も無く、電圧の分布状況がつかめていない。まず、それらの基礎情報を整理する必要がある。その後、適切な配電網の更新、増強計画を立案し、二次変電所（11 kV/415-240 V）の再配置を行い、重負荷時でも電圧が運用範囲を逸脱しない系統を構築する必要がある。その後、はじめて、電圧降下が深刻と考えられる箇所、重負荷時に電圧計測を実施し、表 2-4 の調整手段により、電圧管理を行うことが可能となる。

### 4) 周波数管理

周波数の変動は、回転機器の回転数等に影響を与え、特に、工場等の大口需要家では、加工工程に影響を与える等、様々な障害を引き起こすため、適切な管理が必要である。そのためには、需給計画を立て、需給の均衡を保つ必要がある。NPA の場合、電源の現有能力が、需要に対し圧倒的に不足しており、周波数管理を適切に行うことが困難な現状である。ポンプナ水力発電所の運転開始、その他電源の開発等、十分な供給力が確保された後は、運用目標範囲を設定し、その維持に努めなければならない。周波数の運用管理目標の一例を以下に示す。

周波数の運用目標範囲： 50 Hz ± 0.25 Hz 以内

また、今後、発電設備が増加してくることを想定すると、発電機のガバナフリー運転だけでは、適切に負荷配分を行うことは困難となってくることが予想される。負荷周波数制御、経済負荷配分制御を導入していく必要がある。

### 5) 事故復旧操作

電力系統に事故が発生した場合、運転要員は、給電指令系統に従い迅速な一次処理を要求される。人身安全の確保、停電の拡大防止の観点から、給電指令系統に従い、緊急措置、復旧操作を確実に行っていく必要がある。NPA は、日々、設備の老朽化を主な原因とする多くの故障復旧作業を余儀なくされており、当面の課題は、故障報告書様式を定め、記録を作成し、発生頻度の多い故障を分析することである。それらに対し、緊急措置、故障原因調査方法、復旧操作を要領化し、電気技術者と連絡を取りながら、現場要員で迅速に対応できる体

制を整える必要がある。しかしながら、二次変電設備の配置、電力供給設備の老朽化に、根本的な問題があり、作業標準にもとづく運用の前にこれらを解消することが課題である。

#### 6) 負荷制限

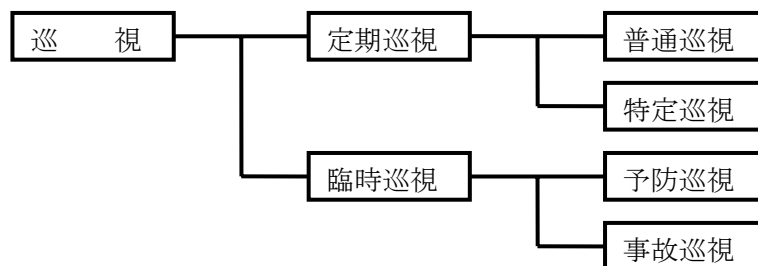
現在、NPA は、非常に限られた電源容量での系統運転を余儀なくされており、日常的に負荷制限が行われている。負荷制限要領を定めているものの、度重なる故障により、その要領も円滑に運営されていない。潮流管理、電圧管理、周波数管理が行える状況が整備された後、負荷制限に対する方針、実施要領を改めて定めていく必要がある。

### (2) 送配電網の維持管理に関する作業標準

送配電網の維持管理業務には、巡視、点検、補修の3つがあるが、作業を標準化して定期的実施する必要がある、巡視、点検の要領について以下に記載する。架空送配電線は公共の中に敷設された設備であるため、常に現状を把握し、健全な状態が維持されるよう、定期的かつ効率的に確認作業を行う必要がある。巡視は、主に目視で健全性を確認し、補修が必要な箇所を効率よく洗い出していく業務である。一方、点検は、計測機器等を用い、巡視より一步踏み込んで時間をかけ設備の現状を確認する。

#### 1) 架空送配電線の巡視

巡視には、図 2-2 に示す分類がある。架空送電線路の各巡視の定義、頻度を表 2-6 に示す。特に、頻度が多く、健全性を確認する上で最も重要な普通巡視の巡視項目を表 2-7 に示す。



[出所] 発変電現場、コロナ社

図 2-2 巡視の分類

表 2-6 架空送配電線の巡視の定義と頻度

巡視の種類		定義	頻度
定期巡視	普通巡視	電線路の設備状況ならびに電線路付近の樹木、建造物、造営物、他の工作物との交叉や接近の状況等を調査するため、全線路にわたって定期的に行う巡視	1回/3月
	特定巡視	電線路の経過地の状況変化が著しく電線路に支障を及ぼすおそれのある工作物の新增設や、土地造成にともなう異常等を早期に発見するため、特定の区間を定めて行う巡視	1回/月以上
臨時巡視	予防巡視	豪雨期、木伸長気等において、事故の発生を予防するために行う巡視	必要の都度
	事故巡視	電線路に事故が発生した場合に、事故箇所の発見及び事故状況の把握を行うための巡視	必要の都度

[出所] 発電現場、コロナ社

表 2-7 架空送配電線の巡視項目と内容

巡視項目	詳細項目	巡視内容
電線路用地	樹木接触	樹木伐採の必要性確認
	横断物	家屋、配電線等、電線路用地への横断物の状況確認
	用地状況	陥没、のり面崩壊、落石、地割れ等、用地状況の変化確認
	アクセス道路	アクセス道路の健全性確認
支持物	電柱	電柱の損傷状況、埋設深さ、傾き、ボルトの緩みの有無の確認
	腕金	発錆、損傷、ボルトの緩みの有無の確認
	周辺状況	地割れ等の有無の確認
	支線	断線、発錆、ボール型がいしの損傷、アンカーの地中深さ、接地線の損傷の有無の確認
導体	導体	断線、キンク、異常なたわみ、異音の有無の確認
	スリーブ	発錆、変形、異音の有無の確認
がいし	ピンがいし部金具	エレメントワイヤーの断線、発錆、導体のすべり、変色の有無の確認
	がいし	がいしの亀裂・欠け・アーク跡、金属部品の発錆、ボルトの緩みの有無の確認

[出所] JICA 調査団

2) 架空送配電線の点検

架空送電線の点検項目、点検内容、頻度を表 2-8 に示す。

表 2-8 架空送配電線の点検項目と頻度

点検項目		点検内容	頻度
支持物点検	鉄塔 鉄柱	基礎コンクリート保護工及び地盤の状態 部材の変形、わん曲の有無 部材及びボルトの発錆程度 ボルトのゆるみの有無 接地抵抗測定	1回/5年
	木柱	腐朽の程度 傾斜の状態 支線、支柱の異常の有無 接地抵抗測定	1回/4年
電線		損傷、腐食、アーク跡の有無 クランプ、スリーブ、スペーサー等の異常の有無	1回/4年～5年
がいし		不良がいし検出 がいしの亀裂、ひだかけの有無 コッタボルト、割りピン等の発錆、損傷の有無及び取付け状態 パインド線のゆるみの有無 架線金具の異常	1回/3年～10年
その他		注意標識等	必要の都度

[出所] 発電現場、コロナ社

### 3) 地中送配電線の巡視、点検

地中配電線については、「シ」国の場合、直接、埋設されているため、巡視で状況を確認できるのは、ケーブルヘッド及び地面からの立上がり部の状況程度である。5年に1回の周期で実施される点検において、絶縁抵抗測定、管路の導通試験等を行う必要がある。NPAの地中送電線については、老朽化のため地絡故障が頻発しているため、マーレーループ法等、故障点検出方法を習得し、効率良く故障復旧を行えるようになる必要がある。

### (3) 変電設備の維持管理に関する作業標準

変電設備の維持管理業務についても、巡視、点検、補修の3つがあるが、作業を標準化して定期的実施する必要がある、巡視、点検の要領について以下に記載する。

#### 1) 変電設備の巡視

変電設備の巡視の種類を表 2-9 に示す。定期的に行う巡視において確認すべき項目を表 2-10 に示す。

表 2-9 変電設備の巡視の種類

巡視の種類	頻度	状態	巡視内容
日常巡視	毎日	活線	目視確認
週間巡視	毎週	活線	目視確認、計器指示値記録
月間巡視	毎月	活線	目視確認、計器指示値記録、活線状態で可能な補修
緊急巡視	必要の都度	活線	系統運転員の判断、需要家からの通報の都度実施

[出所] パラオ共和国電力供給改善マスタープラン調査報告書

表 2-10 変電設備の巡視項目

巡視設備	巡視項目	巡視の種類		
		日常	週間	月間
変圧器	外観	×	×	×
	絶縁油レベル	×	○	○
	温度	×	○	○
	シリカゲル	—	—	×
	絶縁油清浄装置の動作回数	×	○	○
	負荷時切換タップ			
	切換回数	×	○	○
	タップ位置	×	○	○
遮断器	外観	×	×	○
	作動回数	×	×	○
保護装置及び指示計	外観	×	×	×
	保護装置のターゲット	×	×	×
	指示値	×	○	○
断路器	外観検査	×	×	×
アレスター	外観検査	×	×	×
	動作回数	×	○	○
所内変圧器	外観検査	×	×	×
ケーブル及びブッシング	外観検査	×	×	×
ランプ	フィラメント切れのものを交換	×	×	×
蓄電池	電解液の液面	—	×	×
接地用変圧器	外観検査	×	×	×

×：確認

○：確認及び記録

[出所] JICA 調査団

2) 変電設備の点検

変電設備の点検の種類を表 2-11 に示す。定期的に行う点検において確認すべき項目を表 2-12 に示す。

表 2-11 変電設備の点検の種類

点検の種類	頻度	状態	点検内容
定期点検	1～2年周期	停電	機能確認作業及び清掃など分解を伴わない点検
定期点検	2～3年周期	停電	メーカー推奨内容に従い分解点検
特別点検	必要の都度	停電	下記の場合に実施 巡視において異常が確認された場合 定格異常の短絡、過負荷が生じた場合 設備が塩分雰囲気等で汚損された場合 定格を大きく上回る状況が生じた場合 事故が発生した場合

[出所] パラオ共和国電力供給改善マスタープラン調査報告書



表 2-12 変電設備の点検項目

点検設備	点検項目	周期
変圧器	外観	1年
	警報接点	3年
	絶縁抵抗計測	3年
	主回路	
	絶縁油	
	ブッシング	3年
	負荷時切換タップ	3年
	シリカゲル交換	1年
遮断器	外観	1年
	動作試験	3年
	絶縁抵抗計測	3年
	ブッシング	3年
	動作機構	3年
	遮断部	3年
	付属機器	6年
	その他	6年
	保護装置及び 指示計	保護装置の外観
保護装置の特性確認		3年
指示計の校正		3年
シーケンス制御動作確認		3年
断路器	外観検査	1年
	作動確認	3年
所内変圧器	外観	1年
	絶縁抵抗測定	3年
	ブッシング	3年
	絶縁油分析	3年
絶縁物	外観	1年
	清掃	3年
蓄電池	外観	1年
	均等充電	6ヶ月

[出所] JICA 調査団