

スリランカ民主社会主義共和国  
セイロン電力庁

スリランカ国  
電力供給システム効率化に係る  
情報収集・確認調査

ファイナルレポート  
(要約)

平成24年12月  
(2012年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)

日本工営株式会社  
東電設計株式会社  
株式会社双日総合研究所

南ア
JR
12 - 049

スリランカ民主社会主義共和国  
セイロン電力庁

スリランカ国  
電力供給システム効率化に係る  
情報収集・確認調査

ファイナルレポート  
(要約)

平成24年12月  
(2012年)

独立行政法人  
国際協力機構(JICA)

日本工営株式会社  
東電設計株式会社  
株式会社双日総合研究所

---

## 要約

### 1. 調査の目的

本調査の目的は、以下の通りである。

- 1) スリランカ全国の電力供給システムの効率的活用、およびそのための整備に必要となる諸課題を定量的に分析・整理する。
- 2) JICAにおける今後の支援の優先順位付けの検討に資する情報収集を行う。

また、本調査の期待される成果は、電力システム効率化のための定量的分析が実施され、効果的な援助アプローチが明確となることである。

### 2. 送配電設備の問題点

CEB との協議および現場踏査を通じて、調査団は CEB の送配電設備に以下の問題があることを確認した。

- 1) 送変電設備の問題点
  - i) コロンボ市の急増する電力需要への対応
  - ii) 一部送電線の低い許容電流値
  - iii) 一部系統の低い信頼度
  - iv) 無効電力供給機器の不足
  - x) 系統末端での電圧降下など
- 2) 配電設備の問題点
  - i) 変電所／配電用変電所の過負荷
  - ii) 配電電圧の低下
  - iii) 配電自動化システム(DAS)の未導入
  - iv) 電力量の監視機能の欠如
  - v) 配電変圧器の容量の不適合
  - vi) 低い需要家密度と長い配電線
  - vii) 盗電
  - viii) 接続点での抵抗ロス
  - ix) 設備の老朽化
  - x) 海岸地域の塩害
  - xi) 街路灯の電力料金の未収

CEB はこれらの問題を解決するためのプロジェクトをリストアップし、円借款要請リストとして調査団に提示した。

### 3. 候補プロジェクトの概要

調査団は要請プロジェクトの優先順位付け、コストの見直し、年間ロス削減量の試算を実施し、さらに EIRR を試算した。その結果を表 1 に示す。

表1 各候補プロジェクトの概要

プロジェクト	概算事業費		ロス削減量	EIRR
	MLKR	MJPY eq.		
<b>送変電プロジェクト</b>			MWh/year	%
#1 Colombo City Transmission Development with 11 kV DL	21,526	12,743	23,747	18.63
#2 Construction of Kappalthurai GS	1,763	1,044	10,531	16.59
#3 Construction of GSs surrounding Colombo City				17.94
A. Kerawalapitiya 220/33 kV GS	1,294	766	11,041	
B. Kalutara 132/33 kV GS	1,289	763	1,246	
C. Battaramulla 132/33 kV GS	1,448	857	1,708	
#4 Veyangoda – Kirindiwela – Padukka 220 kV TL	5,977	3,538	21,919	16.11
<b>送変電プロジェクト計</b>	33,297	19,711	70,192	-
<b>配電プロジェクト</b>				
#5 Distribution Development Package in NWP of Region 1	5,271	3,121	16,309	12.92
#6 Distribution Development Package in WPN of Region 2	7,644	4,526	20,293	17.19
#7 Distribution Development Package in WPS-2 of Region 3	8,233	4,874	15,973	18.09
#8 Distribution Development Package in WPS-1 of Region 4	5,143	3,045	7,396	9.85
<b>配電プロジェクト計</b>	26,291	15,566	59,971	-
<b>総計</b>	59,588	35,277	130,163	-

(調査団作成)

表 1 に示すとおり、総プロジェクトコスト 59,588 百万スリランカルピー(35,277 百万円)と見積もられ、これらのプロジェクトによる総年間ロス削減量は 130,163 MWh と試算される。

### 4. 環境社会配慮

計 8 件の候補プロジェクトの実施に当たり、環境影響は総じて比較的小さく、大気質、水質、廃棄物、土壌、騒音・振動、労働環境、交通、事故等の環境管理について工事期間中における最低限の配慮が必要となるに留まる。工事期間中に必要となる緩和策は以下のとおりであり、これらの環境影響項目のモニタリングを定期的に行うことが望まれる。

**大気質：** 環境影響を最小限に抑制するために、工事スケジュールをよく検討する。浮遊粒子状物質を定期的にサンプル採取し、環境基準を超える場合は工事方法等を再考する。

**水質：** 廃水管理と漏油防止を徹底して行う。浮遊物質および油分を定期的に測定し、環境基準を超える場合は工事方法等を再考する。

**廃棄物：** 建設現場で発生する廃棄物や瓦礫は、公共の廃棄物回収サービスによって回収される予定であるが、サイトでのごみ廃棄状況を定期的に観察し、廃棄方法・内容に改善の余地があればこれを指導する。

**土壌：** 土壌汚染を抑制するために、適切な廃水管理を行う。サイトにおける土壌の状態を定期的に観察し、汚染が認められる場合はサンプル土壌検査を検査機関に依頼する。

**騒音・振動:** 工事シフトおよび工事時間を管理し、長時間の騒音・振動の発生を抑制する。

**労働環境:** ヘルメット、手袋、靴、作業着などの着用を義務付け、労働者の安全対策を講じる。一日三交代・週休二日など適切な労働管理を促進し、労働者の健康管理を徹底させる。ワークステーションでは衛生施設を完備するなど、労働衛生環境の向上に努める。

**交通:** 工事に伴う交通への悪影響を避けるため、夜間・週末への工事時間のシフトを検討する。また、工事スケジュールに関する情報公開を徹底し、周知に努める。

**事故:** 夜間・週末への工事時間のシフトを行うことで、日中に発生する自動車事故等を抑制する。工事スケジュールに関する情報公開を行うことで、交通事故のリスクを緩和するよう努める。『工事中』や『立入禁止』等の看板を掲げ、通行人が不慮の事故に巻き込まれるのを防止する。

## 5. 経済分析結果

候補プロジェクトの感度分析条件下(プロジェクト費用+30%)での B/C ratio および EIRR は表 2 の通りである。

表2 候補プロジェクトのB/C ratioおよびEIRR

プロジェクト名	B/C ratio		EIRR	
	当初想定	感度分析	当初想定	感度分析
#1 Colombo City Transmission Development Project	1.59	1.22	18.63%	14.68%
# 2 Construction of Kappalthurai 132/33 kV GS with related TL	1.62	1.25	16.59%	13.37%
#3 Construction of Grid Substations surrounding Colombo City	1.93	1.48	17.94%	14.95%
#4 Construction of Veyangoda - Kirindiwela - Padukka 220 kV TL	1.51	1.16	16.11%	13.59%
#5 Distribution Project for North Western Province of Region 1	1.13	0.87	12.92%	8.87%
#6 Distribution Project for Western Province North of Region 2	1.42	1.09	17.19%	12.37%
#7 Distribution Project for Western Province South-2 of Region 3	1.48	1.14	18.09%	13.09%
#8 Distribution Project for Western Province South-1 of Region 4	0.93	0.71	9.85%	6.28%

(調査団作成)

分析結果によると、当初想定時の下では B/C ratio は 0.93 から 1.93 の間で推移し、プロジェクト建設費用が 30%増加する感度分析条件下では 0.71 から 1.48 の間で推移している。プロジェクト #8 は双方のケースの場合とも 1.0 を下回ることから、当該プロジェクトを除き、候補プロジェクトは便益をもたらす。EIRR に関しては当初想定時では 9.85%から 18.63%の間で推移し、感度分析条件下では 6.28%から 14.95%の間で推移する。感度分析条件下ではプロジェクト#5 と#8 を除き、候補プロジェクトは便益をもたらす。以上より、いずれのケースにおいても候補プロジェクトの B/C ratio と EIRR は国民経済の観点から十分な効用が見込まれる数値を示していることから、候補案件はおおむね実施するに申し分ない。



ファイナルレポート(要約)

---

目次

---

要約

プロジェクト位置図

**第1章 調査の背景と目的**

1.1 調査の背景 .....	1
1.2 調査の目的 .....	1

**第2章 電力セクターの現況**

2.1 電力セクターの現況 .....	2
2.2 送配電系統の問題点 .....	3
2.2.1 送配電ロス .....	3
2.2.2 送電系統の問題点 .....	3
2.2.3 配電系統の問題点 .....	4
2.3 開発計画 .....	7
2.3.1 長期送電系統開発計画 .....	7
2.3.2 配電系統の開発計画 .....	9
2.4 他ドナーの動向 .....	10

**第3章 送変電プロジェクト**

3.1 概要 .....	13
3.2 要請プロジェクト .....	13
3.3 有償資金協力向け候補プロジェクトの選定 .....	20

**第4章 配電プロジェクト**

4.1 概要 .....	22
4.2 配電ロス削減候補プロジェクト .....	23
4.3 個別プロジェクトのパッケージ化 .....	29

**第5章 潮流計算とロス計算**

5.1 概要 .....	30
5.1.1 送電プロジェクトの潮流計算 .....	30
5.1.2 変電プロジェクトのロス計算 .....	30
5.2 コロンボ市送電網開発プロジェクト (PJT-1) .....	32
5.3 Kappalthurai 変電所建設 (PJT-2) .....	34
5.4 Kerawalapitiya 変電所建設 (PJT-3) .....	35
5.5 Veyangoda – Kirindiwela – Padukka 220 kV 送電線建設 (PJT-5) .....	36
5.6 Kalutara 変電所建設 (PJT-7) .....	38
5.7 Battaramulla 変電所建設 (PJT-8) .....	40
5.8 本邦技術適用の可能性 .....	40

**第6章 配電プロジェクトの効果の検討**

6.1 個別プロジェクトによるロス削減量 .....	44
----------------------------	----

6.2	パッケージ化配電プロジェクトの評価.....	47
6.3	本邦技術適用の可能性.....	49
<b>第7章 送変電プロジェクトの実施計画</b>		
7.1	事業実施・維持管理体制.....	51
7.2	実施計画に係る共通事項.....	52
7.3	実施工程と概算事業費.....	52
<b>第8章 配電プロジェクトの実施計画</b>		
8.1	事業実施・維持管理体制.....	58
8.2	実施計画.....	59
8.2.1	実施工程.....	59
8.2.2	資材調達先.....	61
8.2.3	施工上の留意点.....	62
8.3	プロジェクトコストの見直し.....	62
8.3.1	個別プロジェクトのコスト.....	62
8.3.2	パッケージ化配電プロジェクトのコスト.....	64
8.4	各プロジェクトの評価.....	67
<b>第9章 環境社会配慮</b>		
9.1	概要.....	68
9.2	環境社会配慮制度・組織.....	68
9.3	候補プロジェクトの環境評価結果.....	71
9.3.1	送電候補プロジェクトの環境影響の内容.....	71
9.3.2	配電候補プロジェクトの環境影響の内容.....	74
9.4	環境管理計画.....	76
<b>第10章 経済分析</b>		
10.1	概要.....	78
10.2	経済費用と経済便益.....	78
10.3	費用便益分析とEIRR.....	80
10.4	感度分析.....	80
10.5	結論.....	81
<b>第11章 結論と提言</b>		
11.1	結論.....	82
11.2	提言.....	84



## 表リスト

表 2.1-1	スリランカ電力セクターの現況 .....	2
表 2.2-2	MV 配電ロス.....	5
表 2.3-1	送電系統開発計画.....	7
表 2.3-2	MV 配電系統の開発計画.....	10
表 2.4-1	送配電プロジェクトへの支援.....	11
表 2.4-2	発電プロジェクト他への支援.....	12
表 3.1-1	有償資金協力の要請プロジェクト.....	13
表 3.2-1	PJT-1 のベースコスト .....	14
表 3.2-2	PJT-2 のベースコスト .....	15
表 3.2-3	PJT-3 のベースコスト .....	15
表 3.2-4	PJT-4 のベースコスト .....	16
表 3.2-5	PJT-5 のベースコスト .....	16
表 3.2-6	PJT-6 のベースコスト .....	17
表 3.2-7	PJT-7 のベースコスト .....	17
表 3.2-8	PJT-8 のベースコスト .....	18
表 3.2-9	PJT-9 のベースコスト .....	18
表 3.2-10	PJT-10 のベースコスト.....	19
表 3.2-11	PJT-11 のベースコスト .....	19
表 3.2-12	PJT-12 のベースコスト.....	20
表 3.3-13	評価結果.....	21
表 4.2-1	配電用変電所の要請内容.....	23
表 4.2-2	3 相化の要請内容 .....	24
表 4.2-3	電力量計設置の要請内容.....	24
表 4.2-4	MV 配電網の強化に係る要請内容.....	24
表 4.2-5	DAS の要請内容 .....	26
表 4.2-6	特殊車両の要請内容 .....	27
表 4.2-7	コロombo市 11 kV 地中線増設計画の要請内容.....	27
表 4.3-1	個別プロジェクトのパッケージ化.....	29
表 5.2-1	潮流計算結果: PJT-1 フェーズ 1 .....	33
表 5.2-2	潮流計算結果: PJT-1 フェーズ 2 .....	33
表 5.2-3	送電ロス削減量 (PJT-1) .....	33
表 5.3-1	MV 配電線のロス削減量 (PJT-2) .....	34
表 5.3-2	変圧器のロス削減量 (PJT-2) .....	34
表 5.4-1	MV 配電線のロス削減量 (PJT-3) .....	35
表 5.4-2	変圧器のロス削減量 (PJT-3) .....	35
表 5.4-3	キャパシタによるロス削減量 (PJT-3) .....	36
表 5.5-1	潮流計算結果: PJT-5 2015 年 .....	36
表 5.5-2	潮流計算結果: PJT-5 2020 年 .....	36
表 5.5-3	送電ロス削減量 (PJT-5) .....	37
表 5.5-4	MV 配電線のロス削減量 (PJT-5) .....	37
表 5.5-5	変圧器のロス削減量 (PJT-5) .....	38
表 5.5-6	キャパシタ設置によるロス削減量 (PJT-5) .....	38
表 5.6-1	MV 配電線のロス削減量 (PJT-7) .....	39
表 5.6-2	変圧器のロス削減量 (PJT-7) .....	39

表 5.7-1	MV 配電線のロス削減量 (PJT-8) .....	40
表 5.7-2	変圧器のロス削減量 (PJT-8) .....	40
表 5.8-1	ACSR と LL-ACSR .....	41
表 5.8-2	ケーススタディ結果 .....	43
表 6.1-1	小容量 DT によるロス削減 .....	44
表 6.1-2	DT 増設によるロス削減 .....	44
表 6.1-3	3 相化によるロス削減 .....	45
表 6.1-4	AMR によるロス削減 .....	45
表 6.1-5	MV 配電系統増強によるロス削減 .....	46
表 6.1-6	DAS によるロス削減 .....	46
表 6.2-1	パッケージ 1 による年間ロス削減量 .....	47
表 6.2-2	パッケージ 2 による年間ロス削減量 .....	48
表 6.2-3	パッケージ 3 による年間ロス削減量 .....	48
表 6.2-4	パッケージ 4 による年間ロス削減量 .....	49
表 6.2-5	パッケージ 5 による年間ロス削減量 .....	49
表 7.3-1	実施工程 (PJT-1) .....	53
表 7.3-2	事業費の見直し (PJT-1) .....	53
表 7.3-3	実施工程 (PJT-2) .....	54
表 7.3-4	事業費の見直し (PJT-2) .....	54
表 7.3-5	実施工程 (PJT-3) .....	54
表 7.3-6	事業費の見直し (PJT-3) .....	55
表 7.3-7	実施工程 (PJT-5) .....	55
表 7.3-8	事業費の見直し (PJT-5) .....	55
表 7.3-9	実施工程 (PJT-7) .....	56
表 7.3-10	事業費の見直し (PJT-7) .....	56
表 7.3-11	実施工程 (PJT-8) .....	57
表 7.3-12	事業費の見直し (PJT-8) .....	57
表 8.2-1	配電パッケージ 1 の実施工程 .....	59
表 8.2-2	配電パッケージ 2 の実施工程 .....	59
表 8.2-3	配電パッケージ 3 の実施工程 .....	60
表 8.2-4	配電パッケージ 4 の実施工程 .....	60
表 8.2-5	配電パッケージ 5 の実施工程 .....	61
表 8.2-6	配電資機材の調達先 .....	62
表 8.3-1	DT 新設のコスト .....	63
表 8.3-2	低圧配電線 3 相化のコスト .....	63
表 8.3-3	電力量計の設置コスト .....	63
表 8.3-4	DAS のコスト .....	64
表 8.3-5	光ファイバ敷設のコスト .....	64
表 8.3-6	配電パッケージ 1 のコスト .....	64
表 8.3-7	配電パッケージ 2 のコスト .....	65
表 8.3-8	配電パッケージ 3 のコスト .....	65
表 8.3-9	配電パッケージ 4 のコスト .....	66
表 8.3-10	配電パッケージ 5 のコスト .....	66
表 8.4-1	配電パッケージの優先順位 .....	67
表 9.2-1	スリランカの環境関連法規と通達等 .....	69
表 9.2-2	JICA 環境社会配慮ガイドラインとスリランカ環境関連法規との比較 .....	71

表 9.3-1	送電候補プロジェクトに共通する環境影響および緩和策.....	72
表 9.3-2	新設変電所用地 .....	73
表 9.3-3	配電候補プロジェクトに共通する環境影響および緩和策.....	74
表 9.4-1	環境モニタリングの内容および体制 .....	76
表 9.4-2	環境モニタリング費用.....	77
表 10.2-1	候補プロジェクトの経済費用.....	79
表 10.3-1	B/C ratio と EIRR .....	80
表 10.4-1	感度分析結果.....	80
表 11.1-1	各候補プロジェクトの概要.....	82
表 11.1-2	候補プロジェクトの B/C ratio および EIRR .....	83
表 11.2-1	過負荷対策 .....	85
表 11.2-2	電圧低下対策.....	85

## 図リスト

図 2.2-1	CEB のシステムロス .....	3
図 4.2-1	コロンボ市 11 kV 地中線増設計画.....	28
図 5.1-1	ロス計算コンセプト.....	31
図 5.2-1	コロンボ市送電網開発プロジェクト .....	32
図 7.1-1	PIU 組織 .....	51
図 7.1-2	送電線運用・維持管理部の組織 .....	51
図 8.1-1	配電プロジェクトの実施体制 .....	58
図 8.1-2	CEB の保守体制 .....	58
図 11.2-1	手巻き接続の改善方法 .....	86

## 略語

ACSR	:	Aluminum Conductor Steel Reinforced
ADB	:	Asian Development Bank
AEA	:	Atomic Energy Authority
AFD	:	Agence Française de Développement (French Development Agency)
AMI	:	Advance Meter Infrastructure
AMR	:	Automatic Meter Reading
BBC	:	Back Bone Communication
BSC	:	Breaker Switched Capacitors
B/C	:	Benefit Cost (ratio)
CCCC	:	Colombo City Control Center
CCD	:	Coast Conservation Department
CCEDD	:	Colombo City Electricity Distribution Development
CEA	:	Central Environmental Authority
CEB	:	Ceylon Electricity Board
CIF	:	Cost Insurance Freight
CPP	:	Coal Power Plant
DAS	:	Distribution Automation System
DCC	:	Domestic Control Center
DER	:	Department of External Resources
DL	:	Distribution Line
DT	:	Distribution Transformer
EDBI	:	Export Development Bank of Iran
EIA	:	Environmental Impact Assessment
EIRR	:	Economic Internal Rate of Return
EU	:	European Union
EUA	:	European Union Allowance
EXIM	:	Export and Import Bank of China
FC	:	Foreign Currency
FOB	:	Free on Board
GEF	:	Global Environment Facility
GIS	:	Gas Insulated Switchgear
GoSL	:	Government of Sri Lanka
GPRS	:	General Packet Radio Service
GS	:	Grid Substation
GSM	:	Global System for Mobile Communications
GT	:	Gas Turbine
HMI	:	Human Machine Interface
HPP	:	Hydropower Plant
IDA	:	International Development Association
IEE	:	Initial Environmental Examination
IPP	:	Independent Power Producer
IUCN	:	International Union for the Conservation of Nature and Natural
JBIC	:	Japan Bank for International Cooperation
JICA	:	Japan International Cooperation Agency
JPY	:	Japanese Yen

KfW	:	Kreditanstalt für Wiederaufbau (Reconstruction Credit Institute)
LAA	:	Land Acquisition Act
LAN	:	Local Area Network
LC	:	Local Currency
LCC	:	Lanka Coal Company (Pvt) Ltd
LBS	:	Load Break Switch
LECO	:	Lanka Electricity Company Ltd.
LKR	:	Sri Lanka Rupee
LOMC	:	Last One Mile Communication
LTL	:	Lanka Transformer (Pvt) Ltd
LTTDP	:	Long-Term Transmission Development Plan
LRMC	:	Long Run Marginal Cost
LV	:	Low Voltage (400 V in Sri Lanka)
MOPE	:	Ministry of Power and Energy
MV	:	Medium Voltage (33 kV and 11 kV in Sri Lanka)
NEA	:	National Environmental Act
NIRP	:	National Involuntary Resettlement Policy
NPV	:	Net Present Value
OF	:	Oil Filled
O&M	:	Operation and Maintenance
ODA	:	Official Development Assistance
PAA	:	Project Approving Agency
PAP	:	Project Affected Persons
PIA	:	Project Implementing Agency
PL	:	Polipto Lanka (Pvt) Ltd
PP	:	Project Proponent
PS	:	Primary Substation
PSS/E	:	Power System Simulator for Engineering
PUCSL	:	Public Utilities Commission of Sri Lanka
RTU	:	Remote Terminal Unit
SCADA	:	System Control and Data Acquisition
SEA	:	Sustainable Energy Authority
SCF	:	Standard Conversion Factor
SLPA	:	Sri Lanka Port Authority
SPM	:	Suspended Particular Matter
SS	:	Suspended Solid
SVR	:	Step Voltage Regulator
SwS	:	Switching Station
TA	:	Technical Assistance
TL	:	Transmission Line
TOR	:	Terms of Reference
UDA	:	Urban Development Authority
UNFCCC	:	United Nations Framework Convention on Climate Change
UNDP	:	United Nations Development Program
US\$	:	United States Dollar
WAN	:	Wide Area Network
WB	:	World Bank

## 為替レート

1 US dollar = 78.2 Japanese Yen

1 US dollar = 132.1 Sri Lankan Rupee

1 Sri Lankan Rupee = 0.592 Japanese Yen

## 第1章 調査の背景と目的

### 1.1 調査の背景

我が国は経済社会活動に直結する重要性に鑑み、スリランカの電力セクターを継続的に支援してきた。特に、送配電設備の効率化は電力供給の安定化につながり、経済発展支援の重要な取り組みに位置づけられ、1990年代後半に地方およびコロンボ近郊で送電線増強・効率化に資する複数の事業に対して有償資金協力による支援を行い、電力需要に応じた送電網開発の基礎を支えてきた。

スリランカでは、近年の年平均 7%の経済成長に伴い、エネルギー需要が増加しており(ピーク需要 2011 年実績 2,163 MW、2020 年予測 4,051 MW)、電力需要の増加に対応した大規模な電源開発が計画的に進められている。一方、送配電網の更新は進んでおらず、システム全体の老朽化に伴い、送配電損失率は 11.7%(2011 年実績)となっており、送電容量の増強およびエネルギーの効率的利用の観点より、送配電損失率の改善が課題となっている。

2010 年の開発政策「マヒンダ構想(2010~2016 年)」によれば、スリランカは 2012 年までに安定した電力を国全体に供給することを目標としており、そのために持続可能な電源開発、電力サービスへのアクセスの改善、エネルギーの効率的な活用、電力料金体制の改善に注力するとしている。中でも、エネルギー効率化は重要戦略の一つであり、再生可能エネルギーの活用、送配電損失の削減、電力需要家の省エネ製品購買力の促進等が掲げられている。この目標達成に向け、CEB は、長期送電系統開発計画(2011~2020 年)において、電力需要予測と長期電源開発計画を基に送電系統の抱える問題点を分析し、電力系統解析に基づく改善計画を策定している。

このような状況下、スリランカの送配電損失率改善に必要となる諸課題を定量的に整理するとともに、我が国技術の適用も念頭におきつつ、今後の JICA 支援の方向性の検討に必要な情報収集を行うため、本調査の実施が決定された。

### 1.2 調査の目的

本調査の目的は、以下の通りである。

- 1) スリランカ全国の電力供給システムの効率的活用、およびそのための整備に必要な諸課題を定量的に分析・整理する。
- 2) JICA における今後の支援の優先順位付けの検討に資する情報収集を行う。

また、本調査の期待される成果は、電力システム効率化のための定量的分析が実施され、効果的な援助アプローチが明確となることである。

## 第2章 電力セクターの現況

### 2.1 電力セクターの現況

スリランカ電力セクターの現況を表 2.1-1 に要約する。

表2.1-1 スリランカ電力セクターの現況

Items	2009	2010	2011	growth rate (2010-11) (%)
<b>1. Total installed capacity</b>	<b>2,684 MW</b>	<b>2,818 MW</b>	<b>3,141 MW</b>	<b>11.5</b>
<b>1.1 Installed capacity: CEB</b>	<b>1,758 MW</b>	<b>1,758 MW</b>	<b>2,058 MW</b>	<b>17.1</b>
Hydro	1,207 MW	1,207 MW	1,207 MW	0.0
Thermal-Oil	548 MW	548 MW	548 MW	0.0
Thermal-Coal	-	-	300 MW	-
Wind	3 MW	3 MW	3 MW	0.0
<b>1.2 Installed capacity: IPP's</b>	<b>926 MW</b>	<b>1,059 MW</b>	<b>1,082 MW</b>	<b>2.2</b>
Hydro	171 MW	175 MW	194 MW	10.9
Thermal	742 MW	842 MW	842 MW	0.0
Renewable energy	13 MW	42 MW	47 MW	11.9
<b>2. Gross generation</b>	<b>9,882 GWh</b>	<b>10,714 GWh</b>	<b>11,528 GWh</b>	<b>7.6</b>
<b>2.1 Gross generation: CEB</b>	<b>5,450 GWh</b>	<b>6,385 GWh</b>	<b>6,552 GWh</b>	<b>2.6</b>
Hydro	3,356 GWh	4,988 GWh	4,018 GWh	-19.6
Thermal-Oil	2,091 GWh	1,394 GWh	1,493 GWh	7.1
Thermal-Coal	-	-	1,038 GWh	-
Wind	3 GWh	3 GWh	3 GWh	0.0
<b>2.2 Gross generation: IPPs</b>	<b>4,432 GWh</b>	<b>4,329 GWh</b>	<b>4,976 GWh</b>	<b>14.9</b>
Hydro	525 GWh	646 GWh	604 GWh	-6.5
Thermal	3,884 GWh	3,600 GWh	4,254 GWh	18.2
Renewable energy	23 GWh	83 GWh	118 GWh	42.2
<b>3. Electricity sales</b>	<b>9,491 GWh</b>	<b>10,391 GWh</b>	<b>11,239 GWh</b>	<b>8.2</b>
<b>3.1 Electricity sales: CEB</b>	<b>8,441 GWh</b>	<b>9,268 GWh</b>	<b>10,023 GWh</b>	<b>8.1</b>
Domestic and religious	2,927 GWh	3,186 GWh	3,430 GWh	7.7
Industrial	2,518 GWh	2,870 GWh	3,131 GWh	9.1
General purpose and hotel	1,768 GWh	1,903 GWh	2,086 GWh	9.6
Bulk sales to LECO	1,120 GWh	1,201 GWh	1,267 GWh	5.5
Street lighting	108 GWh	108 GWh	109 GWh	0.9
<b>3.2 Electricity sales: LECO</b>	<b>1,050 GWh</b>	<b>1,124 GWh</b>	<b>1,216 GWh</b>	<b>8.2</b>
Domestic and religious	486 GWh	510 GWh	547 GWh	7.3
Industrial	208 GWh	229 GWh	241 GWh	5.2
General purpose and hotel	331 GWh	364 GWh	405 GWh	11.3
Street lighting	25 GWh	21 GWh	23 GWh	9.5
<b>4. Overall system Loss of CEB</b>	<b>14.59 %</b>	<b>13.50 %</b>	<b>13.00 %</b>	<b>-0.50</b>
TL & DL loss	13.90 %	12.97 %	11.72 %	-1.25
<b>5. No. of consumers: CEB+LECO ('000)</b>	<b>4,749</b>	<b>4,958</b>	<b>5,208</b>	<b>5.0</b>
Domestic and religious	4,207	4,392	4,610	5.0
Industrial	46	48	51	6.3
General purpose and hotel	496	518	547	5.7

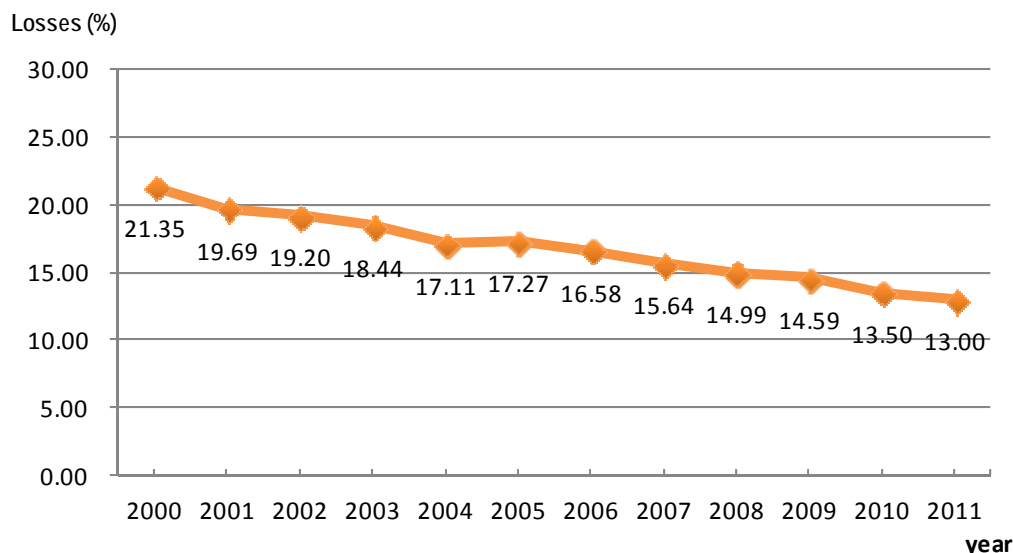
(出典: Central Bank of Sri Lanka Annual Report - 2011 and CEB Statistical Digest 2011)



## 2.2 送配電系統の問題点

### 2.2.1 送配電ロス

発電ロスおよび送配電ロスを含む CEB の総システムロスは、図 2.2-1 に示すように、年々緩やかに減少する傾向にある。



(出典: CEB 2009 Annual Report and Statistical Digest 2011)

図2.2-1 CEBのシステムロス

2011 年の総システムロスは 13.00%で、その内、送配電ロスは 11.72%で、発電ロスは 1.28%であった。CEB のロス低減に対する努力の結果、2010 年の送配電ロス 12.97%と比較して、1.25%のロス低減を達成できた。しかし、特に配電ロスはいまだに高いレベルにあり、引き続きロス低減策を講じる必要がある。

### 2.2.2 送電系統の問題点

CEB の送電計画部の実施した系統解析結果のレビューおよび同部との協議の結果、調査団は既設送電系統に以下に述べるような問題点があることを認識した。

#### 1) コロンボ市での電力供給状況

2009 年 5 月の内戦終結以来、コロンボ市内の電力需要は、急激なホテル、商業施設、港湾開発などへの投資増加により、予測を大きく上回るペースで増加している。コロンボ市内の既存送電網は、Colombo A、Colombo C、Colombo E、Colombo F、および Colombo I などの 132/11 kV 変電所、さらに Kolonnawa および Kelanitissa 132/33 kV 変電所を 132 kV 地中ケーブルで連系する構成となっている。しかし、このコロンボ市内の 132 kV 地中ケーブルの一部には 1980 年代に敷設された小径の OF ケーブルが使用されている。それらは老朽化によりしばしば漏油が確認されており、深刻な系統事故の原因となる可能性があるのみならず、小径のケーブルのため送電ロス増加の要因となっており、早急な取り換えが望まれている。

## 2) 設計コンセプト

既存送電システムの多くの送電線区間で、約 40 年前に旧コンセプトで設計された 132 kV 送電線が現存している。現在 CEB は、新規 132 kV 送電線に適用する電線として ACSR Zebra (428.9 mm<sup>2</sup>) を標準採用し、その最高運用温度を 75°C としているものの、旧コンセプトで設計された送電線には、ACSR Lynx (183.4 mm<sup>2</sup>)、Oriole (170.5 mm<sup>2</sup>)、および Tiger (131.1 mm<sup>2</sup>) などの細い電線が 54°C の最高運用温度で使用されている。これらの送電線は、許容電流値が低いことから、送電システムの中で運用面のボトルネックとなっている。

## 3) 系統の信頼度

220 kV Kotomale – Biyagama 送電線は、Central Province の Mahaweli 水系の発電所群からの莫大な発電電力を主要需要地であるコロンボに送電する重要な送電線のひとつである。しかし、220 kV Kotomale – Biyagama 送電線は、比較的雷頻度の高い地域を通過するために、度々雷の直撃を受け、最悪の場合、全国規模の大停電の原因となることがある。

大規模停電を回避するため、およびより信頼度の高い系統を構築するために、莫大な電力を迂回させるためのバックアップ送電線の建設などの送電システムの強化が必要である。

## 4) 無効電力供給機器の不足

コロンボ市の電力需要は内戦の終結に伴い急速に増加しており、系統電圧を適正地に維持するための無効電力の供給が追いつかない状況にある。現状では、コロンボ市内の無効電力需要を満たすために、Sapgaskanda のディーゼル発電機が無効電力の供給目的のみのために運転されている。これは非常に不経済な運用であるが、あくまでも緊急の措置である。

従って、電力用コンデンサなどの無効電力を供給する機器をコロンボ周辺の変電所へ導入することが早急に必要である。この対応策は、送電ロスの低減にも寄与できる。

## 5) 電圧降下

CEB の系統計画基準によれば、送電システム内の 132 kV 母線における許容電圧変動値は ±10% 以内となっている。しかし、送電システムの末端である Galle、Valachchenai、Ampara などの地方の変電所では、長距離かつ細い電線サイズの送電線のために、しばしば許容値を越える電圧降下が記録されている。この状況は送電ロスの増加を助長している。

この状況を改善するために、新規変電所の建設、送電線の建替えや増強、無効電力補償装置の設置などの対抗策を講じる必要がある。

### 2.2.3 配電系統の問題点

#### (1) CEB 配電系統の現状

内戦終結後の順調な産業発展に従って、コロンボ市内の電力需要は年 10% に近い増加率で増加しており、中圧配電システムでは過負荷による配電損失が発生している。また、地方部では人口密度が低いため、長距離配電による損失が発生し、10% 程度の電圧低下も発生している。

CEB では、配電自動化を推進しており、コロンボ市内の配電 SCADA をはじめ、各所で簡易型の

配電自動化を始めている。しかし、配電自動化に必要な通信手段が無く、現在 GSM (Global System for Mobile Communication) や GPRS (Global Packet Radio Service) などが使われているが、通信の安全性や品質に問題があり、光通信のような安全で質のよい通信手段が必要となっている。

また、急激な需要増加に発電量が追いつかず各所で計画停電が実施されている。これに対して CEB では発電量の増強などの対策を行っているが、配電側でもデマンドレスポンスのようなスマートグリッドシステムを適用する検討を始めている。

配電ロスに関する原因を以下に述べる。

1) ノンテクニカルロス

ノンテクニカルロスには、電力量計の誤差/読み誤り、盗電、街路灯および官庁への配電などが含まれている。ノンテクニカルロスについては、配電用変電所に計測のための電力量計が設備されていないところが多く、このロスの計算には送電部門からの受電情報と売電の電力量計の差で出しているとの説明であった。実際に、どの Region でもこの種のロスの内訳についてはまったく判らないが、その量は約 4%程度とのことであった。

2) テクニカルロス

テクニカルロスの内訳は、中圧 (MV、33 kV あるいは 11 kV) 配電線のロス (約 2%) と低圧 (LV) 配電線のロス (約 10%) である。MV 配電線のロスは表 2.2-1 に示す。

表2.2-1 MV配電ロス

Province	Power Demand (MW)	Power Loss		Energy Demand (GWh/y)	Energy loss	
		MW	%		GWh/y	%
North West	193	3.8	1.9%	1,023	12.9	1.3%
North Central	93	3.0	3.2%	362	6.0	1.7%
Northern	54	1.3	2.5%	204	2.6	1.3%
Colombo City	189	1.2	0.7%	1,249	3.7	0.3%
Region 1 Total	529	9.3	1.8%	2,838	32.6	1.1%
Western P N	412	8.5	2.1%	2,068	26.4	1.3%
Central	164	6.5	4.0%	805	19.5	2.4%
East	127	9.6	7.7%	544	22.8	4.2%
Region 2 Total	703	24.6	3.5%	3,418	68.7	2.0%
West-south 2	224	3.3	1.5%	1,393	15.0	1.1%
Sabaragamuwa	132	4.2	3.1%	487	7.7	1.5%
Uva	112	5.1	4.5%	363	8.9	2.5%
Region 3 Total	468	12.5	3.0%	2,277	31.6	1.3%
West-south 1	169	4.4	2.6%	1,098	19.6	1.8%
Southern	190	4.7	2.4%	866	12.3	1.4%
Region 4 Total	359	9.1	2.5%	1,964	31.9	1.6%

(出典: CEB MV Development Plans in 2011)

LV 配電線ロスの計算には、配電用変電所からの LV 線路の電力量が必要であるが、前述のように計測する手段がないために、配電線路を流れる電流と線路抵抗から計算している。

(2) CEB 配電系統の問題点

- 1) 変電所／配電用変電所の過負荷対策  
いずれの Region でも過負荷の変電、配電設備があり、余力のない運用を余儀なくされており、例えば Kuriyapitiya (Region 1, North Western Province) では計画停電を行い、急場をしのいでいる。必要な変電所、配電線を早急に設置する必要がある。
- 2) 配電電圧の低下  
配電電圧低下の原因は、MV 配電線路が長距離におよぶことと、その途中に電圧を補償する設備がないためと考えられる。この対策として、送電容量が十分にあり電圧だけを補償するなら電圧補償装置 (SVR など) を途中に設置する方法が経済的であるが、容量が足りない場合は線路を太くする、配電線路の新設、あるいは変電所を新設し、送電線を設けて、回線を増強する方法が考えられる。
- 3) 配電自動化システム (DAS)  
コロombo市内には通常の DAS が、North Western Province 等には 'Micro SCADA' と呼ばれている簡易型の制御設備があるが、その他の地域には設置されていないか開発中である。
- 4) 電力量の監視機能  
ほとんどの配電用変電所では電力量計が設置されておらず、電力量の計測ができない。電力量計が設置してある場所でも、機械式 (誘導円盤型の電力量計、2.0 級) を使用しているところが多く、計測のために現場まで検針に行かなければならず、即時的かつ遠隔からのデータ入手が困難である。従って、テクニカルロス は計算で推定できるが、ノンテクニカルロス は推定できない状態である。また、電力量計を設置したとしても、配電用変電所は 1 地方事務所に 1,000 以上の配電用変圧器があり、定期的な読み取りも大きな負担となる。このため電力量計の設置とその自動検針機能の付加が重要である。
- 5) 配電変圧器の容量の不適合  
地方では需要家密度が低いので、CEB の標準で最も小容量の配電用変圧器 (100 kVA) を設置しても、その容量より電力需要が小さい場合が殆どであり、変圧器の無負荷損 (鉄損) だけで配電ロスが大きくなっている。このような地域に、需要に応じた小容量の変圧器を適用すれば、ロス削減に寄与する。また、これらの配電用変圧器に日本で製作されている鉄損の小さなトップランナー変圧器を適用すれば、相当の効果が期待できる。
- 6) 需要家密度と配電線の亘長  
地方における低圧配電線の恒長は平均 5~8 km であり、これが低圧配電線のロスの主な原因のひとつとなっている。配電用変電所の新設により、低圧配電線の亘長を短縮することが基本的な対策となる。
- 7) 盗電対策  
人口密度が希薄な地方では、架空配電線に常時人の目が届かないため、盗電が頻発している。しかし、低圧配電線に電力量計が取り付けられていないため、その正確な実態が把握できないのが現状である。低圧配電用変電所に電力量計を設置し、盗電を監視する方式が最

善の方策と考える。

- 8) 接続点での抵抗ロス  
現場視察の際に電柱で接続されている配電線を確認したが、電気工事作業員の技量の低さから接続箇所抵抗損失が発生しているように見受けられた。
- 9) 老朽化した設備の更新  
CEB の配電系統の様々な箇所で、設備の老朽化を原因とする故障や事故が発生している。老朽化した設備を至急更新する必要がある。
- 10) 海岸地域の塩害  
海岸付近では塩害が発生するため、配電電圧に 33 kV が使えず、33 kV 用の碍子を用いて 11 kV を適用している。塩害に対する抜本的な対策は配電線のケーブル化が効果的である。132 kV あるいは 33 kV のケーブルを海岸沿いに布設し、無人の変電所あるいは配電用変電所を配置して 11 kV ケーブルで配電する方法が有効と考えられる。
- 11) 街路灯の電力料金  
街路灯の電力料金は CEB の負担となり、ノンテクニカルロスとして計上されている。コロンボ市では低負担の電球への取替えなどの省エネ対策を進めている。

## 2.3 開発計画

### 2.3.1 長期送電系統開発計画

CEB の Transmission Planning は、長期送電系統開発計画 2011-2020 (Long Term Transmission Development Plan 2011-2020)を策定している。長期送電系統開発計画は、電力需要予測と長期電源開発計画を基に、先に述べた送電系統の抱える問題点を加味して、電力系統解析を実施して策定されている。

同開発計画には、以下の 3 カテゴリーの送変電開発提案書が含まれている。

- 1) 系統解析により確認された送変電開発提案書
- 2) 発電所接続関連の提案書
- 3) その他の送変電開発提案書

上記提案書から、表 2.3-1 に示す計画を円借款の対象案件のロングリストとすることを調査団と CEB は合意した。

表2.3-1 送電系統開発計画

ID	Projects	Comm. year	Base Cost (MLKR)		Expected Funding
			FC	LC	
1	Installation of 100 MVar capacitor bank at Pannipitiya GS	2012	206.3	13.0	GoSL
2	Construction of Colombo-B 132/11 kV GS with single in/out connection from Colombo-C - Kolonnawa 132 kV UG cable	2013	908.0	133.8	JICA
3	Augmentation of Sri J'pura GS	2013	389.5	59.6	GoSL
4	Augmentation of Hambantota GS	2013	369.8	59.6	GoSL
5	Construction of Suriyawewa 132/33 kV GS	2013	808.9	197.9	GoSL
6	Construction of Kegall 132/33 kV GS with Thulhiliya-Kegall Zebra, 132 kV 14 km 2-cct TL and TL bays at Thulhiliya GS	2013	994.4	252.7	ADB*1
7	Construction of Kerawalapitiya 220/33 kV GS	2013	880.8	140.3	JICA
8	Augmentation of Colombo-A GS	2013	203.8	39.1	JICA
9	Construction of Kappalturai 132/33 kV GS with double in/out connection from New Anuradhapura - Trincomalee 132 kV TL	2013	742.9	145.0	JICA
10	Construction of Kalutara 132/33 kV GS with single in/out connection from Panadura - Mathugama 132 kV TL	2013	728.4	155.7	JICA
11	Installation of 2nd 220/132 kV, 105 MVA inter-bus ATR at Rantambe PS	2013	287.1	67.2	GoSL
12	Installation of 3rd 220/132/33 kV, 150 MVA inter-bus ATR at New Anuradhapura GS	2013	303.8	67.7	N/A
13	Installation of reactive power compensation devices at Kurunegala GS (30 MVar)	2013	116.2	8.4	N/A
14	Reconstruction of Polpitiya-Kiribathkumbra-Ukuwela-Habarana 132 kV, 164 km 2-cct TL (from Lynx to Zebra)	2014	2,652.8	1,384.3	N/A
15	Replacement of 132 kV 500 mm <sup>2</sup> OF cables between Colombo-E and Colombo-F	2014	184.3	13.1	JICA
16	Construction of Vauniya-New Anuradhapura Zebra, 132 kV, 55 km 2-cct TL	2014	889.6	464.3	ADB*1
17	Construction of Thulhiliya-Veyangoda Zebra, 132 kV, 28 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Veyangoda GS	2014	645.6	304.7	N/A
18	Construction of Pannipitiya-Ratmalana Zebra, 132 kV, 7 km, 2-cct TL	2014	113.2	59.1	N/A
19	Reconstruction of 132 kV TL with Zebra, Bolawatta-Pannala-New Chilaw	2014	372.0	194.1	N/A
20	Augmentation of Madampe GS	2014	318.7	56.4	N/A
21	Construction of Mannar 132/33 kV GS with Vavuniya-Mannar Zebra, 132 kV, 75 km, 2-cct TL and 2 TL bays at Vauniya GS	2014	1,749.1	747.7	ADB*1
22	2 <sup>nd</sup> -cct stringing of 132 kV Habarana - Valachchenai TL, Zebra, 100 km	2014	293.0	11.0	N/A
23	Augmentation of Kelaniya GS	2014	321.0	53.9	N/A
24	Construction of Kirindiwela GS with related 220 kV and 132 kV TL and 2X132 kV TL bays at Kosgama GS	2014	1,518.0	291.5	JICA
25	Construction of New Polpitiya GS with Polpitiya - New Polpitiya 2xZebra, 132 kV, 10 km, 2-cct TL	2014	1,436.7	298.3	ADB*1
26	Construction of Padukka GS with Athurugiriya - Padukka 2xZebra, 132 kV, 12.5 km 2-cct TL	2014	1,577.0	323.3	ADB*1
27	Construction of New Polpitiya - Padukka - Pannipitiya 2xZebra, 220 kV, 58.5 km, 2-cct TL	2014	1,987.4	779.2	N/A
28	Construction of Athurugiriya - Kolonnawa 2xZebra, 132 kV, 15 km, 2-cct TL	2014	320.1	158.3	N/A
29	Installation of 3rd 220/132/33 kV, 250 MVA inter-bus ATR at Pannipitiya GS	2014	340.9	68.4	N/A
30	Construction of Colombo-K 132/11 kV GS with single in/out connection from Dehiwala - Colombo-A 132 kV UG cable	2014	777.7	138.5	JICA
31	Augmentation of Aniyakanda GS	2014	234.6	48.3	N/A
32	Installation of reactive power compensation devices at 8 GS	2014	1,084.2	78.6	ADB*1
33	Construction of Upper Kotomale - New Polpitiya 2xZebra, 220 kV, 25 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Upper Kotomale PS	2014	909.9	333.4	N/A
34	132 kV TL upgrades with Zebra for 6 sections	2015	1,172.7	612.0	N/A
35	Construction of Weligama 132/33 kV GS with double in/out connection from Galle - Matara 132 kV TL	2016	729.5	130.4	N/A

ID	Projects	Comm. year	Base Cost (MLKR)		Expected Funding
			FC	LC	
36	Installation of reactive power compensation devices at Valachchenai GS (20 MVar) and Matara GS (20 MVar)	2016	154.9	11.2	N/A
37	Construction of New Habarana - Veyangoda 2xZebra, 220 kV, 142 km, 2-cct TL and New Habarana GS with double in/out connection from Kotomale- New Anuradhapura 220 kV TL	2016	6,268.9	2131.3	JICA*2
38	Augmentation of Chunnakam GS	2016	207.0	29.1	N/A
39	Construction of New Polpitiya - Galle 2xZebra, 220 kV, 115 km, 2-cct TL with 2 TL bays at New Polpitiya GS	2017	3,804.6	1,524.4	N/A
40	Upgrade Galle GS to install 220 kV ATR	2017	799.6	151.3	N/A
41	Installation of reactive power compensation devices at Colombo-A GS (20 MVar)	2017	77.4	5.6	N/A
42	Augmentation of Maho 132/33 kV GS with 2nd cct stringing of Puttalam- Maho, Zebra 132 kV, 42 km TL and TL bay at Puttalam GS	2017	1,049.7	480.5	N/A
43	Construction of Veyangoda-Kirindiwela 2xZebra, 220 kV, 17.5 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Veyangoda GS and 2 TL bays at Kirindiwela GS	2018	774.4	246.2	JICA
44	Construction of Kirindiwela - Padukka 2xZebra, 220 kV, 20 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Padukka GS and 2 TL bays at Kirindiwela GS	2018	854.8	279.2	JICA
45	Reconstruction of 132 kV Balangoda - Deniyaya - Gall TL, Zebra, 101 km	2018	1,633.7	852.5	N/A
46	Installation of reactive power compensation devices at Padukka GS (100 MVar)	2018	187.7	12.7	N/A
47	Augmentation of Pannala GS	2019	234.6	48.3	N/A
48	Augmentation of Athurugiriya GS	2019	234.6	48.3	N/A
49	Construction of Kappalturai - Kilinochchi Zebra, 132 kV, 140 km, 2-cct TL with 2 TL bays at Kappalturai GS and 2 TL bays at Kilinochchi GS	2019	2,359.3	1,199.3	N/A
50	Augmentation of Dehiwala GS	2020	234.6	48.3	N/A
51	Augmentation of Kilinochchi GS	2020	207.0	29.1	N/A
-	Rehabilitation of Kiribathkumbra 132/33 kV GS	2016	782.0	91.0	JICA*3
-	Rehabilitation of Anuradhapura 132/33 kV GS				JICA*3

(出典: Long Term Transmission Development Plan 2011-2020, CEB Transmission Planning)

注\*1: Projects are included Clean Energy and Network Efficiency Improvement Project to be funded by ADB

注\*2: Project was already committed by JICA.

注\*3: Project is originally included in Other Transmission Development Proposals in LTTDP 2011-2020

上表中の“expected fund”の列中に示した“GoSL”、“CEB”および“ADB”の意味は、まだコミットされていないもののおそらく同機関の資金で実施されるであろうことを示しており、“JICA”の意味は第 3 章にて述べる CEB からの円借款対象案件のリストにある案件を示している。

### 2.3.2 配電システムの開発計画

CEB の各 Region では、MV 配電システムの開発計画 (Medium Voltage Distribution Development Plan) を 2 年毎に作成している。この開発計画には、配電ロス削減と信頼性向上のために、一次変電所 (Primary Substation: PS) と 33/11 kV 配電線の新設、それらの増強および老朽設備の更新は含まれているが、低圧システムの開発計画は含まれていない。

MV 配電システムの開発計画は、CEB の開発基準に従いながら、需要予測をベースに作成されている。表 2.3-2 に 2019 年までの開発案件の全体を示す。

表2.3-2 MV配電システムの開発計画

Description	Type	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4
Backbone Lines (km)	Lynx DC Tower	342	544	-	171
	Lynx SC Tower	0	113	-	17
	Lynx DC Pole	272	0	-	0
	Lynx SC Pole	239	105	-	28
	Racoon DC Pole	12	-	-	-
	Racoon SC Pole	82	-	-	-
	Racoon	-	40	-	-
	Racoon Pole	-	-	-	3
	Distribution Gantries (Nos)	DBB Tower Gantry	18	32	-
SBB Pole Gantry		6	22	-	-
4 Pole Gantry		11	-	-	-
Gantry		-	-	-	11
MV Line Conversion (km)	11 kV to 33 kV	101	159	-	-
Reconducting Lines (km)	Racoon Pole	196	-	-	0
	Elm/Lynx Pole	21	-	-	-
	Elm/Lynx Tower	22	-	-	-
	Elm	-	-	-	36
	Weasel → Racoon	-	10	-	12
	Weasel/Racoon → Lynx	-	15	-	4
New Primaries (Nos)	Manned Primaries	4	-	-	-
	Unmanned Primaries	12	5	-	-
	Primaries	-	-	-	21
New Substations (Nos)	Radial Substations	4	-	-	-
	Ring Substations	1	-	-	-
Re-Distribution SS		1	-	-	-
PSS Augmentations (Nos)		8	4	-	7
Installation (Nos)	Voltage Regulator	3	-	-	-
	Capacitor Bank	2	-	-	-
33kV/11kV Underground Cable (km)		4	-	-	3
Others	Conversion 33 kV to 11kV	-	-	-	2
	Change Line Tapping	-	-	-	1

(CEBのMV開発計画に基づき調査団作成)

## 2.4 他ドナーの動向

スリランカの電力部門に対する支援は、国際機関ではアジア開発銀行(ADB)ならびに世界銀行(WB)が、国としては中国、イラン、インドが主として実施しており、以下にその情勢を下記する。

### 1) アジア開発銀行

ADBは1998年以来、CEBやLECOの組織能力の強化や地方電化に注力して支援を実施している。こうした支援内容は2010年の開発政策「マヒンダ構想」に基づいて決定されている。近年では再生可能エネルギーや電力セクター改革に対する支援に注力している。

### 2) 世界銀行

WBは現在、総額で約10億ドルとなる13の案件を実施中である。特に、再生可能エネルギーや地方電化に関するプロジェクトを実施している。今後はこうした内容に加え、より多くの民間部門が参入・活動できるよう投資環境の整備に対する支援を実施する見込みである。

### 3) 中国

中国はスリランカの内戦が終了した2009年頃から急激に支援実績を伸ばしており、スリランカにおいて有数の支援国となっている。2011年においては5億ドルの支援を主に火力と水力の発電施設に対して実施している。今後とも発電施設に対して重点的に支援を実施する見



込みである。

4) イラン

イランは地方電化や電力の安定供給に資する資金・技術支援を今後も継続する意向である。現在、地方電化プロジェクト-8 が実施しており、プロジェクト完了後は 18 万世帯が新たに電力を利用可能な状態となる。

5) インド

インド国内最大の火力発電会社ナショナル・サーマル・パワーは CEB と合併事業の下、スリランカで第二となる石炭火力発電所を建設する。250 MW 規模の発電施設 2 基が建設され、2016 年に完成予定である。

表 2.4-1 は CEB の送配電部門への支援、および表 2.4-2 は発電部門他への支援をそれぞれまとめたものである。

表2.4-1 送配電プロジェクトへの支援

No	Projects	Project Cost	Fund	Comm. year
1	Colombo City Distribution Development Project	JY 5,959 mil	JICA	completed
2	Clean Energy & Access Improvement Project		ADB	2012
	3.1 Construction of new system control center	LKR 2,528 mil		
	3.2 Lot A1 - Augmentation of grid substations	LKR 918 mil		
	3.3 Lot A2 - Transmission system strengthening GS	LKR 3,567 mil		
	3.4 Lot B - Construction of transmission lines	LKR 2,203 mil		
	3.5 Augmentation of GS for absorption of renewable energy	LKR 2,240 mil		
	3.6 Transmission system Strengthening in the Eastern Province	LKR 2,852 mil		
3	Vauniya - Kilinochchi Transmission Project	JY 1,422 mil JY 1,278 mil	JICA	2012
4	Kilinochchi - Chunnakam Transmission Project	US\$ 28.7 mil	ADB	2012
5	Sustainable Power Sector II Project	US\$ 95.4 mil LKR 29 mil	ADB	2013
6	Procurement of materials for the Power Sector Development Programme in Northern Province	US\$ 31.7 mil	EXIM Bank of China	(committed in 2010)
7	Rural Electrification Project -8 (Northern and Eastern Provinces)	Euro 77.1 mil	EDB of Iran	2012
8	Rural Electrification Scheme		EXIM Bank of China	2012
	- in North Central Province	US\$ 57.9 mil		
	- in Trincomalee and Batticaloa Districts	US\$ 60 mil		
	- in Badulla and Monaragala Districts under Uva Udanaya project	US\$ 34 mil		
	- in Jaffna, Vavuniya, Mannar, Mullathivu and Killinochchi districts under Uthuru Vasanthaya project	US\$ 34 mil		
9	New Habarana - Veyangoda Transmission Project	JY 9,573 mil	JICA	2016
10	Clean Energy and Network Efficiency Improvement Project		ADB	(committed in 2012)
	- Transmission infrastructure strengthening in the Northern province	US\$ 41.8 mil		
	- Transmission and distribution network efficiency improvement	US\$ 118.3mil		
	- Solar rooftop power generation	US\$ 2.8 mil		

(CEB、DERおよびJICAのデータを基に調査団作成)

表2.4-2 発電プロジェクト他への支援

No	Projects	Project Cost	Fund	Comm. year
1	Norochcholai (Puttalam) Coal Power Plant Project (900 MW)	US\$ 891 mil	EXIM Bank of China	Ph-1 (300 MW) completed, Ph-2&3 (600 MW) 2014
2	Uma Oya Multipurpose Development Project including Uma Oya HPP (120 MW)	US\$ 529 mil	EDB of Iran (85%) GoSL (15%)	2012
3	Upper Kotomale Hydropower Project (150 MW)	JY 4,552 mil JY 33,265 mil JY 1,482 mil	JICA	2011
4	Rehabilitation of Old Laxapana HPP (50 MW)	US\$ 32.5 mil	UniCredit Bank of Austria AG	(committed in 2010)
5	Rehabilitation of Wimalasurendra (50 MW) and New Laxapana HPPs (100 MW)	US\$ 55.2 mil	AFD	2013
6	Trincomalee Coal Power Project (1,000 MW)	LKR 60,000 mil	Government of India and GoSL	2017
7	Renewable Energy for Rural Economic Development	US\$ 115 mil US\$ 8 mil	IDA GEF (grant)	2011
8	Trincomalee integrated Infrastructure Development Project (electricity distribution portion)	Euro 58.2 mil (Euro 2.45 mil)	AFD	2011

(CEB、DERおよびJICAのデータを基に調査団作成)

## 第3章 送変電プロジェクト

### 3.1 概要

CEB は近い将来に必要な送変電設備の新設・増強に係るプロジェクトを長期開発計画より抽出し、表 3.1-1 に示すとおり本邦の有償資金協力を要請するショートリストを調査団に提示した。

表3.1-1 有償資金協力の要請プロジェクト

No.	Projects	Base Costs (MUS\$)
PJT-1	Colombo City Transmission Development	145
PJT-2	Construction of Kappalturai 132/33 kV GS	10
PJT-3	Construction of Kerawalapitiya 220/33 kV GS	10
PJT-4	Rehabilitation of Kiribathkumbura 132/33 kV GS	8
PJT-5	Construction of Veyangoda-Kirindiwela-Padukka 220 kV TL	37
PJT-6	Construction of Chemmuni 132/33 kV GS	10
PJT-7	Construction Kalutara 132/33 kV GS	8
PJT-8	Construction of Battaramulla 132/33 kV GS with related TL	9
PJT-9	Reconstruction of Anuradhapura 132/33 kV GS	10
PJT-10	Construction of Nawalapitiya 132/33 kV GS with related TL	8
PJT-11	Construction of Wewelwatta 132/33 kV GS with related TL	7
PJT-12	Construction of Tissamaharama 132/33 kV GS with related TL	13
<b>Total</b>		<b>275</b>

(出所: CEB Transmission Planning)

### 3.2 要請プロジェクト

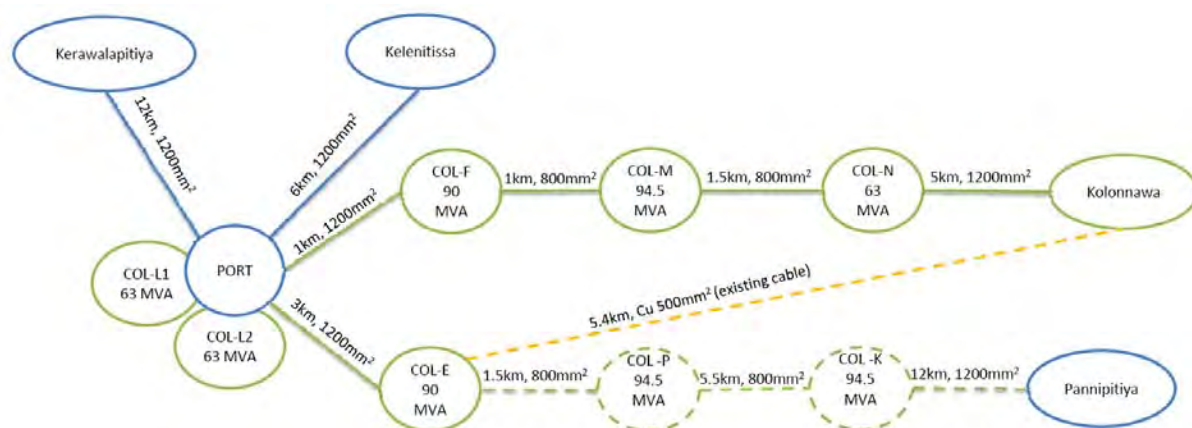
本節では、ショートリストに挙げられる要請プロジェクトについて概説する。

#### (1) コロンボ市送電網開発プロジェクト (PJT-1)

コロンボ市内では、近い将来、大幅に電力需要増が見込まれる大規模な都市開発計画が複数進行しており、電力供給容量の拡張は喫緊の課題となっている。CEB によると、2012 年のコロンボ市内のピーク電力需要 318.1 MVA が、2015 年までに 439.7 MVA、2020 年までに 675.2 MVA に増加すると予想されている。

本プロジェクトはこの電力需要予測を基に要請されており、このプロジェクトを実現することで、将来のコロンボ市内の電力需要を満たすばかりではなく、電力供給の質と信頼度の向上も期待できる。

図 3.2-1 に CEB 要請の本プロジェクトの概要図を示す。



(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

図3.2-1 コロンボ市送電網開発プロジェクトの概要図

CEB のプロポーザルによれば、本プロジェクトは 2 段階にて進められる。図 3.2-1 に示す実線は第 1 段階での開発計画であり、緑色の点線は第 2 段階の開発となる。Kolonnawa 変電所～Colombo E 変電所間は第 2 段階の開発が完了するまで既設の地中ケーブルを利用して供給信頼度を確保する計画である。

表 3.2-1 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-1 PJT-1のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Port 220/132 kV GS	1,695.5	198.1
2) Construction of Colombo L (Port) GS	1,027.0	222.5
3) Construction of Colombo M (Slave Island) GS	1,044.8	142.7
4) Construction of Colombo N (Hunupitiya) GS	817.0	127.0
5) Augmentation of Colombo A	261.1	37.6
6) Augmentation of Colombo I	261.1	37.6
7) Additional cable bays of Kerawalapitiya and Kelenitissa	178.5	8.4
8) Cable between Kelenitissa and Port	1,685.0	187.0
9) Cable between Kerawalapitiya and Port	3,370.0	374.0
10) Cable between Port and Kolonnawa via F-M and N	1,383.8	153.8
11) Cable between Port and E	526.5	58.5
Total 1)~11)	12,250.3	1,547.2
Total (FC+LC)	13,797.5	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

(2) Kappalthurai 変電所建設 (PJT-2)

現在 Trincomalee 変電所の変圧器容量は 63 MVA であるが、当該地域における開発計画により、2013 年時点で 94.5 MVA、2020 年時点で 126 MVA もの電力需要が予測されている。しかし、用地などの制約により既設変電所の増強は困難となっている。

Trincomalee 変電所の負荷を軽減し、周辺地域における電力需要増加に対応するため、CEB は Kappalthurai に容量 31.5 MVA の変圧器を 2 台と 33 kV 配電用のフィーダーの建設を要請した。新規変電所は 33 kV の電圧の安定度の向上にも寄与し、対象地域への電力供給の質も向上する。

この新規変電所は既設 New Anuradhapura – Trincomalee 132 kV 送電線に連系する。表 3.2-2 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-2 PJT-2のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Kappalthurai 132/33 kV GS	734.8	150.6
2) Construction of double in & out connection	32.9	19.0
Total 1)~2)	767.7	169.6
Total (FC+LC)	937.2	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

(3) Kerawalapitiya 変電所建設 (PJT-3)

現在、Wattala、Handala および Kerawalapitiya 地域での総電力消費量は 81 GWh と記録されており、今後は 7%の増加率で推移すると予想されている。これらの地域への電力供給は現在 Kotugoda 変電所が担っているが、同変電所の負荷は 2011 年現在で既設変圧器 2 台容量の 90%を占めており、変圧器故障などが発生すれば、供給支障を生じる。さらに、Kotugoda 変電所は産業地域に位置しているため、2012 年に計画通りに変圧器容量の増強を行なっても、過負荷状態になることが想定されるため、同地域に新規変電所が必要となる。

CEB 要請のプロジェクトスコープは、容量 35 MVA の 220/33 kV 変圧器 2 台と 33 kV フィーダーの設置を含む 220/33 kV Kerawalapitiya 変電所建設である。表 3.2-3 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-3 PJT-3のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Kerawalapitiya 220/33 kV GS	724.5	141.9
2) Installation of 20 MVar breaker switched capacitors	76.6	6.3
Total 1)~2)	801.1	148.2
Total (FC+LC)	949.3	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

(4) Kiribathkumbura 変電所増強 (PJT-4)

1986 年から運用している Kiribathkumbura 変電所では、2003 年に 3 台目の変圧器を増設したものの、同変電所が位置する Kandy 地域は政府機関および観光・商業施設が密集しているため、今後も電力需要は 5%の割合で増加していくと CEB は予想している。また、変電所内の開閉装置は老朽化のため運転支障が発生しており、機器の改修が喫緊の課題となっている。

本プロジェクトのスコープは、容量 31.5 MVA 132/33 kV 変圧器 1 台、および関連の 132 kV、33 kV 開閉装置および保護装置の改修である。表 3.2-4 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-4 PJT-4のベースコスト

Project Scope	Nos	Project Cost (MLKR)	
		FC	LC
1) Transformers / 132/33 kV /31.5 MVA & E.Tr & Aux Tr	1	71.8	8.8
2) 132 kV S/B transformer bay	3	76.7	13.6
3) 132 KV S/B Line bay	4	94.8	18.7
4) 132 kV S/B inc. Bus section bay	1	23.4	3.6
5) 132 kV protection and control panels for line bays	2	17.1	0.1
6) 132 kV protection and control panels for transformer bays	1	7.4	0.2
7) 33 kV transformer bay	4	63.0	0.6
8) 33 kV feeder bay	14	179.0	1.5
9) 33 kV generator bays	4	59.5	0.5
10) 33 kV Bus coupler bay including double bus bar arrangement	1	14.4	0.1
11) Common items for 132/33 kV grid	1	77.3	36.9
12) Substation Automation	1	46.6	0.5
13) Spare parts (7 %)		51.2	6.0
Total 1)~13)		782.2	91.1
Grand Total			873.3

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

## (5) Veyangoda – Kirindiwela - Padukka 220 kV 送電線建設 (PJT-5)

Veyangoda 変電所は Trincomalee 石炭火力発電所からの発電電力を受電するための重要な変電所であり、Padukka 変電所は Laxapana Complex での発電電力を受電するための重要変電所である。また、Kirindiwela 開閉所は、Kotmale – Biyagama 220 kV 送電計画の下で建設される予定であるが、この開閉所を中心に Veyangoda、Padukka、Kotmale および Biyagama 変電所が連系されれば、コロンボ市内への送電能力強化および供給信頼度の向上が期待できる。

CEB が要請するプロジェクトスコープは、Kirindiwela 開閉所に変圧器(220/132 kV 150 MVA 2台、132/33kV 31.5 MVA 2台)を設置することによる変電所への格上げ、Veyangoda と Padukka 変電所を連系する 220 kV 送電線建設、および Kosgama 変電所との 132 kV 連系送電線の建設である。表 3.2-5 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-5 PJT-5のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Kirindiwela 220/132/33 kV GS	1,724.0	254.7
2) 10 MVar at Kirindiwela 33 kV BB	38.3	3.2
3) Kirindiwela – Kosgama 132 kV TL, 10 km	85.8	13.0
4) Veyangoda - Kirindiwela - Padukka 220 kV TL, 37.5 km	1,475.0	587.3
Total 1)~4)	3,487.7	953.0
Total (FC+LC)		4,440.7

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

## (6) Chemmuni 変電所建設 (PJT-6)

Jaffna 地域内の電力供給は CEB および個人所有の発電機にて賄われているが、それらの運転

状況は不安定であり、ピーク時間帯などに供給障害が発生している。現在 Kilinochchi ~ Chunnakam 変電所間で 132 kV 送電線を建設中であり、CEB は Chemmuni 地域への電力供給のために、同送電線に連系する変電所の新設を計画している。

CEB の要請のプロジェクトスコープは、132/33 kV Chemmuni 変電所(31.5 MVA×2 台)の新設および Kilinochchi – Chunnakam 送電線への 132 kV 連系送電線の建設である。表 3.2-6 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-6 PJT-6のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Chemmuni 132/33 kV GS	671.6	141.6
2) Single in & out connection from Kilinochchi – Chunnakam	164.6	94.8
Total 1)~2)	836.2	236.4
Total (FC+LC)	1,072.6	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

(7) Kalutara 変電所建設 (PJT-7)

Kalutara 地域への電力供給は、Panadura および Matugama 変電所からの長距離 33 kV 配電線にてなされているが、それが配電ロス発生の原因の一つとなっている。また、CEB の需要予測によれば、2014 年時点で Panadura 変電所の負荷は全容量に対して 90%を占めるようになり、変圧器 1 台が故障の際には全負荷分の供給は困難となる。従って、配電ロスを削減し、Panadura および Matugama 変電所の負荷軽減を図るために、CEB は Kalutara 変電所の新設を要請した。

CEB 要請の主なプロジェクトスコープは、容量 31.5 MVA の 132/33 kV 変圧器 2 台および関連開閉器類の設置を含む 132/33 kV 変電所の新設、および Pannipitiya – Mathugama 間の 132 kV 送電線との連系送電線の建設である。表 3.2-7 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-7 PJT-7のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Kalutara GS	670.8	137.0
2) Construction of single in & out connection TL, 6 km	98.8	56.9
Total 1)~2)	769.5	193.9
Total (FC+LC)	963.4	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

(8) Battaramulla 変電所建設 (PJT-8)

現在の Sri Jayawardhanepura Kotte 地区のピーク電力需要は約 50 MVA であり、Sri Jayawardhanepura 変電所から供給されている。また、近傍の Battaramulla 地区周辺には、大規模な産業開発計画があり、それに伴うピーク電力は 2025 年時点で 114 MW と予測されている。従って、現在 Battaramulla 地区へ電力供給している Jayawardhanepura 変電所の増設のみでは

将来の電力需要を満たすことが出来ないため、CEB は Battaramulla 変電所の新設を要請した。

CEB 要請の主なプロジェクトスコープは、容量 31.5 MVA の変圧器 2 台および関連開閉器 (GIS) 類の設置を含む 132/33kV 変電所の新設、および Battaramulla – Kolonnawa 変電所間の 132 kV 連系送電線の建設である。表 3.2-8 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-8 PJT-8のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Battaramulla GS	815.9	125.9
2) Construction of Battaramulla – Kolonnawa TL, 3 km	49.4	28.5
Total 1)~2)	865.3	154.4
Total (FC+LC)	1,019.7	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

(9) Old Anuradhapura 変電所更新 (PJT-9)

Old Anuradhapura 変電所には、容量 10 MVA の変圧器 2 台と 1996 年に運開を開始した 31.5 MVA 変圧器 1 台が設置されている。同変電所は、New Anuradhapura、Habarana および Puttalam 変電所に連系されている重要な変電所であるが、変電所内には設置後 40 年を超える機器が多数あり、スペアパーツの入手が事実上不可能となっている。また、1996 年以來、改修・増強は一切実施されておらず、同変電所の改修は喫緊の課題となっている。

CEB 要請の主なプロジェクトスコープは、容量 45 MVA の 132/33 kV 変圧器 2 台および 33 kV 関連開閉器類の更新、および New Anuradhapura 変電所における 132 kV ベイの増設である。表 3.2-9 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-9 PJT-9のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Reconstruction of Anuradhapura GS	600.7	126.2
2) Augmentation of New Anuradhapura 220/132/33 kV GS	98.1	20.8
Total 1)~2)	698.8	147
Total (FC+LC)	845.8	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

(10) Nawalapitiya 変電所建設 (PJT-10)

スリランカ中央部の丘陵地帯には各所で小水力賦存量が確認されており、特に Nawalapitiya、Kotmale、Galaha、および Ginigathhena 地域では高い小水力開発の実現性が明らかになっている。しかし、これら有望小水力開発地域周辺の既設変電所には容量的に連系する余裕が無いことから、計画されている小水力発電所からの発電電力を有効利用するために、CEB は Nawalapitiya 地域にへの変電所新設を要請した。

CEB 要請の主なプロジェクトスコープは、容量 31.5 MVA の 132/33 kV 変圧器 2 台および 132



kV、33 kV の関連開閉器類の設置を含む 132/33 kV 変電所の新設、および 132 kV Polpitiya – Kiribathkumbura 送電線との連系線の建設である。表 3.2-10 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-10 PJT-10のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Nawalapitiya GS	670.8	137.0
2) Single in and out connection from Polpitiya – Kiribathkumbura TL, 4 km	65.9	37.9
Total 1)~2)	736.6	175.0
Total (FC+LC)	911.6	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

(11) Wewalwatta 変電所建設 (PJT-11)

Nawalapitiya 変電所と同様に、Wewalwatta 地域周辺にも有望な小水力発電サイトがあり、それら発電所からの電力を有効に活用するため、CEB は同地域への変電所新設を要請した。

CEB 要請の主なプロジェクトスコープは、容量 31.5 MVA の 132/33 kV 変圧器 1 台および 132 kV、33 kV 開閉器類の設置を含む 132/33 kV 変電所の新設、および Balangoda – Ratnapura 132 kV 送電線との連系線の建設である。表 3.2-11 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-11 PJT-11のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Nawalapitiya GS	475.5	118.3
2) Single in and out connection from Balangoda – Ratnapura TL, 5 km	82.3	47.4
Total 1)~2)	557.9	165.7
Total (FC+LC)	723.6	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

(12) Tissamaharama 変電所建設 (PJT-12)

現在 Tissamaharama および Katharagama 地域は、Hambantota 変電所からの 33 kV 配電線により電力供給されている。しかし、配電線が長距離であること、および Katharagama 地域は配電線の末端に位置しているため、配電ロスおよび電圧降下が著しいという問題を抱えている。さらに将来的に同地域は電力負荷の増加が見込まれており、Hambantota 変電所の容量も限界に近づいている。これらの課題を解決するために、CEB は Tissamaharama 地域に変電所の新設を要請している。

CEB 要請の主なプロジェクトスコープは、容量 31.5 MVA の 132/33 kV 変圧器 2 台および 132 kV、33 kV 開閉器類の設置を含む 132/33kV 変電所の新設。Hambantota – Tissamaharama との連系送電線の建設、および Hambantota 変電所における送電ベいの増設である。表 3.2-12 に CEB が試算した本プロジェクトのベースコストを示す。

表3.2-12 PJT-12のベースコスト

Project Scope	Project Cost (MLKR)	
	FC	LC
1) Construction of Tissamaharama GS	670.8	137.0
2) Construction of Hambantota – Tissamaharama TL, 22 km	362.2	208.7
3) Augmentation of Hambantota GS	47.4	9.4
Total 1)～3)	1,080.4	355.0
Total (FC+LC)	1,435.4	

(出典: Project Proposal, CEB Transmission Planning)

### 3.3 有償資金協力向け候補プロジェクトの選定

調査団は以下の評価基準により、CEB の要請プロジェクトの優先順位付けを行った。表 3.3-1 にその評価結果を示す。

- 1) CEB における開発優先順位
  - 3 ポイント: PJT1 – PJT4
  - 2 ポイント: PJT5 - PJT8
  - 1 ポイント: PJT9 -
- 2) 長期開発計画における開発想定年
  - 3 ポイント: 2013 年まで
  - 2 ポイント: 2014 年 – 2015 年
  - 1 ポイント: 2016 年以降
- 3) 配電網開発に関連する必要性
  - 3 ポイント: 132 kV 変電所建設プロジェクト
  - 2 ポイント: 132 kV 変電所改修プロジェクトおよび送電線プロジェクト
  - 1 ポイント: 220 kV 送電線および変電所建設プロジェクト
- 4) 環境社会配慮 (IEE 報告書の有無)
  - 3 ポイント: IEE 報告書あり、あるいは変電所改修案件 (IEE 不要)
  - 2 ポイント: 変電所用地取得・選定済み、送電線ルート選定済み
  - 1 ポイント: 変電所用地未取得または未選定、送電線ルート未選定
- 5) 本邦技術の適用可能性
  - 3 ポイント: 220 kV 送電線プロジェクト
  - 2 ポイント: 132 kV 送電線または GIS 変電所建設プロジェクト
  - 1 ポイント: 気中絶縁変電所および変電所改修プロジェクト
- 6) 送電ロスおよび配電ロスへの貢献度
  - 3 ポイント: 送電・配電ロス削減に貢献
  - 2 ポイント: 配電ロス削減に貢献
  - 1 ポイント: ロス削減への貢献なし

7) プロジェクト対象地域の人口密度<sup>1</sup> (1 km<sup>2</sup> 当たりの人口密度)

3 ポイント: 3,000 人 -

2 ポイント: 600 人 - 2,999 人

1 ポイント: - 599 人

表3.3-1 評価結果

No.	Sub-projects	1)	2)	3)	4)	5)	6)	7)	score
PJT-1	Colombo City Transmission Development	3	2	3	2	3	3	3	19
PJT-2	Construction of Kappalurai 132/33 kV GS	3	3	3	2	1	2	1	15
PJT-3	Construction of Kerawalapitiya 220/33 kV GS	3	3	3	2	2	2	3	18
PJT-4	Rehabilitation of Kiribathkumbura 132/33 kV GS	3	1	2	3	1	1	2	13
PJT-5	Construction of Veyangoda - Padukka 220 kV TL	2	2	2	1	3	3	2	15
PJT-6	Construction of Chemmuni 132/33 kV GS	2	1	3	2	1	2	2	13
PJT-7	Construction Kalutara 132/33 kV GS	2	3	3	2	1	2	2	15
PJT-8	Construction of Battaramulla 132/33 kV GS	2	1	3	1	2	2	3	14
PJT-9	Reconstruction of Anuradhapura 132/33 kV GS	1	1	2	3	1	1	1	10
PJT-10	Construction of Nawalapitiya 132/33 kV GS	1	1	3	1	1	2	2	11
PJT-11	Construction of Wewalwatta 132/33 kV GS	1	1	3	1	1	2	1	10
PJT-12	Construction of Tissamaharama 132/33 kV GS	1	1	3	1	1	2	1	10

(調査団作成)

評価結果を基に CEB と協議した結果、下記プロジェクトを有償貴金協力の候補として、ロス削減量、環境社会配慮、経済分析などの検討を実施することで合意した。特に、PJT-3、PJT-7 および PJT-8 については、対象地域がコロombo市近郊に位置しているため、プロジェクトの統合による裨益効果の増大を期待して、一つのプロジェクトパッケージとして検討する。

- 1) コロンボ市送配電網開発プロジェクト (PJT-1)
- 2) Kappalurai 変電所建設 (PJT-2)
- 3) Kerawalapitiya (PJT-3)、Kalutara (PJT-7)、および Battaramulla (PJT-8)変電所建設
- 4) Veyangoda - Kirindiwela - Padukka 220 kV 送電線建設 (PJT-5)

<sup>1</sup> 出典: Population of Sri Lanka by District by Department of Census and Statistics

## 第4章 配電プロジェクト

### 4.1 概要

本調査では、CEB の各 Region から入手した MV 配電網開発計画を基本とし、別に提出されたプロポーザル、現地調査、および各地方事務所を訪問して得た情報を加味して以下に述べる候補プロジェクトを選定した。また、現地での管理効率や相乗効果を考慮して、個別候補プロジェクトを統合してパッケージプロジェクトとして提案する。

#### 1) 配電用変電所の新設

需要家密度の希薄な地方では低圧配電線のロスが大きく、ロス削減には低圧配電用変電所の新設が不可欠である。設置数量、設置場所については、別途詳細な検討が必要と考えられるが、基本的には CEB の要請に従う。また、配電用変圧器の鉄心に日本のトップランナー変圧器にも適用されている方向性珪素鋼板を適用することも検討する。

#### 2) 単相配電線の 3 相化

単純な電氣的な計算より、単相の配電線路を 3 相化することにより、同じ容量であれば 1/3 の電流になるので、線路が一本増えることを考慮しても配電線ロスは 1/6 になりの削減効果は大きい。

#### 3) 電力量計の設置

電力量計の設置は、直接的には配電ロスの削減には結びつかないものの、ノンテクニカルロス量の正確な把握や配電ロス削減の計画を立案する上で重要な設備である。また、CEB 内でも電力量計のデータ伝送を行いたいとの要求もあり、配電自動化システムと共有の通信システムを使えるよう検討する。

#### 4) MV 配電線路の強化

PS の新設や配電線路の強化の主な効果は、配電電圧の昇圧による負荷電流の減少と配電線の負荷電流の均等化によるロスの削減であるが、副次的なものとして配電線路の過負荷の緩和と予備ルートの確保による停電対策がある。

#### 5) 配電自動化システム(DAS)

DAS は、配電システムを最適制御して配電ロスを抑えるインテリジェントな機能を有している。また、現状の負荷状態を監視して配電システムのロスを常時監視できる機能がある。DAS にはまた、停電時間短縮、信頼性向上および帳票、データ管理の合理化等の副次的利点もある。

一方、DAS の構築には信頼性の高い通信設備が必要で、CEB の説明によれば、現在 Global System for Mobile Communications(GSM)や General Packet Radio Service(GPRS)を適用しているが、安全性および信頼性に問題があるとのことである。

#### 6) 工事用特殊車両

現在、CEB の殆どの柱状作業には通常のトラックやはしごが使われており、また、電柱を設

置する際には、手掘り作業でクレーンが使われている。これらの作業は非常に危険で、効率が悪いいため、CEB は、絶縁バケット車や建柱車などの特殊車両の導入を検討している。

## 4.2 配電ロス削減候補プロジェクト

### (1) 配電用変電所の新設

配電用変電所のロス削減の方法として、①大容量変圧器を小容量の複数台の配電用変圧器(DT)に変更、②DT を低ロス型に変更、および③配電用変電所の増設、という 3 つの方法がある。実施コスト、期間、また開発などの制約により、①と②を合わせた方法、②と③を合わせた方法が現実的と考えられるため、その方針に基づいて検討する。

#### 1) 小容量 DT の適用(①+②)

小さな電力負荷に対して大容量 DT を使用すると無負荷損が大きくなり、変圧器ロスが増加する。負荷に対して適切な容量の DT を使用することで無負荷損が削減可能であり、さらに低ロス型 DT を採用することで、さらなる配電ロスの削減が可能である。

#### 2) DT の増設(②+③)

地方では需要家の密度が小さいため、配電線路が長くなり、配電ロスが多く発生している。既設配電線路に DT を増設し、低圧配電線路を短くすることにより配電ロスを削減可能である。上記と同様に、低ロス型 DT を採用することで、さらなる配電ロスの削減が可能である。

表 4.2-1 に CEB からの要請内容を示す。

表4.2-1 配電用変電所の要請内容

Region	Area	Required Q'ty
Region 1	-	N/A
Region 2	WPN	75
	Central	300
	Eastern	170
Region 3	WPS-2	75
	UVA	90
	Sabaragamuwa	125
Region 4	-	N/A
Total		835

(出典: CEB Project Proposals of Region-1, -2,-3 and -4)

### (2) 配電線の 3 相化

低圧単相配電線を 3 相化することにより、線路の抵抗ロスが半分になるため、配電ロスの削減に有効な方法である。また、CEB の低圧配電網には、亘長の長い単相線路が多くあり、大きなロスが出ているため、ロス削減に非常に有効である。表 4.2-2 に CEB の要請内容を示す。

表4.2-2 3相化の要請内容

Region	Area	Required Qty (km)	Project Cost (MLKR)
Region 1	-	N/A	0
Region 2	WPN	100	50
	Central	850	425
	Eastern	420	210
Region 3	WPS-2	400	200
	UVA	700	350
	Sabaragamuwa	700	350
Region 4	-	N/A	0
Total		3,170	1,585

(出典: CEB Project Proposals of Region-1, -2,-3 and -4)

## (3) 電力量計の設置と自動検針 (AMR)

CEB からは通信インターフェースのない電力量計が要請されていたが、CEB との協議から、電力量計のデータを地方事務所へ送信したいとの要求が多くあったため、本計画に将来の検針データの自動伝送機能 (AMR) に対応できる通信インターフェースを盛り込むこととした。表 4.2-3 に電力量計の設置に係る要請内容を示す。

表4.2-3 電力量計設置の要請内容

regions	areas	project scope	Remarks
Region 1	North Western Province	New AMR	Confirmed in discussion
Region 2	Western Province North	New AMR	Confirmed in discussion
	Central	New AMR	Confirmed in discussion
Region 3	Western Province South II	New AMR	Confirmed in discussion
Region 4	Western Province South I	Proposed New AMR for DTs 2660 sets	In proposal

(出典: CEB Project Proposals of Region-4 and discussion with each region)

## (4) MV 配電網の強化

MV 配電網の強化に関し、配電電圧の昇圧は、負荷電流を減少させ、それにより抵抗損を削減できるロス削減の一つの有効な手段である。また、電線サイズを太くすることにより、抵抗値が小さくなり、ロスを削減できる。表 4.2-4 に MV 配電網の強化に係る要請内容を示す。

表4.2-4 MV配電網の強化に係る要請内容

projects	scope	project costs (MLKR)	contribution to loss reduction
Region 1			
Colombo City Network Development (Distribution Portion)	11 kV underground cables 400mm <sup>2</sup> 90 km 11 kV underground cables 240mm <sup>2</sup> 3 km 33kV Incoming/outgoing panels and bus coupler panels at Kelanitissa 18sets 11kV Radial and RMU 86 sets RTU for SCADA 10 sets Communication equipment 10 sets Fiber Optic Cable 15 km	3,261.0	Loss reduction by shorten MV Cable length
North Central 33kV DL	New A'pura GS to Kaduwela (DC Lynx Tower Line 20 km) Polonnaruwa GS to Mananpitiya (DC Lynx Tower Line 20 km) Polonnaruwa GS to Kaduruwela (DC Lynx Tower Line 3 km) Polonnaruwa GS to Janthipura (DC Lynx Tower Line 9 km) New A'pura GS to Mahailupallama (DC Lynx Tower Line 41 km) Vavunia GS to Padaviya (DC Lynx Tower Line 35 km)	1,920.0	Loss reduction by preventing overload

North Western 33 kV DL	Mandanpe GS to Bowatta (DC Lynx Tower Line 20 km) Maho GS to Maho Gantry ( SC Con. Pole Lynx Line 3 km) Maho GS to Nikaweratiya Gantry ( SC Con. Pole Lynx Line 14 km) Maho GS to Galgamuwa (DC Lynx Tower Line 23 km) Mallawapitiya GS to Udawalpola (SC Con Pole Lynx Line 4 km)	714.0	Loss reduction by preventing overload
Northern 33 kV DL	Chemmoni GS to Ramalingam Ga. (SC ELM Pole Line 4 km) Chemmoni GS to Ramalingam Ga. (SC ELM Pole Line 2 km) Chemmoni GS to Kaithadi Ga. (SC ELM Pole Line 11.5 km)	54.3	Loss reduction by preventing overload
<b>Region 2</b>			
WPN 33 kV Lines	Imbulgoda to Brandriyamulla ( Replace Lynx DC Tower 3.5km from Raccoon) Brandriyamulla to Dekatana ( Replace Lynx DC Tower 15km from Raccoon) Veyangoda Feder 7 and 8 to Maradana( Replace Raccoon DC Tower from Cockroach) Biyagama Feeder 5 to Mabola ( Same conductor) Kerawarapitiya to Maradana (Lynx SC Pole 3.7km ) Kerawarapitiya to Mabola (Lynx SC Pole 8km ) ABC Insulated Cable ( ABC 0.5km)	1,071.4	Loss reduction by preventing overload
WPN 33 kV PS	Augmentation of two PSs with Remote Control(2x5MVA to 2x10MVA) Two new PSs ( Awarakotuwaruwa 2x5MVA, Pamunugamuwa 1x5MVA) Five gantries (Sellakanda, Siriyangani, Diulapitiya, Veyangoda, Dunagaha )	1,765.7	Loss reduction by upgrade voltage
WPN 3-phase conversion	Conversion of Tree Phase LV bare Conductor to ABC in town area 6 x 20km)	140	Loss reduction and reliability
WPN Loss reduction equip.	Portable three-phase meters testing units 14 sets Portable single-phase testing units 20 sets Three-phase phantom load Unit 1 set	37.8	
Central 33kV PS	Augment of Bogambara PS ( 2x10 MVA to 2x20/15 MVA ) Augment of Gatambe PS ( 2x10 MVA to 2x20/15 MVA ) Augment of Polgolla PS ( 2x5 MVA to 2x10 MVA ) New PS (Wattarantenna 2x10 MVA)	1,639.2	Loss reduction by preventing overload
Eastern 33 kV Lines	Gamadu Junc. to Inginiyanagala ( Lynx DC Tower 20 km) Giranturukotte to Dehiatakandiya (Lynx SC 25 km) Ampara to Uhana (Lynx SC 10 km) Akkaipatthu GSS to Karathivu (Lynx DC Tower 20 km)	1,067.5	Loss reduction by preventing overload
Eastern Gantries	12 DBB and 12 SBB gantries	960.0	
Eastern Loss reduction equip.	Portable three-phase meters testing units 5 sets Portable single-phase testing units 9 sets	14.1	
<b>Region 3</b>			
WPS2 Conversion of OH to UG Cable System	In Battaramulla town, existing OH distribution system will be replaced to new underground distribution system.	3,500.0	Loss reduction by decrease cable resistance and shorten length
WPS2 33/11 kV PS	2X10 MVA at Thaladena	600.0	Loss reduction by upgrade voltage
WPS2 33 kV UG Lines	Aurveda Junc. to Ethulkotte, Rajagiriya UD Double Circuit 3. km	350.0	Loss reduction by preventing overload
WPS2 Construction and rehabilitation of 33 kV lines	Reconduction Koratota to Ambatale (Lynx SC 7.5 km) Meethotamulla Ga. to Ambatale Ga. (Con. Pole Lynx SC 10 km) Authurugiriya GS to Malambe ( Lynx SC 7 km) Rukmale Ga. To Makumbura Ga. (Lynx SC 8 km) Reconduction Wele Junc. To Ambathala (Raccoon SC 5 km) Reconduction Horana Ga. to Narthupana Line (Raccoon SC 2 6km) Reconduction Batuwita Junc. To Mawgama (Raccoon SC 3 km) Reconduction Horana Ga. from Ingiriya to Bope Tapping (Raccoon SC 3km)	340.5	Loss reduction by preventing overload
UVA Construction of 33 kV lines	Mahiyangana to Girakotte (Lynx DC 16 km) with Gantry (2SSBB) Mhiyangana GS to Walapane (Lynx SC 20 km) with Gantry Mhiyangana GS to Walapane (Lynx SC 20 km) with Gantry(2SSBB) Monaragala to Wellawara Express (Lynx SC 28 km) with Gantry(2SSBB) Mahiyangana GS to Andaulpotha (Lynx SC 12 km) Ragala to Rikillagaskada (Lynx DC 24 km) with Gantry (2SSBB) Kalugakandura to Roberiya (Raccoon SC 8 km) Keerthibandarapura to Happawara (Raccoon SC 8 km) Haggala to Galahagama (Raccoon SC 6 km) Glendevon to Roberiya (Raccoon SC 4 km) Motogora to Hali Ela (Raccoon SC 4 km) Pallebowala to Hapugasdeniya (Raccoon SC 6 km) Haputale to Borallanda (Raccoon SC 6km) Reconducting to Haputale to Idalgashinna (Raccoon SC 10 km) Reconducting to Ragala to Rupaha (Raccoon SC 7 km) Reconducting to Welimada to Borallanda (Raccoon SC 8 km)	1,432.5	Loss reduction by preventing overload

SAB Construction of 33 kV lines	WPS GS to Norwood (Lynx SC 12 km ) with Gantry (2SSBB) Conversion to 33 kV Emblipitiya to Panamura (Raccoon SC 10 km) Reconducting Kurivita to Ehaliyagoda from weasel line (Raccoon SC 15 km) Reconducting Kolonna to Kooppakanda from weasel line (Raccoon SC 12 km) Reconduction to Neelagama (Lynx SC 10 km) Horana GS to Heraniyawaka ABS (Lynx SC 19 km) Seethwaka GS to Daraniyagala/Nakkavia Ga. (Lynx SC 23 km) with Ga. Reconduction NAKkavita to Maliboda Estate (Lynx SC 6 km) Kotiyakumbra to Balapaththawa (Raccoon SC 10 km) Kotiyakumbra to Warawala (Raccoon SC 6 km) Pathakada to Ganegama (Raccoon SC 2.5 km) Indurana to Gonagaldeniya ( Raccoon SC 2 km) Reconducting Pelamadulla Bathgangoda to Lellupitiya Junc. (Raccoon SC 6 km) Reconducting Deraniyagala to Miyanawita (Raccoon SC 6 km) Reconducting Anguruwella to Kotiyakumbra (Raccoon SC 5 km) Malwala Junc. to Palabaddala (Raccoon SC 7 km)	935.8	Loss reduction by preventing overload
Region 4			
Dehiwala Mount Laveniya Under Ground Cabling Project	New 11 kV UGC (240 sq.mm x 33 km) New 11 kV UGC (95 sq.mm x 3km) New Radial SS 12 locations Replace to ABC 200 km	2,125.0	Loss reduction by decrease resistance of cable and shorten the length
Bentota 11 kV Under Ground Network Development Project	New 11kV UGC (240 sq.mm x 4 km) New 11kV UGC (95 sq.mm x 2.25 km) New Ring Main Unit 10 locations New LV cable 7 km Other miscellaneous	160.0	Loss reduction by decrease resistance of cable and shorten the length

(出典: CEB MV Project Proposals of Region-1, -2,-3 and -4)

#### (5) 配電自動化システム(DAS)の採用

DAS は配電システムの効率運用には必須の設備であり、Region 2 からは具体的に要請があったが、調査団は他 Region についても各事務所にて協議を行いその必要性について確認した。表 4.2-5 に CEB からの要請内容を示す。基本的に簡易 SCADA の拡充が要請されている。

表4.2-5 DASの要請内容

regions	project scope	remarks
<b>Region 1</b>		
North Western Province	New DAS	
<b>Region 2</b>		
Western Province North	Reinforcement of existing DAS including Auto-recloser 94sets, LBS 126 sets, Fault indicator 410 sets	Interface of GSM/ GPRS is included in each switch.
Central	Reinforcement of existing DAS, SCADA software, Auto-recloser 65sets, LBS 110, GPS instrument, GIS software	Interface of GSM/ GPRS is included in each switch.
<b>Region 3</b>		
Western Province South II	New DAS	
<b>Region 4</b>		
Western Province South I	New DAS	

(出典: CEB Project Proposals of Region-1, -2,-3 and -4)

#### (6) 工事用特殊車両

表 4.2-6 に示すように、Region 1 および Region 2 から工事用特殊車両に係る要請があった。



表4.2-6 特殊車両の要請内容

Region	Vehicle	Required Q'ty	Project Cost (MLKR)
Region 1	Bucket Truck	1	42.2
	Pole Ins. Truck	1	42.2
	Cargo Cranes	1	42.2
Region 2	Bucket Truck	4	168.9
	Pole Ins. Truck	4	168.9
	Cargo Cranes	4	168.9
Region 3	-	-	-
Region 4	-	N/A	-
Total		15	630.3

(CEB要請書に基づき調査団作成)

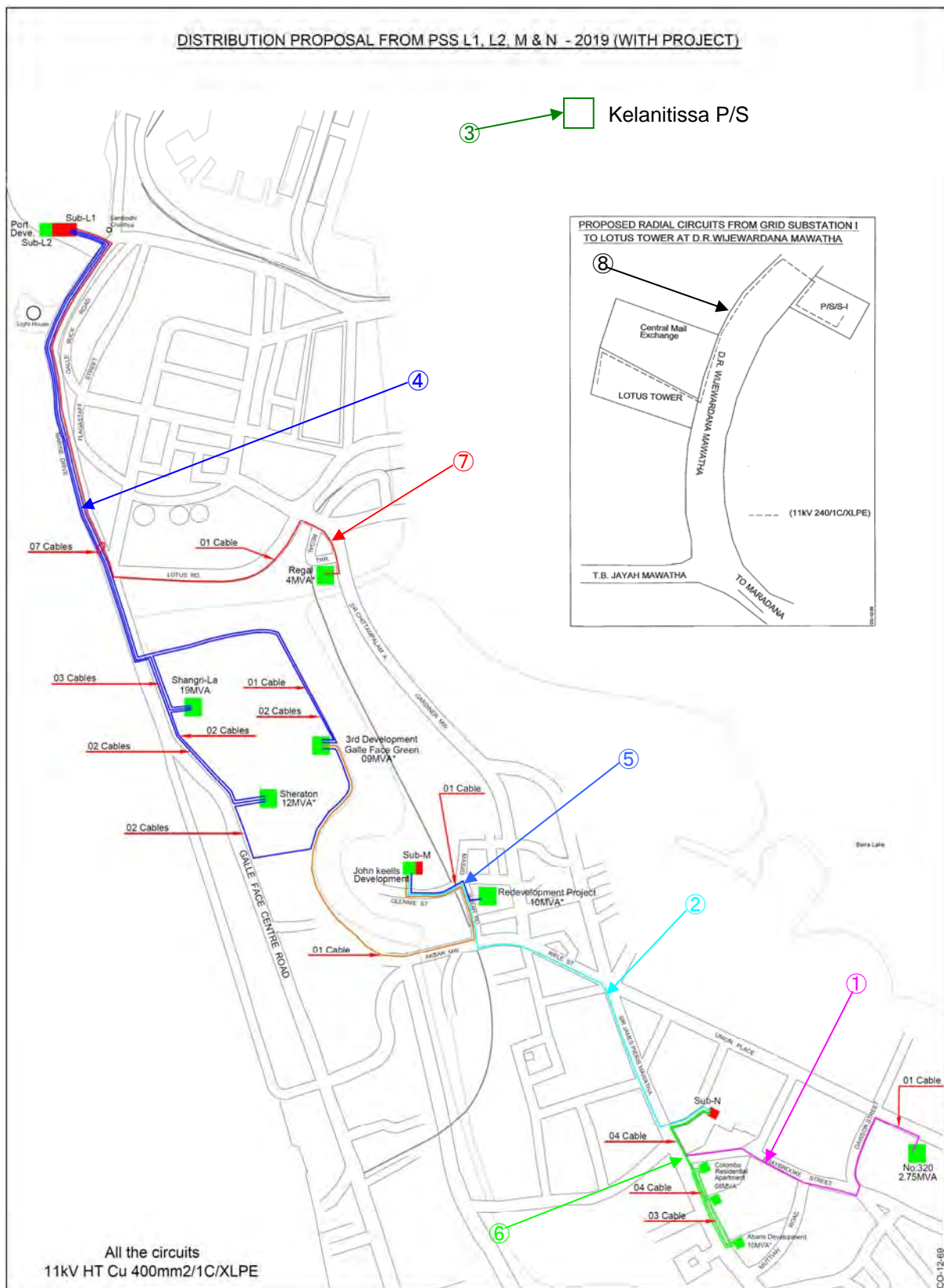
(6) コロンボ市 11 kV 地中線拡充

このプロジェクトは送変電プロジェクトのコロンボ市送電網開発プロジェクト(PJT-1)に関連するもので、それにより建設される 132/11 kV 変電所からコロンボ市内の需要家へ配電するために 11 kV 地中線配電網を拡充するものである。表 4.2-7 および図 4.2-1 にその要請内容を示す。

表4.2-7 コロンボ市11 kV地中線拡充計画の要請内容

No.	Sub-projects	Specifications	Switchgear	Mark
1	Radial circuit from N GS to No 320, Union Place to De load Sub. E & I	11 kV UGC XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 4.5 km	N/A	①
2	Interconnection from M GS to N GS	11kV UGC XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 6 km	N/A	②
3	33 kV GIS substation at Kelanitissa	N/A	33 kV GIS panels: 18 sets	③
4	Galle Face Green 3 Projects: Shangri-La, Sheraton Hotels Apartment and Condominium Center	11kV UGC XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 50 km	11 kV Panels :33 sets	④
5	Re-development project, Slave Island	11kV UGC XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 6 km	11 kV Panels :9 sets	⑤
6	Development project at Colombo Commercial -Colombo Residential Apartment -Abans Development -Nawaloka Development	11kV UGC XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 15 km	11 kV Panels : 26 sets	⑥
7	Regal Theater Site	11kV UGC XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 7.5 km	11 kV Panels :9 sets	⑦
8	Lotus Tower	11kV UGC XLPE 240 mm <sup>2</sup> , 3 km	11 kV Panels :9 sets	⑧
9	Specialized vehicles	15 Vehicles	N/A	

(CEB要請書に基づき調査団作成)



(出典: CEB Project Proposals of Region-1 Colombo City)

図4.2-1 コロンボ市11 kV地中線拡充計画

### 4.3 個別プロジェクトのパッケージ化

要請されている個別の配電プロジェクトは、配電系統の性格上、スリランカ国内に分散しており、プロジェクト管理上の問題に加えて、その相乗効果が見えにくいことが考えられる。そのため、調査団は、個別のプロジェクトを 1 つのエリアでパッケージ化することを推奨し、CEB の合意を得た。表 4.3-1 にその概要を示す。

表4.3-1 個別プロジェクトのパッケージ化

Region	Package	Area	11 kV UGC	11/33 kV SWGR	DAS	AMR	MV Line & PSs	DT	3-phase Conv.	Small DT	Other Facilities
R 1	1	Colombo City	Yes	Yes	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
	2	NWP	N/A	N/A	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	(Yes)	Construction Vehicle
R 2	3	WPN	N/A	N/A	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	(Yes)	Ditto
R 3	4	WPS-2	Yes	N/A	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Ditto
R 4	5	WPS-1	Yes	N/A	Yes	Yes	N/A	Yes	N/A	(Yes)	Ditto

(調査団作成)

注: (Yes)は調査団が地方の配電区における潜在的な需要として捉えたもの。

## 第5章 潮流計算とロス計算

### 5.1 概要

第 3.3 節にて選定した送変電候補プロジェクトの定量的効果をするため、各プロジェクトのロス削減量を算出する。送電プロジェクトに関しては、系統解析ソフトウェアの PSS/E を使用して、プロジェクトの「実施ケース」と「非実施ケース」の潮流計算を実施し、両ケースの系統ロスを比較することでロス削減量を算出する。また、変電プロジェクトについては、潮流計算でのロス算出が困難であるため、変電所が建設されない場合は中圧 (MV) 配電線を延伸して配電するなどのケースを想定してロス削減量を算定する。それらの詳細を以下に述べる。

#### 5.1.1 送電プロジェクトの潮流計算

電力潮流計算の目的は、将来のスリランカの 220 kV および 132 kV 系統内における候補送電プロジェクトの状況を確認することにある。潮流計算では各送電線の有効・無効電力潮流、発電所や変電所母線の電圧・位相をシミュレートする。

送電プロジェクト (PJT-1 および PJT-5) については、そのロス削減効果を算定するため、潮流計算を実施する。CEB の送電計画部から提供された 2012 年、2015 年および 2020 年の系統データおよび変電所毎の需要予測を基に、調査団がプロジェクトの「実施ケース」と「非実施ケース」のモデルを作成し、以下の系統計画基準に従って潮流計算を実施した。

##### 1) 電力潮流

通常の運用時には、送電線上の負荷は電線の最高使用温度 75°C (一部 54°C) より計算される定格容量を超えてはならない。また、2 回線以上の送電線における 1 回線故障時でも、残りの回線の同定格容量を超えてはならない (N-1 基準)。

変電所内の変圧器に関し、通常時にはその負荷は変圧器の定格容量を超えてはならない。また、N-1 条件時には、短時間 (1 時間) の 120% 超過を許容する。

##### 2) 系統電圧

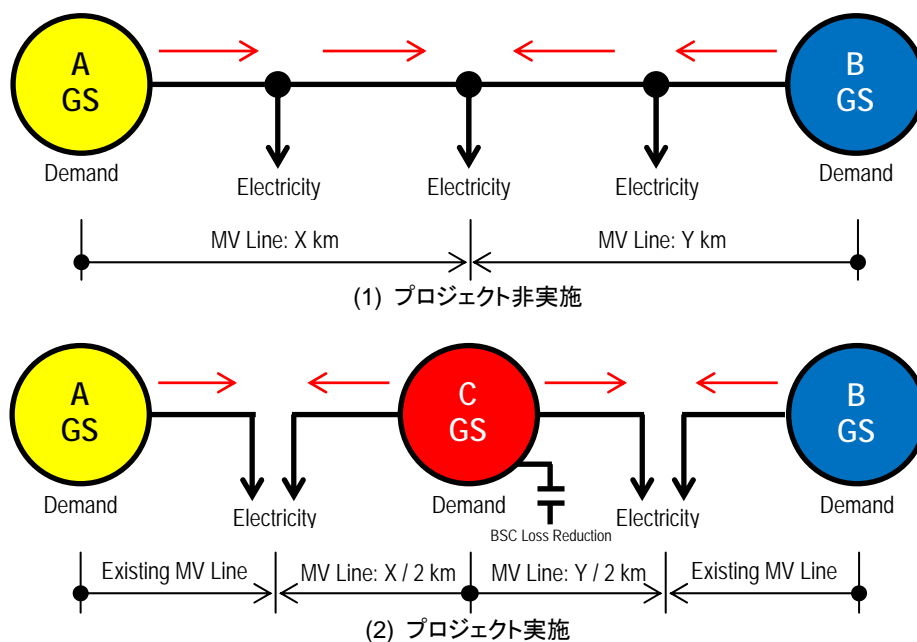
発電所および変電所／開閉所の母線電圧は、通常運転時は定格電圧の 95 % ~ 105 % 以内に、また、N-1 条件時は定格電圧の 90% ~ 110% 以内でなければならない。

#### 5.1.2 変電プロジェクトのロス計算

変電プロジェクトについては、以下の手法にてそのロス削減効果を算定する。

##### (1) MV 配電線巨長の短縮

図 5.1-1 に MV 配電線巨長の短縮によるロス削減のコンセプトを示す。



(調査団作成)

図5.1-1 ロス計算コンセプト

- 1) 変電所の電力需要は CEB から受領した 2025 年までの予測を使用する。
- 2) 対象変電所(C GS)が建設されない場合(プロジェクト非実施ケース)、その建設予定エリアへの電力供給は、近傍の既設変電所(A GS および B GS)から長距離 MV 配電線を介してなされると仮定する。
- 3) プロジェクト実施ケースでは、MV 配電線の巨長は既設変電所から巨長の半分になると仮定する。ロス削減量は、「実施ケース」と「非実施ケース」のロスを比較することで算定する。
- 4) MV 配電線の年間のロス(MWh/year)は次式にて算出する。

$$\text{年間 MV 配電線ロス} = NC \times L \times NCC \times R \times I^2 \times (0.3 \times LF + 0.7 \times LF^2) \times 24 \text{ 時間} \times 356 \text{ 日}$$

ここで: NC:回線毎の電線数  
 L: 配電線巨長 (km)  
 NCC: 回線数  
 R: 電線抵抗 ( $\Omega$ /km)  
 I: 負荷電流 (A)  
 LF: 負荷率 = 0.55

(2) 主変圧器の鉄損・銅損

図 5.1-2 に示した「非実施ケース」において、C GS の変圧器負荷は A GS および B GS の変圧器で負担しなければならない。変圧器のロスは鉄損(無負荷損)と銅損(負荷損)に大別されるが、特に銅損は負荷の増加に比例して増加する。変圧器に係るロス削減量は、「実施ケース」と「非実施ケース」それぞれの変圧器ロスを次式で算出し比較することで算定する。

$$\text{年間変圧器ロス (MWh/year)} = \text{年間鉄損(年間無負荷損)} + \text{年間銅損(年間負荷損)}$$

$$\text{年間鉄損 (MWh/year)} = \text{鉄損 (MW)} \times UF \times 24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} \times \text{変圧器台数}$$

$$\text{年間銅損 (MWh/year)} = \text{銅損 (MW)} \times (\text{負荷/容量})^2 \times 24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} \times \text{変圧器台数}$$

ここで: UF: 機器使用率 = 1.0 (変圧器 1 台)、0.95 (2 台)、0.75 (3 台)、および 0.65 (4 台)  
 LF: 負荷率 = 0.55

(3) キャパシタの設置

候補変電所にキャパシタを設置した場合の年間ロス削減量を次式にて算出する。

$$\text{ロス削減量 (MWh/year)} = (AP1 - AP2) \times (1 - (PF1 / PF2)^2) \times PF2 \times LF^2 \times 24 \text{ 時間} \times UF \times 365 \text{ 日}$$

ここで: AP1: キャパシタによる改善前の皮相電力 (MVA) = ((有効電力)<sup>2</sup> + (無効電力)<sup>2</sup>)<sup>1/2</sup>  
 AP2: キャパシタによる改善後の皮相電力 (MVA)  
 PF1: キャパシタによる改善前の力率  
 PF2: キャパシタによる改善後の力率  
 LF: 負荷率 = 0.55  
 UF: 機器使用率 = 0.4

5.2 コロンボ市送電網開発プロジェクト (PJT-1)

図 5.2-1 にコロンボ市送電網開発プロジェクト(PJT-1)の概要を示す。



図5.2-1 コロンボ市送電網開発プロジェクト

コロンボ市の電力需要予測とネットワーク構成を考慮した CEB との協議の結果、本プロジェクトは 2015 年までに開発されるべきフェーズ 1 (第 43 次円借款の要請対象) と、2020 年までに開発されるべきフェーズ 2 に分けられる。

(1) 潮流計算結果

表 5.2-1 にフェーズ 1(2015 年)の、表 5.2-2 にフェーズ 2(2020 年)の潮流計算結果をそれぞれ示す。

表5.2-1 潮流計算結果: PJT-1 フェーズ1

	FROM GENERATION		TO INDUCTN	TO	TO	TO	TO	(IN MW/MVAR)	
	SYNCHRN /	INDUCTN	MOTORS	LOAD	BUS SHUNT	BUS GNE DEVICES	LINE SHUNT	FROM CHARGING	LOSSES
With Project	2278.3	0.0	0.0	2239.1	0.0	0.0	0.0	0.0	39.2
	277.9	0.0	0.0	1051.8	-695.8	0.0	0.0	629.8	551.8
Without Project	2283.7	0.0	0.0	2239.1	0.0	0.0	0.0	0.0	44.6 (+5.4 MW)
	505.2	0.0	0.0	1045.1	-682.2	0.0	0.0	502.3	644.6

(調査団作成)

表5.2-2 潮流計算結果: PJT-1 フェーズ2

	FROM GENERATION		TO INDUCTN	TO	TO	TO	TO	(IN MW/MVAR)	
	SYNCHRN /	INDUCTN	MOTORS	LOAD	BUS SHUNT	BUS GNE DEVICES	LINE SHUNT	FROM CHARGING	LOSSES
With Project	3148.4	0.0	0.0	3073.9	0.0	0.0	0.0	0.0	74.5
	518.2	0.0	0.0	1433.1	-1104.4	0.0	0.0	819.4	1008.9
Without Project	3154.3	0.0	0.0	3074.0	0.0	0.0	0.0	0.0	80.3 (+5.8 MW)
	899.1	0.0	0.0	1433.2	-1077.4	0.0	0.0	672.7	1216.0

(調査団作成)

(2) 送電ロス削減量

表 5.2-1 および表 5.2-2 に示す計算結果より、下記条件にて算出した送電ロス削減量を表 5.2-3 に示す。

- 1) 2016 年～2019 年間のロス削減量は、複利成長率(CAGR)に基づいて算出する。

$$CAGR = (Y \text{ 年の値} / X \text{ 年の値})^{1/(Y-X)} - 1$$

ここで: X = 2015 年および Y = 2020 年

- 2) 年間ロス削減量は次式にて算出する。

$$\text{年間ロス削減量 (MWh/year)} = \text{MWh ロス削減量} \times 24 \text{ 時間} \times 365 \text{ 日} \times (0.3 \times LF + 0.7 \times LF^2)$$

ここで: LF: 負荷率 = 0.55

- 3) 2021 年以降の年間ロス削減量は一定と仮定する。

表5.2-3 送電ロス削減量(PJT-1)

		unit	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1) with Project	MW loss	MW	39.2	-	-	-	-	74.5
2) without Project	MW loss	MW	44.6	-	-	-	-	80.3
differentia 2) - 1)	MW loss saving	MW	5.4	5.5	5.6	5.6	5.7	5.8
Annual savings	MWh loss saving	MWh	17,821.8	18,078.3	18,338.5	18,602.5	18,870.3	19,141.9

(調査団作成)



### 5.3 Kappalthurai 変電所建設 (PJT-2)

#### (1) MV 配電線ロス削減

MV 配電線のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.3-1 にその結果を示す。

- MV 配電線の亘長: 10 km(プロジェクト非実施)、5 km(プロジェクト実施)
- 架線サイズ・回線数: ACSR Goat、1 回線
- 第 5.1.2 節(1)に示す計算式を適用。

表5.3-1 MV配電線のロス削減量 (PJT-2)

Cases	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (MV line 10 km)</b>											
1) Annual MV line losses (MWh/year)	5,098.3	5,308.6	5,361.1	5,676.5	6,149.5	6,359.8	6,780.2	7,200.7	8,514.7	10,301.8	12,456.7
<b>With project (MV line 5 km)</b>											
2) Annual MV line losses (MWh/year)	2,522.9	2,628.0	2,680.6	2,838.2	3,048.5	3,153.6	3,363.8	3,626.6	4,257.4	5,150.9	6,254.6
Loss reduction (MWh/year) : 1) - 2)	2,575.4	2,680.6	2,680.6	2,838.2	3,101.0	3,206.2	3,416.4	3,574.1	4,257.4	5,150.9	6,202.1

(調査団作成)

#### (2) 変圧器ロス削減

変圧器のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.3-2 にその結果を示す。

- 変圧器の鉄損: 40.2 kW at 31.5 MVA 基準  
67.7 kW at 63.0 MVA 基準
- 変圧器の銅損: 157.0 kW at 31.5 MVA 基準  
270.0 kW at 63.0 MVA 基準
- 第 5.1.2 節(2)に示す計算式を適用。

表5.3-2 変圧器のロス削減量 (PJT-2)

Cases	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (Trincomalee)</b>											
1) Iron loss (40.2 kW)	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1
2) Copper loss (157 kW@100%)	2,767.7	2,958.7	3,013.9	3,307.3	3,691.5	3,860.6	4,251.0	4,691.8	5,440.7	6,310.8	7,307.5
3) Total TR loss (MWh/year)	3,436.8	3,627.8	3,683.0	3,976.4	4,360.6	4,529.7	4,920.1	5,360.9	6,109.8	6,979.9	7,976.6
<b>With Project (Trincomalee)</b>											
4) Iron losses (40.2 kW)	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1
5) Copper loss (157 kW@100%)	155.1	180.0	187.4	224.1	274.7	296.4	354.1	426.4	471.0	491.2	509.5
6) Total TR loss (MWh/year)	824.2	849.1	856.5	893.2	943.8	965.4	1,023.2	1,095.5	1,140.1	1,160.2	1,178.6
<b>(Kappalthurai)</b>											
7) Iron loss (67.7 kW)	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,334.4	1,334.4	1,334.4
8) Copper loss (270 kW@100%)	693.2	721.9	730.1	777.9	839.4	867.5	925.0	984.4	776.8	940.4	1,134.4
9) Total loss (MWh/year)	1,820.0	1,848.7	1,856.9	1,904.7	1,966.2	1,994.3	2,051.8	2,111.2	2,111.2	2,274.7	2,468.8
Loss reduction (MWh/year) 3) - 6) - 9)	792.6	930.0	969.6	1,178.5	1,450.6	1,569.9	1,845.1	2,154.2	2,858.5	3,544.9	4,329.2

(調査団作成)



## 5.4 Kerawalapitiya 変電所建設 (PJT-3)

### (1) MV 配電線ロス削減

MV 配電線のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.4-1 にその結果を示す。

- MV 配電線の亘長: 10 km(プロジェクト非実施)、5 km(プロジェクト実施)
- 架線サイズ・回線数: ACSR Lynx、2 回線
- 第 5.1.2 節(1)に示す計算式を適用。

表5.4-1 MV配電線のロス削減量 (PJT-3)

Cases	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (MV line 10 km)</b>											
1) Annual MV line losses (MWh/year)	2,155.0	2,260.1	2,365.2	2,522.9	2,680.6	2,733.1	8,041.7	8,251.9	8,672.4	9,198.0	9,618.5
<b>With project (MV line 5 km)</b>											
2) Annual MV line losses (MWh/year)	1,051.2	1,156.3	1,156.3	1,261.4	1,314.0	1,366.6	3,994.6	4,152.2	4,309.9	4,572.7	4,783.0
Loss reduction (MWh/year) : 1) - 2)	1,103.8	1,103.8	1,208.9	1,261.4	1,366.6	1,366.6	4,047.1	4,099.7	4,362.5	4,625.3	4,835.5

(調査団作成)

### (2) 変圧器ロス削減

変圧器のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.4-2 にその結果を示す。

- 対象変圧器の鉄損値: 40.2 kW at 31.5 MVA 基準  
45.0 kW at 35.0 MVA 基準  
67.7 kW at 60.0 MVA 基準
- 対象変圧器の銅損値: 157.0 kW at 31.5 MVA 基準  
157.0 kW at 35.0 MVA 基準  
270.0 kW at 60.0 MVA 基準
- 第 5.1.2 節(2)に示す計算式を適用。

表5.4-2 変圧器のロス削減量 (PJT-3)

Cases	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (Kotugoda)</b>											
1) Iron loss (40.2 & 67.7 kW)	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9
2) Copper loss (157 & 270 kW@100%)	1,032.3	1,202.7	1,328.2	1,588.1	1,873.2	2,074.3	2,388.3	2,730.3	2,732.8	3,193.9	3,703.1
3) Total TR loss (MWh/year)	2,828.2	2,998.5	3,124.1	3,383.9	3,669.1	3,870.2	4,184.1	4,526.2	4,528.7	4,989.8	5,499.0
<b>With Project (Kotugoda)</b>											
4) Iron losses (40.2 & 67.7 kW)	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9	1,795.9
5) Copper loss (157 & 270 kW@100%)	598.3	715.5	805.7	994.2	1,204.3	1,358.9	1,156.3	1,381.8	1,356.8	1,650.8	1,989.8
6) Total TR loss (MWh/year)	2,394.2	2,511.4	2,601.6	2,790.0	3,000.2	3,154.8	2,952.2	3,177.7	3,152.7	3,446.7	3,785.7
<b>(Kerawalapitiya)</b>											
7) Iron loss (45.0 kW)	749.0	749.0	749.0	749.0	749.0	749.0	749.0	749.0	749.0	749.0	749.0
8) Copper loss (157 kW@100%)	147.8	158.0	163.2	173.9	184.9	189.4	555.5	571.3	599.2	634.0	663.4
9) Total loss (MWh/year)	896.7	906.9	912.2	922.8	933.9	938.4	1,304.5	1,320.3	1,348.2	1,383.0	1,412.4
Loss reduction (MWh/year) 3) - 6) - 9)	-462.8	-419.8	-389.8	-328.9	-265.0	-222.9	-72.5	28.3	27.8	160.1	300.9

(調査団作成)

## (3) キャパシタによるロス削減

キャパシタ設置によるロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.4-3 にその結果を示す。

- キャパシタ容量: 4 sets x 5 MVar
- キャパシタ切替ステップ: 1 MVar step
- 第 5.1.2 節(3)に示す計算式を適用。

表5.4-3 キャパシタによるロス削減量 (PJT-3)

Cases	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1) Active power (MW)	26.7	27.6	28.0	28.9	29.8	30.2	51.7	52.4	53.7	55.2	56.5
2) Reactive power forecast (MVar)	12.6	13.0	13.2	13.7	14.1	14.3	24.4	24.8	25.4	26.1	26.7
3) Apparent power (MVA)	29.5	30.5	31.0	32.0	33.0	33.4	57.2	58.0	59.4	61.1	62.5
4) Power factor	0.904	0.905	0.905	0.904	0.904	0.904	0.904	0.904	0.904	0.904	0.904
5) SC (5 MVar x 4 @ 1MVar Step)	12.0	13.0	13.0	13.0	14.0	14.0	20.0	20.0	20.0	20.0	20.0
6) Improved reactive power (MVar) = 2) - 5)	0.6	0.0	0.2	0.7	0.1	0.3	4.4	4.8	5.4	6.1	6.7
7) Improved apparent power (MVA)	26.7	27.6	28.0	28.9	29.8	30.2	51.9	52.6	54.0	55.5	56.9
8) Improved power factor	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	0.996	0.996	0.995	0.994	0.993
Loss reduction (MW/yare)	542.5	559.8	569.4	596.2	614.0	623.4	983.1	995.3	1,000.3	1,005.2	1,007.4

(調査団作成)

## 5.5 Veyangoda – Kirindiwela – Padukka 220 kV 送電線建設 (PJT-5)

## (1) 2015 年系統の潮流計算結果

表 5.5-1 に PJT-5 の 2015 年断面の潮流計算結果を示す。

表5.5-1 潮流計算結果: PJT-5 2015年

	FROM GENERATION		TO INDUCTN	TO	TO	TO	TO	(IN MW/MVAR)	
	SYNCHRN /	INDUCTN	MOTORS	LOAD	BUS SHUNT	BUS GNE DEVICES	LINE SHUNT	FROM CHARGING	LOSSES
With Project	3106.7	0.0	0.0	3039.1	0.0	0.0	0.0	0.0	67.6
	410.7	0.0	0.0	1321.2	-998.1	0.0	0.0	599.4	687.1
Without Project	3108.4	0.0	0.0	3039.1	0.0	0.0	0.0	0.0	69.3 (+1.7 MW)
	431.2	0.0	0.0	1321.2	-996.2	0.0	0.0	587.9	694.0

(調査団作成)

## (2) 2020 年系統の潮流計算結果

表 5.5-1 に PJT-5 の 2020 年断面の潮流計算結果を示す。

表5.5-2 潮流計算結果: PJT-5 2020年

	FROM GENERATION		TO INDUCTN	TO	TO	TO	TO	(IN MW/MVAR)	
	SYNCHRN /	INDUCTN	MOTORS	LOAD	BUS SHUNT	BUS GNE DEVICES	LINE SHUNT	FROM CHARGING	LOSSES
With Project	4266.5	0.0	0.0	4175.0	0.0	0.0	0.0	0.0	91.5
	1192.3	0.0	0.0	1808.7	-1120.6	0.0	0.0	739.8	1244.1
Without Project	4272.2	0.0	0.0	4175.0	0.0	0.0	0.0	0.0	97.2 (+5.7 MW)
	1217.3	0.0	0.0	1808.7	-1119.7	0.0	0.0	729.2	1257.6

(調査団作成)

(3) 送電ロス削減

表 5.5-1 および表 5.5-2 に示した計算結果に基づき、第 5.2 節(3)に述べた条件にて送電ロス削減量を算出する。表 5.5-3 に送電ロス削減量の計算結果を示す。

表5.5-3 送電ロス削減量(PJT-5)

		unit	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1) with Project	MW loss	MW	67.6	-	-	-	-	91.5
2) without Project	MW loss	MW	69.3	-	-	-	-	97.2
differentia 2) - 1)	MW loss saving	MW	1.7	2.2	2.8	3.5	4.5	5.7
Annual savings	MWh loss saving	MWh	5,610.6	7,146.5	9,102.8	11,594.8	14,768.9	18,811.9

(調査団作成)

(4) MV 配電線ロス削減

MV 配電線のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.5-4 にその結果を示す。

- MV 配電線の亘長: 30 km(プロジェクト非実施、Biyagama GS と Kosgama GS から各 15 km)、15 km(プロジェクト実施、上記区間の半分: 各 7.5 km)
- MV 配電線サイズ・回線数: ACSR Lynx、各 1 回線
- 第 5.1.2 節(1)に示す計算式を適用。

表5.5-4 MV配電線のロス削減量(PJT-5)

Cases	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (MV line 30 km)</b>											
1) Annual MV line 1 losses (MWh/year)	578.2	630.7	683.3	735.8	841.0	893.5	946.1	1,261.4	2,155.0	2,260.1	2,365.2
2) Annual MV line 2 losses (MWh/year)	578.2	630.7	683.3	735.8	841.0	893.5	946.1	1,261.4	2,155.0	2,260.1	2,365.2
3) Annual loss total (MWh/year) : 1) + 2)	1,156.3	1,261.4	1,366.6	1,471.7	1,681.9	1,787.0	1,892.2	2,522.9	4,309.9	4,520.2	4,730.4
<b>With project (MV line 15 km)</b>											
4) Annual MV line 1 losses (MWh/year)	315.4	315.4	367.9	367.9	420.5	420.5	473.0	630.7	1,051.2	1,156.3	1,208.9
5) Annual MV line 2 losses (MWh/year)	315.4	315.4	367.9	367.9	420.5	420.5	473.0	630.7	1,051.2	1,156.3	1,208.9
6) Annual loss total (MWh/year) : 4) + 5)	630.7	630.7	735.8	735.8	841.0	841.0	946.1	1,261.4	2,102.4	2,312.6	2,417.8
Loss reduction (MWh/year) : 3) - 6)	525.6	630.7	630.7	735.8	841.0	946.1	946.1	1,261.4	2,207.5	2,207.5	2,312.6

(調査団作成)

(5) 変圧器ロス削減

変圧器のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.5-5 にその結果を示す。

- 変圧器の鉄損: 40.2 kW at 31.5 MVA 基準  
67.7 kW at 60.0 MVA 基準
- 変圧器の銅損: 157.0 kW at 31.5 MVA 基準  
270.0 kW at 60.0 MVA 基準
- 第 5.1.2 節(2)に示す計算式を適用。

表5.5-5 変圧器のロス削減量 (PJT-5)

Cases	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (Biyagama)</b>											
1) Iron loss (67.7 kW)	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8
2) Copper loss (270 kW@100%)	848.4	931.2	962.2	1,086.3	1,239.8	1,309.7	1,457.4	1,566.5	2,023.6	2,111.0	2,204.8
3) Total TR loss (MWh/year)	1,975.2	2,058.0	2,089.0	2,213.1	2,366.6	2,436.5	2,584.2	2,693.3	3,150.4	3,237.8	3,331.6
<b>(Kosgama)</b>											
4) Iron loss (40.2 kW)	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3
5) Copper loss (157 kW@100%)	861.4	929.8	946.8	1,052.3	1,188.6	837.2	926.1	1,081.1	1,431.4	1,616.6	1,818.0
6) Total TR loss (MWh/year)	1,530.5	1,598.9	1,615.9	1,721.4	1,857.7	1,629.5	1,718.4	1,873.5	2,223.7	2,409.0	2,610.3
<b>With Project (Biyagama)</b>											
7) Iron losses (67.7 kW)	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8	1,126.8
8) Copper loss (270 kW@100%)	553.1	607.7	620.1	706.2	815.7	855.7	958.2	979.8	1,169.9	1,217.7	1,269.0
9) Total TR loss (MWh/year)	1,679.9	1,734.5	1,746.9	1,833.0	1,942.5	1,982.5	2,085.0	2,106.6	2,296.7	2,344.5	2,395.8
<b>(Kosgama)</b>											
10) Iron loss (40.2 kW)	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3
11) Copper loss (157 kW@100%)	449.4	483.0	479.0	536.8	615.8	428.9	478.2	532.0	627.4	734.6	852.6
12) Total loss (MWh/year)	1,118.5	1,152.1	1,148.0	1,205.9	1,284.9	1,221.2	1,270.6	1,324.4	1,419.7	1,527.0	1,644.9
<b>(Kirindiwela)</b>											
13) Iron loss (40.2 kW)	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	792.3	792.3	792.3
14) Copper loss (157 kW@100%)	265.7	290.1	315.6	343.9	373.3	405.9	439.8	577.8	653.9	686.8	722.4
15) Total loss (MWh/year)	934.8	959.2	984.7	1,013.0	1,042.4	1,074.9	1,108.9	1,246.9	1,446.2	1,479.1	1,514.8
Loss reduction (MWh/year) [3] + [6] - [9] + [12] + [15])	-227.4	-189.0	-174.9	-117.3	-45.5	-212.6	-161.8	-111.1	211.5	296.1	386.5

(調査団作成)

## (6) キャパシタによるロス削減

キャパシタ設置によるロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.5-6 にその結果を示す。

- キャパシタ容量: 2 sets x 5 MVar
- キャパシタ切替ステップ: 1 MVar step
- 第 5.1.2 節(3)に示す計算式を適用。

表5.5-6 キャパシタ設置によるロス削減量 (PJT-5)

Cases	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
1) Active power (MW)	31.9	33.3	34.7	36.2	37.8	39.4	41.0	47.0	61.2	62.7	64.3
2) Reactive power forecast (MVar)	15.9	16.6	17.3	18.1	18.8	19.6	20.4	23.4	30.5	31.3	32.1
3) Apparent power (MVA)	35.6	37.2	38.8	40.5	42.2	44.0	45.8	52.5	68.4	70.1	71.9
4) Power factor	0.895	0.895	0.895	0.894	0.895	0.895	0.895	0.895	0.895	0.895	0.895
5) SC (5 MVar x 2 @ 1MVar Step)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
6) Improved reactive power (MVar) = 2) - 5)	5.9	6.6	7.3	8.1	8.8	9.6	10.4	13.4	20.5	21.3	22.1
7) Improved apparent power (MVA)	32.4	33.9	35.5	37.1	38.8	40.6	42.3	48.9	64.5	66.2	68.0
8) Improved power factor	0.983	0.981	0.979	0.976	0.974	0.972	0.969	0.962	0.948	0.947	0.946
Loss reduction (MW/year)	572.7	568.1	562.4	558.8	544.6	536.2	527.6	494.0	420.6	414.8	407.6

(調査団作成)

## 5.6 Kalutara 変電所建設 (PJT-7)

## (1) MV 配電線ロス削減

MV 配電線のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.6-1 にその結果を示す。

- MV 配電線の亘長: 32 km(プロジェクト非実施、Panadura GS から 12 km、Matugama GS から 20 km)、16 km(プロジェクト実施、上記区間の半分)
- MV 配電線サイズ・回線数: ACSR Lynx、各 1 回線
- 第 5.1.2 節(1)に示す計算式を適用。

表5.6-1 MV配電線のロス削減量 (PJT-7)

Cases	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (MV line 32 km)</b>										
1) Annual MV line 1 losses (MWh/year)	105.1	105.1	105.1	105.1	105.1	157.7	210.2	315.4	420.5	578.2
2) Annual MV line 2 losses (MWh/year)	420.5	420.5	420.5	473.0	473.0	473.0	788.4	1,208.9	1,629.4	2,260.1
3) Annual loss total (MWh/year) : 1) + 2)	525.6	525.6	525.6	578.2	578.2	630.7	998.6	1,524.2	2,049.8	2,838.2
<b>With project (MV line 16 km)</b>										
4) Annual MV line 1 losses (MWh/year)	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	52.6	105.1	157.7	210.2	315.4
5) Annual MV line 2 losses (MWh/year)	210.2	210.2	210.2	210.2	262.8	262.8	367.9	630.7	841.0	1,103.8
6) Annual loss total (MWh/year) : 4) + 5)	262.8	262.8	262.8	262.8	315.4	315.4	473.0	788.4	1,051.2	1,419.1
Loss reduction (MWh/year) : 3) - 6)	262.8	262.8	262.8	315.4	262.8	315.4	525.6	735.8	998.6	1,419.1

(調査団作成)

(2) 変圧器ロス削減

変圧器のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.6-2 にその結果を示す。

- 変圧器の鉄損: 40.2 kW at 31.5 MVA 基準
- 変圧器の銅損: 157.0 kW at 31.5 MVA 基準
- 第 5.1.2 節(2)に示す計算式を適用。

表5.6-2 変圧器のロス削減量 (PJT-7)

Cases	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (Panadura)</b>										
1) Iron loss (40.2 kW)	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3
2) Copper loss (157 kW@100%)	443.0	445.4	488.9	535.5	546.8	589.6	666.4	797.8	928.3	1,088.6
3) Total TR loss (MWh/year)	1,235.4	1,237.8	1,281.3	1,327.8	1,339.2	1,381.9	1,458.7	1,590.1	1,720.6	1,880.9
<b>(Matugama)</b>										
4) Iron loss (40.2 kW)	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3
5) Copper loss (157 kW@100%)	730.6	602.3	664.4	740.8	774.6	849.3	902.4	982.6	1,082.3	1,181.6
6) Total TR loss (MWh/year)	1,523.0	1,394.7	1,456.7	1,533.1	1,567.0	1,641.6	1,694.7	1,775.0	1,874.6	1,974.0
<b>With Project (Panadura)</b>										
7) Iron losses (40.2 kW)	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3
8) Copper loss (157 kW@100%)	352.2	352.2	388.2	427.4	435.2	471.8	511.5	586.8	667.3	759.2
9) Total TR loss (MWh/year)	1,144.5	1,144.5	1,180.5	1,219.8	1,227.5	1,264.1	1,303.9	1,379.2	1,459.6	1,551.5
<b>(Matugama)</b>										
10) Iron loss (40.2 kW)	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3
11) Copper loss (157 kW@100%)	612.4	493.2	546.0	612.4	640.6	706.6	720.5	746.7	798.8	837.2
12) Total loss (MWh/year)	1,404.8	1,285.5	1,338.3	1,404.8	1,432.9	1,498.9	1,512.9	1,539.1	1,591.1	1,629.5
<b>(Kalutara)</b>										
13) Iron loss (40.2 kW)	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1	669.1
14) Copper loss (157 kW@100%)	31.2	32.8	34.9	36.5	38.2	39.4	61.3	96.9	129.0	177.5
15) Total loss (MWh/year)	700.3	701.8	704.0	705.6	707.3	708.5	730.4	766.0	798.1	846.6
Loss reduction (MWh/year) [3) + 6)] - [9) + 12) + 15)]	-491.3	-499.4	-484.8	-469.2	-461.6	-447.9	-393.7	-319.2	-253.6	-172.8

(調査団作成)

## 5.7 Battaramulla 変電所建設 (PJT-8)

### (1) MV 配電線ロス削減

MV 配電線のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.7-1 にその結果を示す。

- MV 配電線の亘長: 10 km(プロジェクト非実施)、5 km(プロジェクト実施)
- MV 配電線サイズ・回線数: ACSR Lynx、2 回線
- 第 5.1.2 節(1)に示す計算式を適用。

表5.7-1 MV配電線のロス削減量 (PJT-8)

Cases	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (MV line 10 km)</b>									
1) Annual MV line losses (MWh/year)	1,787.0	1,944.7	2,102.4	2,260.1	2,470.3	2,680.6	2,890.8	3,153.6	3,416.4
<b>With project (MV line 5 km)</b>									
2) Annual MV line losses (MWh/year)	893.5	946.1	1,051.2	1,156.3	1,208.9	1,366.6	1,471.7	1,576.8	1,734.5
Loss reduction (MWh/year) : 1) - 2)	893.5	998.6	1,051.2	1,103.8	1,261.4	1,314.0	1,419.1	1,576.8	1,681.9

(調査団作成)

### (2) 変圧器ロス削減

変圧器のロス削減量を以下の条件にて算出した。表 5.7-2 にその結果を示す。

- 変圧器の鉄損: 40.2 kW at 31.5 MVA 基準  
48.2 kW at 45 MVA 基準
- 変圧器の銅損: 157.0 kW at 31.5 MVA 基準  
189.0 kW at 45 MVA 基準
- 第 5.1.2 節(2)に示す計算式を適用。

表5.7-2 変圧器のロス削減量 (PJT-8)

Cases	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>Without Project (Sri Jayawar.)</b>									
1) Iron loss (40.2 kW)	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3
2) Copper loss (157 kW@100%)	861.3	937.5	1,040.8	1,082.3	1,175.3	1,280.0	1,448.2	1,636.3	1,835.5
3) Total TR loss (MWh/year)	1,653.6	1,729.9	1,833.2	1,874.6	1,967.7	2,072.3	2,240.6	2,428.6	2,627.9
<b>With Project (Sri Jayawar.)</b>									
4) Iron losses (40.2 kW)	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3	792.3
5) Copper loss (157 kW@100%)	370.7	406.1	455.6	462.1	503.1	547.6	634.9	730.6	835.1
6) Total TR loss (MWh/year)	1,163.1	1,198.4	1,248.0	1,254.5	1,295.4	1,340.0	1,427.2	1,523.0	1,627.5
<b>(Battaramulla)</b>									
7) Iron loss (48.2 kW)	802.2	802.2	802.2	802.2	802.2	802.2	802.2	802.2	802.2
8) Copper loss (189 kW@100%)	90.1	96.9	105.4	115.0	124.3	135.5	146.3	159.4	172.0
9) Total loss (MWh/year)	892.4	899.2	907.7	917.3	926.5	937.7	948.6	961.6	974.3
Loss reduction (MWh/year) 3) - 6) - 9)	-401.8	-367.7	-322.4	-297.2	-254.3	-205.4	-135.2	-55.9	26.1

(調査団作成)

## 5.8 本邦技術適用の可能性

前節で述べた候補プロジェクトに関し、本邦技術の適用が見込まれる分野について以下に述べる。

### (1) 変電分野における本邦技術の活用

変電に関わる本邦技術の活用については、変圧器の鉄心にアモルファスを使用しロス低減を図ったトップランナー変圧器などがあるが、これは配電向けの小容量器のみに適用されており、市場に出ているのは 2 MVA 程度の配電用変圧器までである。本邦で製造されている通常の大容量変圧器は、製品の質が高く効率の良いものであるが、これは本邦メーカーによる徹底した品質管理によって実現されるもので、特別な技術を適用しているわけではない。本邦と同程度の変圧器は、精度・効率に影響する仕様を決定し、オーダーメイドで注文すれば、米国や欧州のメーカーでも製造が可能であるため、変電ロス低減のために本邦技術で推奨できるものはない。

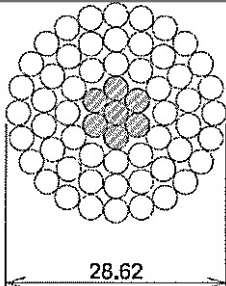
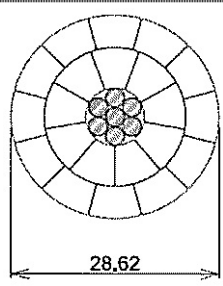
他方、本邦メーカーは絶縁油の代わりに SF6 ガスを用いた環境調和性能の高いガス絶縁変圧器 (GIT) を製作している。GIT はまた、その特性から火災を発生させにくいなど優れた安全性を兼ね備えている。さらに、GIT は GIS との協調によって、より省スペースで優れた運転性、保守性、絶縁性能などを発揮する。

コロンボ市送電網開発プロジェクト(PJT-1)にて計画されている Port および Colombo L 変電所は、コロンボ港の海岸に非常に近接して建設される予定である。そのような状況では、塩害による不測の事故を防止するために主変圧器を含む変電主要機器は建屋内に設置されることが望ましいが、GIT はそのコンパクトさからその要求を満足することが可能である。

### (2) 送電分野における本邦技術の適用

送電分野における本邦技術の活用にあたり、低損失電線(LL-ACSR)の適用を検討する。低損失電線は、表 5.8-1 に示すように、従来の ACSR 電線と同径であってもアルミ部分の断面積を増やすことで電気抵抗を低減している。

表5.8-1 ACSRとLL-ACSR

items	units	ACSR Zebra	LL-ACSR/14AC 550 mm <sup>2</sup>
Nominal diameter	mm	28.6	28.6
Cross sectional area	mm <sup>2</sup>	Al: 428.9 St: 55.6 Total: 484.5	Al: 550.4 AC: 40.5 Total: 590.9
Nominal weight	kg/km	1,621	1,814
DC resistance at 20°C	Ω/km	0.0674	0.0519
Minimum breaking load	KN	131.9	140.9
Current carrying capacity (AC resistance)	A (Ω/km)	649 A (0.0854) at 75 deg.C	649 (0.0632) at 70 deg.C
Cross section	-		

(調査団作成)

220 kV Veyangoda – Kirindiwela – Padukka 送電線建設(PJT-5)において、その電線は ACSR Zebra を複導体で 2 回線架線と計画とされているが、これを低損失電線にて代替する場合のロス削減量を下記条件の下でケーススタディとして検討する。

- 1) 2015 年と 2020 年の当該送電線路上のピーク負荷は、第 5.5 節に述べた潮流計算結果より取得し、その他の年度分については、複利成長率に基づいて算出する。
- 2) 力率: 0.85
- 3) 負荷率: 0.55
- 4) 電線抵抗
  - ACSR Zebra: 0.0814 Ω/km (at 63 °C)
  - LL-ACSR/14AC 550 mm<sup>2</sup>: 0.0621 Ω/km (at 61 °C)

- 5) 年間ロス率計算式

$$\text{年間ロス} = NC \times L \times NCC \times R \times I^2 \times (0.3 \times LF + 0.7 \times LF^2) \times 24 \text{ 時間} \times 356 \text{ 日}$$

ここで: NC: 回線あたりの電線数

L: 送電線長 (km)

NCC: 回線数

R: 電線抵抗値 (Ω/km)

I: 負荷電流 (A)

LF: 負荷率 = 0.55

- 6) 2021 年以降のロス削減量は一定であると仮定する。
- 7) 平均発電単価は、第 10 章の経済分析で述べる 13.07 LKR/kWh を使用する。
- 8) 電線コスト
  - i) 単価:



- ACSR Zebra: JPY 620,000/km
- LL-ACSR/14AC 550 mm<sup>2</sup>: JPY 870,000/km
- ii) 電線コスト: Veyangoda – Kirindiwela セクション(17.5 km、2 回線、複導体)
  - ACSR Zebra: MJPY 136.7 (JPY 620,000 x 17.5 km x 12 nos. x 1.05)
  - LL-ACSR: MJPY 191.8 (JPY 870,000 x 17.5 km x 12 nos. x 1.05)
  - コスト差: MJPY 55.1
- iii) 電線コスト: Kirindiwela – Padukka セクション(20.0 km、2 回線、複導体)
  - ACSR Zebra: MJPY 156.2 (JPY 620,000 x 20.0 km x 12 nos. x 1.05)
  - LL-ACSR: MJPY 219.2 (JPY 870,000 x 20.0 km x 12 nos. x 1.05)
  - コスト差: MJPY 63.0

表 5.8-2 にケーススタディ結果を示す。同表に示すように、低損失電線の単価は ACSR 電線の約 1.4 倍であるが、初期投資コストはロス削減効果によりそれぞれのセクションで 10 年間および 11 年間で回収可能である。従って、本プロジェクトのみならず、将来重負荷が予想される計画送電線にこのような低損失電線を導入することを推奨する。

表5.8-2 ケーススタディ結果

Items	unit	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
<b>1. Veyangoda-Kirindiwela Section</b>												
Peak loads per cct	MW	57.8	67.7	79.3	92.9	108.8	127.5	127.5	127.5	127.5	127.5	127.5
Eq. current per cct	A	178.0	209.0	245.0	287.0	336.0	394.0	394.0	394.0	394.0	394.0	394.0
Annual Losses on Zebra (2 cct)	MWh	894.4	1,231.0	1,693.1	2,323.4	3,184.8	4,379.5	4,379.5	4,379.5	4,379.5	4,379.5	4,379.5
Annual Losses on LL-ACSR (2 cct)	MWh	683.2	940.6	1,290.4	1,772.3	2,429.0	3,339.9	3,339.9	3,339.9	3,339.9	3,339.9	3,339.9
Annual loss savings	MWh	211.2	290.4	402.6	551.2	755.8	1,039.6	1,039.6	1,039.6	1,039.6	1,039.6	1,039.6
Annual cost savings	kLKR	2,760.7	3,795.9	5,262.5	7,203.6	9,878.0	13,587.6	13,587.6	13,587.6	13,587.6	13,587.6	13,587.6
	eq.kJPY	1,634.3	2,247.2	3,115.4	4,264.5	5,847.8	8,043.9	8,043.9	8,043.9	8,043.9	8,043.9	8,043.9
Recoup the initial investment	kJPY	53,490.7	51,243.5	48,128.1	43,863.6	38,015.8	29,971.9	21,928.1	13,884.2	5,840.3	-2,203.6	-10,247.4
<b>2. Kirindiwela - Padukka Section</b>												
Peak loads per cct	MW	67.4	75.1	83.7	93.4	104.1	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0
Eq. current per cct	A	208.0	232.0	259.0	288.0	321.0	358.0	358.0	358.0	358.0	358.0	358.0
Annual Losses on Zebra (2 cct)	MWh	1,396.0	1,736.0	2,161.7	2,673.3	3,323.4	4,132.0	4,132.0	4,132.0	4,132.0	4,132.0	4,132.0
Annual Losses on LL-ACSR (2 cct)	MWh	1,062.7	1,323.4	1,650.2	2,039.6	2,534.7	3,151.8	3,151.8	3,151.8	3,151.8	3,151.8	3,151.8
Annual loss savings	MWh	333.3	412.5	511.6	633.7	788.8	980.2	980.2	980.2	980.2	980.2	980.2
Annual cost savings	kLKR	4,356.7	5,391.9	6,686.0	8,282.0	10,309.3	12,811.2	12,811.2	12,811.2	12,811.2	12,811.2	12,811.2
	eq.kJPY	2,579.1	3,192.0	3,958.1	4,902.9	6,103.1	7,584.2	7,584.2	7,584.2	7,584.2	7,584.2	7,584.2
Recoup the initial investment	kJPY	60,420.9	57,228.8	53,270.7	48,367.8	42,264.7	34,680.5	27,096.2	19,512.0	11,927.8	4,343.6	-3,240.7

(調査団作成)

## 第6章 配電プロジェクトの効果の検討

### 6.1 個別プロジェクトによるロス削減量

本節では、個別候補プロジェクトによるロス削減量の試算について述べる。

#### (1) 配電用変圧器(DT)の増設

##### 1) 小容量 DT の採用

標準化された容量より小容量の DT を適用した場合(100 kVA→20 kVA 単相変圧器)のロス削減量を表 6.1-1 に示す。1 台のトランスで年間 2.15 MWh のロス削減が可能である。

表6.1-1 小容量DTによるロス削減(1台当たり)

Before installation	After installation	Reduced losses
2.77 MWh/year	0.94 MWh/year	1.83 MWh/year

(調査団作成)

##### 2) DT の増設

DT を増設した場合のロス削減率を、地方の典型的な配電線路及び負荷状態(80%で 4 時間、20%で 20 時間)において計算すると低圧線路のロスを年間 14 MWh 削減できる。さらに、方向性珪素鋼板を使った低ロス型変圧器を採用すると、さらに年間 0.5 MW の削減が可能である。これを配電 Region ごとに纏めると表 6.1-2 のようになる。

表 6.1-2 DT 増設によるロス削減

Region	Area	Required Qty	Loss Reduction (MWh/year)	Total Loss Reduction (MWh/year)
Region 1	-	N/A	N/A	0
Region 2	WPN	75	14.5	1,087
	Central	300	14.5	4,350
	Eastern	170	14.5	2,465
Region 3	WPS-2	75	14.5	1,087
	UVA	90	14.5	1,305
	Sabaragamuwa	125	14.5	1,812
Region 4	-	N/A	N/A	0
	Total	835	-	12,106

(調査団作成)

#### (2) 配電線の 3 相化

配電線を 3 相化した場合のロス削減率を、標準的な DT(100 kVA)で典型的な配電線および負荷状態で計算した結果を表 6.1-3 に示す。単相配電線が 3 相化された場合、最大供給電力は 3 倍となり、従って同じ電力の場合、電流は 1/3 になるため線路の損失は 1/9 となり、線路が 1 本増えることを考慮して 1/6 となる。

表6.1-3 3相化によるロス削減

Before conversion	After conversion	Reduced losses
2.91 MWh/year・km	0.48 MWh/year・km	2.43 MWh/year・km

(調査団作成)

(3) 電力量計の設置

CEB の要請では各 DT において電力量の計測と自動検針が含まれているが、調査団はこれに加えて将来の各需要家のスマートメータ化に対応した機能を拡張できる自動検針システムを提案する。スマートメータは双方向通信機能を持ち、デマンドレスポンスや時間帯別料金などピークカットや省エネルギーなどの面で効果がある。

電力量計の設置により配電ロスを直接削減することはできないが、以下のような点でノンテクニカルロスの削減に寄与できる。

- 1) 低圧線路のロス量の把握
- 2) 電力の現在使用量の把握
- 3) 電力量計の精度向上(現状の電磁形 2.0 級から静止型 1.0 級)
- 4) 過去の記録の蓄積
- 5) ノンテクロス削減への寄与

これらの機能によりノンテクニカルロスの 1/4 が削減できるものと考え、年間ロス削減量は表 6.1-4 のようになる。

表6.1-4 AMRによるロス削減

Region	Area	Non-Technical losses 2% of total sales (GWh/year)	Reduction of non-technical losses (0.5%) (GWh/year)
Region 1	NWP	18.38	4.59
Region 2	WPN	38.08	9.52
Region 3	WPS-2	25.04	6.26
Region 4	WPS-1	17.38	4.35
Total		98.88	24.72

(調査団作成)

(4) 33/11kV 一次変電所新設および MV 配電線路強化

配電電圧の昇圧は、ロス削減の一つの有効な手段である。電圧昇圧は、負荷電流を減少させ、それにより抵抗損を削減できる。また、電力線のサイズを太くすることにより、抵抗値が小さくなり、ロスが削減できる。調査団は、33/11 kV 一時変電所(PS)の新設、MV 配電線のサイズアップを候補として選択した。これらにより想定される年間ロス削減量を表 6.1-5 に示す。

表6.1-5 MV配電系統増強によるロス削減

projects	Facilities	Loss Reduction (MWh/year)	Remarks
Region 1			
Colombo City 11 kV Network Development	11 kV line reinforcement with PJT-1	4,605	Refer to Table 6.2-1
North Western	33 kV DL	8,959	
Region 2			
WPN	33 kV DL	2,795	
WPN	33 kV PSs (Augmentation and new PSs)	859	
WPN	Aerial Bundle Conductors (ABC)	280	
WPN	Equipment for Loss Reduction	0	Test equipment
WPN	DTs and 3 phase conversion requirement	1,330	
Region 3			
WPS2	Conversion of OH to UG in Battaramulla	0	Improve reliability
WPS2	33/11 kV PSs	2,111	
WPS2	33 kV UG Aurveda Junc. to Ethulkotte, Rajagiriya	0	Improve reliability
WPS2	Construction and rehabilitation of 33 kV lines	3,847	
Region 4			
Dehiwala Mount Laveniya Under Ground Cabling Project	New 11 kV UG and radial SS 12 locations in Dehiwala and Mt. Lavenia	0	Improve reliability
	Replace to ABC 200 km	446	

(出展: CEB MV Project Proposals of Region-1, -2,-3 and -4)

#### (5) 配電自動化システム

CEBとの協議で、Region 2のCentral ProvinceにDASを設ける案があり、ロス削減および配電自動化という観点から、この案を推奨する。配電自動化の効果を最大にするため配電系統の基本構成は多分割多連系方式を標準とし、配電系統相互は事故時に切替え送電の可能な系統とする。また、配電線事故時の停電区間を最小とするため1配電線に連系点を設けて複数区間化し、系統事故時に自動的に事故区間を切り分けるために自動再閉路機能を具備する。このため、配電用変電所およびMV配電線路の増強も含む。DASは負荷バランスやキャパシターバンクの最適制御により負荷電流を制御し、テクニカルロスを削減できる。現状のCEB配電系統のテクニカルロス(約6%)の5%を削減(0.3%)可能と仮定して算出したロス削減量を表6.1-6に示す。

表6.1-6 DASによるロス削減

Region	Area	Technical losses 6 % of total sales (GWh)	Reduction of non-technical losses (0.3 %) (GWh)
Region 1	NWP	55.1	2.755
Region 2	WPN	114.2	5.710
Region 3	WPS-2	75.1	3.755
Region 4	WPS-1	52.1	2.605
Total		296.5	14.825

(調査団作成)

また、副次的な効果として、停電時間の低減、運転操作の省力化、事故・操作記録および各種報告書の自動化などがあげられる。また、遠方操作により現場での手動操作がなくなり、操作員の安全も確保できる。

さらに、DAS や AMR には通信システムが重要な要素となる。これまでの CEB の通信システムは、重要変電所については専用回線を使い、現場の LBS 制御のような場合は GSM/GPRS を使用してきたが、これらの通信には問題が多く、DAS には適していない。調査団は RTU までのバックボーン通信(BBC)には光ファイバを使用し、ラストワンマイル通信(LOMC)には専用の無線通信を適用することを推奨する。

1) バックボーン通信(BBC)

BBC には様々な通信方式が適用できるが、安全で安定した高速通信網が必要となるため、Wide Area Network(WAN)や光通信などが適している。また、通信システムを自社保有するということが重要であるため、光ファイバを電柱に架線する方式が比較的安価でランニングコストを考えても経済的である。

2) ラストワンマイル通信(LOMC)

LOMC には BBC と同様に光通信が推奨されるが、光ファイバを全ての端末に張り巡らすことは経済的でないので、Zigbee や RF Mesh システムのような専用の無線通信網を採用することが望ましい。LOMC にはアドホックと呼ばれる一箇所の端末が不良でもバイパスして通信ができる機能が必須で、Zigbee や RF Mesh にはその機能が具備されている。

## 6.2 パッケージ化配電プロジェクトの評価

本節では、個別のプロジェクトをある特定地域でまとめた場合の評価について述べる。パッケージは幾つかの構成要素からなるが、特に DAS 機能を発揮できるよう、多分割多連系方式採用のための MV 配電線増強、LBS の増設、通信網の整備などが含まれる。

(1) コロンボ市 11 kV 地中配電網拡充(パッケージ 1)

表 6.2-1 に配電システムの専用ソフト“SynerGEE”で計算したプロジェクト実施・非実施ケースの年間ロス削減量を示す。

表6.2-1 パッケージ1による年間ロス削減量

No.	Sub-project Description	Loss Reduction (MWh/year)	Remarks
1	Radial Circuit from N GS to No 320, Union Place to De load Sub. E & I	14	
2	Interconnection from GSS M to GSS N	N/A	Improve reliability
3	33 kV GIS at Kelanittissa Power Station	N/A	Improve reliability
4	Galle Face Green 3 projects	530	
5	Re-development project, Slave Island	104	
6	Development project at Colombo commercial	1,150	
7	Regal Theater site	7	
8	Lotus Tower	N/A	Improve reliability
9	Specialized vehicles	N/A	Efficient Work
10	Port Expansion project	2,000	
11	John Keels hotel, apartment etc. at Slave Island	800	
	Total	4,605	

(調査団作成)

## (2) Region 1 Western Province North 配電システム整備(パッケージ 2)

表 6.2-2 にパッケージ 2 の年間ロス削減量を示す。

表6.2-2 パッケージ2による年間ロス削減量

No.	Sub-project Description	Loss Reduction (MWh/year)	Remarks
1	33 kV distribution lines	8,959	
2	Instrument for loss reduction	N/A	For maintenance
3	Additional LBS for DAS reinforcement	N/A	Associated work for DAS
4	Additional MV lines for interconnection	N/A	Associated work for DAS
5	DAS	2,755	
6	AMR	4,595	
7	Communication infrastructure (1,700 km)	N/A	Associated work for DAS/AMR
8	Construction vehicle	N/A	For safety and efficient work
	Total	16,309	

(調査団作成)

## (3) Region 2 Western Province North 配電システム整備(パッケージ 3)

表 6.2-3 にパッケージ 3 の年間ロス削減量を示す。

表6.2-3 パッケージ3による年間ロス削減量

No.	Sub-project Description	Loss Reduction (MWh/year)	Remarks
1	33kV distribution lines	2,795	
2	Augment of PSs, new PSs and gantries	859	
3	Ariel Bundle Conductor LV Line	279	
4	Instrument for loss reduction	N/A	For maintenance
5	DT and 3-phase conv. requirement	1,130	
6	Additional LBS for DAS reinforcement	N/A	Associated work for DAS
7	Additional MV lines for interconnection	N/A	Associated work for DAS
8	DAS	5,710	
9	AMR	9,520	
10	Communication infrastructure (1,000 km)	N/A	Associated work for DAS/AMR
11	Construction vehicle	N/A	For safety and efficient work
	Total	20,293	

(調査団作成)

## (4) Region 3 Western Province South-2 配電システム整備(パッケージ 4)

表 6.2-4 にパッケージ 4 の年間ロス削減量を示す。

表6.2-4 パッケージ4による年間ロス削減量

No.	Sub-project Description	Loss Reduction (MWh/year)	Remarks
1	Conversion of OH system to UG Cable System	N/A	
2	33/11 kV PS	2,111	
3	33 kV UG lines	N/A	
4	Construction and Rehabilitation of 33 kV Lines	3,847	
5	Instrument for loss reduction	N/A	For maintenance
6	Additional LBS for DAS reinforcement	N/A	Associated work for DAS
7	Additional MV lines for interconnection	N/A	Associated work for DAS
8	DAS	3,755	
9	AMR	6,260	
10	Communication infrastructure (550 km)	N/A	Associated work for DAS/AMR
11	Construction vehicle	N/A	For safety and efficient work
	Total	15,973	

(調査団作成)

(5) Region 4 Western Province South-1 配電システム整備(パッケージ 5)

表 6.2-5 にパッケージ 5 の年間ロス削減量を示す。

表6.2-5 パッケージ5による年間ロス削減量

No.	Sub-project Description	Loss Reduction (MWh/year)	Remarks
1	Dehiwala Mount Laveniya UG cables	N/A	
2	Ariel Bundle Conductor LV Line	446	
3	Instrument for loss reduction	N/A	For maintenance
4	Additional LBS for DAS reinforcement	N/A	Associated work for DAS
5	Additional MV lines for interconnection	N/A	Associated work for DAS
6	DAS	2,605	
7	AMR	4,345	
8	Communication infrastructure (55 km)	N/A	Associated work for DAS/AMR
9	Construction vehicle	N/A	For safety and efficient work
	Total	7,396	

(調査団作成)

### 6.3 本邦技術適用の可能性

(1) DAS および AMR

過去の円借款にてコロombo市内に配電 SCADA が設置されているが、他の地域では簡易型の遠方制御システムが使われているものの配電自動化は進んでいない。

日本では架空配電線に「時限順送方式」という自動復旧システムが採用されている。この方式は人間系を介さない方式であるので、大規模停電などの際に非常に有効である。この方式は 30 年以上の実績がある日本独自の方式であり、その経験を生かしたコンサルティングにより CEB の技術者の育成に有効であると考えられる。また、配電システムは日々変更されるため、CEB が DAS データ

を容易に変更できるものでなければならず、本邦の DAS はその点での強みがある。

調査団は DAS に加えて AMR を設置することを推奨するが、これは将来のスマートグリッド化の試金石になると考えられる。

(2) 配電用変圧器(DT)

本邦では「トップランナー変圧器」と呼ばれる低ロス型変圧器が製造されている。その変圧器は日本政府の指導により従来製に比べて非常に小さい負荷損、無負荷損を有するものである。スリランカにはそのような規制が無いため非常に高い損失の DT が使用されており、この技術が同国で適用されるとその効果は大きい。

本邦製品をそのままスリランカへ適用するのは、規格や配電電圧の違いにより困難であるので、調査団は本邦の低ロス型変圧器の技術の一つである方向性珪素鋼板をスリランカの DT に採用することを推奨する。方向性珪素鋼板の採用は、現在スリランカで製作されている DT と同じ製造ラインを使えるためコストインパクトは小さい(100 kVA の DT では約\$440 の追加)が、その効果は 20% の無負荷損削減に寄与し、約 6 年で償還可能である。

(3) 工事用特殊車両

調査団は実際の配電線工事の状況を確認するため、配電工事現場および同種の入札状況を調査した。これらにより、下記の点が明らかになった。

- 1) CEB は本邦製特殊車両を配電線工事で使用している。
- 2) CEB はアジア開発銀行資金案件の入札で本邦製の車両を購入しようとしている。
- 3) スリランカの交通規則によると、右ハンドル車のみ登録可能となっている。
- 4) 中古日本車の販売サービス体制があり、良好なアフターサービスが期待できる。
- 5) 本邦特殊車両は厳しい安全基準により製造されており、スリランカでの労働安全に寄与する。

上記により、工事用特殊車両に本邦の技術、安全基準が適用可能である。



## 第7章 送変電プロジェクトの実施計画

### 7.1 事業実施・維持管理体制

CEB が送変電プロジェクトを実施する際には、一般的にプロジェクト実施のための組織 (PIU) を設立し、その実施管理・監督を行わせる。PIU の要員はプロジェクトに関連する送電プロジェクト部 (Transmission Projects Department) から選出される。例としてコロンボ市送電網開発プロジェクトで想定される PIU の組織図を図 7.1-1 に示す。

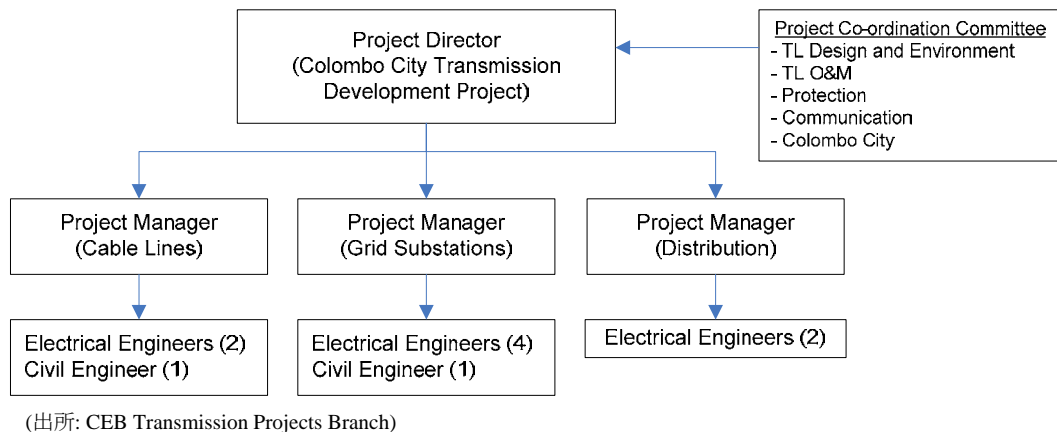


図7.1-1 PIU組織

送変電プロジェクトの完成後には、CEB の送電線運用・維持管理部 (Transmission Operation and Maintenance Branch) にその維持管理が移譲される。その組織図を図 7.1-2 に示す。

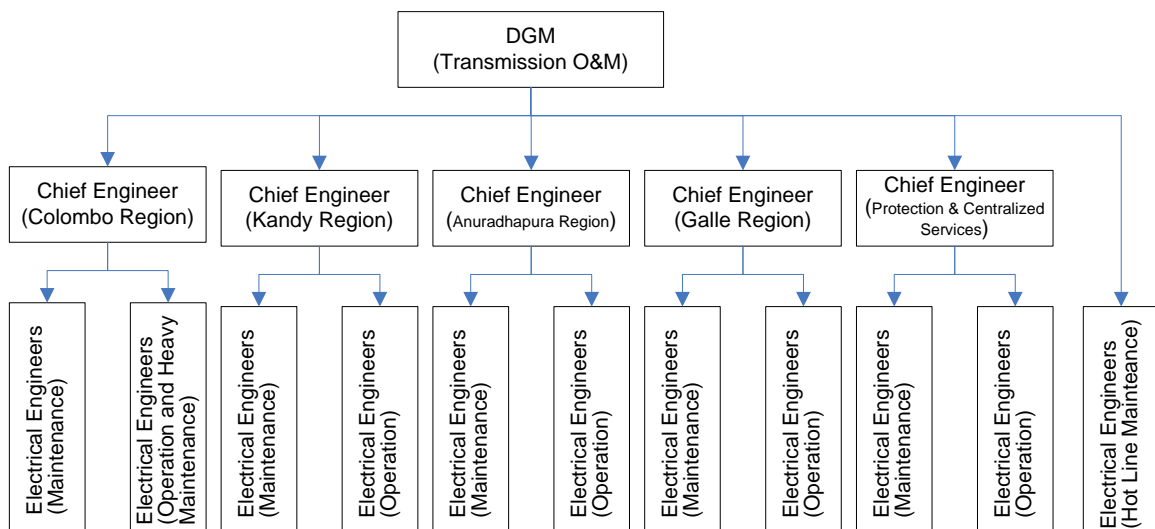


図7.1-2 送電線運用・維持管理部の組織

## 7.2 実施計画に係る共通事項

プロジェクト資機材の調達・建設の実施に際し、下記事項に留意する。

- 1) 調達ステージ
  - i) 変電機器の選定に関しては、原産国に注意を払う。
  - ii) 安価な製品は国際基準から外れ低品質なものが多いことから、調達する資機材はその品質を最優先する。
  - iii) 主要機器の調達に関し、製造工程や輸送工程の管理が重要である。
  - iv) 限られたスペースに追加の主変圧器を設置しなければならない場合、既設変圧器の性能や機能との強調を考慮する。
  - v) 追加の GIS を調達する場合、既設と同じ製造者、あるいは既設との適合が可能な製造者を選定する。
- 2) 建設ステージ
  - i) 周辺住民へ注意を払う。
  - ii) 環境・社会配慮に係る問題を引き起こさないよう注意を払う。
  - iii) 母線などの充電部が拡張箇所の近傍にある場合、作業員の感電事故防止に最大の注意を払う。
  - iv) 既設機器のシーケンス制御、インターロック、保護リレーなどとの協調に注意を払う。
  - v) 停電作業時の作業員の安全確保のため、詳細な停止作業計画を策定し、それを事前に通知する。
  - vi) 電力ケーブルの埋設工事前には、水道管、配電ケーブル、通信ケーブルなどの地下埋設物を確認する。
  - vii) 電力ケーブルの埋設工事時には、作業員や地域住民の交通事故防止対策を講じる。
  - viii) 架空送電線のルートは重汚染地域や交通渋滞地域を避ける。
  - ix) 架空送電線の架線工事時には、機器や作業員への損害を避けるため、電線張力が適正値にあることをモニタリングする。

## 7.3 実施工程と概算事業費

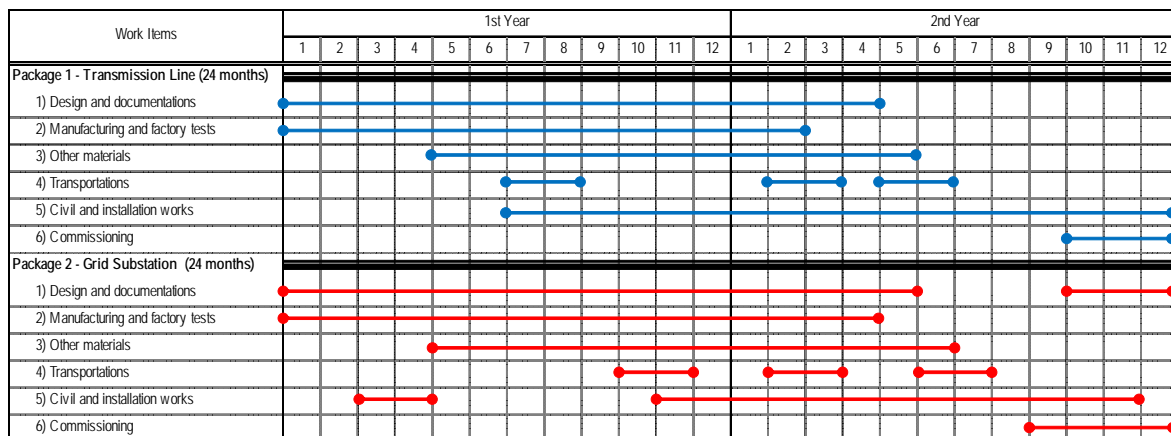
- (1) コロンボ市送電網開発プロジェクト(PJT-1)

表 7.3-1 に PJT-1 の実施工程を示す。CEB との協議の結果、プロジェクトの工期は 24 ヶ月として計画した。

また、プロジェクト請負契約の規模と工期を考慮し、CEB との協議の結果、事業を①220 kV と 132 kV の地中送電線建設、②220 kV と 132 kV 変電所の建設・増設、および③11 kV 配電開発の 3 パッケージに分割する。配電パッケージの実施工程は第 8 章に示す。



表7.3-3 実施工程 (PJT-2)



(調査団作成)

表7.3-4 事業費の見直し (PJT-2)

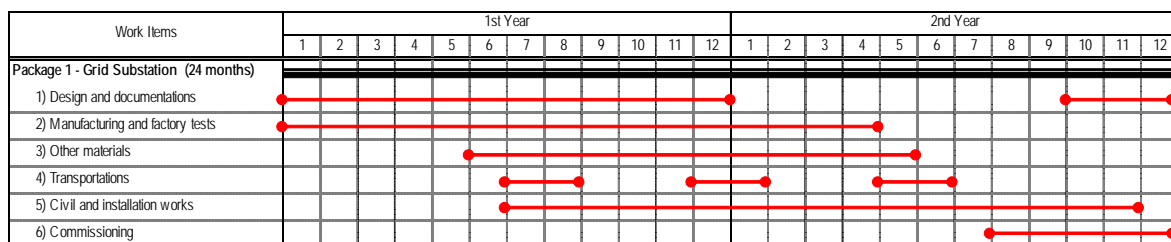
Scope of the Project	CEB's Estimate (MLKR)		Survey Team's Estimate (MLKR)	
	FC	LC	FC	LC
1) 132 kV TL for New Anuradhapura – Trincomalee double in & out connection (2.0 km)	32.9	19.0	59.0	11.7
2) Transformers 132/33 kV 2 x 63 MVA & E.TR & Aux. TR.	143.6	17.6	372.3	19.0
3) 132 kV D/B transformer bay	56.0	10.1	240.3	5.6
4) 132 kV D/B line bay	98.1	20.8	116.7	2.8
5) 132 kV D/B arrangement with bus coupler	42.6	3.9	66.2	1.5
6) 33 kV S/B transformer bay	26.5	0.3	24.3	0.6
7) 33 kV S/B feeder bay	102.3	0.9	112.1	2.2
8) 33 kV S/B arrangement incl. bus section	14.4	0.1	9.3	0.3
9) Common items with spare parts	204.7	96.5	470.6	143.9
10) Substation automation	46.6	0.5	99.4	5.2
Total of 1) ~ 10)	767.7	169.7	1,570.2	192.8
Total (FC+LC) in MLKR			1,763.0	
Total in MJPY equiv.			1,043.7	

(調査団作成)

(3) Kerawalapitiya 変電所建設(PJT-3)

表 7.3-5 に PJT-3 の実施工程を、表 7.3-6 に見直した事業費をそれぞれ示す。

表7.3-5 実施工程 (PJT-3)



(調査団作成)

表7.3-6 事業費の見直し (PJT-3)

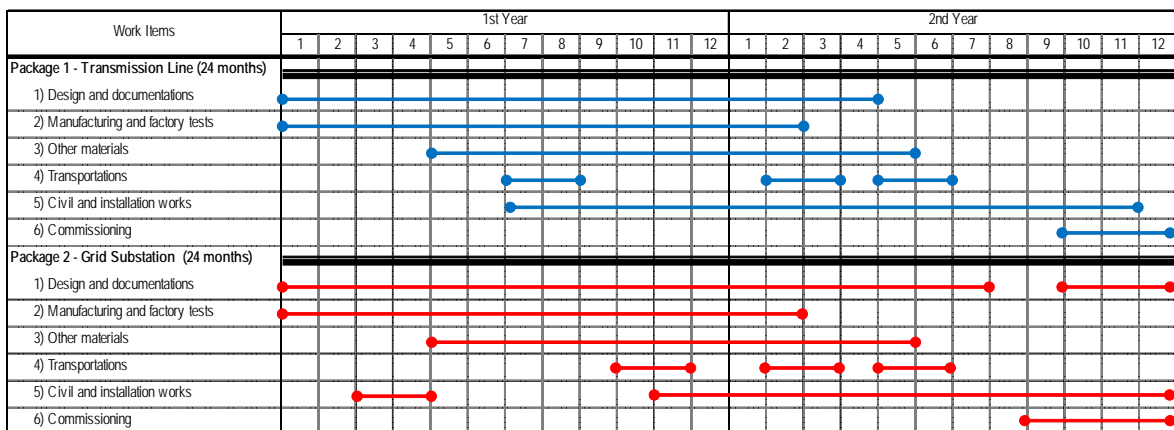
Scope of the Project	CEB's Estimate (MLKR)		Survey Team's Estimate (MLKR)	
	FC	LC	FC	LC
1) Transformers 220/33 kV 35 MVA & E.TR. & Aux. TR	325.0	39.9	299.7	19.0
2) 220 kV D/B type for transformer bay	-	-	167.7	8.0
3) 33 kV S/B transformer bay	31.5	0.3	24.3	0.6
4) 33 kV S/B feeder bay	102.3	0.9	112.1	2.2
5) 33 kV S/B arrangement incl. bus section	14.4	0.1	9.3	0.3
6) 4 x 5 MVar capacitor banks incl. SC bay	76.6	6.3	118.2	3.8
7) Common items with spare parts	204.8	100.2	292.5	152.8
8) Substation automation system	46.6	0.5	82.3	1.3
Total of 1) ~ 8)	801.2	148.2	1,106.1	188.0
Total (FC+LC) in MLKR			1,294.1	
Total in MJPY equiv.			766.1	

(調査団作成)

(4) Veyangoda – Kirindiwela – Padukka 220 kV 送電線建設(PJT-5)

表 7.3-7 に PJT-5 の実施工程を、表 7.3-8 に見直した事業費をそれぞれ示す。

表7.3-7 実施工程 (PJT-5)



(調査団作成)

表7.3-8 事業費の見直し (PJT-5)

Scope of the Project	CEB's Estimate (MLKR)		Survey Team's Estimate (MLKR)	
	FC	LC	FC	LC
1) Construction of 220 kV TL for Kirindiwela – Veyangoda (17.5 km)	572.9	259.3	1,021.2 <sup>(*)</sup>	213.4
2) Construction of 220 kV TL for Padukka – Kirindiwela (20.0 km)	654.8	296.4	1,167.1 <sup>(*)</sup>	243.8
3) Construction of 220 kV TL for Biyagama - Kotmale connection (4.0 km)	32.7	14.8	233.4	48.8
4) Removal of Existing 220 kV Transmission Line (2.3 km)	-	-	0.0	2.2
5) Construction of 132 kV TL for Kirindiwela – Kosgama (10.0 km)	164.6	94.8	295.0	58.7
6) Extension of 220 kV Veyangoda GS	107.7	8.6	169.9	5.6
7) Extension of 220 kV Padukka GS	107.7	8.6	169.9	5.6
8) Extension of 132 kV Kosgama GS	85.8	13.0	116.7	7.8
9) Transformers 220/132kV 2 x 150 MVA & E.TR.	308.9	22.2	606.4	20.4
10) Transformers 132/33 kV 2 x 31.5 MVA	141.0	15.8	203.3	15.0
11) 220 kV D/B line bay	430.6	34.6	101.4	0.8
12) 220 kV D/B transformer bay	84.1	8.8	100.7	0.8
13) 220 kV D/B arrangement incl. bus coupler	55.7	4.3	59.6	1.1
14) 132 kV S/B line bay	47.4	9.4	46.8	0.9

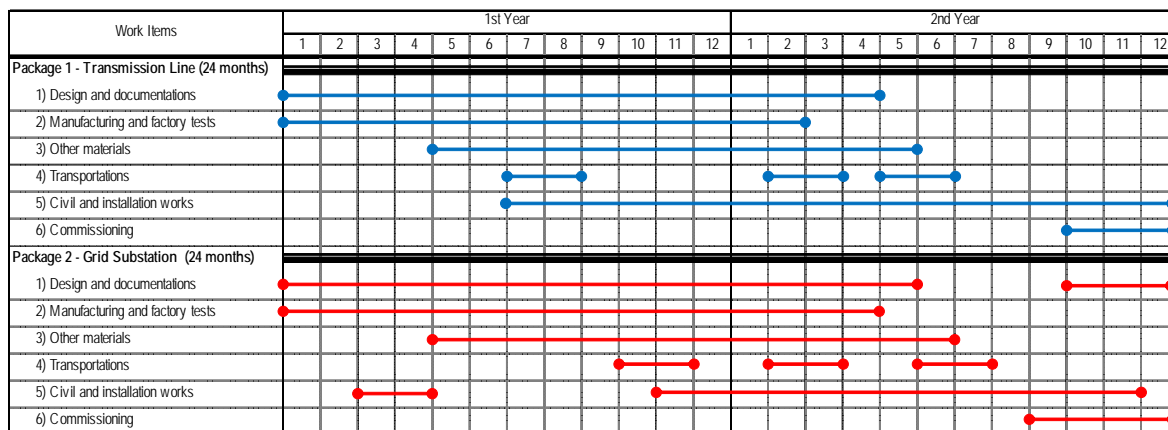
Scope of the Project	CEB's Estimate (MLKR)		Survey Team's Estimate (MLKR)	
	FC	LC	FC	LC
15) 132 kV S/B transformer bay	102.4	1.8	29.4	0.6
16) 132 kV S/B arrangement incl. bus section	38.4	3.6	28.7	0.9
17) 33 kV S/B transformer bay	26.5	26.5	24.3	0.6
18) 33 kV S/B feeder bay	102.3	0.9	112.1	2.2
19) 33 kV S/B arrangement incl. bus section	14.4	0.1	9.3	0.3
20) 2 x 5 MVar capacitor banks incl. SC bay	38.3	3.2	59.1	1.9
21) Common items with spare parts	325.7	136.2	621.5	245.9
22) Substation automation GS	46.6	0.5	131.9	2.0
Total of 1) ~ 22)	3,488.5	979.6	5,307.7	879.3
Total (FC+LC) in MLKR	4,468.0		6,187.0	
Total in MJPY equiv.	2,645.1		3,662.8	

(調査団作成) 注\*1: 調査団見積りのコストは電線にLL-ACSRを適用したコスト

(5) Kalutara 132/33 kV 変電所建設(PJT-7)

表 7.3-9 に PJT-7 の実施工程を、表 7.3-10 に見直した事業費をそれぞれ示す。

表7.3-9 実施工程 (PJT-7)



(調査団作成)

表7.3-10 事業費の見直し (PJT-7)

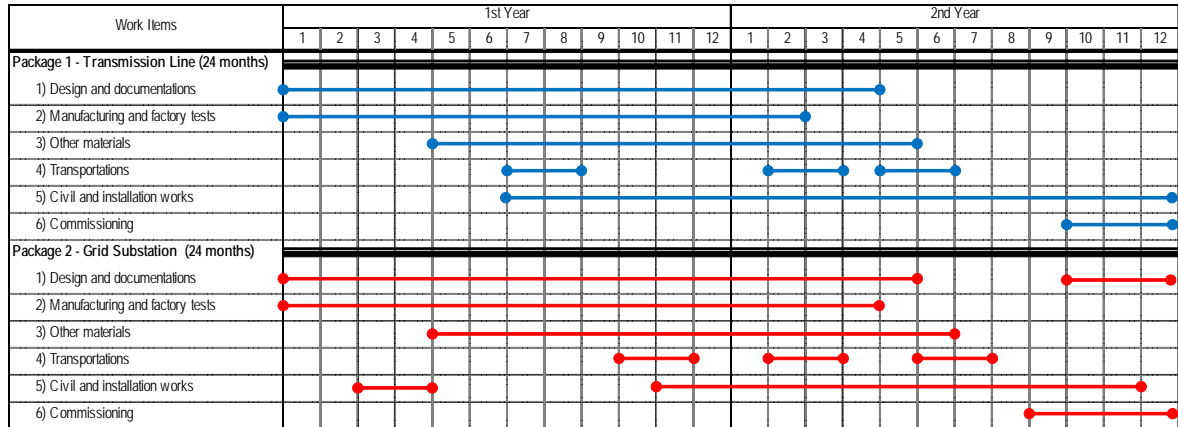
Scope of the Project	CEB's Estimate (MLKR)		Survey Team's Estimate (MLKR)	
	FC	LC	FC	LC
1) Construction of 132 kV TL for Pannipitiya- Matugama double in & out connection (6.0 km)	98.8	56.9	177.0	35.2
2) Transformers 132/33 kV 2 x 31.5 MVA & E.TR & Aux. TR.	143.6	17.6	203.3	15.0
3) 132 kV S/B transformer bay	51.1	9.0	22.4	6.0
4) 132 kV S/B line bay	47.4	9.4	16.3	5.4
5) 132 kV S/B arrangement with bus coupler	38.4	3.6	30.0	6.3
6) 33 kV S/B transformer bay	26.5	0.3	24.3	0.6
7) 33 kV S/B feeder bay	102.3	0.9	112.1	2.2
8) 33 kV S/B arrangement incl. bus section	14.4	0.1	9.3	0.3
9) Common items with spare parts	200.5	95.6	371.7	146.6
10) Substation automation	46.6	0.5	99.4	5.2
Total of 1) ~ 10)	769.6	193.9	1,065.8	222.8
Total (FC+LC) in MLKR	963.5		1,288.6	
Total in MJPY equiv.	570.4		762.9	

(調査団作成)

(6) Battaramulla 132/33 kV 変電所の建設(PJT-8)

表 7.3-11 に PJT-8 の実施工程を、表 7.3-12 に見直した事業費(ベースコスト)をそれぞれ示す。

表7.3-11 実施工程 (PJT-8)



(調査団作成)

表7.3-12 事業費の見直し (PJT-8)

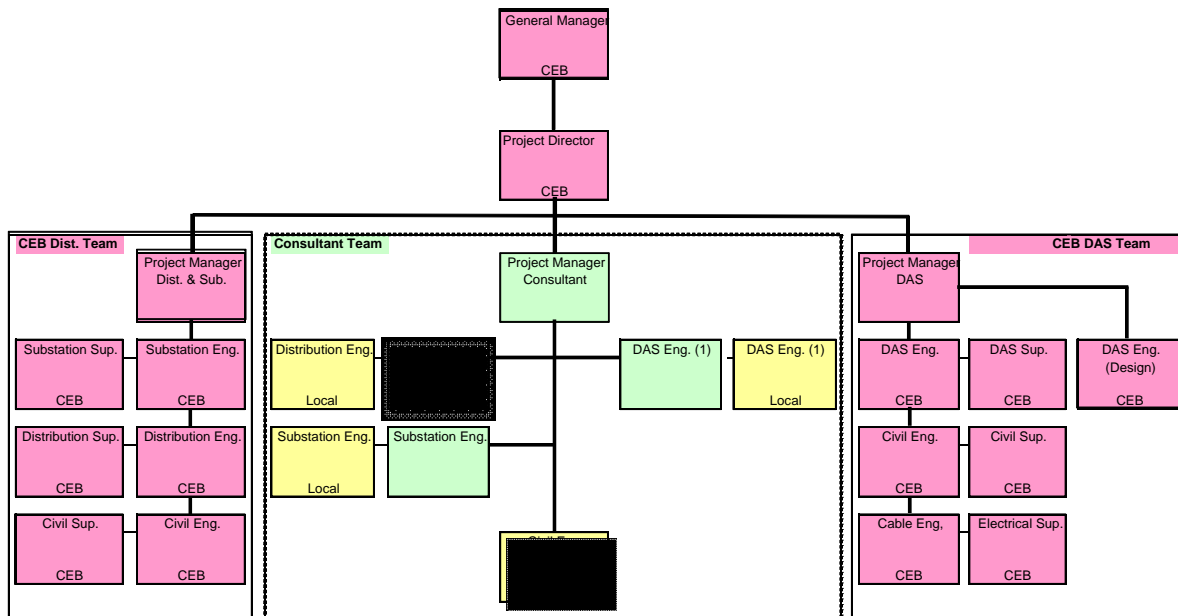
Scope of the Project	CEB's Estimate (MLKR)		Survey Team's Estimate (MLKR)	
	FC	LC	FC	LC
1) Construction of 132 kV TL for Kolonnawa - Athurugiriya double in & out connection (3.0 km)	49.4	28.5	88.5	17.6
2) Transformers 132/33 kV 2 x 45 MVA & E. TR & Aux. TR.	143.6	17.6	278.5	15.0
3) 132 kV S/B transformer bay	105.6	2.7	109.2	2.5
4) 132 kV S/B line bay	106.3	2.9	106.1	2.5
5) 132 kV S/B arrangement with bus coupler	54.9	1.7	55.1	1.3
6) 33 kV S/B transformer bay	31.5	0.3	24.3	0.6
7) 33 kV S/B feeder bay	14.4	0.1	112.1	2.2
8) 33 kV S/B arrangement incl. bus section	102.3	0.9	9.3	0.3
9) Common items with spare parts	210.8	99.1	371.7	146.6
10) Substation automation	46.6	0.5	99.4	5.2
Total of 1) ~ 10)	865.4	154.3	1,254.2	193.8
Total (FC+LC) in MLKR	1,019.7		1,448.0	
Total in MJPY equiv.	603.7		857.2	

(調査団作成)

## 第8章 配電プロジェクトの実施計画

### 8.1 事業実施・維持管理体制

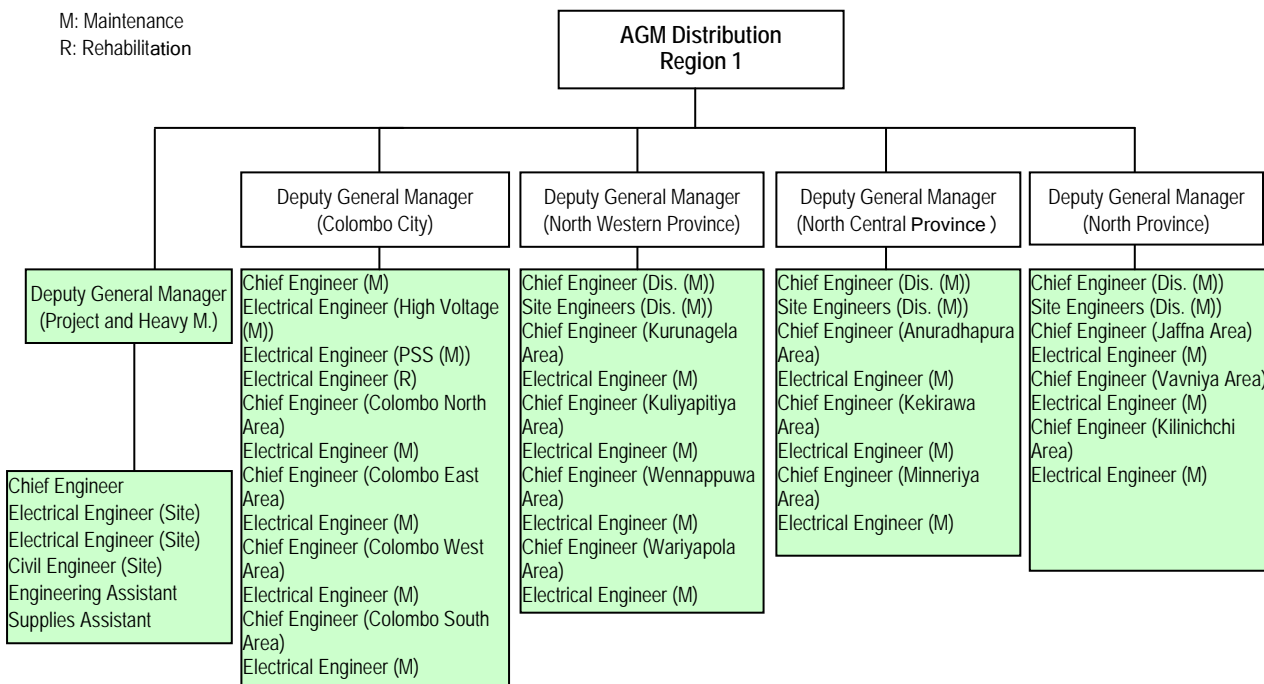
CEB の配電プロジェクト実施体制を図 8.1-1 に示す。



(出所: CEB Distribution Division)

図8.1-1 配電プロジェクトの実施体制

また、CEB の維持管理体制を Region-1 の例をとり図 8.1-2 に示す。



(出展: CEB Distribution Division Region 1)

図8.1-2 CEBの保守体制 (Region 1の例)



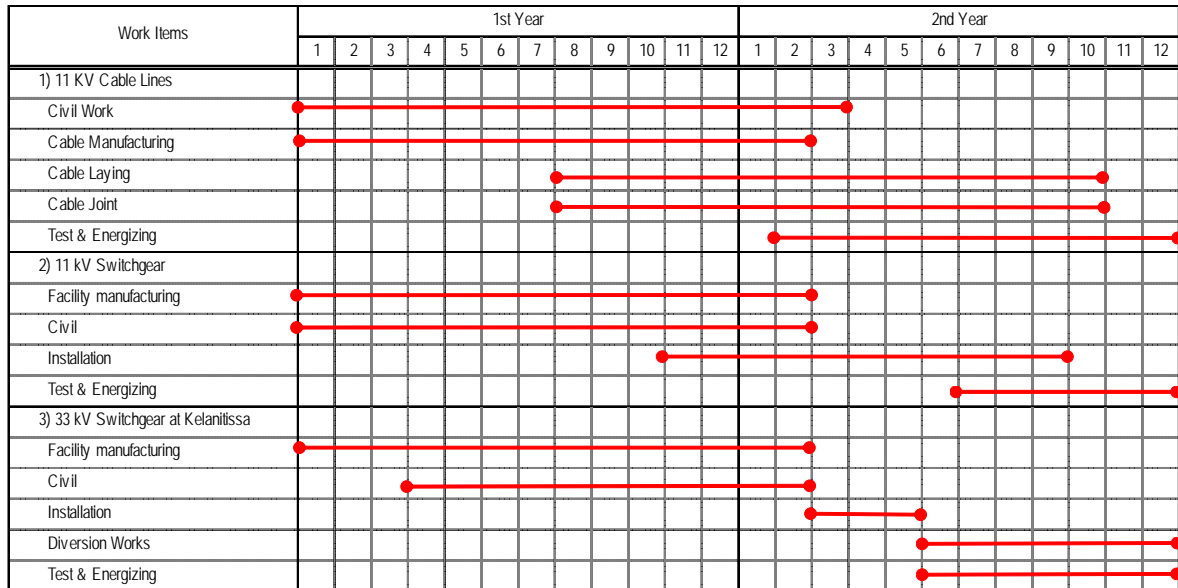
## 8.2 実施計画

### 8.2.1 実施工程

#### (1) コロンボ市 11 kV 地中線網整備(パッケージ 1)

表 8.2-1 に 24 ヶ月で完了することを想定した配電パッケージ 1 の実施工程を示す。

表8.2-1 配電パッケージ1の実施工程

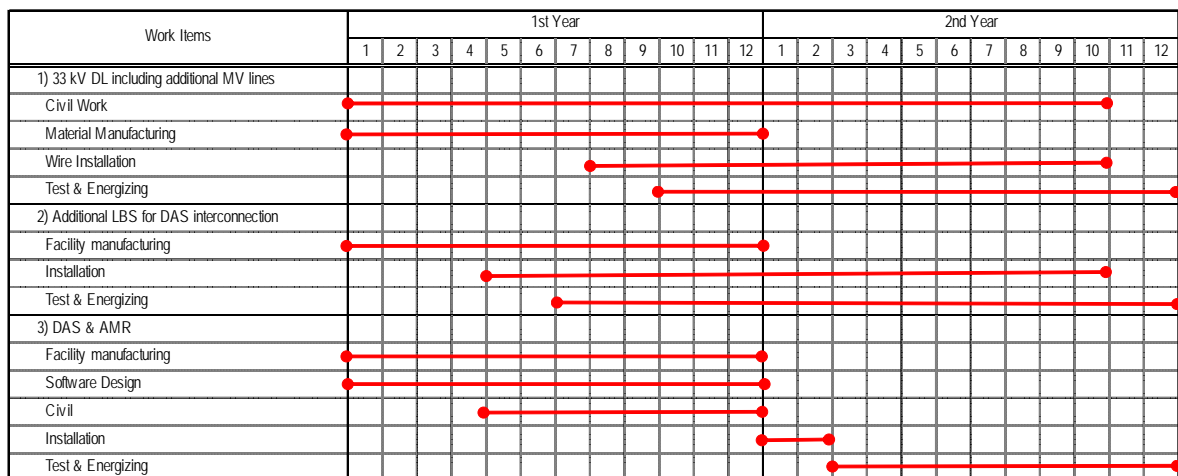


(調査団作成)

#### (2) Region 1 Western Province North 配電システム整備(パッケージ 2)

表 8.2-2 に 24 ヶ月で完了することを想定した配電パッケージ 2 の実施工程を示す。

表8.2-2 配電パッケージ2の実施工程



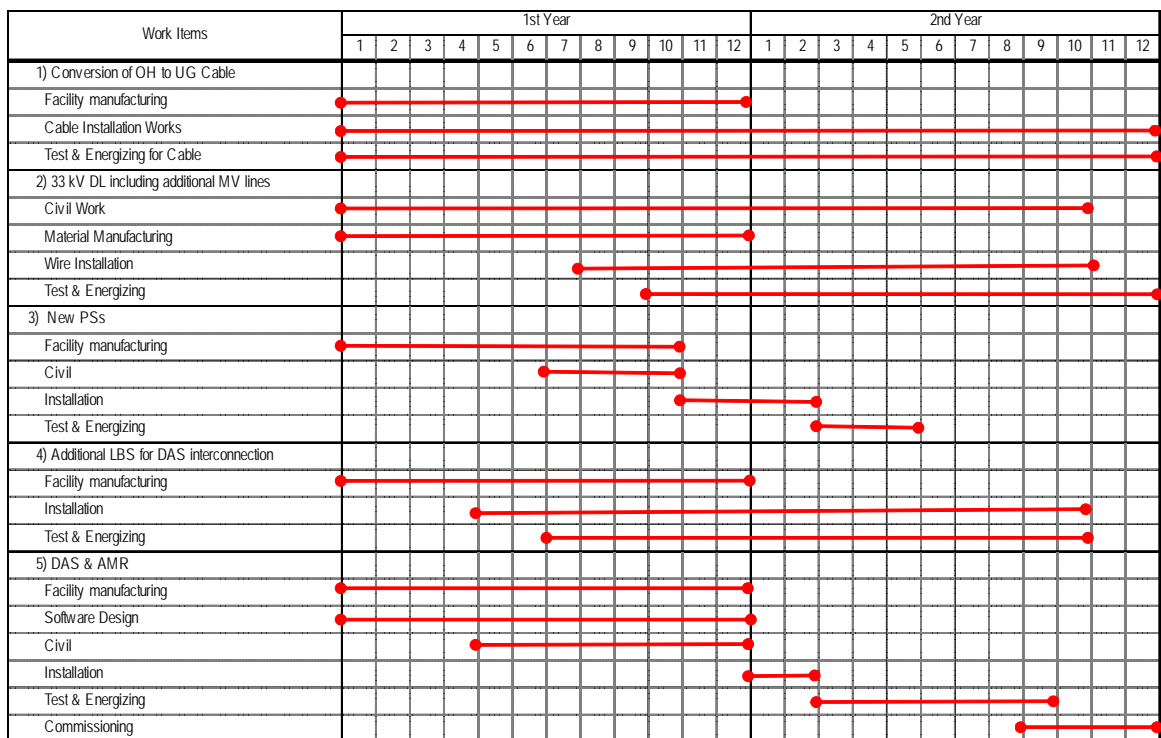
(調査団作成)



(5) Region 4 Western Province South-1 配電システム整備(パッケージ5)

表 8.2-5 に 24 ヶ月で完了することを想定した配電パッケージ5の実施工程を示す。

表8.2-5 配電パッケージ5の実施工程



(調査団作成)

8.2.2 資材調達先

配電資機材の調達先について、スリランカの現況をもとに、以下について考慮する。

- 1) 主用変電機器について、DAS・AMR は日本、開閉器は日本、欧州、米国、オーストラリア、韓国が調達先として想定される。
- 2) DT は、方向性珪素鋼板適用の可能性、価格・保守面から、スリランカ製が想定される。
- 3) 33/11 kV 変電所の機器は、欧州、中国、東南アジア製のものが想定される。
- 4) 工事用特殊車両は仕様面、保守面などの関係から日本製が想定される。

表 8.2-6 に想定される配電資機材の調達先を示す。

表8.2-6 配電資機材の調達先

System	Equipment	Countries	Manufacturers
LV scheme	DTs	Sri Lanka	LT Limited
	Insulators, etc.	USA	-
Three-phase conversion	Insulators, etc.	USA	-
Energy meters	Watt-hour meters	Europe Singapore	Secure EDMI
New PSs	33/11 kV transformers	Europe/Asia	-
	33/11 kV switchgear	Europe	ABB, Siemens and others.
DAS	DAS	Japan	Toshiba, Hitachi, Mitsubishi, Fuji Elec.
	Fiber optic cables	Japan Europa China Korea	-
	Reclosers	Australia, China	Schneider Elec. Zhejiang Yuguang
	LBSs	Japan France Australia	Yasukawa Novexia Export Schneider Elec
	Fault indicators	Norway Australia	Nortroll - Schneider Elec.
	Watt-hour meters	Europe Singapore USA	Landis & Gyr, Secure EDMI GE
	Construction vehicles	Japan	Aichi, Tadano, Hitachi, Komatsu
	Ring main units	UK India	Lucy Electric Siemens India

(調査団作成)

### 8.2.3 施工上の留意点

- 1) 配電関係の資機材は、標準的な仕様で標準図を使い施工されるため、それぞれの施工結果の記録を残すことが重要である。
- 2) CEB で設計する部分と契約業者が担当する部分との区分を明確化する。
- 3) 単体もしくはパッケージを分割して資機材を調達する場合は、他の契約との整合をとる。
- 4) 施工実施時には、配電線の停電と接地の確認を十分に取り、安全に留意する。
- 5) 作業現場には安全管理者を配置し、作業員には十分な教育を施し、品質と安全の確保に努める。特に、高圧線近接作業、停電作業意、特殊車両の取り扱いには特別の注意を要する。
- 6) 計画段階で作業の制約条件を考慮し、作業工程・体制の検討を行う。

## 8.3 プロジェクトコストの見直し

### 8.3.1 個別プロジェクトのコスト

CEB から要請されたコスト対し、スリランカにおける過去案件のコストデータ、業者からの概算見積もりを参考に、調査団は以下の通り各個別プロジェクトコストの見直しを実施した。

1) 小容量 DT への更新

DT の更新に関し、機材費は更新後の既設変圧器は再利用可能であるので、新旧変圧器を等価と仮定すると据付工事費のみの費用となる。これは約 4,000 LKR と見積もられる。

2) DT の新設

表 8.3-1 に各 Region の DT 新設コストの集計を示す。積算されたコストは CEB の本年度の実績によるもので、工事費、機器費、材料費込みとなっている。

表8.3-1 DT新設のコスト

Region	Area	Required Q'ty	Project Cost (MLKR)
Region 1	-	N/A	0
Region 2	WPN	75	114
	Central	300	431
	Eastern	170	240
Region 3	WPS-2	75	405
	UVA	90	630
	Sabaragamuwa	125	875
Region 4	-	N/A	0
Total		835	2,695

(出展: CEB Project Proposals of Region-1, -2, -3 and -4)

3) 配電線の 3 相化

表 8.3-2 に単位長(km)当たりの CEB の標準単価を基本として集計した低圧配電線 3 相化のコストを示す。

表8.3-2 低圧配電線3相化のコスト

Regions	Facilities	Cost (MLKR)
WPN in Region 2	3 Phase Conversion by Aerial Bundle Conductor (100 km)	50
WPS-2 in Region 3	3 Phase Conversion (400 km)	160

(調査団作成)

4) 電力量計設置と遠方監視

表 8.3-3 に電力量計設置と遠方監視のコストを示す。ただし BBC のコストは別項で積算する。

表8.3-3 電力量計の設置コスト

Region	Area	Required Q'ty of DT	FC (MLKR)	LC (MLKR)
Region 1	NWP	3227	1,421	47
Region 2	WPN	2,546	1,237	41
Region 3	WPS-2	1,657	1,098	8
Region 4	WPS-1	1,148	778	7
Total		8,578	4,534	103

(調査団作成)

注: 電力量計のコストにはメーター、通信インターフェース、CTおよび筐体が含まれる。

5) 新設 33/11kV 一次変電所および MV 配電線路の強化

第 4 章の表 4.2-4 に各配電地区から要請された項目毎に必要なコストを示している。

## 6) DAS

表 8.3-4 に要請されているシステムのコストを示す。

表8.3-4 DASのコスト

projects	scope	FC (MLKR)	LC (MLKR)
North Western Province, R1	New DAS including 6 GSs, 19 PSs, 4 gantries and 150 RTU	1,131	3
Western Province North, R2	New DAS including 11 GSs, 16 PSs 36 gantries and 200 RTU	1,511	6
Western Province South 2, R3	New DAS including 6 GSs, 9 PSs, 20 gantries and 130 RTU	1,108	2
Western Province South 1, R4	New DAS including 4 GSs 17 PSs, 1 gantries and 130 RTU	1,023	2

(調査団作成)

## 7) バックボーン通信網(光ファイバ網構築)のコスト

光ファイバ網構築するためのコストを表 8.3-5 に示す。

表8.3-5 光ファイバ敷設のコスト

projects	Length (km)	Unit rate *1 (LKR/km)	Equipment cost *2 (MLKR)	Splicing equipment	project costs (MLKR)
North Western, R1	1,700	32,000	89 (4 group)	28 (4 sets)	661
Western Province North, R2	1,000	Ditto	67 (3 group)	21 (3 sets)	408
Western Province South 2, R3	550	Ditto	45 (2 group)	14 (2 sets)	235
Western Province South 1, R4	450	Ditto	45 (2 group)	14 (2 sets)	203

(調査団作成)

注1: 単価/km = 資材費+工事費 (per km) = 50 sets (取付金物) x 1,000 LKR + 1 set (エンクロージャ) x 50,000 LKR + 1,000 m x 100 LKR (光ファイバ 12 cores) + 40人日 (25 (金物取り付け) + 5 (スプライス)) + 10 (ケーブル敷設) x 3,000 LKR = 320,000 LKR

注2: 資材費=バケット車2台+トラック1台 = 84 MLKR + 27 MLKR = 111 MLR → 22.2 MLKR (20%の損料を計上)

## 8.3.2 パッケージ化配電プロジェクトのコスト

## 1) コロンボ市 11kV 地中配電網拡充(パッケージ 1)のコスト

表 8.3-6 に配電パッケージ 1 のコストを示す。

表8.3-6 配電パッケージ1のコスト

No.	Sub-projects	Specifications	Switchgear	FC (MLKR)	Local (MLKR)
1	Radial circuit from N GS to No 320, Union Place to De load Sub. E & I	XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 6 km	N/A	110	30
2	Interconnection from M GS to N GS	XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 6 km	N/A	110	30
3	33 kV GIS at Kelanitissa	N/A	33 kV GIS 18 sets	360	140
4	Galle Face Green 3 Project Shangri-La and Sheraton Hotels Apartment and Condominium Center	XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 50 km	11 kV RMU :33 sets	1,100	300
5	Re-development Project, Slave Island	XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 6 km	11 kV RMU :9 sets	127.5	34.5
6	Development Project at Colombo Commercial	XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 15 km	11 kV RMU : 26 sets	390	105
7	Regal Theater Site	XLPE 400 mm <sup>2</sup> , 7.5 km	11 kV RMU :9 sets	182.5	49.5
8	Lotus Tower	XLPE 240 mm <sup>2</sup> , 3 km	11 kV RMU :9 sets	80	27
9	Construction Vehicles	15 vehicles	N/A	627	-
			Total	3,087	716

(調査団作成)

- 2) Region 1 Western Province North 配電システム整備(パッケージ 2)のコスト  
表 8.3-7 に配電パッケージ 2 のコストを示す。

表8.3-7 配電パッケージ2のコスト

No.	Sub-projects	Specification	FC (MLKR)	LC (MLKR)
1	33 kV distribution lines	DC Lynx Tower Line 64 km	500	214
2	PS s and gantries	N/A	-	-
3	Ariel bundle conductor LV line (ABC)	N/A	-	-
4	Instrument for loss reduction	Test tool 35 sets	38	-
5	DT and 3 phase conversion requirement	N/A	-	-
6	Additional LBS for DAS reinforcement	100sets	240	-
7	Additional MV lines for interconnection	200 km	200	440
8	DAS	1 set	1,131	(3)
9	AMR	1set	1,421	(47)
10	Communication Infrastructure (1,700 km)	1 set	457	(204)
11	Construction Vehicle	15 Vehicles	630	-
		Total	4,617	654 (254)

(調査団作成)

注: ()内の数字はCEBが実施する予定の作業を外部業者で行った場合の概算コスト。

- 3) Region 2 Western Province North 配電システム整備(パッケージ 3)のコスト  
表 8.3-8 に配電パッケージ 3 のコストを示す。

表8.3-8 配電パッケージ3のコスト

No.	Sub-projects	Specification	FC (MLKR)	LC (MLKR)
1	33 kV distribution lines	DC Lynx tower line 68.5km	750	321
2	Augment of two PSs (2x5 MVA to 2x10 MVA) New two PSs Gantries	2 sets 2sets 5 SBB gantries with 10 recloser	1,236	530
3	Ariel Bundle Conductor LV Line (ABC)	ABC 120 km	98	42
4	Instrument for Loss Reduction	Test tool 35 sets	38	-
5	DT and 3 phase conversion requirement	100 kVA DT 15 sets 160 KVA DT 60 sets 3 phase ABC 60 km	114	49
6	Additional LBS for DAS reinforcement	200 sets	480	-
7	Additional MV lines for interconnection	100km	100	220
8	DAS	1 set	1,511	(6)
9	AMR	1set	1,237	(41)
10	Communication Infrastructure (1,000 km)	1 set	288	(120)
11	Construction Vehicle	15 Vehicles	630	-
		Total	6,482	1,162 (167)

(調査団作成)

注: ()内の数字はCEBが実施する予定の作業を外部業者で行った場合の概算コスト。

- 4) Region 3 Western Province South-2 配電システム整備(パッケージ 4)のコスト  
表 8.3-9 に配電パッケージ 4 のコストを示す。

表8.3-9 配電パッケージ4のコスト

No.	Sub-projects	Specifications	FC (MLKR)	LC (MLKR)
1	Conversion of OH system to UG cable system*1	11kV UGC, switchgear	2,450	1,050
2	WPS2: 33/11 kV PSS	2X10 MVA at Thalahena	420	180
3	WPS2: 33 kV UG lines	Aurveda Junc. to Ethulkotte, Rajagiriya, UD Double Circuit 3. km	245	105
4	Construction and rehabilitation of 33 kV lines	Lynx SC 32.5 km, Raccoon SC 37 km	238	102
5	Instrument for loss reduction	Test tool 35 sets	38	-
6	Additional LBS for DAS reinforcement	100 sets	240	-
7	Additional MV lines for interconnection	50 km	50	110
8	DAS	1 set	1,108	(2)
9	AMR	1set	1,098	(8)
10	Communication infrastructure (550 km)	1 set	169	(66)
11	Construction vehicle	15 Vehicles	630	-
		Total	6,686	1,547 (76)*2

(調査団作成)

注\*1: Battaramulla地区も既設架空系配電線を地中線化する。

注\*2: ()内の数字はCEBが実施する予定の作業を外部業者で行った場合の概算コスト。

- 5) Region 4 Western Province South-1 配電システム整備(パッケージ 5)のコスト  
表 8.3-10 に配電パッケージ 5 のコストを示す。

表8.3-10 配電パッケージ5のコスト

No.	Sub-projects	Specifications	FC (MLKR)	LC (MLKR)
1	Dehiwala Mount Laveniya UGC	11 kV UGC (240 sq.mm x 33 km) 11 kV UGC (95 sq.mm x 3 km) Radial SS 12 locations Replace to ABC 200 km	1,487	638
2	Replace to ABC 200 km	Incl. in 1.	-	-
3	PSs (New and Augmentation)	N/A	-	-
4	Gantries	N/A	-	-
5	Instrument for Loss Reduction	Test tool 35 sets	38	-
6	Additional LBS for DAS reinforcement	100 sets	240	-
7	Additional MV lines for interconnection	50 km	50	110
8	DAS	1 set	1,023	(2)
9	AMR	1set	778	(7)
10	Communication Infrastructure (55km)	1 set	149	(54)
11	Construction Vehicle	15 Vehicles	630	-
		Total	4,395	748 (63)

(調査団作成)

注: ()内の数字はCEBが実施する予定の作業を外部業者で行った場合の概算コスト。



## 8.4 各プロジェクトの評価

CEB の優先順位、送変電プロジェクトとの関係、対象地域、費用対効果などの項目を念頭に、調査団は表 8.4-1 に示すとおり各配電パッケージの評価を実施した。その結果、コロンボ市 11 kV 地中線網整備(パッケージ 1)が最優先となり、その他の順位は表に示すとおりである。

表8.4-1 配電パッケージの優先順位

Packages	CEB Priority	Relation to TL projects	Project area	Loss Reduction (MWh/year)	Priority
Region 1					
1. Colombo City	1	1	Colombo City	4,605 (表 6.2-1)	1
2. NWP	2	2	Rural Area	16,309 (表 6.2-2)	5
Region 2					
3. WPN	2	2	Greater Colombo	20,293 (表 6.2-3)	2
Region 3					
4. WPS-2	2	2	Greater Colombo	15,973 (表 6.2-4)	3
Region 4					
5. WPS-1	2	2	Greater Colombo	7,396 (表 6.2-5)	4

(調査団作成)

## 第9章 環境社会配慮

### 9.1 概要

本調査においては、スリランカの開発目的に資する候補プロジェクトが、環境や地域社会に与える負の影響を回避または最小化し、また、受け入れられ難い影響をもたらすことがないよう、スリランカ側による適切な環境社会配慮が確保されるための支援と確認を行った。これは、JICA 環境社会配慮ガイドラインに基づきスリランカ側に求める要件を示し、実施機関による適切な環境社会配慮の実施を促すものである。

調査では、まず、スリランカの環境社会配慮制度・組織と JICA 環境社会配慮ガイドライン(2010 年 4 月)との差異の有無およびその内容を明らかにした。次に、候補プロジェクトのスコーピング、環境社会配慮調査、環境評価を行い、同評価結果に基づき、緩和策、実施機関による環境管理計画およびその費用の試算を行った。

候補プロジェクトの実施に当たっては、大気質、水質、廃棄物、土壌、騒音振動、労働環境、交通、事故など、主に環境管理にかかる工事期間中の緩和策の実施が必要となる。候補プロジェクトがもたらす環境影響はいずれも軽度なものに留まり、これらの緩和策の費用は通常の施工監理に含まれる。一方、環境管理計画の実施にかかる予算については別途計上・確保し、工事期間中に定期的に環境モニタリングが行われることが望まれる。

変電所建設を伴う候補プロジェクトの一部は、実施機関である CEB が今後用地取得手続きを行う予定である。用地取得に当たっては、国公有地や耕作放棄農地、遊休農地の利用が優先して検討されており、国公有地については用地取得費用や補償費は不要である。私有地の取得に当たっては、地元行政機関を通して交渉や補償手続きが行われる。架空送電線の線下については樹木や一期分の農作物の対価が支払われることになる。

### 9.2 環境社会配慮制度・組織

環境管理、自然環境、社会環境に関連するスリランカの法規・通達等を表 9.2-1 に示す。

表9.2-1 スリランカの環境関連法規と通達等

Laws	Objectives	Key Areas	Key Agencies
National Environmental Act No.47 of 1980 National Environment (Amendment) Acts No. 56 of 1988 and No. 53 of 2000	To protect, preserve and conserve environment	Prescribed projects to undergo environmental assessment	Central Environmental Authority (CEA)
Land Acquisition Act (LAA) No. 9 of 1950 and its amendments	To provide rules for land acquisition and compensation.	Land acquisition and compensation	Ministry of Land and Land Development Divisional Secretariat Office
National Involuntary Resettlement Policy (NIRP) * There still is no legal provision for resettlement.	To provide guidelines for the project proponents to develop and execute a comprehensive resettlement implementation plan	Resettlement and compensation	Project proponents Divisional Secretariat Office
Fauna and Flora Protection (Amendment) Act No.22 of 2009	Protection, conservation, prevention of commercial and other misuse of the fauna and flora and their habitats, conservation of the biodiversity	National park, natural reserve	Department of Wild Life Conservation, and Department of Forest
Forest Ordinance No.16 of 1907 (by British rulers) and amendments	Management of forests and plant protection	Forest reserves	Department of Forest
Felling of Trees Act No.9 of 1951, amended No.1 of 2000	Prohibition, regulation and control the removal of trees	Regulates the removal of trees	Department of Forest
Coconut Development Act No.46 of 1971	Development and regulation of the coconut industry and the utilization of land in and for coconut plantations; to provide for the management and acquisition of coconut plantations	Compensation for coconut trees in coconut plantations	Coconut Development Authority
Public Utilities Commission of Sri Lanka Act No.35 of 2002 (* See Chapter 2 for further detail.)	To regulate public utilities industries pursuant to coherent national policies	All public utilities in Sri Lanka including the electricity industry.	The Public Utilities Commission of Sri Lanka
Electricity Act No.20 of 2009	To provide for the regulations of the generation, transmission, distribution, supply and use of electricity	Licensees' grant application for and process of acquiring <i>way leaves</i> (right of way: ROW) for the installation of new electric lines / apparatuses or removing existing ones	Licensees of generation, transmission and distribution of electricity including CEB Divisional Secretariat Office
Coast Conservation Act No.57 of 1981	To regulate and control development activities within the coastal zone	Coastal zone	Department of Coast Conservation Urban Development Authority
Soil Conservation (amendment) Act No.24 of 1996	To provide for the enhancement and sustenance of productive capacity of the soil, to restore degraded land for the prevention and mitigation of soil erosion for the conservation of soil resources and protection of land against damage by floods, salinity, alkalinity water logging, drought	Conservation area, vulnerable area to degradation	Department of Agriculture Department of Forest
National Heritage and Wilderness Areas Act No.3 of 1988	Protection and preservation of national heritage wilderness areas	National heritage wilderness areas	Department of Cultural Affairs Department of Wild Life Conservation, and Department of Forest

(調査団作成)

スリランカの環境保護・管理の基本的な枠組みは国家環境法(National Environmental Act (NEA) No. 47 of 1980)に示され、中央環境庁(Central Environmental Authority, CEA)がこれらの環境

保護管理を行う。同法には、環境に甚大な影響をもたらす可能性が高い開発行為が prescribed projects としてリスト化され、初期環境調査 (Initial Environmental Examination, IEE) や環境影響評価 (Environmental Impact Assessment, EIA) の対象とすることが明記されている。電力エネルギー分野については、50 MW を超える水力発電所の建設、25 MW を超える火力発電所の建増設、50 kV 以上で 10 km を超えて敷設される架空送電線がこれに含まれる。なお、環境影響が小さいと判断されるものについては IEE のみ行われることになる。

この他、沿岸区域内に位置するすべてのプロジェクトは、沿岸保全局による開発許可取得が必要となり、プロジェクト内容によっては IEE や EIA が義務付けられる。また、国立保護区 (national reserve) から 1.6 km の範囲内で行われる開発行為については EIA の対象となり、野生動物保護局の承認が必要となる。更に、環境保全特別地域 (environmental sensitive areas) に位置するプロジェクトは、その環境影響の大小にかかわらず EIA が義務付けられる。

発電電・送配電を含む公共の目的のための用地取得は、用地取得法 (Land Acquisition Act (LAA) No. 9 of 1950) に基づき行われる。用地取得によって生じる建物や耕作物への損害・損失や生計手段の喪失も補償の対象となり、当該住民は郡役場 (Divisional Secretariat Office)<sup>2</sup> を通じて補償の支払いを受ける。また、CEB が架空電線や関連機器を新たに敷設する場合もしくは撤去する場合、実況見分や維持管理、修理、交換、撤去を目的とした当該地への立ち入りのための通行権 (way-leave) を土地所有者・使用者から得る必要がある。

用地取得法に加え、国家非自発的移転政策 (National Involuntary Resettlement Policy, NIRP) が 2001 年に閣議承認され、非自発的住民移転の回避や代替案の検討、土地所有権をもたない住民への補償、移転オプションに関する住民協議、移転先での社会経済的な統合やこれに必要な回復支援策の検討等が求められるようになった。しかし、法規・通達としては成立しておらず、事業主は実施努力を求められるに留まっている。CEB は、発電所建設に伴い住民移転計画等を策定・実施した実績を多く有し、国内法で定められていない事項についても柔軟に対応している。

JICA 環境社会配慮ガイドラインとの差異およびその内容を表 9.2-2 にまとめた。

<sup>2</sup> 県 (district) の下部に位置する中央政府管轄の行政機関を指す。

表9.2-2 JICA環境社会配慮ガイドラインとスリランカ環境関連法規との比較

Items	National Environmental Act of Sri Lanka	JICA Guidelines
Priority alternatives and mitigation measures	(Alternatives) "Description of alternatives to the activity together with the reasons why such alternatives were rejected" are required by guidance* (Mitigation measures) Mitigation measures are required to be included in the IEE/EIA document by guidance*	Environmental impacts that may be caused by projects must be assessed and examined in the earliest possible planning stage. Alternatives or mitigation measures to avoid or minimize adverse impacts must be examined and incorporated into the project plan.
Compiling of EIA report	The NEA (amended in 2000) requires compiling EIA document based on "Part IV C" of its article	EIA reports must be produced for projects in which there is reasonable expectation for particularly large-scale adverse impacts on the environment.
Disclosure of information and participation of affected people	The NEA (amended in 2000) requires public participation based on "Part IV C" of its article	For projects with potentially large environmental impact, sufficient consultations with local stakeholders such as local residents must be conducted via disclosure of information at an early stage at which time alternatives for project plans may be examined.
Carrying out of monitoring program	Monitoring plan is required to be included in the IEE/EIA document by guidance* and required to be cleared "parameters to be monitored", "institutional responsibility and procedures for reporting".	After the project begins, the project proponents, etc. monitor whether any unforeseeable situation occurs, and whether the performance and effectiveness of mitigation measures are consistent with the assessment's prediction.

(調査団作成)

### 9.3 候補プロジェクトの環境評価結果

送電 4 件、配電 4 件、計 8 件の候補プロジェクトに関し、スコーピング、環境社会影響調査、環境評価を行った。全候補プロジェクトともに環境影響は比較的小さい。工事期間中を中心として求められる緩和策を施工監理の一環として行い、また、環境管理計画にあるモニタリングを定期的に行うことが望まれる。

候補プロジェクトはその内容等に類似点が多く、求められる環境社会配慮のうち大気、水、廃棄物、土壌、騒音・振動、労働環境、事故等の環境管理については環境影響の内容がほぼ共通し、工事期間中は環境管理面での最低限の配慮が必要となる。

なお、送電、配電ともに候補プロジェクト供用時にはその実施によって正の影響をもたらす影響項目が認められ、特に配電事業についてはその数が相対的に多くなっている。

#### 9.3.1 送電候補プロジェクトの環境影響の内容

送電候補プロジェクトに共通する環境影響について、表 9.3-1 にその概要および緩和策をまとめた。

表9.3-1 送電候補プロジェクトに共通する環境影響および緩和策

Impact Item	Environmental Impact (common)	Mitigation Measures
Air quality	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Air pollution such as exhaust fumes from earthmoving equipment as well as construction vehicles is anticipated during the construction phase.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D No air pollution is anticipated.</p>	The degree of impact can be minimized by well-organized construction management. Amount of SPM will be monitored periodically during construction period, and construction method can be altered in case it exceeds the environmental standard.
Water quality	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Waste water discharge and oil spillage is anticipated during the construction phase.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D No water pollution is anticipated</p>	The degree of impact can be minimized by managing waste water and preventing oil leakage properly. Amount of SS and oil will be monitored periodically during construction period, and construction method can be altered in case it exceeds the environmental standard.
Waste	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Generation of materials resulting from construction activities and generation of litter due to the presence of the project employees and contractors are expected.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D No water quality degradation or soil contamination in the surrounding areas occurs if generated waste is well managed and disposed appropriately.</p>	<p>Waste generated at construction site and disposal of construction debris will be collected regularly by the Local Authority.</p> <p>Project staff will physically observe the waste disposal condition, and improve the way to dispose in case it is done in an inappropriate manner.</p>
Soil	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Waste water discharge mainly associated with the construction of substations may cause soil contamination. No water pollution will be caused at grid substation or throughout the transmission line route.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D No water pollution is anticipated</p>	The degree of impact can be minimized by managing waste water properly. Project staff will physically observe the soil condition, and send the sample soil to laboratories in case there is any contamination.
Noise & vibration	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Noises and vibration is anticipated during construction stage.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D No noise or vibration is anticipated</p>	Time management and appropriate shift to do particular works can reduce consecutive exposure to such noise and vibration. Amount of SS and oil will be monitored periodically during construction period, and construction method can be altered in case it exceeds the environmental standard.
Disturbance to poor people	<p>&lt;Construction Phase&gt; D The project is unlikely to cause adverse impact to poor residents.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+ By having stable electricity supply, project beneficiaries including poor clusters will have better access to public utilities and social infrastructures.</p>	-
Gender	<p>&lt;Construction Phase&gt; D The project is unlikely to cause adverse impact to gender issues.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+ By having stable electricity supply and less power outage, project beneficiaries including women will have better access to public utilities and social infrastructures.</p>	-
Children's Rights	<p>&lt;Construction Phase&gt; D The project is unlikely to cause adverse impact to gender issues.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+ By having stable electricity supply, project beneficiaries including children will have better access to public utilities and social infrastructures.</p>	-
Working conditions	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Unsanitary condition at workforce camp without proper treatment facility can make laborers get sick.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D CEB will follow the labor legislations with which employees' rights in terms of health and safety.</p>	<p>A tangible safety consideration given for laborers, such as wearing helmet, gloves, shoes and working clothes, will mitigate risks of accidents of laborers. Appropriate working hours such as three-shift a day, two days off a week etc can keep laborers' health condition well.</p> <p>Treatment system such as septic tank can be installed in order to keep laborers' working condition in good hygiene.</p>
Accidents, injury or sickness of residents nearby or workers	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Increased risk of accidents associated with the construction work is expected within the site in case no safety management is applied. Accidents outside of the site can occur at any time as the project may disturb traffic system and traffic volume become heavier.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D Day-to-day safety management is effective.</p>	<p>Construction at night and weekend shift can be considered not to disturb the city traffic. Information on construction schedule should be disclosed for local community to be well aware and ready, and mitigate risks of traffic accidents. Installation of 'keep out' boards where construction works are done will help passers-by to avoid possibility of site accidents.</p> <p>A tangible safety consideration is given for laborers, such as wearing helmet, gloves, shoes and working clothes. This will mitigate risks of accidents of laborers. Treatment system such as septic tank can be installed in order to keep laborers' working condition in good hygiene.</p> <p>With mitigation measures such as installation of "keep out" boards where underground cable runs, impacts can be avoided. Although the impact is anticipated to be minor, day-to-day safety management is essential.</p>

(調査団作成)

候補プロジェクトごとに特定された環境影響の内容および緩和策は以下のとおりである。

1) コロンボ市送電網開発プロジェクト(PJT-1)

IEE/EIA は必要とされないが、新規変電所の一つが沿岸区域内に位置することから、沿岸保全局より開発許可を取得することが義務付けられる。開発許可取得に当たっては一か月程度が見込まれる。当該地においてはスリランカ港湾庁がコロンボ港拡張工事を実施中であり、変電所建設予定地には現在労働者のワークステーションが仮設建設されている。

なお、同変電所を含め、3箇所の変電所について下記表のとおり国公有地の移行措置や私有地の取得が行われる予定である。

表9.3-2 新設変電所用地

New Substations	Land owner	Actions required for land acquisition
Port 220/132/11kV GS & L (Port) 132/11 kV GS	Sri Lanka Port Authority (SLPA)	Transfer
Colombo M (Slave Island) 132/11kV GS	John Keells Holding	Acquisition
Colombo N (Hunupitiya) 132/11kV GS	Urban Development Authority (UDA)	Transfer

(調査団作成)

本プロジェクトはコロンボ市内をサイトとし、工事中は住民の日常の活動が妨げられる可能性が大きい。特にコロンボ 15 地域は人口密集地域であり、同地域におけるケーブル敷設工事は慎重に実施することが望ましい。

2) Kappalthurai 変電所建設(PJT-2)

CEB は変電所用地を既に取得済みであり、非自発的住民移転等は発生しない。

3) Kerawalapitiya (PJT-3)、Kalutara (PJT-7)、および Battaramulla (PJT-8) 変電所建設

PJT-3 は Kerawalapitiya コンバインドサイクル発電所敷地内の整地された場所に建設される予定であり、廃棄物処理等については既によく管理されている。また、既に CEB の所有地となっていることから更なる用地取得は無い。しかし、Kalutara および Battaramulla 変電所建設に当たっては用地取得が必要となる。

4) Veyangoda – Kirindiwela - Padukka 220 kV 送電線建設(PJT-5)

50 kV を超え、10 km 以上にわたって架空送電線が敷設される計画であるため、スリランカ国内の規定により IEE の実施が義務付けられる。CEB は変電所建設候補地を既に特定しているが、土地所有者との具体的な交渉等はまだ実施されていない。中には土地の所有形態が明確でない場所もあるため、地元行政官を通じて所有者の特定を今後行う予定である。2012 年 10 月現在、CEB は IEE 未実施であり、今後現場踏査および IEE の TOR 作成が行われる予定である。また、変電所用地の所有者の特定についても今後確認される予定である。

送電網建設の予定地域はゴムを中心とするプランテーション農園が広がっており、Kelani 川沿岸では日雇い労働者が砂採取に従事している姿が散見される。ルート近郊には、Kanampella 森林保護区がある。CEB はこうした地域住民の活動場所や保護区からできるだけルートを離すなどの配慮を行うこととしている。

なお、Veyangoda 変電所の周辺に Horagolla 国立公園があり、また、A1 号線沿いの広大な敷地に Bandaranaike 記念公園がある。同地域はコロンボ県に次いで人口が密集する Gampaha 県であり、複数の代替ルートを検討することが困難である。このため現在の候補ルートは国立公園から 200 m、記念公園から 500 m 程度離れた位置を通過する計画である。

### 9.3.2 配電候補プロジェクトの環境影響の内容

配電候補プロジェクトに共通する環境影響について、表 9.3-3 にその概要および緩和策をまとめた。

表9.3-3 配電候補プロジェクトに共通する環境影響および緩和策

Impact Item	Environmental Impact (common)	Mitigation Measures
Air quality	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Air pollution such as exhaust fumes from earthmoving equipment as well as construction vehicles is anticipated. However, the extent will stay small-scale.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+ No air pollution will be caused at the project facilities. SOx, NOx, CO, O3, soot, dust, SPM will not be discharged by the operation. The project will help reduce number of hours of load shedding, which will mitigate air pollution caused by burning fuels for the operation of generators as customers will not have to use generators often.</p>	The degree of impact can be minimized by well-organized construction management. Amount of SPM will be monitored periodically during construction period, and construction method can be altered in case it exceeds the environmental standard.
Water quality	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Waste water discharge and oil spillage is anticipated.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D No water pollution is anticipated.</p>	The degree of impact can be minimized by managing waste water and preventing oil leakage properly. Amount of SS and oil will be monitored periodically during construction period, and construction method can be altered in case it exceeds the environmental standard.
Waste	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Generation of materials resulting from construction activities and generation of litter due to the presence of the project employees and contractors are expected.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D No water quality degradation or soil contamination in the surrounding areas occurs if generated waste is well managed and disposed appropriately.</p>	Waste generated at construction site and disposal of construction debris will be collected regularly by the Local Authority. Project staff will physically observe the waste disposal condition, and improve the way to dispose in case it is done in an inappropriate manner. Waste generated at primary substations can be well managed and disposed appropriately, which will make no water quality degradation or soil contamination in the surrounding areas occur.
Soil	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Waste water discharge may cause soil contamination.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D No water pollution is anticipated</p>	The degree of impact can be minimized by managing waste water properly. Project staff will physically observe the soil condition, and send the sample soil to laboratories in case there is any contamination.
Noise & vibration	<p>&lt;Construction Phase&gt; B- Noises and vibration is anticipated.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+ No noise or vibration is anticipated. The projects will help reduce number of hours of load shedding, which will mitigate noise and vibration caused by the operation of generators to certain extent as customers will not have to use generators often.</p>	Time management and appropriate shift to do particular works can reduce consecutive exposure to such noise and vibration. Amount of SS and oil will be monitored periodically during construction period, and construction method can be altered in case it exceeds the environmental standard.
Odor	<p>&lt;Construction Phase&gt; D There is no work expected which causes odor.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+ The projects will help reduce number of hours of load shedding, which will mitigate offensive odors caused by burning fuels for the operation of generators to certain extent as customers will not have to use generators often.</p>	-
Disturbance to poor people	<p>&lt;Construction Phase&gt; D The project is unlikely to cause adverse impact to poor residents.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+ By having stable electricity supply, project beneficiaries including</p>	-



Impact Item	Environmental Impact (common)	Mitigation Measures
	poor clusters will have better access to public utilities and social infrastructures.	
Deterioration of local economy such as losses of employment and livelihood means	<p>&lt;Construction Phase&gt; B+</p> <p>The projects will not likely to cause adverse impact to the local economy. Employment opportunities for laborers may benefit local community and lead to improvement of local livelihoods.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+</p> <p>The projects will improve the reliability of power supply, which will help reduce the number of defective products caused by the power outage and/or low voltage. It also will help increase local employment opportunities and improve local livelihoods.</p>	-
Gender	<p>&lt;Construction Phase&gt; D</p> <p>The project is unlikely to cause adverse impact to gender issues.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+</p> <p>By having stable electricity supply and less power outage, project beneficiaries including women will have better access to public utilities and social infrastructures.</p>	-
Children's Rights	<p>&lt;Construction Phase&gt; D</p> <p>The project is unlikely to cause adverse impact to gender issues.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+</p> <p>By having stable electricity supply, project beneficiaries including children will have better access to public utilities and social infrastructures.</p>	-
Working conditions	<p>&lt;Construction Phase&gt; B-</p> <p>Unsanitary condition at workforce camp without proper treatment facility can make laborers get sick.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; D</p> <p>CEB will follow the labor legislations with which employees' rights in terms of health and safety.</p>	<p>A tangible safety consideration given for laborers, such as wearing helmet, gloves, shoes and working clothes, will mitigate risks of accidents of laborers. Appropriate working hours such as three-shift a day, two days off a week etc can keep laborers' health condition well.</p> <p>Treatment system such as septic tank can be installed in order to keep laborers' working condition in good hygiene.</p>
Accidents, injury or sickness of residents nearby or workers	<p>&lt;Construction Phase&gt; B-</p> <p>Increased risk of accidents associated with the construction work is expected within the site in case no safety management is applied. Accidents outside of the site can occur at any time as the project may disturb traffic system and traffic volume become heavier.</p> <p>&lt;Operation Phase&gt; B+</p> <p>Accidents will be appropriately and immediately treated by DAS, which will help reduce number of workers who suffer to get an electric shock during their works.</p>	<p>Construction at night and weekend shift can be considered not to disturb the city traffic. Information on construction schedule should be disclosed for local community to be well aware and ready, and mitigate risks of traffic accidents. Installation of 'keep out' boards where construction works are done will help passers-by to avoid possibility of site accidents.</p> <p>A tangible safety consideration is given for laborers, such as wearing helmet, gloves, shoes and working clothes. This will mitigate risks of accidents of laborers. Treatment system such as septic tank can be installed in order to keep laborers' working condition in good hygiene.</p> <p>With mitigation measures such as installation of "keep out" boards where underground cable runs, impacts can be avoided. Although the impact is anticipated to be minor, day-to-day safety management is essential.</p>

(調査団作成)

各配電候補プロジェクトの個別の環境影響結果および緩和策は以下のとおりである。

1) 北西部州配電システム整備 (Region 1: パッケージ 2)

33/11 kV 一次変電所建設に際し、用地取得が必要となる。しかし、小規模なものに留まるため、非自発的住民移転は発生しない見込みである。また、既存の社会インフラや社会サービスへの影響については、プロジェクトサイトが地方であることから特段大きな影響はないと判断される。一方、プロジェクトの実施によって電力供給の信頼性が向上し、停電や電圧変動に伴う電化製品の故障等の軽減が期待される。プロジェクトサイトである Mahawa 郡には、考古学上重要な遺跡である Yapahuwa があるため、考古学局と協議しつつ遺跡およびその周

辺地域における配電網整備や変電所建設を避けることが望まれる。また、日本製の工事用特別車両を導入することで、長期間にわたって排気ガスが削減される。

2) 西部州(北)配電システム整備(Region 2: パッケージ 3)

33/11 kV 一次変電所建設に際し、用地取得が必要となる。しかし、小規模なものに留まるため、非自発的住民移転は発生しない見込みである。また、日本製の工事用特別車両を導入することで、長期間にわたって排気ガスが削減される。なお、プロジェクトサイトは人口密集地にあり、工事に伴う交通量の増加など、既存の社会インフラや社会サービスへの負の影響が見込まれる。工事スケジュール等の情報公開を徹底し、夜間や週末にも工事を行い、日中の交通への影響を軽減するなどの緩和策が望まれる。

3) 西部州(南-2)配電システム整備(Region 3: パッケージ 4)

33/11 kV 一次変電所建設に際し、用地取得が必要となるが、小規模であり、非自発的住民移転は発生しない見込みである。プロジェクトサイトはスリランカで最も人口が密集する西部州に位置することから、工事に伴う交通量の増加など、既存の社会インフラや社会サービスへの負の影響が見込まれる。工事スケジュール等の情報公開を徹底し、夜間や週末にも工事を行い、日中の交通への影響を軽減するなどの緩和策が望まれる。

4) 西部州(南-1)配電システム整備(Region 4: パッケージ 5)

プロジェクトサイトはコロンボ市郊外および観光地に位置するため、住民の日常の活動や観光業への負の影響が見込まれる。工事スケジュール等の情報公開を徹底し、夜間や週末にも工事を行い、日中の交通への影響を軽減するなどの緩和策が望まれる。

## 9.4 環境管理計画

プロジェクト管理ユニット(Project Management Unit)が影響項目のモニタリングを定期的に行い、プロジェクト四半期進捗報告書の提出時にモニタリング結果を提出する。責任の所在はプロジェクト・マネージャーにある。工事期間中に大きな問題が認められた場合、供用時もモニタリングを継続するなどの措置を講じることとする。環境モニタリングの内容および体制を表 9.4-1 に、環境モニタリングにかかる概算費用を表 9.4-2 にそれぞれ示す。

表9.4-1 環境モニタリングの内容および体制

Sector	Parameter	Unit cost (LKR)	Frequency	No of times (yearly)	Implementing organization	Responsible organization
Water quality	Suspended solid (SS)	1,250	Quarterly	4	laboratory	CEB
	Oil & grease	1,750	Quarterly	4	laboratory	CEB
Air quality	Suspended Particulate Matter (SPM) incl. dust	10,000	Quarterly	4	laboratory	CEB
Noise	Noise (day & night)	18,750	Monthly	12	PMU	CEB
Vibration	Vibration (day & night)	27,500	Monthly	12	PMU	CEB
Solid condition	Solid condition	-	Biweekly	24	PMU	CEB
Waste	Waste	-	Quarterly	4	PMU	CEB
Working condition	Working condition	-	Quarterly	4	PMU	CEB
Traffic	Traffic volume	-	Every working day	240	PMU	CEB
Accident	No of accidents by increased traffic and construction work	-	Weekly	48	PMU	CEB

(出所: CEB)

表9.4-2 環境モニタリング費用

No.	Candidate Project	Monitoring point	Monitoring period	Annual budget (LKR)	Total budget	
					LKR	JPY
#1	Colombo City Transmission Development (PJT-1 with Distribution Development Package-1)	UGC:2 GS:1	UGC: 22months GS: 16 months	1,821,000	3,0338,500	1,976,613
#2	Construction of Kappallurai 132/33 kV GS (PJT-2)	UGC:1 GS:1	UGC: 18 months GS: 16 months	1,214,000	1,821,000	1,078,153
#3	Construction of Grid Substations surrounding Colombo City including Kerawalapitiya 220/33 kV GS (PJT-3), Kalutara 132/33 kV GS (PJT-7), and Battaramulla 132/33 kV GS (PJT-8)	GS:1	GS: 18 months	3,035,000	4,552,500	2,695,382
		UGC:1 GS:1	UGC: 18 months GS: 16 months			
		UGC:1 GS:1	UGC: 18 months GS: 16 months			
#4	Construction of Veyangoda - Kirindiwela - Padukka 220 kV TL (PJT-5)	UGC:1 GS:1	UGC: 18 months GS: 20 months	1,214,000	2,124,500	1,257,845
#5	Distribution Development for North Western Province of Region 1 (Package 2)	1	22 months	607,000	1,214,000	718,769
#6	Distribution Development for Western Province North of Region 2 (Package 3)	1	22 months	607,000	1,214,000	718,769
#7	Distribution Development for Western Province South-2 of Region 3 (Package 4)	1	24 months	607,000	1,214,000	718,769
#8	Distribution Development for Western Province South-1 of Region 4 (Package 5)	1	24 months	607,000	1,214,000	718,769

(調査団作成)

## 第10章 経済分析

### 10.1 概要

経済分析の目的は、国民経済の観点から、プロジェクトが及ぼす経済便益、そしてその実施のために必要となる経済費用を比較・分析することによって、プロジェクトの実施の可否を検証・評価することである。分析対象となる候補プロジェクトは下記の通りである。

- #1 コロンボ市送電網プロジェクト(PJT-1 および配電パッケージ 1)
- #2 Kappalthurai 変電所建設(PJT-2)
- #3 コロンボ市周辺変電所建設(Kerawalapitiya 変電所建設(PJT-3)、Kalutara 変電所建設(PJT-7)、および Battaramulla 変電所建設(PJT-8))
- #4 Veyangoda - Kirindiwela - Padukka 220 kV 送電線建設(PJT-5)
- #5 Region 1 Western Province North、配電システム整備(パッケージ 2)
- #6 Region 2 Western Province North 配電システム整備(パッケージ 3)
- #7 Region 3 Western Province South-2 配電システム整備(パッケージ 4)
- #8 Region 4 Western Province South-1 配電システム整備(パッケージ 5)

なお、プロジェクト#1 は送変電と配電プロジェクト、プロジェクト#3 は 3 つの変電所プロジェクトを組み合わせたものである。統合の理由は、それぞれの立地が隣接していることにより、つまり、プロジェクトの地域性を鑑み、プロジェクト統合によりその効果が高まると考えられたためである。

本章では、経済分析を費用便益分析、経済的内部収益率(EIRR: Economic Internal Rate of Return)の算出、そして感度分析の順で実施するが、次節では、その前段階として、経済費用と経済便益を明らかにする。

### 10.2 経済費用と経済便益

経済費用と経済便益、そしてそれらの算出に必要な諸々の係数や条件は CEB および JICA との協議によって確認・設定した。また、プロジェクトの評価は、プロジェクト実施時と非実施時のケースで比較し、具体的には、送配電ロス之差分によって測定した。

#### (1) 経済費用

経済費用とは、主にプロジェクト建設費用、および維持管理費用から構成される。プロジェクト建設費用は原材料費と労務費からなり、そしてそれぞれの費用には外貨部分と内貨部分とがある。内貨に関しては、交易財・サービスを国際価格に補正するために、換言すれば、経済費用として用いるために、標準変換係数(SCF)0.9 を用いた。また、プロジェクトの維持管理費用に関しては、送変電プロジェクトに関しては経済費用の 1.0%、配電プロジェクトに関してはその 2.5%とした。さらに、下記の利率を経済費用算出のために用いた。

- 1) 物価上昇率: 外貨部分 2.1%、内貨部分 4.0%
- 2) 予備費: 5%
- 3) 管理費: 11%
- 4) 法人所得税およびその他租税: 4%

候補プロジェクトの経済費用は下表の通りである。

表10.2-1 候補プロジェクトの経済費用

プロジェクト	経済費用(MLKR)		
	外貨	内貨	計
# 1	18,878	5,579	24,457
# 2	1,652	374	2,026
# 3	3,605	935	4,540
# 4	5,364	1,459	6,822
# 5	4,858	1,185	6,043
# 6	6,820	1,898	8,718
# 7	7,035	2,292	9,327
# 8	4,624	1,249	5,873

(調査団作成)

## (2) 経済便益

経済便益は発電、送電、配電の一連の運営・管理プロセスの効率化によって生じる。スリランカの電力部門の現状は、こうした施設の絶対量だけでなく、その維持管理のための人員・機材が不十分である。その結果、ロス率が高い、停電が多いといった現象が見られ、電力が安定的に供給できていない情勢である。候補プロジェクトは、こうした制約の改善に資するのが目的である。

停電や送配電網のロスが高い経済損失、つまり高い経済費用(例えば維持管理費用)の損失であるため、経済便益はロス率低減によって削減される経済費用ということができる。つまり、プロジェクト実施時と非実施時の送配電ロスの差分によって便益は測定できる。このようなロス率削減による便益は、プロジェクト建設完了年から直ちに発生し、その後はプロジェクトにより、最初の 5~10 年間に徐々に増加し、プロジェクトの想定耐用年(プロジェクト建設完了年から 30 年間)まで続くと仮定した。経済便益は次の下記の下記の 3 つの単価を用いて求めた。

第一に、CEB の平均火力発電単価 13.07 百万ルピー/GWh を単位当たりの便益として設定した。なぜならば、施設の運営・管理プロセスの効率化により、発電コストが節約され、しいては削減されるといえるためである。この発電単価とロス削減電力量とを乗じることで便益を算出した。

第二に、スリランカの CO<sub>2</sub> の発電単位量当たりの単価を 0.93 百万ルピー/GWh と設定した。なぜならば、施設の効率化により CO<sub>2</sub> の排出量が低減すると考えられるためであり、経済的な観点から、そしてしいては環境の観点からも便益をもたらすといえるからである。この単価は CEB の電力の需要予測と EUA(European Union Allowance)の数値に基づいて算出した。

第三に、CEB の売上電力量あたりの国内総生産、604 百万ルピー/GWh を損失された電力量の

単価とした。すなわち、運営効率向上により利用可能となる電力消費量は、経済発展を介し国民経済と強い正の関係があるためである。この単価は、プロジェクトの地域性およびその種別(送変電・配電)により、便益をもたらす部門(産業・家計)とその割合が異なると想定できるため、適宜調整の上で便益を算出した。

### 10.3 費用便益分析と EIRR

費用便益分析では、候補プロジェクトのプロジェクト想定耐用年である 30 年の間に発生する経済費用と経済便益を割引率 11%の下で現在価値にし、その割合である B/C ratio を求めた。候補プロジェクトの B/C ratio と EIRR は下表の通りである。

表10.3-1 B/C RatioとEIRR

プロジェクト	B/C ratio	EIRR
# 1	1.59	18.63%
# 2	1.62	16.59%
# 3	1.93	17.94%
# 4	1.51	16.11%
# 5	1.13	12.92%
# 6	1.42	17.19%
# 7	1.48	18.09%
# 8	0.93	9.85%

(調査団作成)

上表の通り、B/C ratio は 0.93 から 1.93 の間で推移し、EIRR に関しては 9.85%から 18.63%の間で推移している。従って、各候補プロジェクトはプロジェクト#8 を除き便益をもたらすといえる。

### 10.4 感度分析

プロジェクトはその計画・建設・運転期間中、様々な情勢の変化、特に建設費用の変化にさらされる。感度分析の目的は、予想できる変化に対して、B/C ratio と EIRR によって表わすプロジェクト効果がどのように変動するのかを検証することである。本感度分析では、建設費用が 30%増加するケースを想定して試算を行った。その結果は下表に示す通りである。

表10.4-1 感度分析結果

プロジェクト	B/C ratio	EIRR
# 1	1.22	14.68%
# 2	1.25	13.37%
# 3	1.48	14.95%
# 4	1.16	13.59%
# 5	0.87	8.87%
# 6	1.09	12.37%
# 7	1.14	13.09%
# 8	0.71	6.28%

(調査団作成)

---

上表に示すとおり、B/C ratio に関しては、プロジェクト#5 と#8 を除くプロジェクトは 1.0 を超過しており、EIRR に関しても同様に、プロジェクト#5 と#8 を除くプロジェクトは割引率の 11%を超過していることから、建設費用が 30%増加するケースにおいても、候補プロジェクトは経済的に効果をもたらすといえる。

## 10.5 結論

経済分析結果によると、B/C ratio は 0.93 から 1.93 の間で推移し、EIRR に関しては 9.85%から 18.63%の間で推移していることから、候補プロジェクトはおおむね経済便益をもたらすといえる。さらに、感度分析の結果からも、候補プロジェクトは経済便益をもたらすのにおおむね十分な B/C ratio と EIRR を示した。したがって、候補プロジェクトは経済的な観点から実施するのに申し分ないといえる。

## 第11章 結論と提言

### 11.1 結論

#### (1) 各候補プロジェクトのコストと送配電ロス削減量

表 11.1-1 に、CEB と協議の結果選定した各候補プロジェクトと、それらの調査団が見直したベースコスト、送配電ロス削減量、および EIRR の試算結果を示す。

表11.1-1 各候補プロジェクトの概要

プロジェクト	概算事業費		ロス削減量	EIRR
	MLKR	MJPY eq.		
<b>送変電プロジェクト</b>			MWh/year	%
#1 Colombo City Transmission Development with 11 kV DL	21,526	12,743	23,747	18.63
#2 Construction of Kappalthurai GS	1,763	1,044	10,531	16.59
#3 Construction of GSs surrounding Colombo City				17.94
A. Kerawalapitiya 220/33 kV GS	1,294	766	11,041	
B. Kalutara 132/33 kV GS	1,289	763	1,246	
C. Battaramulla 132/33 kV GS	1,448	857	1,708	
#4 Veyangoda – Kirindiwela – Padukka 220 kV TL	5,977	3,538	21,919	16.11
送変電プロジェクト計	33,297	19,711	70,192	-
<b>配電プロジェクト</b>				
#5 Distribution Development Package in NWP of Region 1	5,271	3,121	16,309	12.92
#6 Distribution Development Package in WPN of Region 2	7,644	4,526	20,293	17.19
#7 Distribution Development Package in WPS-2 of Region 3	8,233	4,874	15,973	18.09
#8 Distribution Development Package in WPS-1 of Region 4	5,143	3,045	7,396	9.85
配電プロジェクト計	26,291	15,566	59,971	-
<b>総計</b>	59,588	35,277	130,163	-

(調査団作成)

#### (2) 環境社会配慮

送電 4 件、配電 4 件、計 8 件の候補プロジェクトの実施に当たって、環境影響は総じて比較的小さく、大気質、水質、廃棄物、土壌、騒音・振動、労働環境、交通、事故等の環境管理について工事期間中における最低限の配慮が必要となるに留まる。工事期間中に必要となる緩和策は以下のとおりであり、これらの環境影響項目のモニタリングを定期的に行うことが望まれる。

**大気質：** 環境影響を最小限に抑制するために、工事スケジュールをよく検討する。浮遊粒子状物質を定期的にサンプル採取し、環境基準を超える場合は工事方法等を再考する。

**水質：** 廃水管理と漏油防止を徹底して行う。浮遊物質および油分を定期的に測定し、環境基準を超える場合は工事方法等を再考する。

**廃棄物：** 建設現場で発生する廃棄物や瓦礫は、公共の廃棄物回収サービスによって回収される予定であるが、サイトでのごみ廃棄状況を定期的に観察し、廃棄方法・内容に改善の余地があればこれを指導する。



**土壌:** 土壌汚染を抑制するために、適切な廃水管理を行う。サイトにおける土壌の状態を定期的に観察し、汚染が認められる場合はサンプル土壌検査を検査機関に依頼する。

**騒音・振動:** 工事シフトおよび工事時間を管理し、長時間の騒音・振動の発生を抑制する。

**労働環境:** ヘルメット、手袋、靴、作業着などの着用を義務付け、労働者の安全対策を講じる。一日三交代・週休二日など適切な労働管理を促進し、労働者の健康管理を徹底させる。ワークステーションでは衛生施設を完備するなど、労働衛生環境の向上に努める。

**交通:** 工事に伴う交通への悪影響を避けるため、夜間・週末への工事時間のシフトを検討する。また、工事スケジュールに関する情報公開を徹底し、周知に努める。

**事故:** 夜間・週末への工事時間のシフトを行うことで、日中に発生する自動車事故等を抑制する。工事スケジュールに関する情報公開を行うことで、交通事故のリスクを緩和するよう努める。『工事中』や『立入禁止』等の看板を掲げ、通行人が不慮の事故に巻き込まれるのを防止する。

### (3) 経済分析結果

各候補プロジェクトの感度分析条件下(プロジェクト費用+30%)での B/C ratio および EIRR は下表の通りである。

表11.1-2 候補プロジェクトのB/C ratioおよびEIRR

プロジェクト名	B/C ratio		EIRR	
	当初想定	感度分析	当初想定	感度分析
#1 Colombo City Transmission Development Project	1.59	1.22	18.63%	14.68%
# 2 Construction of Kappalthurai 132/33 kV GS with related TL	1.62	1.25	16.59%	13.37%
#3 Construction of Grid Substations surrounding Colombo City	1.93	1.48	17.94%	14.95%
#4 Construction of Veyangoda - Kirindiwela - Padukka 220 kV TL	1.51	1.16	16.11%	13.59%
#5 Distribution Project for North Western Province of Region 1	1.13	0.87	12.92%	8.87%
#6 Distribution Project for Western Province North of Region 2	1.42	1.09	17.19%	12.37%
#7 Distribution Project for Western Province South-2 of Region 3	1.48	1.14	18.09%	13.09%
#8 Distribution Project for Western Province South-1 of Region 4	0.93	0.71	9.85%	6.28%

(調査団作成)

分析結果によると、当初想定時の下では B/C ratio は 0.93 から 1.93 の間で推移し、プロジェクト建設費用が 30%増加する感度分析条件下では 0.71 から 1.48 の間で推移している。プロジェクト #8 は双方のケースの場合とも 1.0 を下回ることから、当該プロジェクトを除き、候補プロジェクトは便益をもたらす。EIRR に関しては当初想定時では 9.85%から 18.63%の間で推移し、感度分析条件下では 6.28%から 14.95%の間で推移する。感度分析条件下ではプロジェクト#5 と#8 を除き、候補プロジェクトは便益をもたらす。以上より、いずれのケースにおいても候補プロジェクトの B/C ratio と EIRR は国民経済の観点から十分な効用が見込まれる数値を示していることから、候補案件はおおむね実施するに申し分ない。

## 11.2 提言

### (1) 送変電設備開発に係る提言

#### 1) コロンボ市内の急増する電力需要への対応

内戦終結以来、コロンボ市内の電力需要は、急激な産業開発への投資増加などにより、CEBの予測を大きく上回るペースで増加しており、コロンボ市内の既存変電所のみでは安定した電力供給が困難になっている。さらに、このコロンボ市内の既設 132 kV 地中ケーブルの一部には 30 年以上も前に敷設された 350 mm<sup>2</sup> や 500 mm<sup>2</sup> など小径の OF ケーブルが使用され、それらは老朽化によりしばしば漏油が確認されており、深刻な系統事故の原因となる可能性があるのみならず、送電ロス増加の要因となっている。

従って、今回要請の最優先プロジェクトであるコロンボ市送電網開発プロジェクト(PJT-1)および 11 kV 地中配電網拡充プロジェクト(パッケージ 1)はその必要性が高く、実施時のロス削減効果も高いことが確認されていることから、早急に実施することを推奨する。

#### 2) 旧コンセプト設計の送電設備の建替え

CEB の新設送電線には ACSR Zebra が標準電線サイズとして適用され、その最高使用温度は 75°C であるが、既存送電系統には、より細い電線サイズで最高使用温度が 54°C である旧コンセプトで設計された 132 kV 送電線が多数現存している。これらの送電線は許容電流値が低いことから、送電系統の中で運用面のボトルネックとなっているばかりでなく、許容電流値の限界で運用していることから送電ロスの一因となっている。これらの送電線は、随時建て替えることを推奨する。

#### 3) 電圧降下対策

CEB の送電系統の末端である Galle、Valachchenai、Ampara などの地方の変電所の母線では、長距離かつ細い電線の送電線のために、しばしば許容電圧変動値(±10%以内)を越える電圧降下が記録されており、この状況が送電ロスの増加を助長している。この状況を改善するために、長距離送電区間の途中に新規変電所の建設、送電線の建替えや増強、無効電力補償装置の設置などの対策を講じることを推奨する。

#### 4) 本邦技術の適用

送電分野における本邦技術の活用について、第 5.8 節に述べたとおり、ガス変圧器(GIT)の導入を推奨する。GIT は絶縁油の代わりに SF<sub>6</sub> ガスを用いた環境調和性能の高い変圧器であり、高い安全性、運転性、保守性、絶縁性能を有している。GIT はそのコンパクトさから GIS とともに屋内設置が可能であり、塩害が懸念される Port および Colombo L 変電所への導入のみならず、近い将来コロンボ市でも必要性が予測される地下変電所への設置に有効である。

また、今後新設や建替えが予定されている重要送電区間に低損失電線の適用を推奨する。低損失電線は、従来の ACSR 電線と同径であってもアルミ部分の断面積を増やすことで電気抵抗を低減しており、送電損失の低減のみならず、送電容量の増加が見込まれるため N-1 基準を満たすことが可能となるなど高い効果が見込まれる。

(2) 配電設備開発に係る提言

1) 配電機器の過負荷

CEB の配電システムでは、DT や MV 配電線が容量的に十分なマージンを持っておらず、需要の急峻な増加に追いついていないため過負荷状態が散見される。この状態の改善のために、変圧器容量の増加を推奨する。また、GS や PS の増強に加えて、負荷制御のためのデマンドレスポンスや時間帯別料金制度の拡充を推奨する。その他、表 11.2-1 に示すような潜在的な問題があり、改善が急務である。

表11.2-1 過負荷対策

課題	現状	推奨される対策
急激な需要の増大	年数%の直線的な増加が想定されている	正確な電力需要の把握
配電機器のマージンが小さい	CEB内規では、最大負荷は定格の70%	更に大きいマージンを採用する
プロジェクトの遅延	ほとんどのプロジェクトで遅延がある	遅延をモニターして改善する中立機関の設置
配電機器の低品質、老朽化	特別な品質間体制がない	ISO9000の様な品質管理システムの構築
	機器の老朽化が散見される	リハビリテーション
発電量不足	各所で計画停電が実施されている	デマンドレスポンスや時間帯電力料金制度の拡充

(調査団作成)

2) 配電電圧低下

特に需要家密度の低い地方では、長距離配電線や過負荷により配電電圧が低下している。表 11.2-2 に問題点とその推奨される対策をまとめる。

表11.2-2 電圧低下対策

課題	現状	推奨される対策
MVシステムの電圧低下	配電用電力線が細い	MV配電線の増設、電力線のサイズアップ
	長距離MV配電線路	GSsの増設 SVRや調相設備の設置
低圧システムの電圧低下	長距離低圧線路	DTの増設による低圧線路長削減
	低圧単相配電線	重負荷の低圧線路の3相化

(調査団作成)

3) 配電自動化(DAS)

コロombo市内の配電システムには DAS が導入されているが、一部地域で DAS の導入計画が進行しているものの、未だに殆どの配電エリアではその導入がなされていない。DAS 導入の効果について、負荷の平準化、停電時間の削減、系統操作の迅速化により配電ロスを低減できるのみならず、事故記録、操作記録および各種報告書の作成の自動化などの効果がみこまれるため、全国規模で DAS の導入を展開することを推奨する。

ただし、基本的に CEB 自身で DAS ソフトウェアを開発するという計画となっているが、これには開発、製品の品質管理、設計管理など各種リスクが伴うため、設置後のソフト改修などを自前で行えるような専門メーカーのシステムを導入することを推奨する。

4) 通信インフラ

CEB では GSM/GPRS を簡易型の SCADA や大口需要家の自動検針に使用しているが、将来 DT の自動検針を行う場合には光ファイバ通信のような安全で高速かつランニングコスト

が掛からない自社所有の通信システムが推奨される。経済的な理由から全てに光ファイバ網を構築できない場合には、LOMC に Zigbee や RF Mesh のような無線通信を推奨する。

#### 5) 電力量計および通信インターフェース

配電システムのノンテクニカルロス削減するためには、第一にそのロスの総量を把握し分析することが重要である。しかし、CEB のほとんどの(特に地方の)配電用変電所には電力量計が設置されておらず、その把握が出来ない状況にある。本調査における候補プロジェクトにも電力量計の設置をあげているが一部の地域であり、段階的にせよ計画的に全国の配電用変電所に電力量計を設置することを推奨する。

#### 6) 配電変圧器のロス

特に地方では低い需要家密度のため、CEB の標準容量で最も小容量の 100 kVA 配電用変圧器を設置しても、その容量より電力需要が相当少ない場合が多く、変圧器の無負荷損(鉄損)だけで配電ロスが大きくなっている。このような地域の配電ロスを削減するために、50 kVA 以下の小容量の変圧器を適用し、さらに配電用変電所の新設により低圧配電線の巨長を可能な限り短縮することを推奨する。

また、現在適用されている配電用変圧器はロスが大きく、方向性珪素鋼板やアモルファス珪素鋼板を使った低ロス型の変圧器を採用すれば、方向性珪素鋼板で約 20%、アモルファス珪素鋼板で約 75%程度のロス削減が期待できる。

#### 7) 配電線接続点のロス

現場視察の際に電柱で接続されている配電線を確認したが、電気工事作業員の技量の低さから不適切な接続により抵抗損失が発生している。CEB の教育センターの機能を強化するとともに、接続クランプ圧縮機などの電線接続用の機材を各配電 Region に導入することを推奨する。また、既設への対策として下図に示すような C-クランプを使用しバイパスすることで手間をかけずに対応可能である。

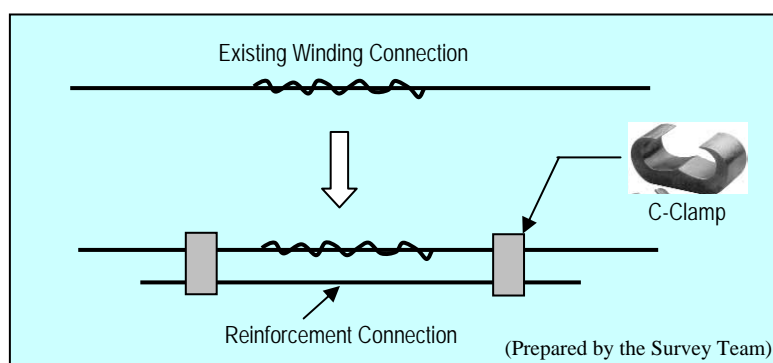


図11.2-1 手巻き接続の改善方法

#### 8) 街路灯

街路灯の電気料金負担に関し、調査団は CEB より下記の情報を得た。

- 1) 街路灯は各都市や地方役所により設置・維持管理がなされている。
- 2) 比較的新しく設置された街路灯には電力量計が取り付けられており、CEB はそれにより各都市/地方役所に電気料金の請求をしている。

- 3) 以前から設置されている街路灯には電力量計は取り付けられておらず、地域ごとに街路灯の設置状況(数量・使用電球など)を勘案しながら料金の請求を行っている。

しかし、実際には、財務省からの一部補填はあるものの、街路灯の電気料金を各都市／地方役所は支払っておらず、CEB、各都市／地方役所、および公共料金委員会(PUCSL)間での議論にはなっているが、結論は出ていない。そのため、CEB は街路灯の使用電力量をノンテクニカルロスとして計上している。

これらの状況を改善しノンテクニカルロスを削減するために、街路灯の電気料金支払いに関し、各都市／地方役所からの支払い方法を是正することを推奨する。

- 9) 工事中特殊車両および安全対策

CEB の配電現場での作業は通常のトラックと梯子を使用することが多いが、非常に危険で非効率である。一方、ある現場では、建柱車を使って効率よく作業をしていた。このような状態に鑑みて、調査団は、配電作業現場で絶縁バケット車、建柱車およびクレーン車などの工事中特殊車両を使用することを推奨する。

- 10) 本邦技術の適用

第 6.3 節に述べたとおり、下記については本邦製品に優位性があるのでその導入を検討することを推奨する。

- i) DAS および AMR
- ii) 配電用変圧器(DT)への方向性珪素鋼板やアモルファス珪素鋼板の適用
- iii) 工事中特殊車両