

スリランカ民主社会主義共和国
セイロン電力庁（CEB）

全国送配電網整備・効率化計画に 向けた補足調査

最終報告書 (要約)

平成 26 年 11 月
(2014 年)

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

東電設計株式会社
東京電力株式会社

南ア
CR(5)
14-046

目次

第1章	序論	1-1
1.1.	プロジェクトの背景	1-1
1.2.	調査の目的	1-1
第2章	系統解析	2-1
2.1.	CEB より受領した電力系統データ	2-1
2.2.	潮流計算に関する計画基準	2-1
2.2.1.	信頼度基準	2-1
2.2.2.	熱容量基準	2-1
2.2.3.	電圧基準	2-1
2.3.	電力系統計画および解析	2-1
2.3.1.	Kirindiwela-Padukka 間の 220 kV 送電線の必要性	2-1
2.3.2.	送電線計画停止中の潮流解析	2-1
2.3.3.	サブプロジェクトによるロス低減	2-2
第3章	設備設計に係わる検討	3-1
3.1.	IEE 報告書の進捗状況	3-1
3.2.	各 Subproject に係わる検討	3-1
3.2.1.	サブプロジェクト-1	3-2
3.2.2.	サブプロジェクト-2	3-3
3.2.3.	サブプロジェクト-3	3-4
3.2.4.	サブプロジェクト-4	3-4
3.2.5.	サブプロジェクト-5	3-5
3.2.6.	サブプロジェクト-6	3-6
3.2.7.	サブプロジェクト-7	3-7
3.2.8.	サブプロジェクト-8	3-8
3.2.9.	サブプロジェクト-9	3-9
3.3.	本邦企業の優位性について	3-11
3.3.1.	送電関連	3-11
3.3.2.	配電関連	3-12
第4章	事業パッケージ及び契約条項	4-1
4.1.	事業パッケージ	4-1
4.2.	契約条項	4-1
第5章	事業実施スケジュール	5-1
5.1.	前回 JICA 調査の事業スケジュールとの比較	5-1
5.2.	IEE 報告書、用地取得の工程	5-1
5.3.	第 46 次円借款の設計・入札部分	5-1
第6章	400kV 送電線の運営維持管理能力	6-1
6.1.	保守体制	6-1
6.2.	400kV 送電線の保守工具	6-1

第7章	事業費用	7-1
7.1.	計算条件	7-1
7.2.	サブプロジェクト別の建設費	7-1
7.3.	事業パッケージ別の建設費	7-2
7.4.	コンサルティング・サービス費用	7-2
第8章	ロス低減量の検討	8-1
8.1.	低ロス電線によるロス低減量	8-1
8.1.1.	計算条件	8-1
8.1.2.	計算結果	8-1
8.2.	配電ロスの低減	8-1
第9章	経済的内部収益率(EIRR)の検討	9-1
9.1.	EIRR 計算項目	9-1
9.2.	EIRR 算出結果	9-1
第10章	二酸化炭素排出削減量の算定	10-1
10.1.	算出方法	10-1
10.2.	送配電プロジェクトの二酸化炭素削減量	10-2
10.3.	配電システムの二酸化炭素削減量	10-2
第11章	運用効果指標	11-1
11.1.	運用効果指標の選定	11-1
11.2.	目標値の設定	11-1

第1章 序論

1.1. プロジェクトの背景

スリランカでは、ピーク時の電力需要 2,146MW (2012 年)に対し 2,870MW (2012 年)の電力供給を有しており、他のアジア諸国と比較して安定的な電力供給が行われている。他方、近年、年平均 7%の経済成長に伴い電力需要は年平均 5-6%で増加しており、電力需要の急速な拡大への対応や発電コスト低下のため、当該国政府は長期電源開発計画に基づき大規模石炭火力発電所等の建設を計画的に進めている。

一方、送配電部門における損失率は年々改善傾向にある(2012 年時点 12.0%)ものの、電力需要拡大に対応するためには、引き続き損失率低減に対する取り組みが必要となっている。

このような状況下、最大需要地のコロンボ周辺を中心に全国の送配電網を整備することによる電力の安定供給、低損失電線導入によるエネルギー効率の改善を目的とした「全国送配電網整備・効率化事業」が計画されている。

1.2. 調査の目的

全国送配電網整備・効率化事業に対し、有償資金協力事業としての支援検討のため必要な補足情報収集・分析及び提言を行うことを目的としている。

第2章 系統解析

2.1. CEBより受領した電力系統データ

解析に必要な電力系統データを入手した。CEBは5種類の発電/負荷シナリオに基づいて解析を実施している。JICA調査チームで2017, 2019および2021年断面の潮流計算を実施したところ、2017年断面で過負荷となる設備があることを確認したが、それらは本報告書で取り扱うプロジェクトにより解決されるものである。

2.2. 潮流計算に関する計画基準

2.2.1. 信頼度基準

想定事故のレベルはN-1(単一設備事故を考慮)。

2.2.2. 熱容量基準

定常状態で設備の潮流が熱容量を超過しないこと。

2.2.3. 電圧基準

電圧変動範囲は、設備健全時及びN-1条件時のいずれにおいても±10%まで。

2.3. 電力系統計画および解析

2.3.1. Kirindiwela-Padukka間の220kV送電線の必要性

JICA調査チームは、Kirindiwela-Padukka間の220kV送電線無しの条件で2019年断面の潮流解析を実施し、Biyagama-Pannipitiya間220kV送電線1回線事故時に、同一区間の残り回線が過負荷となることを確認した。Kirindiwela-Padukka間の220kV送電線ありの条件では、Biyagama-Pannipitiya間220kV送電線1回線事故時であっても残り回線は過負荷とならず特段問題はない。

2.3.2. 送電線計画停止中の潮流解析

十分な連続期間、供給支障を伴わずに送電線を計画停止することが可能ならば、その送電線のルートを活用し、同一の線下補償条件での送電線建替えが期待できる。JICA調査チームは、サブプロジェクト4および7について、送電線計画停止中の潮流解析を実施した。

2.3.2.1. サブプロジェクト4

サブプロジェクト4は、Kolonnawa-Pannipitiya間132kV送電線の建替である。軽負荷時および水力発電所からの出力最大の条件では潮流面で特に問題はなかったが、極端な渇水期に相当する火力発電所からの出力最大の条件では、一部送電線が過負荷となった。このため、当該区間の停止工事は、渇水期を避けて実施するべきである。

2.3.2.2. サブプロジェクト7

サブプロジェクト7は、Polpitiya-Kiribathkumbura-Ukuwela-Naula-New Habarana 間 132kV 送電線の建替である。Kiribathkumbura - Ukuwela - Naula-New Habarana 間については、火力発電所からの出力最大の条件では、一部送電線が過負荷となった。Polpitiya-Kiribathkumbura 間については、火力発電所からの出力最大の条件の他、水力発電所からの出力最大でかつ夜間ピーク需要の条件でも一部送電線が過負荷となった。Polpitiya - Kiribathkumbura - Ukuwela-Naula-New Habarana 間 132kV 送電線建替については別ルートの確保が可能である。CEB では通常は送電線計画停止中の事故までは考慮していないものの、建替工事中に送電線の一部区間を計画停止すれば信頼度は低下するため、別ルートでの建替とすべきである。

2.3.3. サブプロジェクトによるロス低減

JICA 調査チームは、サブプロジェクト1～7のロス低減を計算した。ロス低減は、全サブプロジェクトが実施された場合の全系の送電ロスと、各サブプロジェクトが実施されない場合の全系の送電ロスとを比較して計算した。後述の EIRR 計算はこのロス低減効果を含むものである。

第3章 設備設計に係わる検討

3.1. IEE 報告書の進捗状況

JICA 調査チームは、CEB による IEE 報告書の準備状況および中央環境局(CEA)の審査状況の確認を行った。CEB によれば、IEE 報告書の準備状況および CEA による審査状況は以下のとおり：

サブプロジェクト 1:

CEB は 2014 年 10 月の最初の週に CEA への Subproject 1 の IEE 報告書を提出。CEA からまだコメントされていない。

サブプロジェクト 2:

CEB は CEA へ Subproject 2 の IEE 報告書を提出済み。CEA からまだコメントされていない。

サブプロジェクト 6:

CEB は、2014 年 10 月中旬に CEA へ Subproject 6 の IEE 報告書を提出する予定。

サブプロジェクト 7:

CEB は 2014 年 10 月 9 日に CEA へ Subproject 7 の IEE 報告書を提出。CEA からコメントはまだ届いていない。

3.2. 各 Subproject に係わる検討

JICA 調査チームは、CEB が作成したスコープ及び現地調査、協議を通し、各サブプロジェクトに関する各種検討を行ない以下の内容を事業スコープとした：

3.2.1. サブプロジェクト-1

3.2.1.1. 現状

電力消費の中心であるコロomboは、2022年に Kerawalapitiya 変電所および Kelanitissa 変電所より地中送電網を使用して供給される計画である。しかし、CEBの系統解析によると、Veyangoda 変電所、Kirindiwela 変電所間に 220kV 送電線による連携がない場合、Kerawalapitiya 変電所、Port 変電所の地中送電線が平常状態で過負荷になることが予想されている。

また、Kosgama 変電所、Seethawaka 変電所エリアは Polpitiya 変電所より供給されているが、現状の Lynx は電線の許容温度が 54℃と低く、今後、急速な電力需要により送電容量不足となることが予想されている。

CEB から与えられた系統データに基づく系統解析の結果、220kV Kirindiwela - Padukka 送電線は 2019 年で必要になることが確認された、また、その区間を 400kV 送電線にする必要性の時期については 2023 年においては確認できなかった。しかしながら、以下の前提条件において、400kV 送電線を当初から建設し当面 220kV 運転することを推奨する：

- 1) CEB が揚水発電所の建設を 2025 年頃に計画している、
- 2) 当該送電線区間が系統の中央に位置していることから、大規模な電源開発計画の建設工程の変動によっては 400kV 送電線の必要性時期が変動し、前倒しになる可能性がある、
- 3) 当該送電線建設予定地域において、将来 400kV 送電線を別途建設する場合には、そのルート確保が困難になると思われる、
- 4) CEB は今後 400kV 送電網を南の Hambantota からコロombo近傍を通過し東海岸の Sampoor まで構築することを計画している。

3.2.1.2. スコープ

上記の状況を解決するため、つぎに示す増強工事を行う。本プロジェクトにおける増強概要を図 3-1 に示す。

<工事内容>

- Kirindiwela 220/132kV 開閉所 (新設)
- Kirindiwela 220/33kV 変電所(新設)
- 220kV の Biyagama - Kotmale 送電線の Kirindiwela GS への引込
Double in and out, 220kV, 2xZebra, 2cct 1.0km
- Biyagama 変電所と Kotmale 変電所の既存 220kV 保護・制御設備の改造
- 220kV Veyangoda - Kirindiwela 送電線 (新設)
220kV, 2xLL-ACSR Zebra-eq, 2cct, 17.5km
- 220kV Veyangoda 変電所 (増設)
- 400kV Kirindiwela - Padukka 送電線 (新設) ※運用開始時 220kV 運用
400kV, 4xZebra, 2cct, 20.0km
- 220kV Padukka 変電所 (増設)

- 132kV Kirindiwela - Kosgama 送電線 (増設)
132kV, 1xLL-ACSR Zebra-eq 10.0km
- 132/33kV Kosgama 変電所 (増設)
- 132/33kV Seethawaka 変電所 (増設)

<当初計画からの変更点>

- 経済性評価の結果、220kV Veyangoda – Kirindiwela 線、132kV Kirindiwela- Kosgama 線、132kV Kirindiwela – Kosgama 線の電線を Zebra から LL-ACSR Zebra-eq に変更。
- 220kV Veyangoda – Kirindiwela 送電線を引き込むため、支障となる Veyangoda 変電所内外の使用されていない鉄塔 2 基の除却を追加。

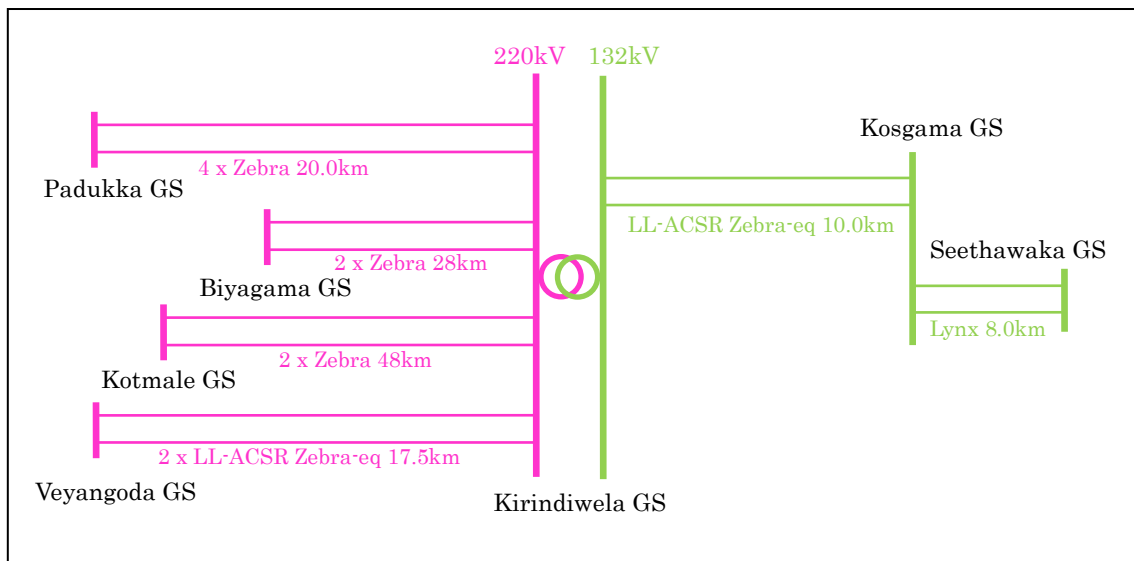


図 3-1 プロジェクト後の系統状態 (Sub-Project 1)

3.2.2. サブプロジェクト-2

3.2.2.1. 現状

現在、Thulhiriya 変電所は 132kV Kolonnawa – Polpitiya 送電線より供給されているが、この送電線は建設年が 1959 年と古く送電容量が低いことに加え、亘長が長いこと送電ロスが大きい。このため、今後、増大する要求に対し容量不足が予想される。

3.2.2.2. スコープ

上記の状況を解決するため、つぎに示す増強工事を行う。本プロジェクトにおける増強概要を図 3-2 に示す。

<工事内容>

- 132kV Veyangoda - Thulhiriya T/L(新設)
132kV, 2xZebra, 2cct, 28.0km
- Thulhiriya 変電所 (増強)

- Veyangoda 変電所 (132kV 側増強)
- <当初計画からの変更点>
- Thulhiriya 変電所のガントリーが新たに新設する 132 kV Thulhiriya – Veyangoda 送電線引込にあわないため、ガントリーを新設し、既設ガントリーを除却することを追加。

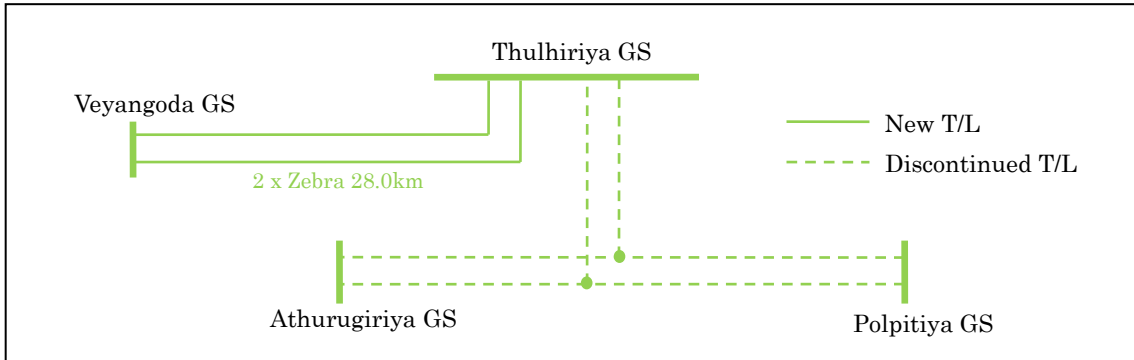


図 3-2 プロジェクト後の系統状態 (Sub-Project 2)

3.2.3. サブプロジェクト-3

3.2.3.1. 現状

需要が急速に伸びている Battaramulla エリアは、現在、Sri Jayawardanapura 変電所より供給されている。しかし、今後の需要の増加に対し容量が不足することが予想される。

3.2.3.2. スコープ

上記の状況を解決するため、つぎに示す増強工事を行う。本プロジェクトにおける増強概要を図 3-3 に示す。

<工事内容>

- 132/33kV Battaramulla 変電所(新設)
- 132kV Kolonnawa - Athurugiriya 送電線の上記変電所への引込
- Kolonnawa と Athurugiriya 変電所の既存の 132kV 保護・制御設備の改造

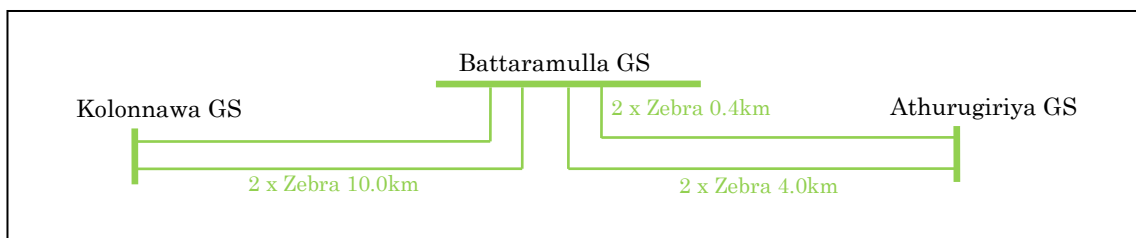


図 3-3 プロジェクト後の系統状態 (Sub-project 3)

3.2.4. サブプロジェクト-4

3.2.4.1. 現状

132kV Kolonnawa – Pannipitiya 送電線は 40 年以上前に建設されているため、

設備は古く、また、送電線は許容温度が 54℃と低いため送電容量が少ない。需要が伸びているエリアであるため、今後、容量不足が予想される。

3.2.4.2. スコープ

上記の状況を解決するため、つぎに示す増強工事を行う。本プロジェクトにおける増強概要を図 3-4 に示す。

<工事内容>

- 132kV の Kolonnawa - Pannipitiya 送電線（建替）
132kV, 1xLL-ACSR Zebra-eq, 2cct, 12.9km
- 上記既設送電線の撤去
132kV, 1xLynx, 2cct, 12.9km

<当初計画からの変更点>

- 経済性評価の結果、132kV Kolonnawa – Pannipitiya 線の電線を Zebra から LL-ACSR Zebra-eq に変更。

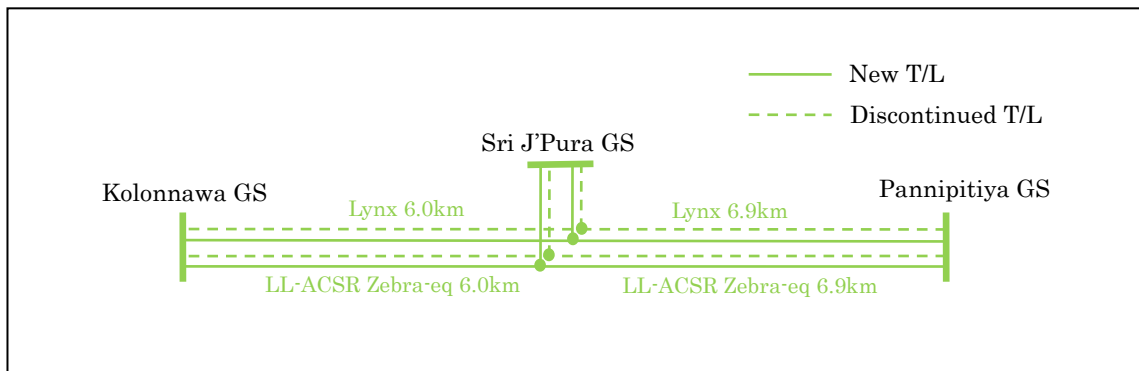


図 3-4 プロジェクト後の系統状態 (Sub-project 4)

3.2.5. サブプロジェクト-5

3.2.5.1. 現状

サブプロジェクト 4 と同様に奔走電線により供給されるエリアの電力需要は急速に伸びている。しかし、本線路も同様に送電容量が少なく今後の需要の伸びを考慮すると容量が不足することが予想される。

3.2.5.2. スコープ

上記の状況を解決するため、つぎに示す増強工事を行う。本プロジェクトにおける増強概要を図 3-5 に示す。

<工事内容>

- 132kV Pannipitiya – Ratmalana 送電線（建替）
132kV, 1xLL-ACSR Zebra-eq, 2cct, 7.0km
- 上記既設送電線の撤去
132kV, 1xLynx, 2cct, 7.0km
- Ratmalana 変電所の改造

- Pannipitiya 変電所の改造

<当初計画からの変更点>

- 経済性評価の結果、132kV Pannipitiya - Ratmalana 線の電線を Zebra から LL-ACSR Zebra-eq に変更。
- 仮線路による鉄塔建替を行うため No.17 鉄塔から Ratmalana 変電所までの約 1km 区間の仮設線路建設と撤去を追加。

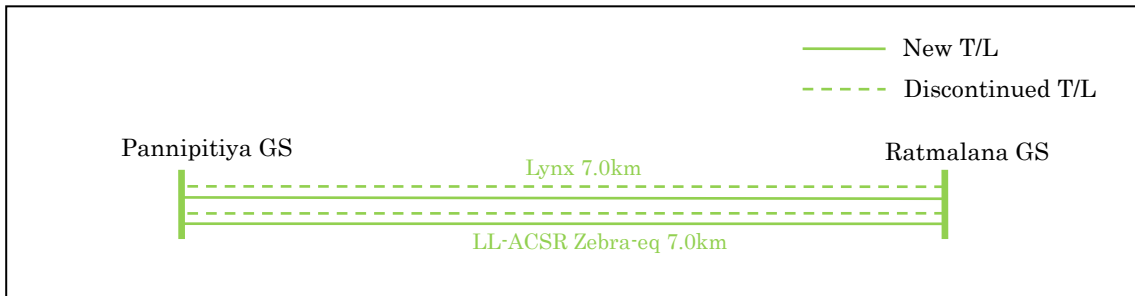


図 3-5 プロジェクト後の系統状態 (Sub-project 5)

3.2.6. サブプロジェクト-6

3.2.6.1. 現状

現在、電力消費地であるコロンボに供給する 220kV 送電線は Mahaweli からの 1 ルートだけであり、系統の信頼性に課題がある。

3.2.6.2. スコープ

上記の状況を解決するため、つぎに示す増強工事を行う。本プロジェクトにおける増強概要を図 3-6 に示す。

<工事内容>

- 220kV Kothmale - Polpitiya 送電線 (新設)
220kV, 2xLL-ACSR Zebra-eq, 2cct, 23.0km
- 220kV Kotmale 開閉所 (増設ほか)

<当初計画からの変更点>

- 経済性評価の結果、220kV Kothmale - New Polpitiya 線の電線を Zebra から LL-ACSR Zebra-eq に変更。
- Kothmale 変電所において 220kV Kothmale - New Polpitiya 線のペイを建設するため、使用されていない 132kV ペイの除却を追加。

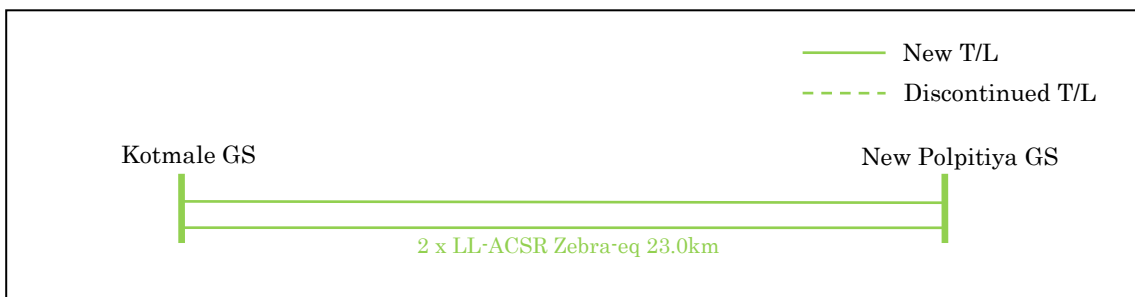


図 3-6 プロジェクト後の系統状態 (Sub-project 6)

3.2.7. サブプロジェクト-7

3.2.7.1. 現状

需要の増加している北部および東部に供給している本送電線は 40 年以上前に建設され、また送電容量が小さいため需要の増加に対応できないことが予想されている。

3.2.7.2. スコープ

上記の状況を解決するため、つぎに示す増強工事を行う。本プロジェクトにおける増強概要を図 3-7 に示す

< 工事内容 >

- 132kV Polpitiya - Kiribathkumbura 送電線 (建替)
132kV, 1xLL-ACSR Zebra-eq, 2cct, 52.0km
- 132kV Kiribathkumbura - Ukuwela 送電線 (建替)
132kV, 1xLL-ACSR Zebra-eq, 2cct, 30.0km
- 132kV Ukuwela - New Habarana 送電線 (建替)
132kV, 1xLL-ACSR Zebra-eq, 2cct, 82.0km
- 既存 132kV 送電線の撤去
132kV, 1xLynx, 2cct, 164.0km

< 当初計画からの変更点 >

- 経済性評価の結果、132kV Polpitiya - Kiribathkumbura 線、Kiribathkumbura - Ukuwela 線、Ukuwela - New Habarana 線の電線を Zebra から LL-ACSR Zebra-eq に変更。
- 132kV Ukuwela - New Habarana 線と Naula 変電所との接続を追加。

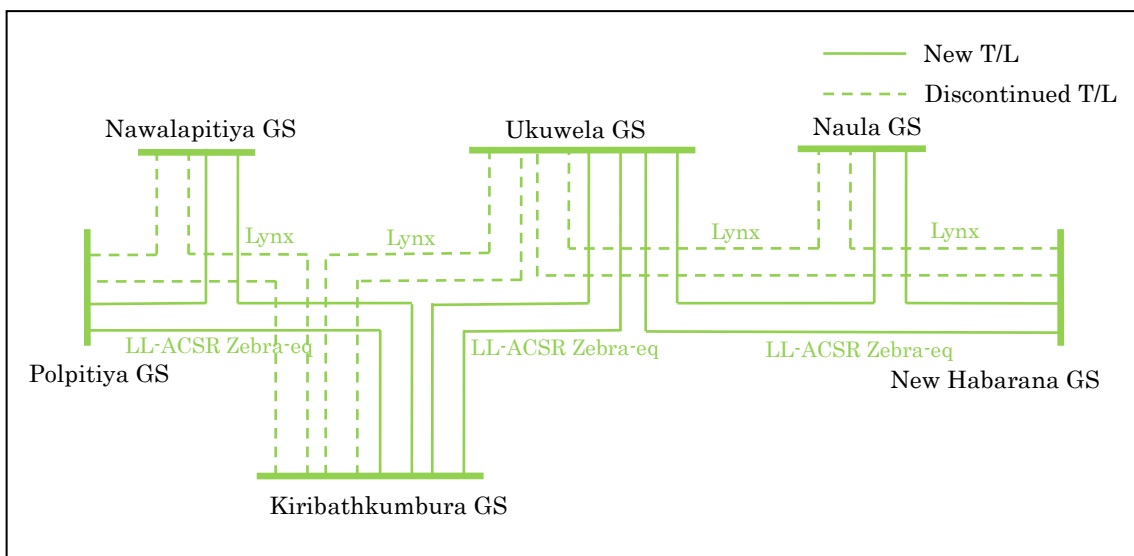


図 3-7 プロジェクト後の系統状態 (Sub-project 7)

3.2.8. サブプロジェクト-8

- Dehiwala Area Office 敷地内へ、10 MVA x 2 –33/ 11 kV PSS - GIS PSS(Council lane PSS)の建設、Dehiwala GSS からの 33kV 3C/ 240mm² UG ケーブル、Galvihara 付近の Dehiwala GSS F1/ F3 33kV 架空線接続点からの 33kV/ XLPE/ Cu/ 3C/ 240 mm² 地中ケーブル設置。
- マウントラビニヤバス停付近の CEB 敷地内へ、5 MVA x 2 – 33/ 11 kV PSS – GIS の建設、Dehiwala GSS F6/F8 架空線接続点からの 33 kV/ XLPE/ Cu/ 3C/ 240 mm² 地中線ケーブル設置。
- Dehiwala GSS と Dehiwala PSS 間への 33 kV/ XLPE/ Cu/ 3C/ 240mm² 地中線の設置。
- 6カ所の Radial Substation (RSS)の設置と PSS-RSS 間接続または RSS-RSS 間接続用 11 kV/ XLPE/ Cu/ 3C/ 240 mm² 地中ケーブルの設置。
- PSS または RSS からの既設 11kV 架空線の負荷分割用 11 kV/ XLPE/ Cu/ 3C/ 95 mm² ケーブルの設置。
- 長距離ケーブル (2.0km 以上) 中間地点と、架空 33kV 線接続点へのスイッチ設置、老朽化 RMU の取り替え。
- 地中線測定工具、機材、工専用自動車、スペアパーツと CEB スタッフのトレーニング費用。
- SCADA システムと光ケーブル、遠方制御型 LBS/ ACB スwitchの設置。

3.2.8.1. 費用精算

CEB DD4 より提出された値である。地中ケーブル、パネル、ピラースイッチ等は CEB 単価表より積算、その他は過去の同種工事を参考にエスカレーション分を考慮して積算した値。特殊車両は、見積もり実績値、測定機材はインターネット調査価格。

3.2.8.2. 設計内容

DML(Dehiwala Mount Lavinia)エリアの設計は、プロジェクトの実施後も引き続き既設の架空線を用いる設計となっている。PSS と RSS を新設し、これらに地中幹線ケーブルを用いて電源の供給を行うとともに、これらから既設架空配電線への電源供給を行う。これによって、負荷分割によるロス低減、MV 線事故発生時の供給信頼度の確保などを指向している。

プロジェクトの実施に際して、4カ所の用地取得が必要となる。RSS 用の一カ所は図書館の駐車場用地で 11 月または 12 月には取得完了の見込みである。他の三カ所は今後取得作業が必要となる。※道路敷地と河川敷地近傍

これ以外のカ所はすべて CEB の既存用地を用いて工事を行う。

ケーブルルートは全て工事実施可能である。新設 PSS と RSS の建屋図面詳細は現時点では決定していない。

3.2.8.3. MV 配電線の系統分析

1) 既設配電線問題点

MV 配電線シミュレーションは SynerGEE®を用いて実施した。ここでは、既設配電設備の幾つか問題点を例示している。プロジェクト8実施予定エリアの既設配電線では、電圧低下、MV 配電線故障発生時の切り替え送電不可能地域、配電線の過負荷、PSS の変圧器の過負荷が現在または近い将来発生することを例示。

2) 関連変電所の容量と配電線フィーダー容量の確認

2024 年までのシミュレーションを実施。プロジェクトの実施によって、変電所レベルにおける地域供給力が確保されると共に、過負荷に至る変電所が無いことを確認した。配電線フィーダー容量の確認の結果、一部の配電線送り出し箇所では 8 年から 9 年後に OCR 設定値の超過が見込まれる。ただしこれらのフィーダーは、将来的に更に負荷分割を行うことによって、過負荷の解消が見込まれる。

3) プロジェクト実施後の非常時分析

プロジェクト実施後の故障発生時分析は 2024 年について実施した。SynerGEE®上で、配電線フィーディングポイントのスイッチを解放して配電線事故のシミュレーションし、他配電線からの供給可否を分析。PJ に関連する配電線フィーダースwitchを解放し、他配電線からの送電が滞りなく行われていることを確認した。

※非常時分析によって問題が発生していないことから常時供給状態においては、各種問題が発生していない判断した。

3.2.9. サブプロジェクト-9

- 33/11 kV (Capacity 2 X 10 MVA) Koswatta PSS設置
- 11kV RSSの新設
- Densil Kobbekaduwa Mawatha33kV架空線接続点からKoswatta PSSへの 240mm² / 1C 33kV XLPE地中ケーブル設置。
- 240 mm²/3C 33 kV XLPE 地中ケーブルと関連工事。
- PSS-RSS間接続用400mm² / 1C 11kV XLPE地中ケーブルの設置と関連工事。
- PSS-RSS間接続用240mm² / 3C 11kV XLPE地中ケーブルの設置と関連工事。
- RSS間接続用95 mm²/ 3C 11 kV XLPE地中ケーブルの設置と関連工事。
- 光ケーブル設置
- 11kVコンパクト変圧器の設置立て替え
- 11 kV 屋内変圧器の建設、RMU、変圧器、低压配電盤の設置
- 低压地中ケーブルと関連工事（フィーダーピラー、ミニフィーダーピラー、

240mm²/4C Al UG Cables, 95mm²/4C AL UG Cables)

- 配電工事用特殊車両 (Lorry mounted 6 ton crane (Lorry should be able to carry 10 tons), Fork lift, Cable trailer)
- 地中配電線測定機材
- Pelawatta 33/11 kV PSS建設 (Transformers Panels (33 kV & 11 kV), SCADA component)
- Training (配電計画、自家用または最終顧客への接続、運用と保守、自動化設備の運用、CEBコロombo市と異なる、新スイッチまたは新機材の使用方法)

3.2.9.1. 費用積算

CEB DD3 より提出された値である。地中ケーブル、パネル、ピラースイッチ等は CEB 単価表より積算、その他は過去の同種工事を参考にエスカレーション分を考慮して積算した値。特殊車両は、見積もり実績値、測定機材はインターネット調査価格。

3.2.9.2. 設計内容

PJ にて、既設 MV 架空線の地中化工事を実施。既設架空線の撤去工事は、CEB 自身のローンで実施する。MVUG ケーブルを埋設する幹線沿いに面した箇所の低圧配電線は今回のプロジェクトにて地中化する。幹線道路以外の低圧配電線はその路地の入り口の柱に低圧地中配電線を立ち上げ既設架空配電線にて供給する。

1 箇所の PSS 新設、1 箇所の PSS 立替、7 箇所の RSS 新設、7 箇所の屋内変電所、64 箇所のコンパクト変圧器設置を計画。

プロジェクトの実施に際して、29 カ所の用地取得が必要である。PSS 用地が 1 つ (民地)、RSS 用地が 7 (官地 : 6、民地 1)、コンパクト変圧器用地が 22 (官地 : 16、民地 2、不明 : 4)。これら用地取得依頼は Urban Develop Authority に取得依頼を実施済みであり、11 月または 12 月までには手続き (用地取得) が完了する予定である。他の土地は CEB 所有地を用いる。ケーブル敷設用の道路掘削は、Urban Develop Authority に申請することによって、許可証の取得が可能。ケーブルルートに関する設計は完了しているが、PSS や RSS に関する詳細設計は未実施とのこと。なお、PSS に関しては、LECO の Nawala PSS 設計を採用したいとのこと。また、ケーブルルートは全て工事実施可能である。

3.2.9.3. MV 配電線の系統分析

1) 既設配電線問題点

既設 MV 配電線シミュレーションはプロジェクト 8 エリアと同様に、SynerGEE®.を用いて実施した。プロジェクトを実施しない場合、配電線事故発生時の切り替え操作後に配電線の過負荷が発生する。

2) 関連変電所の容量と配電線フィーダー容量の確認

2024 年までの計画値を確認。プロジェクトの実施によって、変電所レベルにお

ける地域供給力が確保されると共に、過負荷に至る変電所やフィーダーが無いことを確認した。

3) 非常時分析

プロジェクト8同様に、故障発生時分析は、SynerGEE®上で、配電線フィーディングポイントのスイッチを解放して配電線事故のシミュレーションし、他配電線からの供給可否を分析。PJに関連する配電線フィーダースwitchを解放し、他配電線からの送電が滞りなく行われていることを確認した。

※非常時分析によって問題が発生していないことから常時供給状態においては、各種問題が発生していないと判断した。

3.3. 本邦企業の優位性について

3.3.1. 送電関連

3.3.1.1. 低損失電線(LL-ACSR)

本プロジェクトに関し調査団は送電損失低減のため低損失電線(LL-ACSR)の導入検討を行った。低損失電線と既存電線との比較を図3-8に示す。

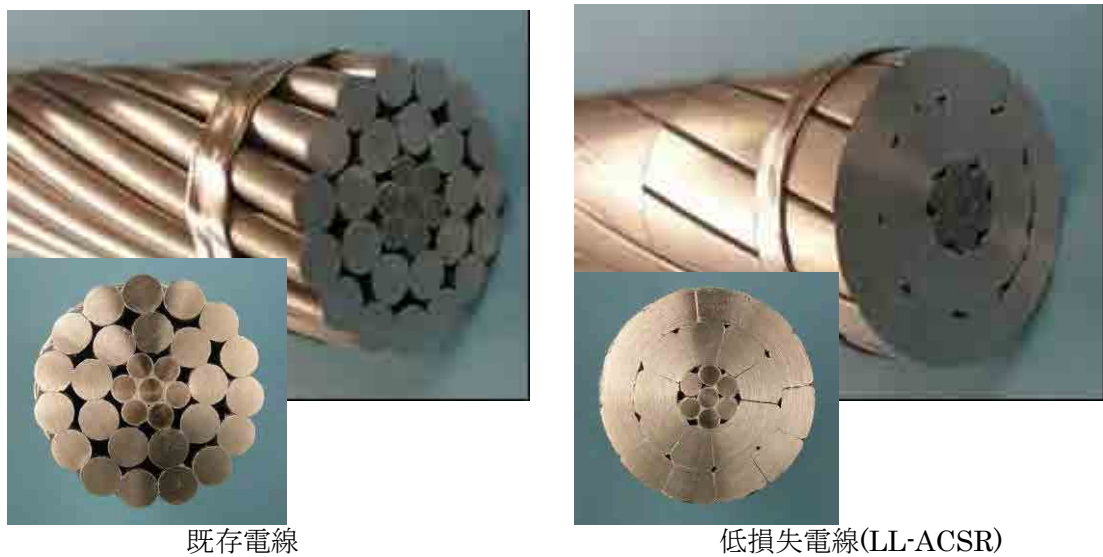


図 3-8 既存電線と低損失電線

低損失電線の特徴は台形アルミ素線を使用し導体面積を増加させ、抵抗値を低減するほか、鋼線を細くし鋼部分の面積を減少させて、さらに導体の占有面積を増加させている。

これを実現するためには高強度の鋼線を使用する必要がある。しかし、耐久性の高い高強度の鋼線の製造には高い技術が必要とする。

本邦企業は高強度の鋼線(1960MPaのUGSや1770MPaのAC線)を使用したLL-ACSRの製造に関し、20年以上の製造経験と2000km以上の製造実績をもち、他国にはない国際的に高い信頼性を有している。

3.3.1.2. CIB 工法

仮線路建設には PC 鋼棒を敷設したコンクリート基礎や H 鋼を打設した鋼材基礎が一般的に用いられる。しかし、これらの工法は撤去時のコンクリート破砕撤去や H 鋼打設などにより騒音が発生するため住宅地での適用は困難である。

このような場合、日本では CIB(Cast Iron Block)を使用した仮鉄塔を建設している。CIB 工法は金属ブロックの積み込みだけで、杭の打設が不要であるため、仮鉄塔箇所の土地所有者や周辺住人の了解が得られやすい。

CIB 工法の状況図を図 3-9 に示す。



CIB を使用した基礎



CIB

図 3-9 CIB 工法

この CIB 工法は東京電力と日本工営により特許取得されており、本プロジェクトでは 132kV Pannipitiya – Ratmalana 送電線の建替工事に適用できると考えられる。

3.3.2. 配電関連

3.3.2.1. 配電設備 (プロジェクト 8、プロジェクト 9)

プロジェクト 8、プロジェクト 9 とも CEB の保有する技術で建設が可能である。機材に関して CEB は IEC 規格に基づいた CEB 規格を定めている。IEC 規格に適合した機材であれば、日本企業の製品導入が可能である。

ある日本企業で、パッドマウント型の LBS を製造している。もし、このパッドマウント型の LBS 仕様が、CEB の設計要求 (回路数、電流容量、電圧、遠方制御の可否 等) を満たせば、RSS 用のコンクリート建屋が不要となるため、日本企業の優位性があると考えられる。ただし、導入に際しては、CEB 仕様の制定が必要と考えられる。



図 3-10 パッドマウント型の LBS (例)

3.3.2.2. 工事用車両(プロジェクト 8、プロジェクト 9)

プロジェクト 8、プロジェクト 9において CEB DD4 と CEB DD3 とも同一の車両を要求している。これらの車両は工事を効率的に行うために必要不可欠なばかりでなく、CEB における保守作業においても活用が可能である。

これらの車両は、日本企業以外でも製造が可能であることから、日本企業の優位性はないと考えられる。工事用車両の例を以下に示す。

<p>Cable trailer</p>	<p>Fork lift</p>	<p>Lorry mounted 6 ton crane(Lorry should be able to carry 10 tons)</p>

図 3-11 配電プロジェクト用の建設工事車両 (例)

3.3.2.3. 工具、測定器(プロジェクト 8、プロジェクト 9)

プロジェクト 8 とプロジェクト 9 において、CEB DD4 と CEB DD3 は CEB コロンボ市を参考に同一の工具、測定器材を要求している。これらの工具と測定機材は CEB が、地中線保守を行う上で欠かせない機材である。これらの機材は、一般的な機材であり、日本企業の優位性はないものの、日本企業でも製造可能である。従って、日本企業の製品が、CEB の要求性能に適合すれば、参入の機会がある。

さらに、もし CEB がケーブルルートトレースならびに事故点探査を AC 信号によって一つの機材で実施可能な測定器を考慮すれば、日本企業のみが入札に参加できる。反射時間検出方式の事故点探査装置は、事故点距離算出用のパルス伝搬

第3章 設備設計に関わる検討

速度設定のためにケーブルパラメータの入力が必要であるが、今回紹介した日本製機材は、ケーブルパラメータの入力が不要である。この機材に併せて、マレーループ方式の故障距離算出機材を用いるとケーブル故障点探査時間短縮が可能となる。機材（例）の写真を以下に示す。

		
Cable Fault Locator (Time Domain Reflector)	Cable Route Locator	Cable Identifier
		
Phase Sequence Meter	MV Phasing Tester	MV Voltage Detector
		
Sheath Fault Locator	Cable condition monitor	Digiphone
		
Portable Generator	Insulation Tester	Testing and Fault Locating Unit




		 <p>(Source: Togami Electric brochure)</p>
<p>AC Testing Unit</p>	<p>DC Testing Unit</p>	<p>Cable route tracer/ faulty point detector (AC signal detecting method) and HV Bridge (Murrey loop method) set.</p>

図 3-12 測定試験機材 (例)

第4章 事業パッケージ及び契約条項

4.1. 事業パッケージ

JICA 補足調査チームは、CEB が本事業に適用しようとしている事業パッケージについて以下の通り確認した。

- 1) パッケージ1 : 送電線建設 (里側 : サブプロジェクト 1-5 の送電線部分)
- 2) パッケージ2 : 変電所建設 (サブプロジェクト 1-7 の変電所部分)
- 3) パッケージ3 : 送電線建設 (山側 : サブプロジェクト 6-7 の送電線部分)
- 4) パッケージ4 : 配電線建設 (サブプロジェクト 8 と 9)

CEB は、特殊車両として別途 1 つのパッケージを提案したが、その種類と金額が比較的小さいことから、送電と配電のパッケージに含めることとした。

4.2. 契約条項

事業を実施するコントラクターの契約条項は、FIDIC イエロー・ブック(1999)をベースとし MDB 版に適合するための変更を加えたものを使用する。

第5章 事業実施スケジュール

本事業は、送電線建設で高所作業の工事を伴うことから、「施工時の安全対策の注意が特に必要な案件」に分類される。よってコンサルタント選定は、QBSにて行う予定。従って、技術プロポザルの第一順位を決め、契約価格は、1 番札会社との契約交渉にて決定する予定。また、コントラクターの選定は、Single-stage, Two-envelope, 従って評価は技術評価と価格評価の 2 段階となる。

5.1. 前回 JICA 調査の事業スケジュールとの比較

前回の JICA 調査（2014 年 2 月実施）時の事業スコープからの変更点として、スリランカでの最初の 400kV 送電線が導入されることとなった。送電線の設備設計に必要な系統検討や送電線の基本的な設計が CEB により実施されていることから、事業スケジュールは前回想と変更はない。従って、（1）設計・入札：15 ヶ月、（2）工事：24 ヶ月及び瑕疵担保期間：12 ヶ月、計 51 ヶ月とする。

5.2. IEE 報告書、用地取得の工程

IEE 報告書の進捗状況については、3.1 で記述のとおりであるが、ほとんどの IEE 報告書が CEB から中央環境局（CEA）へ提出されているが、CEA からのコメント受領、最終化へは今後 3, 4 ヶ月かかると予想される。

又、CEB によれば事業に係わる用地取得については、今月（2014 年 11 月）設立される予定の CEB の事業監理ユニット（PMU）により今後実施される予定。よって、事業スケジュールへの影響はないものと思われる。

5.3. 第 46 次円借款の設計・入札部分

JICA は、今回当該第 45 次円借款のコンサルタント行務に第 46 次円借款コンサルタント行務の設計・入札部分を組み込むこととしていることから、その部分の事業工程も検討を行い、第 45 次円借款の設計・入札部分と同様 15 ヶ月とした。



図 6-2 活線保守工具

第7章 事業費用

7.1. 計算条件

事業費用の見積もり条件は、以下のとおりとする：

- 費用見積りのための基準年： 2014/8
- 為替レート：
 - 1.00 US ドル= 107.1 円
 - 1.00 US ドル= 130.2 LKR
 - 1.00 LKR = 0.823 円、
- エスカレーションレート
 - 外貨の年平均： 2.0%
 - 現地通貨の年平均： 3.8%
- 予備費
 - 建設： 5.0%
 - コンサルタント： 5.0%
- 管理費
 - (ベース費用+エスカレーション+予備費) x 1%
- 補償及び用地取得費用
 - (ベース費用+エスカレーション+予備費) x 3%

7.2. サブプロジェクト別の建設費

サブプロジェクト別の建設コストは、表 7-1 に示す通りである。

表 7-1 サブプロジェクト別建設費

Subproject	FC (JPY)	LC (LKR)	Total (JPY)
Subproject 1 Inc. vehicles and equipment	5,954,711,165	1,494,640,000	7,184,799,885
Subproject 2	734,840,240	405,810,000	1,068,821,870
Subproject 3	1,225,670,856	263,086,000	1,442,190,634
Subproject 4	248,989,221	177,762,000	395,287,347
Subproject 5	644,633,022	159,410,000	775,827,452
Subproject 6	1,012,577,730	421,580,000	1,359,538,070
Subproject 7	3,209,830,890	1,909,030,000	4,780,962,580
Subproject 8	1,184,203,961	302,470,000	1,433,136,771
Subproject 9	1,378,353,436	542,310,416	1,824,674,908
Total	15,593,810,520	5,676,098,416	20,265,239,517

7.3. 事業パッケージ別の建設費

事業パッケージ別の建設費は、表 7-2 に示す通りである。

表 7-2 事業パッケージ別建設費

Package	Related Project	FC (JPY)	LC (LKR)	Total (JPY)
Package 1	Transmission lines of Subproject 1 - 5 Inc. equipment for T/L	4,143,594,338	1,611,072,000	5,469,506,594
Package 2	Substations of Subproject 1 - 7 Inc. vehicles and equipment for SS	5,222,143,446	913,796,000	5,974,197,554
Package 3	Transmission lines of Subproject 6 - 7	4,092,943,540	2,306,450,000	5,991,151,890
Package 4	Distribution (Subproject 8, 9)	2,562,557,396	844,780,416	3,257,811,679
Total		16,021,238,720	5,676,098,416	20,692,667,717

7.4. コンサルティング・サービス費用

コンサルティング・サービス費用は、表 7-3 に示す通りである。

表 7-3 コンサルティング・サービス費用

Item	FC (JPY)	LC (LKR)	Total (JPY)
Remuneration	1,314,100	480,283	1,709,373
Direct Cost	302,620	367,645	605,192
Total	1,616,720	847,928	2,314,565

コンサルティング・サービスの人月表は以下の点を考慮し作成した：

- 1) 事業範囲が全国に分布している、
- 2) 400,220,132kV 送電線の線路こう長が 285km と長い、
- 3) 220,132kV 変電所が 16 箇所と多い、
- 4) 設計から契約調印までの期間が 15 ヶ月と比較的短い、

- 5) 工事監理期間が24ヶ月と比較的短い、
- 6) エンジニアや専門家の種類は、実施中の大コロポ送変電案件と同等のものを採用している。

上記のとおり、事業規模、事業エリア、事業工程を考慮すると人月スケジュールに示すコンサルタント（人月）は妥当である。

第8章 ロス低減量の検討

8.1. 低ロス電線によるロス低減量

8.1.1. 計算条件

送電ロス低減量の算定は次の条件で実施した。

力率:0.9

負荷率:0.631

導体抵抗:Zebra 0.0841 Ω/km (63°C)

LL-ACSR Zebra-eq 0.0621 Ω/km (61°C)

8.1.2 計算結果

各プロジェクトにおいて、LL-ACSR を導入した際の送電ロス低減量を表 8-1 に示す。

表 8-1 各プロジェクトの送電ロス低減量

Transmission Line	Line Length (km)	Peak Load in 2019	Duration of Balance (Year)	Annual Loss Savings (MWh/cct)	Loss Saving Rate (%)
Project 1: 220kV Veyangoda - Kirindwela TL (double)	17.5	140.5	6.0	18.9	26.2
Project 1: 132kV Kirindwela - Kosgama TL (single)	10.0	42.6	5.9	9.7	26.2
Project 4: 132kV Kolonnawa - Sri J Pura TL (single)	6.0	68.4	2.3	24.9	26.2
Project 4: 132kV Sri J Pura - Panipitiya TL (single)	6.9	46.3	5.0	11.4	26.2
Project 5: 132kV Ratmalana - Panipitiya TL (single)	7.0	25.0	17.1	3.3	26.2
Project 6: 220kV Kothmale - New Polpitiya TL (double)	23.0	126.2	7.4	15.3	26.2
Project 7: 132kV Polpitiya - Nawalapitiya TL (single)	7.0	64.6	2.6	22.2	26.2
Project 7: 132kV Polpitiya - Moragolla TL (single)	16.5	24.8	17.3	3.3	26.2
Project 7: 132kV Nawalapitiya - Kiribathkumbura TL (single)	45.0	50.5	4.2	13.6	26.2
Project 7: 132kV Moragolla - Kiribathkumbura TL (single)	45.3	51.4	4.0	14.1	26.2
Project 7: 132kV Kiribathkumbura - Ukuwela TL (single)	30.0	28.7	12.9	4.4	26.2
Project 7: 132kV Ukuwela - Naula TL (single)	45.0	37.8	7.5	7.6	26.2
Project 7: 132kV Ukuwela - New Habarana TL (single)	80.0	49.5	4.4	13.1	26.2
Project 7: 132kV Naula - Habarana TL (single)	34.0	65.5	2.5	22.9	26.2

8.2. 配電ロスの低減

プロジェクト8とプロジェクト9とも、MV 配電線ロスの計算は SynerGEE©によって計算された。SynerGEE©には、MV 電線パラメータ、変圧器容量、配電線フィーダー部電流を入力することによって、ロスのシミュレーションが実施される。

現在、DD3 ならびに DD4 とも MV/LV 配電用変圧器や LV 線の管理は行っていない事から、これらの設備の正確なロス把握することは困難であると判断した。一方、MV 配電戦線ロスの評価は、フィーダー電流を入力することによって比較的容易に正確な値を算出することが可能である。

プロジェクト8では、新設する PSS や RSS に地中線によって送電を行い、既設 MV 架空配電線の負荷分割を実施する。このため、MV/LV 変圧器と LV 配電線のロスはプロジェクトの前後で変化しない。

プロジェクト9では、既設の LV 線抵抗値と PJ 実施後の LV 線抵抗値を算出した。電線の断面積毎に電流値を案分して LV ロス値の想定を行ったところ、プロジ

第8章 ロス低減量の検討

プロジェクトの実施後に LV 配電線のロスが 34.9%減少するという見込みが得られた。

以上の結果より、MV/LV 変圧器と LV 線のロス計算は省略することと判断した。

プロジェクト8とプロジェクト9ともに、プロジェクトの実施後に MV 配電線のロス低減によって EIRR の値の向上に寄与することが期待される。

-Project 8-

Table 8-1 Losses of the existing system without the project

year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Demand (MVA)	41.9	43.6	45.4	47.2	49.1	51.0	54.1	57.4	60.8	64.5	68.4
Peak Loss in MV distribution system (KW)	530	573	620	670	724	783	880	988	1110	1247	1401
Loss %	1.70	1.77	1.84	1.91	1.99	2.07	2.19	2.33	2.47	2.62	2.78

Table 8-2 Losses of the proposed system (after completing the UG project)

year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Demand (MVA)	41.9	43.6	45.4	47.2	49.1	51.0	54.1	57.4	60.8	64.5	68.4
Peak Loss in MV distribution system (KW)	419	445	489	529	571	618	693	778	874	981	1102
Loss %	1.19	1.22	1.28	1.33	1.39	1.44	1.53	1.62	1.72	1.82	1.93

Table 8-3 Effect of Loss reduction

year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Power Saving at peak time by UG project (kW)	111	128	131	141	153	165	187	210	236	266	299
Annual saving (MWh)	797	919	941	1,013	1,099	1,185	1,343	1,508	1,695	1,911	2,148
Energy loss reduction %	21	22	21	21	21	21	21	21	21	21	21
Expected Saving (LKR mil)	24	28	28	30	33	36	40	45	51	57	64

Expected load factor-82%

Expected highest generation cost-30.00 LKR/kWh

--Project 9 (DD3) Area--

Table 8-4 Losses of the existing system without the project

year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Demand (MVA)	14.5	15.1	15.6	20.1	20.5	20.9	21.4	21.8	22.3	22.7	23.2
Peak Loss in MV distribution system (kW)	129	138	147	220	229	239	248	258	269	280	291
Loss %	2.06	2.14	2.21	2.60	2.65	2.71	2.77	2.88	2.88	2.94	3.00

Table 8-5 Losses of the proposed system (after completing the UG project)

year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Demand (MVA)	15.0	15.5	16.1	19.8	20.2	20.5	21.0	21.4	21.8	22.3	22.8
Peak Loss in MV distribution system (KW)	24	26	26	42	69	45	47	48	51	53	55
Loss %	0.47	0.49	0.5	0.60	0.60	0.63	0.64	0.65	0.66	0.67	0.70

Table 8-6 Effect of Loss reduction

year	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Power Saving at peak time by UG project (kW)	105	112	121	178	160	194	201	210	218	227	236
Annual saving (MWh)	552	589	636	936	841	1,020	1,056	1,104	1,146	1,191	1,240
Energy loss reduction %	81	81	82	81	70	81	81	81	81	81	81
Expected Saving (LKR mil)	10	10	11	17	15	18	19	20	20	21	22
Expected Saving (LKR mil)	16.56	17.66	19.08	28.07	25.23	30.59	31.69	33.11	34.37	35.74	37.21

Expected load factor-60%

Average Unit energy cost - 17.7 Rs/kWh (According to CEB statistical digest 2013)

Expected highest generation cost-30.00 LKR/kWh (Considering the generation unit cost of highest cost power plant in Sri Lanka)

第9章 経済的内部収益率(EIRR)の検討

9.1. EIRR 計算項目

EIRR 計算に要する項目を以下に示す。

- 1) 経済支出
 - 経済費用
 - 運転・保守費用

- 2) 経済便益
 - 損失低減による便益 (送配電)
 - 非供給エネルギーに伴う便益 (配電)
 - 需要抑制回避に伴う便益 (配電)

9.2. EIRR 算出結果

EIRR 算出結果を表 9-1 に示す。なお、プロジェクトの耐用年数は 30 年を想定している。

表 9-1 EIRR 算出結果

Subproject	EIRR
1	2.60%
2	5.84%
3	-3.48%
4	4.98%
5	-4.72%
6	14.58%
7	0.21%
8	61.45%
9	43.66%
Total	18.97%

第10章 二酸化炭素排出削減量の算定

10.1. 算出方法

- 送変電システム

各サブプロジェクトの実施による送変電システムにおける二酸化炭素削減量の計算方法をつぎに示す。

(Step 1)

2019年断面における各状況(TMNP, TMDP, HMNP, HMDP, OP)の総損失を系統解析により算出する。(Case A)

(Step 2)

サブプロジェクト 1 ケースを除外し 2019年断面における各状況(TMNP, TMDP, HMNP, HMDP, OP)の総損失を系統解析により算出する。(Case B)

(Step 3)

各プロジェクトにおいて Case A と Case B を比較する。

(Step 4)

次式により二酸化炭素削減量を計算する。

$$[\text{二酸化炭素削減量}] = [\text{各プロジェクトの最大ロス削減量}] \times [\text{運転時間}] \times [\text{Load Loss Factor(LLF)}] \times [\text{二酸化炭素排出係数}]$$

- 配電システム

配電システムにおける二酸化炭素削減量の計算をつぎに示す。

(Step 1)

2019年断面における既設のMV配電システムの総損失を各サブプロジェクトについて SynerGEE®により算出する。(既設 MV システム)

(Step 2)

2019年断面における本プロジェクト提案のMV配電システムの総損失を各サブプロジェクトについて SynerGEE®により算出する。(提案 MV システム)

(Step 3)

各プロジェクトにおいて既設 MV システムと提案 MV システムを比較する。

(Step 4)

次式により二酸化炭素削減量を計算する。

$$[\text{二酸化炭素削減量}] = [\text{各プロジェクトの既設 MV システムと提案 MV システムとの差}] \times 8760 \text{ 時間} \times [\text{Load Loss Factor(LLF)}] \times [\text{二酸化炭素排出係数}]$$

10.2. 送配電プロジェクトの二酸化炭素削減量

各プロジェクトの2019年断面における最大損失削減量を表10-1に示す。

表 10-1 送配電システムの最大損失削減量(2019年断面)

Subproject	Maximum Loss Reduction	Condition of Power System Analysis
1	4.24 MW	TMNP
2	0.66 MW	TMDP
3	0.32 MW	HMDP
4	0.53 MW	TMNP
5	0.08 MW	TMNP
6	2.72 MW	TMNP
7	3.44 MW	TMNP

上記結果より算出した各プロジェクトの二酸化炭素削減量を表10-2に示す。

表 10-2 送配電システムにおける二酸化炭素削減量(2019年断面)

Subproject	CO2 reduction
1	11,367 tCO2
2	1,769 tCO2
3	858 tCO2
4	1,421 tCO2
5	214 tCO2
6	7,292 tCO2
7	9,222 tCO2

10.3. 配電システムの二酸化炭素削減量

MV配電システムにおける2019年断面の年間損失低減量を表10-3に、二酸化炭素低減量を表10-4に示す。

表 10-3 配電システムの最大損失削減量(2019年断面)

Subproject	Loss Reduction
8	1,185 MWh/ year
9	1,020 MWh/ year

表 10-4 配電システムの二酸化炭素削減量(2019年断面)

Subproject	CO2 reduction
8	815 tCO2
9	701 tCO2

第11章 運用効果指標

11.1. 運用効果指標の選定

本プロジェクトでは、運用効果指標として以下を想定している。

- 変圧器設備稼働率 (%)
- 送電線設備稼働率 (%)
- 送電損失率 (%)
- 配電損失率 (%)
- 年間平均停電時間 (: SAIDI) (分/年)
- 変圧器設備容量 (kW)

11.2. 目標値の設定

本プロジェクトでは、プロジェクト完成後約 2 年を目処とした目標年の目標値を設定している。結果を以下に示す。

表 11-1 変圧器稼働率の目標値

Name of GS or SS	Target (2021)
220/132kV Tr. at Kirindiwela SS	29.2%
220/33kV Tr. at Kirindiwela GS	50.6%
132/33kV Tr. at Battaramulla GS	38.1%

表 11-2 送電線設備稼働率の目標値

Name of Transmission Line	Target (2021)
220kV Veyangoda - Kirindiwela TL	26.3%
220kV Kirindiwela – Padukka TL	10.3%
132kV Kirindiwela - Kosgama TL	30.2%
132kV Thulhiriya - Veyangoda TL	15.2%
132kV Kolonnawa – Sri J’Pura TL	26.4%
132kV Sri J’Pura - Pannipitiya TL	13.6%
132kV Pannipitiya - Ratmalana TL	16.0%
220kV Kothmale – New Polpitiya TL	14.4%
132kV Polpitiya - Nawalapitiya TL	63.4%
132kV Polpitiya - Moragolla TL	45.3%
132kV Nawalapitiya - Kiribathkumbura TL	58.8%
132kV Moragolla - Kiribathkumbura TL	65.8%
132kV Kiribathkumbura - Ukuwela TL	23.2%
132kV Ukuwela - Naula TL	41.6%
132kV Naula – New Habarana TL	53.5%

表 11-3 送電損失率の目標値

Name of Transmission Line	Target (2021)
220kV Veyangoda - Kirindiwela TL	0.16%
220kV Kirindiwela – Padukka TL	0.07%
132kV Kirindiwela - Kosgama TL	0.20%
132kV Thulhiriya - Veyangoda TL	0.28%
132kV Kolonnawa – Sri J’Pura TL	0.12%
132kV Sri J’Pura - Pannipitiya TL	0.34%
132kV Pannipitiya - Ratmalana TL	0.10%
220kV Kotmale – New Polpitiya TL	0.13%
132kV Polpitiya - Nawalapitiya TL	0.59%
132kV Polpitiya - Moragolla TL	0.44%
132kV Nawalapitiya - Kiribathkumbura TL	1.50%
132kV Moragolla - Kiribathkumbura TL	1.65%
132kV Kiribathkumbura - Ukuwela TL	0.43%
132kV Ukuwela - Naula TL	1.12%
132kV Naula – New Habarana TL	1.15%

表 11-4 配電損失率の目標値

Project implementation area	Target (2021)
Dehiwala Mount Lavinia (Subproject 8)	1,508 MWh/ year
Battaramulla area (Subproject 9)	1,104 MWh/ year

表 11-5 SAIDI の目標値

Project implementation area	Target (2021)
Dehiwala Mount Lavinia area (Subproject 8)	1,440 Min.
Battaramulla area (Subproject 9)	362 Min.

表 11-6 変圧器設備容量の目標値

Project implementation area	Target (2021)
Dehiwala Mount Lavinia area (Subproject 8)	30 MVA
Battaramulla area (Subproject 9)	10 MVA