

スリランカ国

スリランカ国
電力セクターマスタートープラン実現に
向けた能力向上プロジェクト
事業完了報告書

2023年2月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

委託先
中部電力株式会社
日本工営株式会社

社基
JR
23-015

目次

第1章 プロジェクトの概要	1
1. 1 プロジェクトの背景.....	1
1. 2 プロジェクトのスケジュール.....	1
1. 3 プロジェクト体制.....	2
第2章 プロジェクトの目的及び目標	5
2. 1 プロジェクトの目的.....	5
2. 2 上位目標.....	5
2. 3 プロジェクト目標.....	5
2. 4 期待される成果.....	5
第3章 活動内容	7
3. 1 専門家活動実績.....	7
3. 2 ワークプランの変更.....	8
3. 3 ワーキンググループ設立.....	9
3. 4 コロナ禍での対応.....	12
3. 5 キャパシティアセスメント.....	15
3. 6 合同調整委員会（JCC：Joint Coordination Committee）.....	17
3. 6. 1 第1回合同調整委員会（2020年7月8日）.....	17
3. 6. 2 第2回合同調整委員会（2021年7月30日）.....	18
3. 6. 3 第3回合同調整委員会（2022年7月5日）.....	19
3. 6. 4 第4回合同調整委員会（2022年11月22日）.....	20
3. 6. 5 プロジェクト指標（Indicator）の設定.....	21
3. 7 各ワーキンググループ（WG）活動.....	24
3. 7. 1 WG1 活動.....	24
3. 7. 2 WG2 活動.....	42
3. 7. 3 WG3 活動.....	69
3. 8 他ドナー支援状況.....	87
3. 9 ビデオ会議システムの機材供与.....	99
3. 10 JICA 広報対応.....	100
3. 11 技術セミナーの実施.....	101
3. 11. 1 第1回技術セミナー（2020年12月15日）.....	101
3. 11. 2 第2回技術セミナー（2021年12月22日）.....	104
3. 12 制度・政策セミナーの実施.....	106
3. 12. 1 第1回制度・政策セミナー（2021年8月17日）.....	107
3. 12. 2 第2回制度・政策セミナー（2022年1月20日）.....	109
3. 13 停電対策機器の調達.....	111
3. 14 本邦研修（2022年12月6日～17日）.....	112
第4章 プロジェクト実施運営上の課題・工夫・教訓（業務実施方法、運営体制等）	119
第5章 プロジェクト目標の達成度	121
5. 1 プロジェクト目標の達成度.....	121
5. 2 DAC6項目によるプロジェクトの評価.....	123
5. 3 プロジェクトデザインマトリクス.....	126
5. 4 C/Pによる評価.....	131
第6章 上位目標の達成に向けての提言	143
6. 1 JICA 専門家からの提言.....	143
6. 2 C/PのAction Plan.....	153
第7章 技術移転資料	159

附属資料目次

附属資料 1	キャパシティアセスメントレポート英版 // 和版
附属資料 2	第 1 回 JCC 参加者リスト
附属資料 3	第 1 回 JCC 発表資料
附属資料 4	第 2 回 JCC 参加者リスト
附属資料 5	第 2 回 JCC 発表資料
附属資料 6	第 3 回 JCC 参加者リスト
附属資料 7	第 3 回 JCC 発表資料
附属資料 8	第 3 回 JCC Minutes of Meeting
附属資料 9	第 4 回 JCC 参加者リスト
附属資料 1 0	第 4 回 JCC 発表資料
附属資料 1 1	第 4 回 JCC Minutes of Meeting
附属資料 1 2	長期電源拡充計画の策定状況
附属資料 1 3	第 1 回技術セミナー発表資料
附属資料 1 4	第 2 回技術セミナー発表資料
附属資料 1 5	第 1 回制度・政策セミナー発表資料
附属資料 1 6	第 2 回制度・政策セミナー発表資料
附属資料 1 7	WG1 技術移転資料
附属資料 1 8	WG2 技術移転資料
附属資料 1 9	WG3 技術移転資料
附属資料 2 0	Verification Sheet (WG2)
附属資料 2 1	Technical Verification Test (WG3-1)
附属資料 2 2	Technical Verification Test (WG3-2)

図目次

図 1-1	スケジュール	2
図 1-2	プロジェクト体制	3
図 3-1	ワーキンググループの体制	9
図 3-2	遠隔活動のイメージ	14
図 3-3	第 1 回 JCC の様子	18
図 3-4	第 2 回 JCC の様子	19
図 3-5	第 3 回 JCC の様子	20
図 3-6	業務フローチャート (WG1 制度政策)	25
図 3-7	Roof Top PV FIT 改定	28
図 3-8	業務フローチャート (WG1 再エネ導入許可制度の合理化)	29
図 3-9	再エネ導入許可プロセスに関する協議	32
図 3-10	財務分析に関する協議	33
図 3-11	FIT 料金設定についての協議	34
図 3-12	CEB 上層部 (Hendahewa AGM (中央ネクタイの方)) への FIT 改定説明	34
図 3-13	想定される改定までのマイルストーン及び取り組み体制	35
図 3-14	DGM から技術移転への期待が示されている様子	35
図 3-15	JICA 専門家から先進国調整力市場について説明している様子	36
図 3-16	C/P からフィリピンの電力市場について発表する様子	36
図 3-17	将来の需給調整市場のあるべき姿について協議している様子	36
図 3-18	「財務予測モデル」のエクセルシート (イメージ)	39
図 3-19	「定期的な電気料金上昇ケース」の予測結果	40
図 3-20	各工程の平均所要日数	41
図 3-21	C/P へ説明・意見交換の様子	41
図 3-22	業務フローチャート (VRE 発電量予測)	42
図 3-23	業務フローチャート (需給運用)	47
図 3-24	第一世代の再エネモデル一覧	49
図 3-25	第二世代の再エネモデル一覧	49
図 3-26	再エネモデルを用いた故障模擬	50
図 3-27	故障模擬における発電機出力、周波数、電圧の推移	51
図 3-28	日本での VRE 制御の通信方法	55
図 3-29	RED の段階的な将来の組織像	55
図 3-30	RED の段階的な将来のシステム構成	56
図 3-31	日本の中央給電指令所における再エネ制御システムとその他システムの接続構成	56
図 3-32	C/P 考案の RED の将来像	57
図 3-33	業務フローチャート (VRE 大量導入に向けた対策)	57
図 3-34	エネルギー貯蔵システムの使用用途	59
図 3-35	再エネ電源と蓄電池を用いた実証研究の概要図	59
図 3-36	VRE 導入比率ごとの系統安定化対策一覧	60
図 3-37	蓄電池種別ごとの特徴	61

図3-38	蓄電池容量の決定手法イメージ	61
図3-39	蓄電池容量毎のVRE抑制量削減効果	62
図3-40	SNSP許容値算定のシミュレーション方法イメージ	63
図3-41	業務フローチャート(揚水発電に係る地質調査)	64
図3-42	故障記録の整理と分析	70
図3-43	パイロットプロジェクトの実施状況	72
図3-44	スマートメータを活用した停電情報のシステム連系図	76
図3-45	ValachchenaiGSS F5系統図	79
図3-46	Power flow at the boundary meter point between DD1 and DD2 in 33 kV Valachchenai Feeder 5 having 10 MW class solar-PV generator	79
図3-47	TL-007変圧器二次側LV配電系統図	81
図3-48	Ethulkotte、TL-007二次側配電線シミュレーションモデル	82
図3-49	LV系統での負荷変動に対するC/Pアクションプラン例	84
図3-50	MRによる三次元映像遠隔コミュニケーション	85
図3-51	C/Pによる体験状況	86
図3-52	日本から指示(左) 指示を受けた現地技術者の視点(右)	86
図3-53	第1回技術セミナーの様子	101
図3-54	第2回技術セミナーの様子	104
図3-55	各電力設備の視察の様子	114
図3-56	研修施設視察の様子	115
図3-57	その他研究設備等の視察の様子	116
図5-1	再エネ導入新ガイドラインによる導入手続き改善に対する評価結果	135
図5-2	法令改定による改善に対する評価結果	135
図5-3	オンラインシステム導入による再エネ導入手続き改善に対する評価結果	136
図5-4	理解度自己評価結果	137
図5-5	各C/Pのテスト結果	139
図5-6	各対策機器のテスト結果	139
図5-7	各C/Pのテスト結果	140
図5-8	負荷変動抑制に関する分野別理解度	141
図6-1	市場整備イメージ	144
図6-2	中部電力における日射量観測ポイント	146
図6-3	日本におけるInbalance制度	147
図6-4	VRE発電量予測の精度評価結果(WPP3改良後)	149

表目次

表 1-1	JICA 専門家.....	3
表 3-1	専門家活動実績.....	7
表 3-2	スリランカ側のワーキンググループメンバー.....	10
表 3-3	プロジェクトにおける工夫点.....	13
表 3-4	キャパシティアセスメント項目.....	16
表 3-5	プロジェクト指標.....	21
表 3-6	上位目標の指標.....	22
表 3-7	活動の着眼点.....	24
表 3-8	インプット項目.....	26
表 3-9	調査対象国.....	28
表 3-10	インプット内容.....	30
表 3-11	問題提起と対策案の検討.....	31
表 3-12	新ガイドラインの基調と内容.....	31
表 3-13	オンラインシステムの内容.....	31
表 3-14	2022 年 8 月の電気料金改定後の CEB 財務計画.....	39
表 3-15	説明した事例.....	41
表 3-16	インプット項目.....	42
表 3-17	選択項目.....	43
表 3-18	実施項目.....	44
表 3-19	CEB の実施項目.....	44
表 3-20	インプット項目.....	47
表 3-21	選択項目.....	48
表 3-22	インプット項目.....	58
表 3-23	インプット項目.....	60
表 3-24	インプット項目.....	64
表 3-25	選択項目.....	65
表 3-26	実施項目.....	65
表 3-27	提案項目.....	66
表 3-28	パイロットプロジェクト配電線.....	71
表 3-29	ARC 導入フィーダの導入前後（想定効果）の SAIFI および SAIDI.....	73
表 3-30	ARC 導入対象フィーダの導入前後の樹木接触による故障件数.....	73
表 3-31	OCI 導入フィーダの導入前後（想定効果）の SAIFI および SAIDI.....	74
表 3-32	OCI 導入フィーダの導入前後の OC 故障件数.....	74
表 3-33	Seethawaka F1 の 2022 年度想定故障データ（TSS 導入有無）.....	74
表 3-34	Progress of Battle of Solar Energy as of December 2018.....	77
表 3-35	VRE 大量導入の中圧配電線.....	78
表 3-36	MV 系統での負荷変動対策へのアクションプラン例.....	80
表 3-37	BESS 導入と従来対策によるコスト評価.....	83
表 3-38	ADB の支援状況.....	87

表 3-3 9	AFD の支援状況.....	9 2
表 3-4 0	IFC の支援状況.....	9 7
表 3-4 1	USAID の支援状況.....	9 7
表 3-4 2	Chemonics の支援状況.....	9 8
表 3-4 3	ビデオ会議システムの供与機材.....	9 9
表 3-4 4	第 1 回技術セミナー参加者.....	1 0 1
表 3-4 5	第 1 回技術セミナーの概要.....	1 0 3
表 3-4 6	第 2 回技術セミナー参加者.....	1 0 4
表 3-4 7	第 2 回技術セミナーの概要.....	1 0 6
表 3-4 8	第 1 回制度・政策セミナーの参加者一覧.....	1 0 7
表 3-4 9	第 1 回制度・政策セミナーの概要.....	1 0 9
表 3-5 0	第 2 回制度・政策セミナーの参加者一覧.....	1 0 9
表 3-5 1	第 2 回制度・政策セミナーの概要.....	1 1 1
表 3-5 2	停電対策機器の区分と調達結果.....	1 1 2
表 3-5 3	研修の目標と項目.....	1 1 3
表 5-1	制度・政策テーマにおける WG1 メンバーによる理解度自己評価結果.....	1 3 1
表 5-2	FIT 改定テーマにおける WG1 メンバーによる理解度自己評価結果.....	1 3 2
表 5-3	FIT 改定テーマにおける WG1 メンバーによる理解度自己評価結果.....	1 3 3
表 6-1	日本の住宅用 PV システムの価格分布.....	1 4 3
表 6-2	Rooftop PV の FIT 改定に関する取り組み.....	1 5 3
表 6-3	将来の需給調整市場設立に向けての取り組み.....	1 5 3
表 6-4	現行 CEB 電気料金の ToU 部分.....	1 5 3
表 6-5	CEB 財務体質改善に向けての取り組み.....	1 5 4
表 6-6	再エネ開発許可の合理化に向けての取り組み.....	1 5 4
表 6-7	VRE 予測、需要予測システム、RED に関する取り組み.....	1 5 5
表 6-8	蓄電池に関する取り組み.....	1 5 5
表 6-9	揚水発電所に関する取り組み.....	1 5 5
表 6-1 0	Grid Code 改訂に関する取り組み.....	1 5 5
表 6-1 1	停電記録の有効活用に関する取り組み.....	1 5 6
表 6-1 2	停電対策機器の水平展開に関する取り組み (CEB)	1 5 6
表 6-1 3	停電対策機器の水平展開に関する取り組み (LECO)	1 5 6
表 6-1 4	負荷変動を測定・対処できる要員数強化へのアクションプラン.....	1 5 7
表 6-1 5	低圧配電系統のデータ整備、システム化へのアクションプラン.....	1 5 7
表 6-1 6	配電系統連系条件の早期改善へのアクションプラン.....	1 5 7

略 語 表

略 語	英 語 表 記	日 本 語
ADB	Asian Development Bank	アジア開発銀行
AFD	French Development Agency	フランス開発機構
ARC	Abrasion Resistance Cover	耐摩耗性電線カバー
BESS	Battery Energy Storage System	バッテリーエネルギー貯蔵システム
CA	Capacity Assessment	キャパシティアセスメント
CD	Capacity Development	キャパシティディベロプメント
CEB	Ceylon Electricity Board	セイロン電力庁
CF	Capacity Factor ⁴⁵	設備利用率
C/P	Counter Part	カウンターパート
DC	Direct Current	直流
DD	Distribution Division	配電部(CEB)
DR	Demand Response	デマンド・レスポンス
EP	Energy Permit	再エネ開発承認
FIP	Feed in Premium	フィードインプレミアム
FIT	Feed in Tariff	固定価格買取制度
FLS	Fault Locating System	故障点標定装置
FRT	Fault Ride Through	系統擾乱時における運転継続性能
GFD	Ground Fault Detector	地絡故障点探査装置
HVDC	High Voltage Direct Current	高圧直流送電
IFC	International Finance Corporation	国際金融公社
IMF	International Monetary Fund	国際通貨基金
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
JCC	Joint Coordinating Committee	合同調整委員会
JICA	Japan International Cooperation Agency	独立行政法人国際協力機構
LECO	Lanka Electricity Company	ランカ電力会社
LOLP	Loss-of -Load Probability	供給信頼度の指標
LTGEP	Long Term Generation Expansion Plan	長期電源開発計画
LTDP	Long Term Transmission Development Plan	長期送電開発計画
LV	Low Voltage	低圧
MOPE	Ministry of Power and Energy	電力エネルギー省
MP	Master Plan	マスタープラン
MR	Mixed Reality	複合現実
MV	Medium Voltage	中圧
NCP	Novo Curto Prazo(New short term)	短期需給計画システム
NW	Net Work	ネットワーク

OCI	Over Current Indicator	過電流表示器
OJT	On the Job Training	オン・ザ・ジョブ・トレーニング
PA	Provisional Approval	再エネ開発仮承認
PCS	Power Conditioning Subsystem	パワーコンディショナーシステム
PDM	Project Design Matrix	プロジェクトデザインマトリックス
PSPP	Pumped Storage Power Plant	揚水発電所
PSS/E	Power system simulator for engineering	技術者向け系統解析ソフト
PUCSL	Public Utility Commission of Sri Lanka	公益事業委員会
PV	Photovoltaics	太陽光発電
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
RoCoF	Rate of change of frequency	周波数変化率
RED	Renewable Energy Desk	再エネ制御システム
SAIDI	System Average Interruption Duration Index	平均停電継続時間指標
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index	平均停電回数指標
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition	監視制御システム
SCC	System Control Center	系統運用センター
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming	需給計画システム
SEA	Sustainable Energy Authority	持続可能エネルギー推進機構
SNSP	System Non-Synchronous Penetration	非同期電源比率
SVR	Step Voltage Regulator	自動電圧調整器
TSS	Time Sequential Sectionalizer	時限順送装置
TVR	Thyristor type step Voltage Regulator	サイリスタ式自動電圧調整器
USAID	U.S.Agency for International Development	米国国際開発研究所
VPP	Virtual Power Plant	仮想発電所
VRE	Variable Renewable Energy	変動性再生可能エネルギー
WG	Working Group	ワーキンググループ
WP	Work Plan	ワークプラン

第1章 プロジェクトの概要

1. 1 プロジェクトの背景

2017年度に国際協力機構（以下「JICA」）が策定した「電力マスタープラン」（以下「MP」）では、①経済性を重視するシナリオ、②環境への負荷軽減を重視するシナリオ及び③エネルギー安全保障・経済性・環境のバランスを重視したシナリオの3つが検討され、電力・エネルギー・ビジネス開発省（Ministry of Power, Energy and Business Development）及びセイロン電力庁（Ceylon Electricity Board、以下「CEB」）は③を優先シナリオとして選定した。

風力及び太陽光等の再生可能エネルギー（以下「再エネ」）のポテンシャルに恵まれているスリランカ国では、供給信頼度やコストに配慮しつつ、今後大量に開発される見込みの再エネを電力系統に円滑に統合するための計画的な設備投資及び系統運用の柔軟性確保に向けた対応が必要となっている。

MPでは、このシナリオを実現するための優先課題として、配電損失率や供給信頼度の改善のための配電部門の運用高度化等が提案されている。

スリランカ国電力マスタープラン実現に向けた能力向上プロジェクト（以下「プロジェクト」）は、最適な電源構成を実現し再生可能エネルギーの導入を促進するため、変動性再エネへの対応策検討、送配電網増強や供給信頼度向上のための対応策検討、グリッドコード改訂や出力の予測・管理技術向上を支援するとともに、財務管理能力に関する CEB 等の組織的能力を強化することを目的としている。

1. 2 プロジェクトのスケジュール

プロジェクトのスケジュールを図1-1に示す。プロジェクト開始時に新型コロナウイルス（COVID-19）により海外渡航が制限されることとなったため、2020年4月～2021年9月及び2021年12月に計画していた現地渡航での活動については、日本から遠隔で開催した。全団員のワクチン接種が完了したため、2021年10月及び2022年1月以降は団員を厳選し現地での活動を実施した。また、現地渡航が遅れた影響から、一部の配電線信頼度向上機器（故障点標定装置、時限順送装置）の調達時期を後ろ倒ししていたが、スリランカ経済危機の影響により C/P の判断のもと、調達の中止を決定した。また、COVID-19 の影響に伴う日本政府の水際対策を踏まえ後ろ倒しとしてきた本邦研修についても、2022年10月の水際対策の見直しに伴い、2022年12月に実施した。

Year, Month	2020			2021			2022			2023							
	4-6	7-9	10-12	1-3	4-6	7-9	10-12	1-3	4-6	7-9	10-12	1-3					
Period	Phase 1						Phase 2										
Activity in Sri Lanka	1-1	1-2	1-3	1-4	1-5	1-6	1-7	1-8	1-9	1-10	1-11,12	2-1	2-2	2-3	2-4		
Pilot Project	Countermeasure against power failure						Assessment, Training, Pilot Project implementation						Follow-up Phase				
	Analysis of situation and causes, Study for countermeasure to improve reliability						Installation (OCI, ARC, GFD)			Test and evaluation			Evaluation of cost effectiveness, economical analysis				
	Load fluctuation control						Measuring/Modelling load fluctuation			procurement			Measuring/Modeling				
	Canceled Battery Energy Storage System(BESS) Pilot Project due to Budget limitation(MV) and No Cost Effectiveness(LV)																
PSPP (Pump Storage Power Plant)	Investigation on the desk			Site survey and training on the field			Review			F/S with ADB Fund(Out of scope in this project)							
JCC (Joint Coordinating Committee)	▲ On-site training on the desk			▲ On-site Training (Inception Stage)			▲ On-site Training (Final Stage)										
Seminar in Sri Lanka	▲ 1st JCC			▲ 2nd JCC			▲ 3rd JCC			▲ 4th JCC							
Training in Japan	▲ 1st Technical Seminar			▲ 1st Seminar of System and Policy in Power Sector			▲ 2nd Seminar of System and Policy in Power Sector										
Submission Report	Work Plan	▲ CA Report	▲ Monitoring Sheet No.1	▲ Monitoring Sheet No.2	▲ Monitoring Sheet No.3	▲ Monitoring Sheet No.4	▲ Monitoring Sheet No.5	▲ Progress Report No.1	▲ Progress Report No.2	▲ Progress Report No.3	▲ Progress Report No.4	▲ Progress Report No.5	▲ CD Report	▲ Revised Work Plan	▲ Procurement Plan Report(OCI, ARC, C&out, GFD, Measuring instrument)	▲ Final Report (Draft) Procurement Plan Report(TSS/FLS)	▲ Final Report

[出所] JICA 専門家チーム

図 1-1 スケジュール

1.3 プロジェクト体制

相手国実施機関は次の通りである。

- ・実施機関：セイロン電力庁（CEB）
- ・CEB の関係部局：

<上位機関>

電力省（Ministry of Power and Energy、以下「MOPE」）

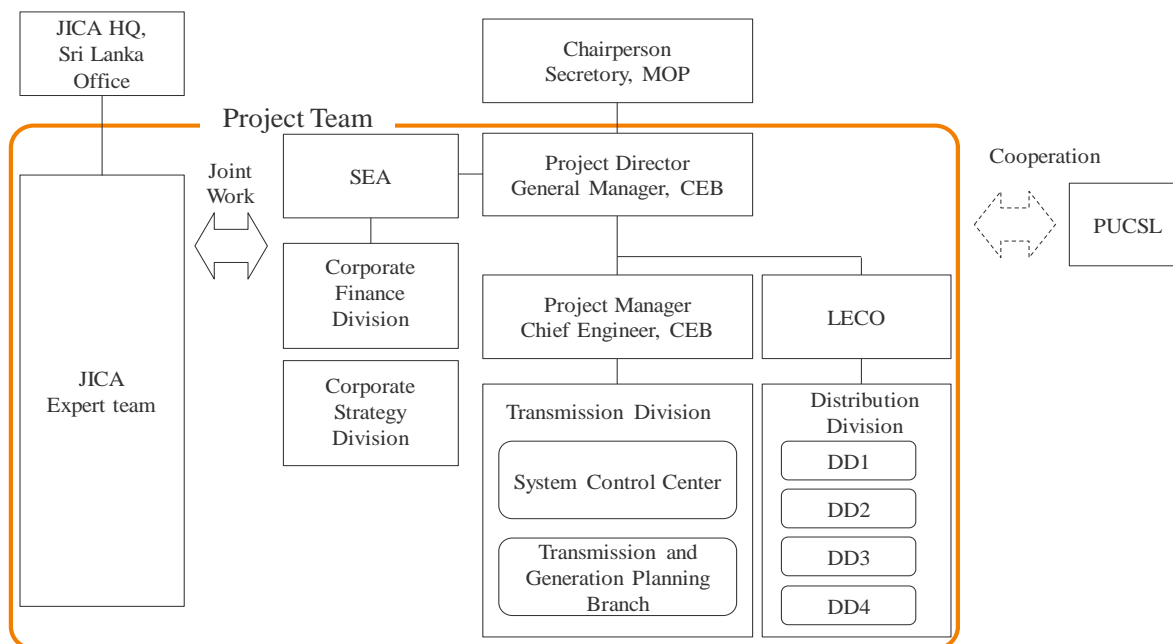
<関係機関>

スリランカ公共事業委員会（Public Utility Commission of Sri Lanka、以下「PUCSL」）

持続可能エネルギー局（Sustainable Energy Authority、以下「SEA」）

ランカ電力会社（Lanka Electricity Company、以下「LECO」）

本プロジェクトの実施体制を図 1-2 に示す。CEB がメインカウンターパートとなりプロジェクトを進めた。



[出所] JICA 専門家チーム

図 1-2 プロジェクト体制

プロジェクトに従事する JICA 専門家を表 1-1 に示す。

表 1-1 JICA 専門家

No.	氏名	担当
1	平野 晶	業務主任者／電力戦略
2	吉田 俊貴	副業務主任者／電力戦略
3	谷畑 治	電力制度・政策
4	三井 真一(～2021年6月30日) 高田 翔午(2021年8月1日～)	再生可能エネルギー
5	蒔田 勇作	経済財務
6	Suresh Chand Verma	需給運用
7	高見澤 悠	電力系統(計画、運用)
8	安常 秀信(～2022年6月30日) 山家 慎一郎(2022年7月1日～)	電力系統(解析)
9	松川 宗夫	気象予測／電力需要予測
10	高津 賢一郎(～2022年6月30日) 水野 龍之介(2022年8月1日～)	蓄電池等エネルギー需給管理
11	式町 浩二	配電技術
12	西川 幸司(～2020年9月30日) 神谷 幸洋(2020年10月1日～)	配電(計画、設計、工事)／業務調整
13	和田 正樹	水力土木(計画、設計、工事)
14	新宮 弘久	地質

[出所] JICA 専門家チーム

第2章 プロジェクトの目的及び目標

2.1 プロジェクトの目的

スリランカ国政府は、MP の実施促進を図るため、提言された優先課題の実施能力強化のための技術協力を日本政府に要請した。プロジェクトでは、それらの中でも特に、最適な電源構成を実現し再生可能エネルギーの導入を支援するための、変動性再エネへの対応策、送配電網増強や供給信頼度向上のための対応策、グリッドコード改訂や出力予測・管理技術、財務管理能力向上等に関し検討・実施するための MOPE、CEB、SEA 及び LECO の組織的能力を強化することを目的とする。

2.2 上位目標

再生可能エネルギーの導入量増加に対し、送配電システムの安定度及び信頼度が維持・改善される。

2.3 プロジェクト目標

長期電源開発計画における再エネ導入量増加に向けた送配電網運用上の信頼度向上のためスリランカ電力セクター関係機関の組織能力が強化される。

2.4 期待される成果

成果1：再生可能エネルギーに係る企業戦略及び計画策定能力が強化される。

成果2：再生可能エネルギー導入量増加に伴う送電システム運用及び開発能力が強化される。

成果3：配電運用能力が強化される。

第3章 活動内容

3.1 専門家活動実績

本プロジェクトの専門家が2020年4月から2023年2月末までに活動した実績は、現地活動（遠隔）を含めて以下のとおりである。専門家活動実績の詳細は別紙1に示す。

表3-1 専門家活動実績

No.	氏名	担当	現地作業 日数	国内作業 日数
1	平野 晶	業務主任者／電力戦略	63日	173日
2	吉田 俊貴	副業務主任者／電力戦略	63日	146日
3	谷畑 治	電力制度・政策	15日	159日
4	三井 真一(～2021年6月30日) 高田 翔午(2021年8月1日～)	再生可能エネルギー	45日	140日
5	蒔田 勇作	経済財務	48日	116日
6	Suresh Chand Verma	需給運用	17日	95日
7	高見澤 悠	電力系統（計画、運用）	28日	84日
8	安常 秀信(～2022年6月30日) 山家 慎一郎(2022年7月1日～)	電力系統（解析）	61日	240日
9	松川 宗夫	気象予測／電力需要予測	30日	72日
10	高津 賢一郎(～2022年6月30日) 水野 龍之介(2022年8月1日～)	蓄電池等エネルギー需給管理	23日	156日
11	式町 浩二	配電技術	70日	319日
12	西川 幸司(～2020年9月30日) 神谷 幸洋(2020年10月1日～)	配電（計画、設計、工事） ／業務調整	51日	227日
13	和田 正樹	水土木（計画、設計、工事）	0日	82日
14	新宮 弘久	地質	14日	71日

[出所] JICA 専門家チーム

3. 2 ワークプランの変更

COVID-19 の世界的な感染拡大、スリランカの経済危機といった事象の影響を踏まえ、当初ワークプランを見直して効果的にプロジェクトを運営した。主な変更点は以下の通り。

(ア)日本への入国制限から、第1期に計画した下記の本邦研修(4回)を全て第2期に延期し、日本政府が水際対策を緩和された2022年12月に1回に集約して開催した。

- ・「電力技術、制度・政策」(2021年3月、2022年10月予定)
- ・「系統計画/運用、需給管理」(2021年10月予定)
- ・「配電設備」(2021年6月予定)

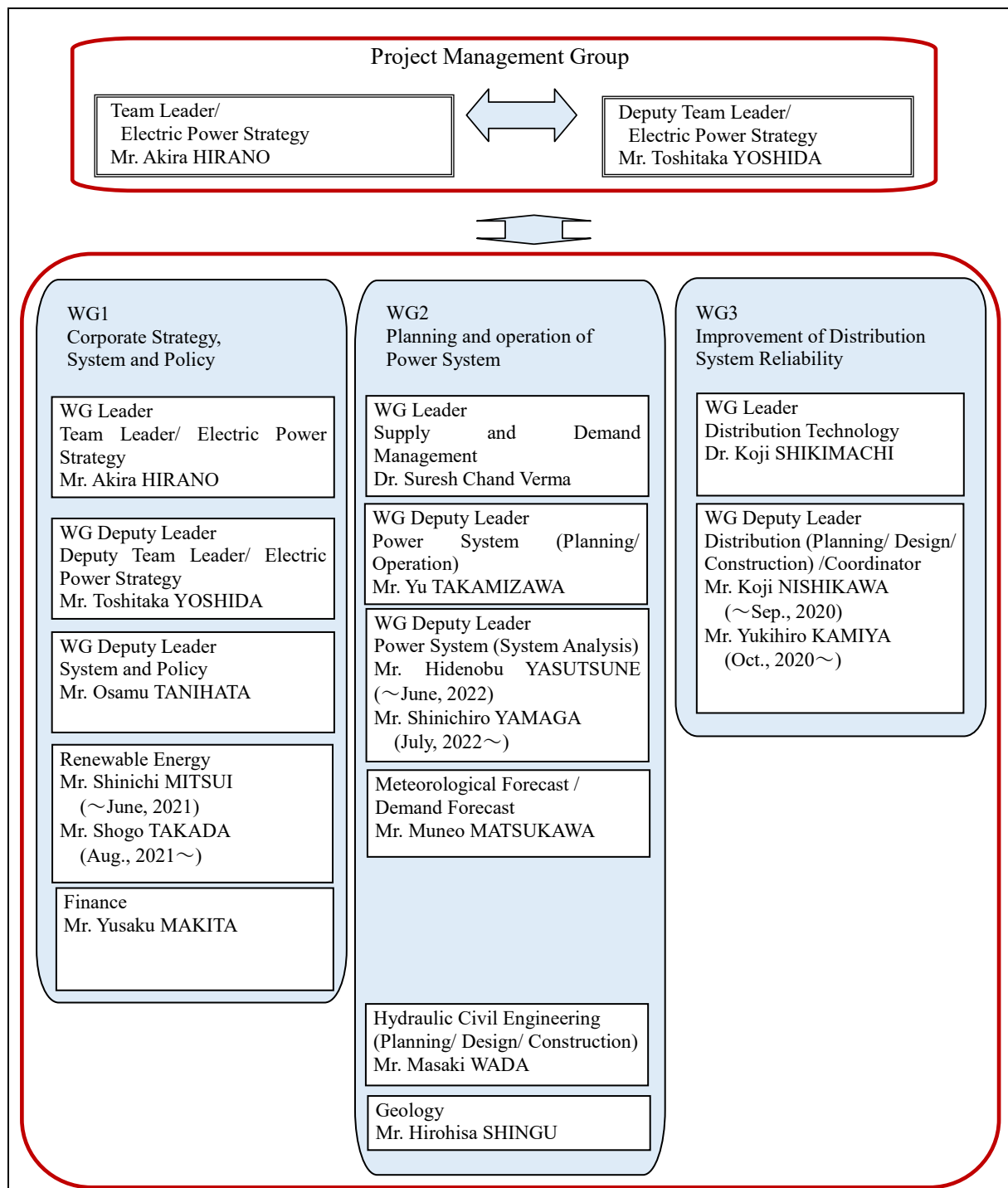
(イ)配電線対策機器設置パイロットプロジェクトでは、現地調査不要の機器(過電流表示器、故障点探査装置、耐摩耗性電線カバー、電力用計測器)を優先して機器調達計画を策定し、コロナ禍での早期調達を図った。

(ウ)配電線対策機器設置パイロットプロジェクトのうち、仕様決定のため、専門家による現地調査が必要な機器(時限順送装置、故障点標定装置)については、調達計画書を策定し手続きを進めていたが、スリランカの経済危機の影響からスリランカ側の一部費用の負担が困難となったことを受け、導入を中止した。

(エ)Medium Voltage(以下、「MV」)配電線への蓄電池システム導入を計画し、Valachchenai 配電線を候補配電線に選定した。しかし、対策に必要な蓄電池システム(容量)の費用がプロジェクト予算を大きく超過することが判明したことから、蓄電池システムの設置を中止し、将来の蓄電池システム導入に向けたC/Pの運用・計測・分析技術能力の強化を実施した。

3. 3 ワーキンググループ設立

プロジェクトを効果的に進めるため、「企業戦略・制度政策」、「系統計画・運用技術」及び「停電対策・負荷変動抑制」のテーマごとに3つのWorking Group(以下、「WG」)を設立し、それぞれの専門家が技術移転を行う体制とした。図3-1に JICA 専門家チームの WG の体制、表3-2に C/P の各 WG のメンバーを示す。



[出所] JICA 専門家チーム

図3-1 ワーキンググループの体制

表3-2 スリランカ側のワーキンググループメンバー

	Name	Role	Position Organization
WG1			
1	A. M. A. Alwis (~May, 2021) K. K. P. Perera (June, 2021~)	Leader of Management	Deputy General Manager (Renewable Energy Development), CEB
2	K. V. S. M. Kudaligama	Deputy Leader of Management	Chief Engineer (Tariff), CEB
3	A. W. S. Peiris	Member	Chief Engineer (Renewable Energy Development), CEB
4	U. N. Sanjaya	ditto	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
5	K. M. C. P. Kulasekara	ditto	Electrical Engineer (System Studies), CEB
6	T. L. B. Attanayake	ditto	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
7	G.B. Alahendra	ditto	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
8	M. D. R. K. Karunarathna	ditto	Electrical Engineer (Plant Scheduling), CEB
9	A. W. M. R. B. Wijekoon	ditto	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
10	D. C. Hapuarachchi	ditto	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
11	M. D. V. Fernando	ditto	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
12	Ruwani Kiriwendala	ditto	Accountant (Consolidation), CEB
13	T.K.G. Thiyambarawatha	ditto	Accountant (Planning), CEB
14	J.C. Haandagama	ditto	Accountant (Planning), CEB
15	J. M. Athula	ditto	Director from Sri Lanka Sustainable Energy Authority (SEA)
WG2			
1	D. S. R. Alahakoon	Leader of Management	Deputy General Manager (System Control), CEB
2	V. B. Wijekoon	Deputy Leader of Management	Chief Engineer (Generation Planning), CEB
3	V. V. Janeth (~May, 2021) W. G. Pawithra (June, 2021~)	Member	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
4	A.W.S. Peiris	ditto	Chief Engineer (Renewable Energy Development), CEB
5	E.N.K. Kudahewa	ditto	Chief Engineer (System Operations), CEB
6	U. N. Sanjaya	ditto	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
7	K. M. C. P. Kulasekara	ditto	Electrical Engineer (System Studies), CEB
8	T. L. B. Attanayake	ditto	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
9	G.B. Alahendra	ditto	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
10	M. D. R. K. Karunarathna	ditto	Electrical Engineer (Plant Scheduling), CEB

	Name	Role	Position Organization
11	A. W. M. R. B. Wijekoon	ditto	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
12	K. A. M. N. Pathirathna	ditto	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
13	K. H. A. Kaushalya	ditto	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
14	H. D. K. Herath	ditto	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
15	D. R. K. Bowatte	ditto	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
16	Sampath Fonseka	ditto	Chief Engineer (Tr. & Gen. Planning Branch)
WG3-1			
1	N. H. C. Janaka (~Sep, 2022) D. M. D. Ranawaka (Oct, 2022~)	WG Leader of Management	CE (Construction), SP2, Distribution Division(以下「DD」)4, CEB(~Sep, 2022) EE (Planning and Development), WPSII, DD3, CEB(Oct, 2022~)
2	DD1 H. I. S. Jayasundara	Sub-leader of Management	CE (Planning & Development), NWP, DD1, CEB
3	A. Selvarasa	Member	EE (Distribution Control Centre), NP, DD1, CEB
4	K. G. Lakmali (~Jan, 2021) L. B. S. N. Kularathne (Feb, 2021~Oct, 2022)	Member	EE (Planning & Development), DD1, CEB
5	DD2 K. G. N. A. Kumari	Sub-leader of Management	CE (Planning & Development), CP, DD2, CEB
6	W. K. L. P. K. Welagedara	Member	EE (Planning & Development), CP, DD2, CEB
7	S. Gowrithasan (~Aug, 2021, Ar, 2022~) V. Nilojan (Sep, 2021~Apr, 2022)	Member	EE (Planning), EP, DD2, CEB
8	DD3 K. A. N. Jayantha (~Apr, 2022)	Sub-leader of Management (~Apr, 2022)	CE (Planning & Development), WPSII, DD3, CEB
9	P. M. Piyasena	Member	CE (Planning & Development), Sabaragamuwa, DD3, CEB
10	D. M. D. Ranawaka (~Sep, 2022)	Member (~Apr, 2022) Sub-leader of Management (May, 2022 ~ Sep, 2022)	EE (Planning and Development), WPSII, DD3, CEB
11	DD4 P. H. L. J. Ranasinghe	Sub-leader of Management	CE (Construction), SP, DD4, CEB
12	T. D. Nirmalie	Member	EE (Distribution Control Centre), SP, DD4, CEB
13	W. C. H. Dhanapala	Member	EE (Development), WPS1, DD4, CEB
14	LECO Sampath Dissanayake	Sub-leader of Management	Control Engineer

	Name	Role	Position Organization
15	Thanuja Fernando	Member	System Development Engineer
16	Raveen Patthamperuma	Member	Regulatory Engineer
WG3-2			
1	M. Ganes	WG Leader of Management	CE (Planning Development), DD4, CEB
2	DD1	U. G. J. K. Gamlath	Sub-leader of Management
3		W. P. S. Sudarshani	Member
4		D. M. D. K. Dissnayake	Member
5	DD2	R. M. J. Rathnayake	Sub-leader of Management
6		K. V. R. Perera	Member
7		K. M. M. Hikam	Member
8	DD3	J. M. S. Kumara (~May, 2021) K. P. J. P. Premathilake (June, 2021~)	Sub-leader of Management
9		K. P. J. P. Premathilake L.W.Gajanayake, Priyan Gamachige (June, 2021~)	Member
10		H. G. N Sandamali	Member
11	DD4	D. D. K. G. Sandasiri	Sub-leader of Management
12		U. S. Gunathunga (~May, 2021) K.G.Lakmali (June, 2021~)	Member
13		B. P. L. De Silva	Member
14	LECO	Janaka Sanjeewa	Sub-leader of Management
15		Tharindu De Silva	Member
16		Gayan Wijendrasiri (~June, 2022)	Member

[出所] JICA 専門家チーム

3. 4 コロナ禍での対応

(1) 当初計画からの変更点

COVID-19 感染拡大に伴う海外への渡航禁止措置により、プロジェクト開始から 2021 年 9 月末まで現地渡航を見送り、国内から遠隔で活動を実施した。

2021 年 10 月より団員を厳選して渡航を開始し、現地と遠隔のハイブリッドでの活動を進めた。

現地渡航見送りにより、以下の通りセミナー、研修の一部を遠隔開催とした。

(ア)第1回技術セミナーを2020年12月に、第2回技術セミナーを2021年12月にそれぞれ遠隔で開催した。

(イ)第1回制度・政策セミナーを2021年8月に遠隔で開催、第2回制度・政策セミナーを2022年1月に現地と遠隔のハイブリッドで開催した。

(ウ)揚水発電に係る机上研修を2020年10月、Inception Stageの現場研修を2021年7月に遠隔で実施した。Final Stageの現場研修を2021年10月に現地(Udathenna village)と遠隔(座学)で開催した。

(2) プロジェクト全体にわたる工夫・効果

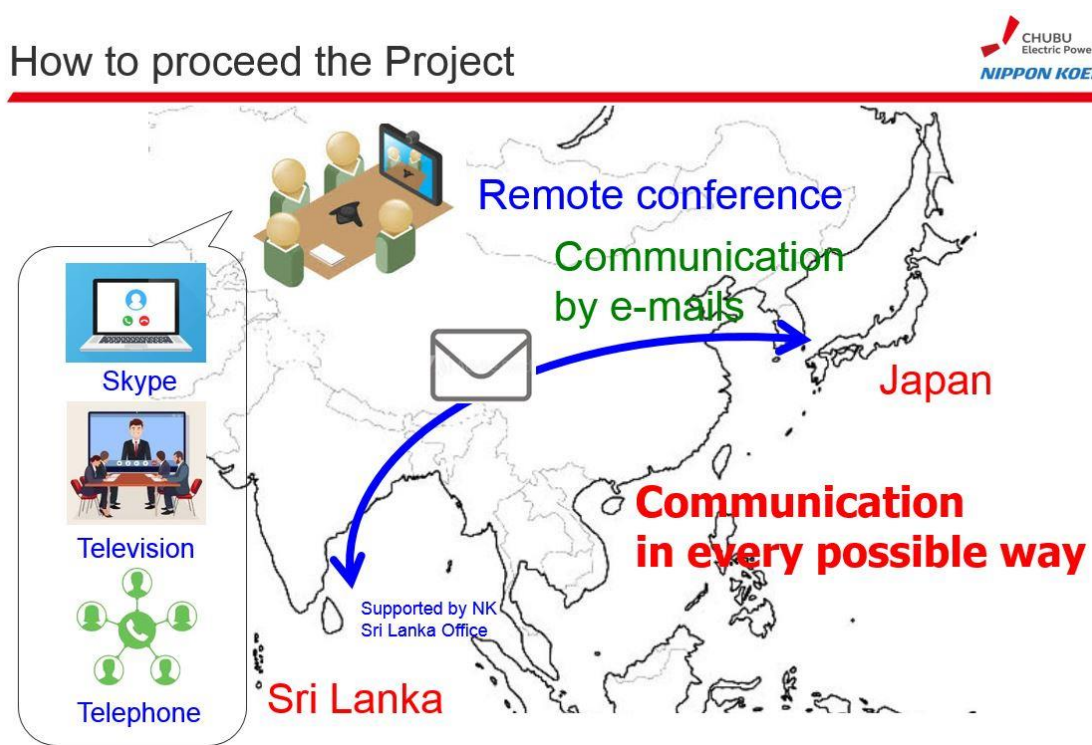
コロナ禍における現地渡航の制限や、現地渡航時のコロナ感染対策などによる活動制限に縛られながらも、より効果的なプロジェクトの推進・技術移転に向け、JICA 専門家は以下の工夫に努めた。

表3-3 プロジェクトにおける工夫点

工夫	効果
TV 会議やメールによる情報収集及び定期的な進捗確認 団員と C/P とともに第二外国語である英語での TV 会議になるため、Live Chat(文字による意思疎通)の活用 TV 会議においても参加者を厳選して開催	インターネット回線による TV 会議のため、音声通話の品質や遅延が懸念されることから、文字により意思疎通を補完できた。 参加者を厳選することで担当が明確になり、情報入手及び意見交換を円滑に実施できた。
Zoom の新規契約による TV 会議の開催。大規模な TV 会議を複数地点で同時に開催できるよう、ビデオ会議システムの機材供与	Zoom の利用により、端末の制約を受けることなく円滑な TV 会議を開催できた。 Joint Coordinating Committee (以下、「JCC」) や技術セミナー、制度・政策セミナーでビデオ会議システムを活用することで、コロナ禍においても大規模に開催することができた。
プロジェクトデータルーム(オンラインストレージ: JICA GIGA POD を想定)による C/P と団員間での情報・資料の共有	団員と C/P の全員で資料が共有できることから、資料の見直しを含めた効率的な業務遂行ができた。
プレゼンテーション実施後に説明内容の認知度と理解度を確認のため、アンケートを実施した。 アンケートの依頼・集約を効率的に行うため、Forms アンケートを活用した。	説明内容別及び C/P 別の認知度・理解度を定量的に把握でき、次回以降のプレゼンテーションを効果的に実施できた。
質問票や説明用の資料は、簡潔かつ解説を付記するなど、直接説明ができないことを想定した資料を作成した。また、打合せ前に自己学習ができるよう、On-demand 資料を作成した。	C/P がプロジェクトの必要性を理解することで、C/P の主体性を高めることができた。
専門家が作成したモニタリングシート案やプロジェクトのマイルストーンを C/P へ提示し、C/P が主体となって最終化・進捗管理をさせるよう促した。	本プロジェクトに対する C/P の主体性及び管理能力の向上につながった。
質問票を優先度別に提示した。 例: 1 回目は優先度が高い項目。2 回目以降は詳細な内容や回答の状況により質問を見直し等	一度に多くの質問を提示すると、C/P が理解できなかつたり、モチベーションが低下したりしたため対応が遅かったが、質問を優先度毎に分割して投げかけることで、迅速な回答の取得につながった。
質問票の各項目に対する C/P 対応者の情報(氏名、所属部署、メールアドレス)を集約・整理した。	C/P の対応責任者が明確になり、C/P の主体性向上と迅速な回答の取得につながった。

工夫	効果
JICA から得た ADB (ドナー) の担当者情報をもとにコンタクトを行い、団員にて AFD、IFC などのキーパーソン (ドナー) の情報を入手した。 TV 会議にてプロジェクトの情報を説明するとともに、ドナーの支援状況を把握した。	TV 会議やメールでのやり取りにより、他ドナーの支援状況を把握することができた。 渡航再開後には速やかな面談が実施できる、良好な関係を築くことができた。
JCC や現場研修 (揚水発電)、現地セミナー (第 1・2 回技術セミナー、第 1・2 回制度・政策セミナー) の開催において以下のとおり工夫した。 ・ TV 会議による開催 ・ JICA スリランカ事務所や現地日本大使館を活用した集客活動の提案 ・ 質疑対応時間不足時のフォロー (Zoom のチャットボックス機能を活用し、質問を集約。後日 CEB から電子メールで回答した。)	セミナーにおいては、スリランカ関係各所の協力により集客力を高めたこと、TV 会議による開催とし COVID-19 の感染リスクなく参加可能な環境を構築したことで、50 名を超える参加者を迎えることができた。 また、TV 会議機能の活用により、参加者への質問に対して十分回答することができた。
各種セミナー関係者へ資料を事前に共有した。	セミナーの理解度を深めることができたとともに、当日は活発な意見交換、質疑が行われた。
現地活動 (遠隔) で協議が足りない事項の確認や次の現地活動 (遠隔) に向けた課題整理のための補足会議を実施した。	定例の現地活動 (遠隔) に加え、各 WG の活動の進捗に合わせて補足会議を設定し、計画に沿ったプロジェクト推進につながった。
各種セミナー及び WG 活動において、C/P によるプレゼンを実施した。	JICA 専門家からの発表のみでなく C/P 自らが発表を行うことにより JICA 専門家と C/P の相互理解を深めるとともに、C/P の理解度を確認することができた。
専門家による現地調査を省略して機器を調達する方法を検討した。	一部の機器を早期手配することができ、プロジェクトの遅延を抑制につながった。
C/P との全体打合せでは、発言者が限定されていたため、組織毎 (DD1、DD2、DD3、DD4、LECO) の少人数打合せを開催した。	普段発言のない C/P の発言を促すことができ、これまで C/P が抱えていた疑問点の解消や理解度の確認につながった。

[出所] JICA 専門家チーム



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-2 遠隔活動のイメージ

3. 5 キャパシティアセスメント

(1) キャパシティアセスメントの目的

本プロジェクトの具体的な数値目標を下記に示すプロジェクトデザインマトリックス (Project Design Matrix、以下「PDM」) 上に設定するため、ならびに本プロジェクトによるカウンターパート (Counter Part、以下「C/P」) の組織体制、技術、知識、制度等の向上 (キャパシティディベロプメント) を測定するために、現状レベルの把握としてキャパシティアセスメント (Capacity Assessment、以下「CA」) を実施した。本プロジェクトの第 1 半期 (開始から 2020 年 9 月まで) では、キャパシティアセスメント及びその結果を踏まえた具体的目標値を C/P と協議した。

(2) キャパシティディベロプメント及びプロジェクトデザインマトリックス

(ア) キャパシティディベロプメント

本プロジェクトでは、再生可能エネルギー導入を主眼に、電力系統発展のための CEB の組織的能力を強化することを目的としている。目的達成のためのキャパシティディベロプメント (Capacity Development、以下「CD」) として、関連するテーマの研修のほか、系統運用及び配電システムの現場での実習 (On the Job Training、以下、OJT)、C/P が直面している課題解決に自ら取り組む活動ならびに本邦研修等を適宜組み合わせ、JICA 専門家の技術的サポートを加えて効果的・効率的に実施することにより、再生可能エネルギー導入量増加に伴う電力系統及び配電技術を理解・習得することを目指す。プロジェクトの成果は、プロジェクト目標を実現することが出来る政策・制度環境及び実施主体能力をスリランカ実施機関及び関係機関が獲得することにある。

本プロジェクトでは、実施された一連の CD の目標達成度をプロジェクト終了前に評価するとともに、成果を CEB の内部に定着させ自立発展的に上位目標を達成するための方策について検討し、その結果を CD レポートとして取りまとめることとしている。

(イ) プロジェクトデザインマトリックス (PDM: Project Design Matrix)

本プロジェクトの達成目標を明確にするために PDM を策定した。PDM には、達成すべき最終目標、目的、アウトプット、指標を明確に定める。第 1-3 現地活動においてキャパシティアセスメントにより、CD の初期状態すなわちベースラインを把握し、PDM の各指標に対する目標値を設定した。

PDM に設定された各項目の達成状況は、プロジェクト実施中に定期的にモニタリングする。モニタリングを効果的に行うために、C/P が主体となり JICA 専門家の支援により、半期に 1 度モニタリングシートを策定する。モニタリングでは、プロジェクトの初期状態すなわちベースラインからの目標達成に向けた進捗状況を PDM の項目に従って確認し、確実な目標達成に向けた方策等を検討する。なお、モニタリングを的確に行うため、PDM の目標値は可能な限り定量的な値とすることを踏まえて設定した。

プロジェクトの PDM を 5. 3 章に示す。

(3) キャパシティアセスメント項目

主なキャパシティアセスメント項目を表3-4に示す。

表3-4 キャパシティアセスメント項目

指標	アセスメント項目	備考
制度・政策	<ul style="list-style-type: none"> - CEB における変動性再生可能エネルギー発電 (Variable Renewable Energy (以下、VRE)) 投入戦略の内容及びその定期的見直し - VRE 設置計画から運用開始までの手続き及びその理解 - スリランカエネルギー方針に基づく VRE 導入計画立案 - 電力卸売市場及び調整市場の状況 - VRE 投入促進のための制度 (補助金、低利率ローンなど) - 現状の電気料金制度 	追加情報として、他ドナーによる電力分野の支援状況を調査
再エネ	<ul style="list-style-type: none"> - VRE 種別における長所及び短所の理解 	—
財務	<ul style="list-style-type: none"> - CEB の財務状況 - CEB 財務体質支援補助制度 - CEB の負債及び政府からの補助金 	現状の情報を収集 分析は現地活動に 合わせて実施
系統運用	<ul style="list-style-type: none"> - 系統接続制限緩和制度の整備 - 発電抑制ルール of の整備 - VRE を踏まえた系統運用の現状 - VRE 導入を踏まえた系統安定化対策 - VER を考慮した系統技術・運用技術能力 - VRE に関する技術者研修 	—
配電線 運用保守	<ul style="list-style-type: none"> - 配電線信頼度の現状 - 配電線故障対策の状況 - 配電線電圧変動改善 - 配電線技術者育成 	—
人材育成	<ul style="list-style-type: none"> - CEB 職員のトレーニング 	—
プロジェクト ベースライン	<ul style="list-style-type: none"> - System Average Interruption Frequency Index (以下、「SAIFI」)、 System Average Interruption Duration Index (以下、「SAIDI」) 及び Loss-of -Load Probability (以下、「LOLP」) - 電圧及び周波数変動 - Photovoltaics (以下、「PV」) 及び風力発電出力予測システム誤差 	現状値を確認

[出所] JICA 専門家チーム

(4) 主な調査結果

キャパシティアセスメント結果を報告書としてまとめ、2020年10月に英語版及び日本語版を JICA に提出した。(詳細は附属資料1参照)

3. 6 合同調整委員会 (JCC : Joint Coordination Committee)

3. 6. 1 第1回合同調整委員会 (2020年7月8日)

(1) アジェンダ

第1回 JCC は 2020 年 7 月 8 日に下記のとおり実施した。

1. Date: July 8 (Wednesday), 2020 10:00 - 13:00
2. Venue: Holding as a video conference (Zoom conference)
3. Agenda:
 - Opening Remarks by MOPE and JICA
 - Introduction to Sri Lanka Power Sector by CEB
 - Variable Renewable Energy (VRE) projects and issues in Power Sector in Sri Lanka by CEB
 - Presentation by JICA Expert Team Member and discussion
 - Progress of the Project (Brief Explanation) Introduction of Chubu Electric Power and Nippon Koei
 - Outline of the Project activities
 - Role of Joint Coordination Committee (JCC) and Working Group (WG)
 - Project Schedule, Progress of the Project
 - Capacity Assessment (CA), Project Design Matrix (PDM), Project Monitoring
 - WG1, WG2, and WG3 Activities
 - Approval of WP and PDM
 - Question and Answer
4. Participants
 - <Sri Lanka side>
 - MOPE (Ministry of Power and Energy)
 - CEB (Ceylon Electricity Board)
 - SEA (Sustainable Energy Authority)
 - LECO (Lanka Electricity Company)
 - PUCSL (Public Utilities Commission)
 - <Japan side>
 - JICA Expert Team
 - JICA Sri Lanka Office, - JICA Headquarters

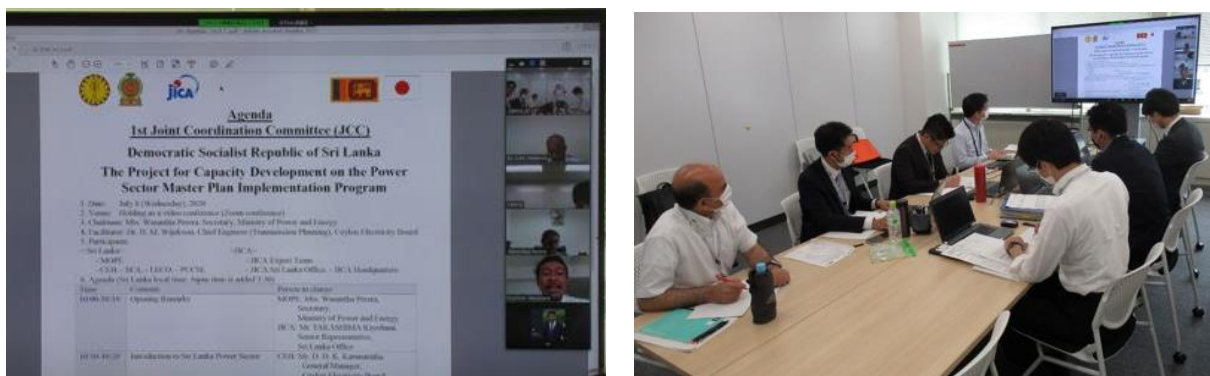
JCC 開催に先立ち、CEB にて関係幹部に事前説明を行い、効率的な JCC 開催に努めた。JCC には、SEA や LECO、規制当局である PUCSL 多数のメンバーが出席した。出席者は、附属資料 2 の第 1 回 JCC 出席者リストを参照されたい。

(2) 結果

JCC では、上記のとおり、CEB は VRE 大量導入に伴う電力セクターの課題についてのプレゼンテーションを実施した。JCC の内容については、附属資料 3 の JCC プレゼンテーション資料を参照されたい。

JCC にて Worl Plan(以下、WP)及び PDM の内容とその内容について合意を得る必要があることを説

明した。JCC 終了後に PUCSL、SEA 及び LECO にて内容の確認を行い、WP の内容及び PDM の項目についての合意を得た。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 第 1 回 JCC の様子

(左 : Opening Remarks、右 : 日本側のビデオ会議)

3. 6. 2 第 2 回合同調整委員会 (2021 年 7 月 30 日)

(1) アジェンダ

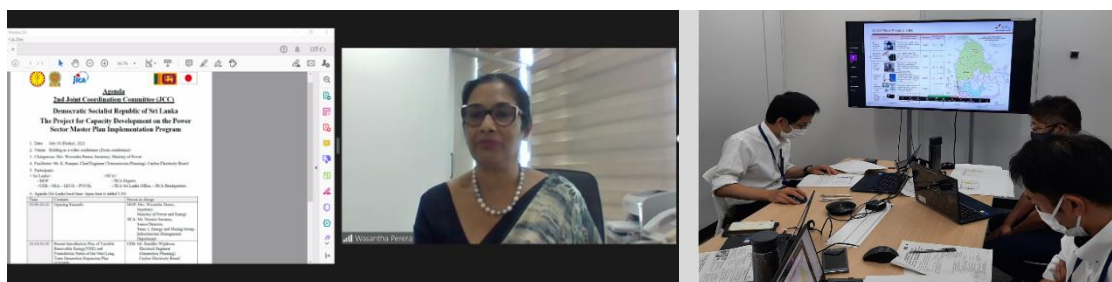
第 2 回 JCC は 2021 年 7 月 30 日に下記のとおり実施した。

1. Date: July 30 (Friday), 2021 10:00 - 12:30
2. Venue: Holding as a video conference (Zoom conference)
3. Agenda:
 - Opening Remarks by MOPE and JICA
 - Recent Introduction Plan of Variable Renewable Energy and Formulation Status of the Next Long Term Generation Expansion plan by CEB
 - Presentation by JICA Expert Team Member and discussion
 - Progress of the Project
 - Objectives and Schedule of the Project
 - WG1, WG2, and WG3 Activities
 - 1st System and Policy Seminar
 - Training in Japan
 - Discussion
4. Participants
 - <Sri Lanka side>
 - MOPE (Ministry of Power and Energy)
 - CEB (Ceylon Electricity Board)
 - SEA (Sustainable Energy Authority)
 - LECO (Lanka Electricity Company)
 - PUCSL (Public Utilities Commission)
 - <Japan side>
 - JICA Expert Team
 - JICA Sri Lanka Office, - JICA Headquarters

JCC では CEB が発表する場を設けるなど、CEB に主体性をもたせるよう努めた。JCC には、SEA や LECO、規制当局である PUCSL 多数のメンバーが出席した。出席者は、附属資料 4 の第 2 回 JCC 出席者リストを参照されたい。

(2) 結果

JICA 専門家チームは、MOPE をはじめ CEB、LECO、SEA、PUCSL の出席者にプロジェクトの進捗状況や技術移転の内容、プロジェクトの目標達成に向けた今後の取り組み等を説明した。また、CEB は Long Term Generation Expansion Plan (以下、「LTGEP」) の策定状況についてのプレゼンテーションを実施した。詳細は、附属資料 5 の JCC プレゼンテーション資料を参照されたい。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-4 第 2 回 JCC の様子

(左：Opening Remarks、右：日本側のビデオ会議)

3. 6. 3 第 3 回合同調整委員会 (2022 年 7 月 5 日)

(1) アジェンダ

第 3 回 JCC は 2022 年 7 月 5 日に下記のとおり実施した。

1. Date: July 5 (Tuesday), 2022 13:30 - 16:00
2. Venue: Holding as a video conference (Zoom conference)
3. Agenda:
 - Opening Remarks by MOPE and JICA
 - Presentation by JICA Expert Team Member and C/P
 - Progress of the Project
 - Objectives and Schedule of the Project
 - WG1, WG2, and WG3 Activities
 - Cancellation of Pilot Project (TSS & FLS)
 - Training in Japan
 - Discussion
4. Participants
 - <Sri Lanka side>
 - MOPE (Ministry of Power and Energy)
 - CEB (Ceylon Electricity Board)
 - LECO (Lanka Electricity Compan)
 - <Japan side>
 - JICA Expert Team
 - JICA Sri Lanka Office, - JICA Headquarters

JCC ではプロジェクト進捗や技術移転、今後の予定などを CEB と JICA 専門家が共同で発表する場

を設けることで、CEB の関与度を高めるよう努めた。JCC 開催にあたっては、SEA や LECO、規制当局である PUCSL などに声をかけ、多くの方に参加者いただいた。出席者は、附属資料 6 の第 3 回 JCC 出席者リストを参照されたい。

(2) 結果

JICA 専門家チームと CEB は共同で、MOPE をはじめ CEB、LECO 等の出席者にプロジェクトの進捗状況や技術移転の内容、プロジェクトの目標達成に向けた今後の取り組み等を説明した。詳細は、附属資料 7 の JCC プレゼンテーション資料及び附属資料 8 の Minutes of Meeting を参照されたい。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-5 第 3 回 JCC の様子

(左：発表の様子、右：日本側のビデオ会議)

3. 6. 4 第 4 回合同調整委員会 (2022 年 11 月 22 日)

(1) アジェンダ

第 4 回 JCC は 2022 年 11 月 22 日に下記のとおり実施した。

1. Date: November 22 (Tuesday), 2022 14:00 - 16:35
2. Venue: Holding as combination of Conference Room of Ministry and video conference (Zoom conference)
3. Agenda:
 - Opening Remarks by MOPE and JICA
 - Presentation by JICA Expert Team Member and C/P
 - Outline of latest LTGEP
 - Project result, and future efforts to achieve higher goals
 - Result of Capacity Development
 - Training in Japan
 - Discussion
4. Participants
 - <Sri Lanka side>
 - MOPE (Ministry of Power and Energy)
 - CEB (Ceylon Electricity Board)
 - SEA (Sustainable Energy Authority)

- LECO (Lanka Electricity Compan)
- PUCSL (Public Utilities Commission)
- <Japan side>
- JICA Expert Team
- JICA Sri Lanka Office, - JICA Headquarters

本プロジェクトにおける最後の JCC であるため、CEB が自身の言葉で成果や今後の取組を発表することで、今後の取組に責任をもたせるよう努めた。JCC 開催にあたっては、SEA や LECO、規制当局である PUCSL などに声をかけ、多くの方に参加者いただいた。出席者は、附属資料 9 の第 4 回 JCC 出席者リストを参照されたい。

(2) 結果

本プロジェクトの成果や上位目標達成に向けた今後の取組について CEB が発表した。JICA 専門家チームからは、キャパシティディベロップメントの結果や上位目標達成に向けた今後の CEB の取組にかかる提言を発表した。詳細は、附属資料 10 の JCC プレゼンテーション資料及び附属資料 11 の Minutes of Meeting を参照されたい。

3. 6. 5 プロジェクト指標 (Indicator) の設定

プロジェクトの成果を確認するためのプロジェクト指標を、本プロジェクトに関する JICA とスリランカ側の協議結果であるレコードオブディスカッション (R/D) をもとに、下記のとおり定め、PDM に反映した。

表 3-5 プロジェクト指標

指標項目	内容
Overall Goal	Stability and reliability of transmission and distribution networks are maintained/improved even with increased share of VRE (Variable Renewable Energy).
Project Purpose	Institutional Capacity for improving transmission and distribution operational reliability is enhanced to get prepared for increased share of VRE planned in LTGEP (Long Term Generation Expansion Plan).

[出所] JICA 専門家チーム

Overall Goal (上位目標) 及び Project Purpose (プロジェクト目標) の Indicator (指標) 項目は、JICA 専門家によりドラフトし C/P と協議のうえ、キャパシティアセスメントの調査結果を踏まえて下記のとおり設定した。このうち、Overall Goal の項目は本プロジェクト終了後 3 年目となる 2026 年時点の指標及び目標値を示しており、Project Purpose の項目は本プロジェクト終了時点である 2023 年時点での指標及び目標値を示している。

表 3-6 上位目標の指標

項目	指標(Indicator)																																																
Overall Goal	<p>(1)Fluctuations of voltage and frequency in power system: the same level as before large amount installation of PV and wind power</p> <p>(2)SAIFI in 2026. Practical values to be set after evaluation of investment cost effectiveness based on the pilot project.</p> <table border="1" data-bbox="499 495 1120 795"> <thead> <tr> <th>Organization</th> <th>SAIFI [Number] (reference)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DD1</td> <td>15.1 (2018)</td> </tr> <tr> <td>DD2</td> <td>43.8 (2018)</td> </tr> <tr> <td>DD3</td> <td>56.8 (2018)</td> </tr> <tr> <td>DD4</td> <td>36.2 (2018)</td> </tr> <tr> <td>LECO</td> <td>108.9 (2017)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(3) SAIDI in 2026. Practical values to be set after evaluation of investment cost effectiveness based on the pilot project.</p> <table border="1" data-bbox="499 913 1120 1214"> <thead> <tr> <th>Organization</th> <th>SAIDI [Minutes] (reference)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DD1</td> <td>4,532 (2018)</td> </tr> <tr> <td>DD2</td> <td>4,468 (2018)</td> </tr> <tr> <td>DD3</td> <td>4,885 (2018)</td> </tr> <tr> <td>DD4</td> <td>5,911 (2018)</td> </tr> <tr> <td>LECO</td> <td>4,196 (2017)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(4)LOLP: 1.5% or less at 2026</p> <table border="1" data-bbox="499 1263 1351 1599"> <thead> <tr> <th>Organization</th> <th>SAIFI [Number]</th> <th>Organization</th> <th>SAIDI [Minutes]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DD1</td> <td>15.1 (2018)</td> <td>DD1</td> <td>4,532 (2018)</td> </tr> <tr> <td>DD2</td> <td>43.8 (2018)</td> <td>DD2</td> <td>4,468 (2018)</td> </tr> <tr> <td>DD3</td> <td>56.8 (2018)</td> <td>DD3</td> <td>4,885 (2018)</td> </tr> <tr> <td>DD4</td> <td>36.2 (2018)</td> <td>DD4</td> <td>5,911 (2018)</td> </tr> <tr> <td>LECO</td> <td>109 (2017)</td> <td>LECO</td> <td>4,196 (2017)</td> </tr> </tbody> </table> <p>(5) Error of the prediction system of PV and wind turbine output in 2026: within 20% (Average)</p>	Organization	SAIFI [Number] (reference)	DD1	15.1 (2018)	DD2	43.8 (2018)	DD3	56.8 (2018)	DD4	36.2 (2018)	LECO	108.9 (2017)	Organization	SAIDI [Minutes] (reference)	DD1	4,532 (2018)	DD2	4,468 (2018)	DD3	4,885 (2018)	DD4	5,911 (2018)	LECO	4,196 (2017)	Organization	SAIFI [Number]	Organization	SAIDI [Minutes]	DD1	15.1 (2018)	DD1	4,532 (2018)	DD2	43.8 (2018)	DD2	4,468 (2018)	DD3	56.8 (2018)	DD3	4,885 (2018)	DD4	36.2 (2018)	DD4	5,911 (2018)	LECO	109 (2017)	LECO	4,196 (2017)
Organization	SAIFI [Number] (reference)																																																
DD1	15.1 (2018)																																																
DD2	43.8 (2018)																																																
DD3	56.8 (2018)																																																
DD4	36.2 (2018)																																																
LECO	108.9 (2017)																																																
Organization	SAIDI [Minutes] (reference)																																																
DD1	4,532 (2018)																																																
DD2	4,468 (2018)																																																
DD3	4,885 (2018)																																																
DD4	5,911 (2018)																																																
LECO	4,196 (2017)																																																
Organization	SAIFI [Number]	Organization	SAIDI [Minutes]																																														
DD1	15.1 (2018)	DD1	4,532 (2018)																																														
DD2	43.8 (2018)	DD2	4,468 (2018)																																														
DD3	56.8 (2018)	DD3	4,885 (2018)																																														
DD4	36.2 (2018)	DD4	5,911 (2018)																																														
LECO	109 (2017)	LECO	4,196 (2017)																																														
Project Purpose	<p>(1)Corporate finance plan is updated periodically</p> <p>(2)Standard procurement plan is implemented.</p> <p>(3)Seven (7) Engineers of Power System Planning understand the advanced system analysis(Analysis with PSS/E under 70% energy share of RE)</p> <p>(4)The improvements of Grid Codes are recommended.</p> <p>(5)At least one (1) countermeasure for RE fluctuation is employed.</p> <p>(6)SAIFI at the pilot sites where the facilities against power outage are installed:</p>																																																

項目	指標(Indicator)																																																
	<p data-bbox="502 241 1034 271">[Abrasion Resistance Cover (以下、ARC)]</p> <table border="1" data-bbox="502 280 1404 577"> <thead> <tr> <th data-bbox="502 280 1137 324">Organization (Pilot Site)</th> <th data-bbox="1137 280 1404 324">SAIFI [Number]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="502 324 1137 369">DD1 (Pooja Nagaraya GSS Town Primary Feeder)</td> <td data-bbox="1137 324 1404 369">3.8 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 369 1137 414">DD2(-)</td> <td data-bbox="1137 369 1404 414">—</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 414 1137 459">DD3(-)</td> <td data-bbox="1137 414 1404 459">—</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 459 1137 504">DD4 (Matara GSS F1)</td> <td data-bbox="1137 459 1404 504">1.3 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 504 1137 577">LECO (Kaluwamodara PSS Moragalla Feeder)</td> <td data-bbox="1137 504 1404 577">37.5(2023)</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="459 593 1404 651">(7)SAIDI at the pilot sites where the facilities against power outage are installed:</p> <p data-bbox="502 667 564 696">[ARC]</p> <table border="1" data-bbox="502 705 1404 1003"> <thead> <tr> <th data-bbox="502 705 1137 750">Organization (Pilot Site)</th> <th data-bbox="1137 705 1404 750">SAIDI [Minutes]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="502 750 1137 795">DD1 (Pooja Nagaraya GSS Town Primary Feeder)</td> <td data-bbox="1137 750 1404 795">397 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 795 1137 840">DD2(-)</td> <td data-bbox="1137 795 1404 840">—</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 840 1137 884">DD3(-)</td> <td data-bbox="1137 840 1404 884">—</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 884 1137 929">DD4 (Matara GSS F1)</td> <td data-bbox="1137 884 1404 929">53 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 929 1137 1003">LECO (Kaluwamodara PSS Moragalla Feeder)</td> <td data-bbox="1137 929 1404 1003">967 (2023)</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="486 1019 976 1048">[Over Current Indicator (以下、OCI)]</p> <table border="1" data-bbox="502 1057 1404 1355"> <thead> <tr> <th data-bbox="502 1057 1137 1102">Organization (Pilot Site)</th> <th data-bbox="1137 1057 1404 1102">SAIDI [Minutes]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="502 1102 1137 1146">DD1 (Habarana GSS F7)</td> <td data-bbox="1137 1102 1404 1146">4,126 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 1146 1137 1191">DD2 (KiribathkumburaGSS F9)</td> <td data-bbox="1137 1146 1404 1191">955 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 1191 1137 1236">DD3 (Ratnapura GSS F2)</td> <td data-bbox="1137 1191 1404 1236">356 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 1236 1137 1281">DD4 (Deniyaya GSS F4)</td> <td data-bbox="1137 1236 1404 1281">5,054 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 1281 1137 1355">LECO (Beligaha GSS Boosa Feeder)</td> <td data-bbox="1137 1281 1404 1355">3,437 (2023)</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="486 1370 965 1400">[Ground Fault Detector (以下、GFD)]</p> <table border="1" data-bbox="502 1408 1404 1706"> <thead> <tr> <th data-bbox="502 1408 1137 1453">Organization (Pilot Site)</th> <th data-bbox="1137 1408 1404 1453">SAIDI [Minutes]</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="502 1453 1137 1498">DD1 (Norochchulai F2)</td> <td data-bbox="1137 1453 1404 1498">277 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 1498 1137 1543">DD2 (Balachchenai F6)</td> <td data-bbox="1137 1498 1404 1543">387 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 1543 1137 1588">DD3 (Mahiyanganaya F3)</td> <td data-bbox="1137 1543 1404 1588">36 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 1588 1137 1632">DD4 (Rathmalana F2)</td> <td data-bbox="1137 1588 1404 1632">216 (2023)</td> </tr> <tr> <td data-bbox="502 1632 1137 1706">LECO (Hikkaduwa PSS Wewalamlla Feeder)</td> <td data-bbox="1137 1632 1404 1706">3,241 (2023)</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="459 1720 1404 1778">(8)At least one (1) plan to promote the introduction of VRE to meet Sri Lanka’s national energy policy is formulated.</p> <p data-bbox="459 1794 1404 1883">(9) Advanced forecasting systems for PV and wind turbine output are established, and the supply and demand operation is implemented using it.</p>	Organization (Pilot Site)	SAIFI [Number]	DD1 (Pooja Nagaraya GSS Town Primary Feeder)	3.8 (2023)	DD2(-)	—	DD3(-)	—	DD4 (Matara GSS F1)	1.3 (2023)	LECO (Kaluwamodara PSS Moragalla Feeder)	37.5(2023)	Organization (Pilot Site)	SAIDI [Minutes]	DD1 (Pooja Nagaraya GSS Town Primary Feeder)	397 (2023)	DD2(-)	—	DD3(-)	—	DD4 (Matara GSS F1)	53 (2023)	LECO (Kaluwamodara PSS Moragalla Feeder)	967 (2023)	Organization (Pilot Site)	SAIDI [Minutes]	DD1 (Habarana GSS F7)	4,126 (2023)	DD2 (KiribathkumburaGSS F9)	955 (2023)	DD3 (Ratnapura GSS F2)	356 (2023)	DD4 (Deniyaya GSS F4)	5,054 (2023)	LECO (Beligaha GSS Boosa Feeder)	3,437 (2023)	Organization (Pilot Site)	SAIDI [Minutes]	DD1 (Norochchulai F2)	277 (2023)	DD2 (Balachchenai F6)	387 (2023)	DD3 (Mahiyanganaya F3)	36 (2023)	DD4 (Rathmalana F2)	216 (2023)	LECO (Hikkaduwa PSS Wewalamlla Feeder)	3,241 (2023)
Organization (Pilot Site)	SAIFI [Number]																																																
DD1 (Pooja Nagaraya GSS Town Primary Feeder)	3.8 (2023)																																																
DD2(-)	—																																																
DD3(-)	—																																																
DD4 (Matara GSS F1)	1.3 (2023)																																																
LECO (Kaluwamodara PSS Moragalla Feeder)	37.5(2023)																																																
Organization (Pilot Site)	SAIDI [Minutes]																																																
DD1 (Pooja Nagaraya GSS Town Primary Feeder)	397 (2023)																																																
DD2(-)	—																																																
DD3(-)	—																																																
DD4 (Matara GSS F1)	53 (2023)																																																
LECO (Kaluwamodara PSS Moragalla Feeder)	967 (2023)																																																
Organization (Pilot Site)	SAIDI [Minutes]																																																
DD1 (Habarana GSS F7)	4,126 (2023)																																																
DD2 (KiribathkumburaGSS F9)	955 (2023)																																																
DD3 (Ratnapura GSS F2)	356 (2023)																																																
DD4 (Deniyaya GSS F4)	5,054 (2023)																																																
LECO (Beligaha GSS Boosa Feeder)	3,437 (2023)																																																
Organization (Pilot Site)	SAIDI [Minutes]																																																
DD1 (Norochchulai F2)	277 (2023)																																																
DD2 (Balachchenai F6)	387 (2023)																																																
DD3 (Mahiyanganaya F3)	36 (2023)																																																
DD4 (Rathmalana F2)	216 (2023)																																																
LECO (Hikkaduwa PSS Wewalamlla Feeder)	3,241 (2023)																																																

[出所] JICA 専門家チーム

これらの PDM プロジェクト目標指標項目は 2020 年 7 月 8 日に開催した第 1 回 JCC (遠隔開催) にて JCC メンバーに提案し同意を得た。

PDM プロジェクト目標指標の具体的な目標値は、キャパシティアセスメント結果を踏まえて JICA 専門家により設定したドラフト値を C/P と協議し設定した。PDM 各目標の指標値は 5.3 章の PDM に記載している。なお、COVID-19 の影響により現地渡航後に仕様の決定を予定していた対策機器 (Time Sequential Sectionalizer (以下、TSS)、Fault Locating System (以下、FLS)) については、スリランカ経済危機の影響により、C/P が一部費用 (税金や国内輸送費) の捻出が困難となったことから、2022 年 7 月の第 3 回 JCC にて導入中止としたため、SAIFI、SAIDI の指標値に含めていない。

3. 7 各ワーキンググループ (WG) 活動

3. 7. 1 WG1 活動

(1) 活動の狙い

「成果 1 再生可能エネルギーに係る企業戦略及び計画策定能力が強化される」を達成するために、スリランカにおいて、電力セクターの中核的役割を担う CEB を中心に、再エネ導入促進が持続的かつスムーズに実施できる体制の確立を目標とした。

そこで①制度政策面、②財務面の 2 面からアプローチした。①制度政策面では、導入事業者を支援する FIT (Feed in Tariff、以下「FIT」) 制度を現在の状況に合うように見直すこととした (①-I)。また、変動性再エネ導入促進するためには系統が安定しかつ調整電源が存在できるように電力市場を整備する必要がある。現時点では市場はなく、まだ導入できる段階ではないので、将来に備え導入の素地を作ることとした (①-II)。②財務面では、FIT、Electricity Tariff を評価し、CEB が健全な電気事業経営を継続的に実施するために何が必要なのか提言することとした。

また、再エネ事業者は SEA より再エネ開発許可を得る必要があるが、円滑な許可の受領はプロジェクト開発リスクを下げ市場参入のハードルを著しく下げることが出来る。このため、③開発許可手続きの合理化も目標の一つとした。

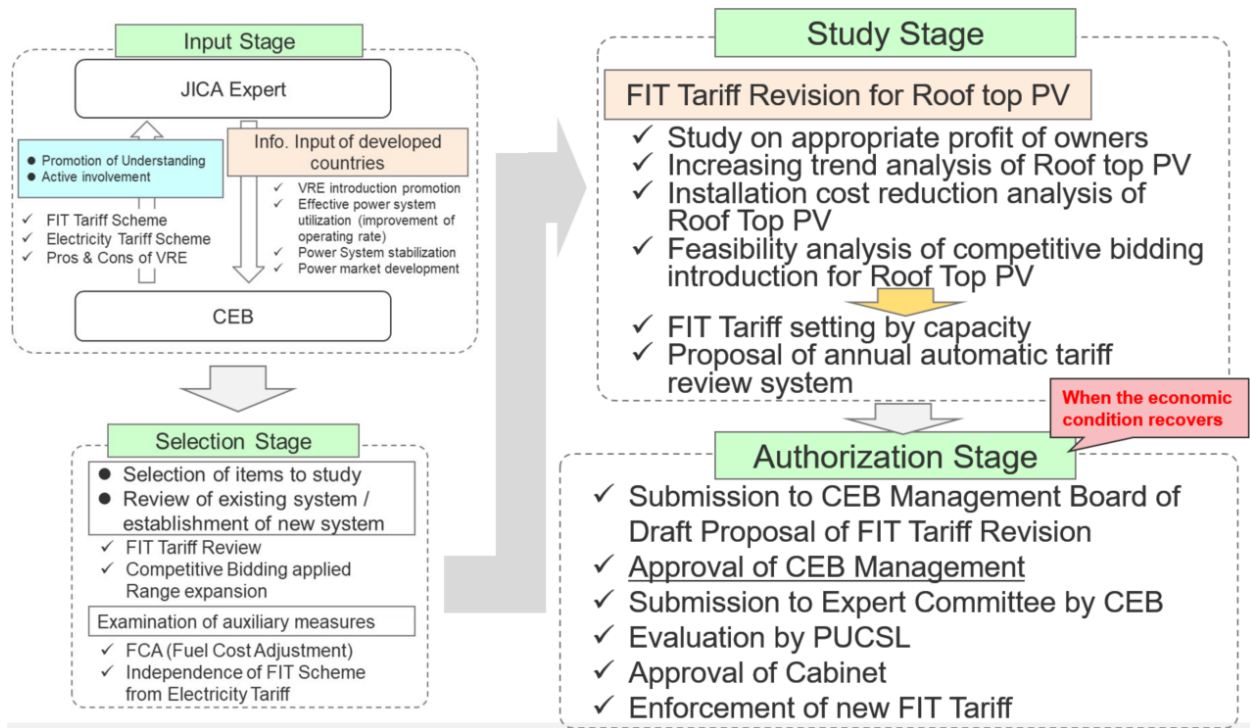
表 3-7 活動の着眼点

項目	主な取り組み事項
①-I	<ul style="list-style-type: none"> ● 最も導入が促進すると想定される Roof Top PV に対し、適正 FIT の制定方法 (適正な算定基準を踏まえた算定方法、定期的な見直し方法等) ● 改定手順・期間
①-II	<ul style="list-style-type: none"> ● 電力市場の種類と役割理解促進 ● 需給調整市場の存在意義とその役割理解促進 ● 将来のスリランカにおける必要な需給調整市場導入へのブレイクストロミング
②	<ul style="list-style-type: none"> ● 現行制度継続時の CEB 財務予測 ● FIT 見直し時の CEB 財務予測 ● 適正電気料金分析 ● Recommendation Report 作成を通じての CEB への財務アドバイス
③	<ul style="list-style-type: none"> ● 現行開発許可制度問題点の把握 ● 開発許可制度の合理化への提案

[出所] JICA 専門家チーム

(2) 活動の進め方

上位目標、プロジェクト目標、期待される成果を達成するため、基本的に活動を Input Stage、Selection Stage、Study Stage、Authorization Stage に分けて進めた。Input Stage では JICA Expert Team から日本や再エネ導入が進んでいる国の制度や技術を説明するとともに、スリランカの電力セクターの状況、制度、課題を CEB と情報共有した。Selection Stage では Input Stage で JICA Expert Team 及び CEB で共有された情報をもとに課題にアプローチすべき内容を選定した。Study Stage では Selection Stage で選定した内容を実現するために更なる調査や検討を行い、Authorization Stage で検討した内容の関係箇所への周知や策定した制度や技術の運用開始とした。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-6 業務フローチャート (WG1 制度政策)

(ア) 制度政策

(Input Stage)

再エネ導入を促進するには多角的にアプローチする必要がある。部分的にスリランカでも導入されているまたは過去検討がなされたという項目もあったが、基本的に体系立てて整備されていなかったため、まずは C/P が十分な知識を付け、協議を行う土台に上がっていただくために、日本をはじめとしたあらゆる先進諸外国の取り組み事例をインプットした。

具体的には、下記のような項目を説明し意見交換を行った。

表 3-8 インプット項目

	主な項目	説明した事項
①	発電事業者支援	<ul style="list-style-type: none"> ● 価格競争力が少ない再エネ電源を補助する施策として、スリランカが導入済の FIT をはじめ、それ以外の施策（補助金、Renewable Portfolio Standard¹、FIP²等） ● 先進諸外国及び類似途上国における取組
②	既存系統の有効活用	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネの発電電力を送電するのは既存系統において十分な空き容量が必要であるが、既存系統には十分な空き容量がないケースが多く、改良・拡充にはコストと時間を要するため、短期的な有効施策として、発電事業者の接続要件を新たに定めることで、既存系統の稼働率を上げる対応策 ● エリアごとに異なる託送料金を設定し混雑緩和を誘導する施策（英国事例） ● 送電ロスが少ない地点への連系を誘導するような施策（豪州事例）
③	CEB 財務健全化	<ul style="list-style-type: none"> ● CEB は FIT を電気料金の一部として徴収している（Net Metering、Net Accounting、Net Plus³が屋上太陽光発電事業のため導入されている）。しかしながら、徴収する電気料金は FIT を下回っているため恒常的なマイナスが生じている。これを解消する一案として、FIT を電気料金とは別建てで回収しそれを発電事業者に還元する、さらに第三者機関がそれを管理する方法 ● 燃料費調整制度の意義と役割（過去 CEB も一度導入した実績あり。1 年程度の施行で中止）
④	従来型出力制御可能電源維持	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ電源は、自然エネルギーをもとにしているため、限界費用（マージナルコスト）がゼロであり、優先的に給電指令を受ける。これに対し、火力発電のような従来型出力制御可能電源は燃料の問題で限界費用が高く劣後するため給電指令がかからず、収益を上げることができない。しかしながら、VRE 電源は変動性であり需給バランスを保つためには一定量の制御可能電源が必要であるため、制御可能電源も存続を可能とする新たな電力市場の必要性
⑤	系統安定化	<ul style="list-style-type: none"> ● 再エネ電源の発電量全体に占める割合が増加すると需給バランス維持が難しくなるため、系統接続連系要件として、出力変動の制限や発電抑制を課す必要性

¹ 再生可能エネルギー利用割合基準制度。電気事業者に対し、一定割合以上の新エネルギーから発電される電気の利用を義務づけることにより、新エネルギーの普及を図る制度

² Feed-in Premium の略で、再生可能エネルギー発電事業者が卸電力取引市場や相対取引で売電したとき、その価格に一定のプレミアム（補助額）が上乘せされる制度

³ Net Metering: PV 出力は顧客構内で消費する。電力消費と PV 出力とで相殺された顧客の電力購入分は電気料金を支払うが、系統への余剰電力がある場合でも買い取り料金の支払いはない。

Net Accounting: 顧客の電力消費と PV 出力の差が電力消費の場合は電力料金を支払い、系統への余剰電力となる場合は電力買い取り料金が顧客に支払われる。電力買い取りスキームは、20 年契約で、最初の 7 年間は LKR 22.00/kWh、その後 13 年は LKR15.00/kWh である。

Net Plus: PV 総出力に対して電力買い取り料金が支払われる。一方、顧客消費電力量に対して、顧客が電気料金を支払う。電力買い取りスキームは、20 年契約で、最初の 7 年間は LKR 22.00/kWh、その後 13 年は LKR15.00/kWh である。

⑥	その他	その他、制度政策に関連するいろいろな政策について幅広く説明 <ul style="list-style-type: none"> ● 系統接続コスト負担 ● 優先給電制度 ● 再エネ導入に向けた日本での非効率火力発電所の廃止方針等
---	-----	--

[出所] JICA 専門家チーム

(Selection Stage)

全てを行うことは不可能であるため、何がスリランカにとって今一番必要であるかという観点から、優先順位付けを行った。今後再エネソース電源（電力量）比率 70%以上を 2030 年までに達成（2020 年時点で 37%）するという政府方針（LTGEP2023-2042 もそれに準拠（最新の LTGEP の策定状況は附属資料 12 に示す））で最も関心が高い内容は Roof Top PV FIT の改定であった。Roof Top PV は今後爆発的に導入が進み再エネの基幹電源になると想定されており、改定することで CEB の財務体質改善にも寄与する。2016 年に制定されて以来一度も改定されておらず必要性も高いということで、深掘りすることとした。

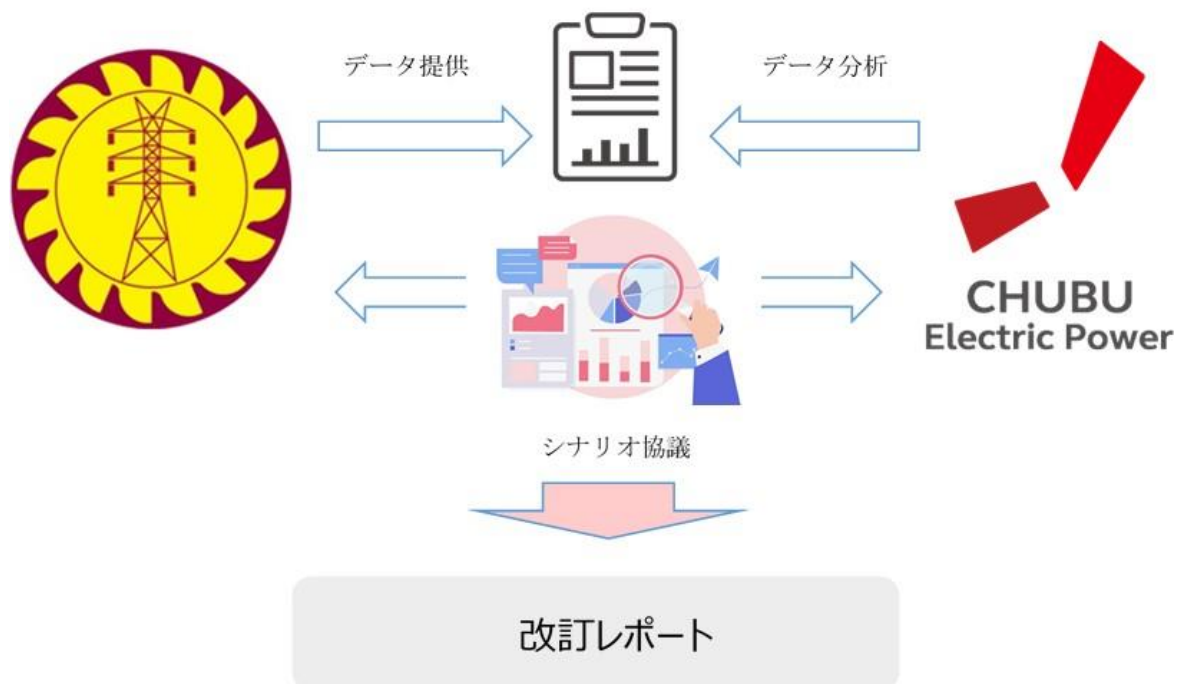
また需給バランスの観点から、増加する VRE 電源の変動吸収のため従来型調整電源の一定量確保は非常に重要という点に C/P が強い関心を示したことから、電力卸売市場も存在しておらず導入時期はまだ先になるが、電力需給調整市場について深掘りすることとした。従来型の調整電源の具体的な比率を一概に決定することはできず、VRE の導入量によって系統全体に必要な調整力の phase が変化していく。国際エネルギー機関によると、Phase は VRE 比率や電力システムの状況に相関して 6 つ存在する。Phase が進むに連れて発電側だけではなく、需要側も含めた調整力の確保が必要になる。LTGEP によると、再エネ 70%では、VRE(太陽光, 風力)は 48%を占め phase5 に相当する。この状態では、VRE の供給が頻繁に需要を上回り、従来の調整電源のみならず、交通や熱などのエネルギーの電化により創出される需要も活用した調整力が必要となる。

(Study Stage)

i) PV FIT 改定

FIT 改定では CEB より Capacity Factor (CF)、市中金利、ADB による優遇金利、調達コスト・O&M コストなど検討に必要な資料を積極的に調べて提供していただいた。特に CF、期待収益率、調達コストは結果に大きく影響を与えるため、C/P と JICA Expert Team で入念に協議した。その後、これらの情報をもとにシナリオを協議の上決定し、適正 FIT を JICA Expert Team が算定した。特に大規模発電事業者は調達力が高いため、導入規模ごとにカテゴリーを分けるなど工夫を行った。また調達コストは継続して下落傾向にあるため、下落した場合でも毎年機械的に補正ができるような仕組みについても提案を行った。これら検討結果は過去 FIT の決定時に検討が行われ報告書として取り纏められた「The report of committee on upgrading the Net-metering Scheme to Net-accounting Scheme」や「Decision on Non-Conventional Renewable Energy Purchase Tariffs

2012-2013」などを参考に、背景、検討緒言、シナリオ、結果、考察など必要事項を盛り込んで改定案として整備した。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-7 Roof Top PV FIT 改定

ii) 需給調整市場の検討

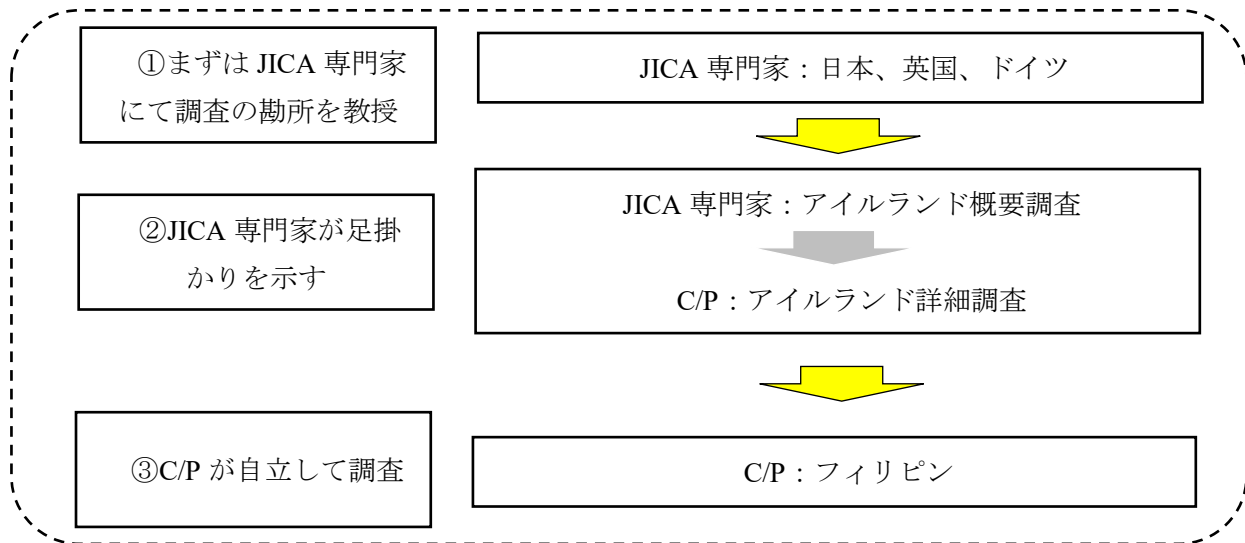
すでに需給調整力市場が導入されている先進諸外国、類似途上国そして地形的類似性のある島国という観点から調査国を選定し調査を行った。

表 3-9 調査対象国

区分	選定した国
先進国	日本、ドイツ、英国
類似途上国	フィリピン
同規模の島国	アイルランド

[出所] JICA 専門家チーム

これまでの活動で C/P に対する Input を進めてきたため、基本的な知識は備わった。そこで今回は C/P にも積極的に調査してもらうこととした。具体的には下記のように取り組んだ。



(Authorization Stage)

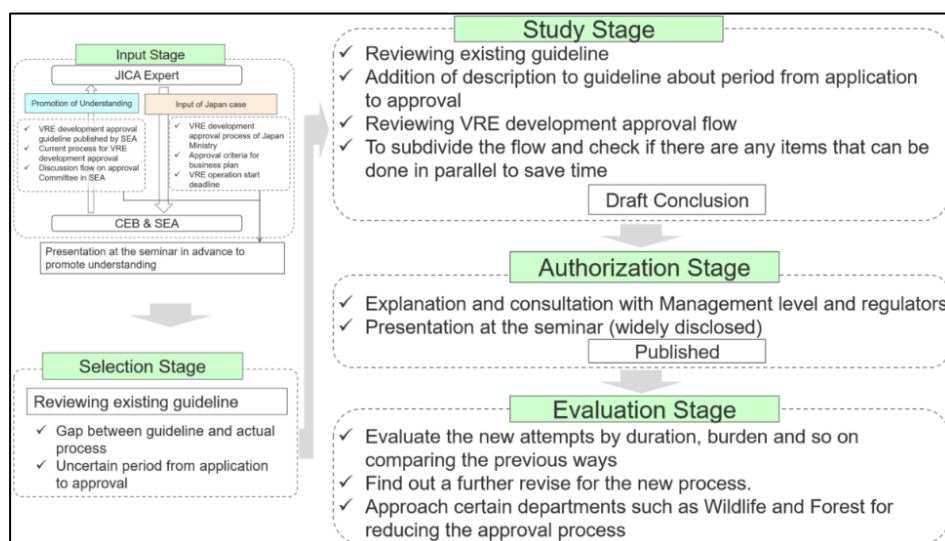
このようにして検討してきた結果は 2 回の制度政策セミナー及び JCC の機会を活用して情報公開した。特にセミナーでは、C/P のみならず、ドナー、関連省庁、アカデミック機関など幅広く参加を呼びかけ、可能な限り広く情報公開できるように心がけた。

またそれぞれの会議において、JICA 専門家からの一方的な発表だけではなく必ず C/P から発表いただくことで C/P の主体性を確保した。

また Roof Top PV FIT 改定は、CEB が改定申請を行い改定がプロジェクト内で完了できるように支援作業を行うこととした。

(イ)再エネ導入許可制度の合理化

Input Stage から Evaluation Stage までの概要は以下に示す通りである。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-8 業務フローチャート (WG1 再エネ導入許可制度の合理化)

以降で各 Stage での実施内容について説明する。

(Input Stage)

導入として、再エネに関するその種類と特長について概要を説明した。課題として挙げられた再エネ導入許可申請の長期化に対して、日本の事例をインプットし比較する事で、改善要素となる項目を検討した。

表 3-10 インプット内容

主な項目	説明した事項
太陽光発電の運転・維持管理	● 太陽光の特性・運転方法・維持管理方法
洋上風力発電の運転・維持管理	● 洋上風力の特性・運転方法・維持管理方法
経済産業省（日本）による再エネ許可プロセス	● 再エネ申請から設置までの一連の流れ ● FIT 適用と入札の棲み分け ● 各プロセスの所要時間の目安
日本の関係法令	● 申請者の求められる、検討すべき法規制 ● 森林法についてその概要と再エネ設置する際の諸手続き及び留意点

[出所] JICA 専門家チーム

(Selection Stage)

C/P より提供された再エネ導入許可申請のガイドライン (A Guide to the Project Approval Process For On-Grid Renewable Energy Project Development) と申請状況の進捗管理表に基づいて現状把握を行った。申請期間の長期化の改善の観点から、特に、再エネ導入許可に対して、SEA による承認 (EP: Energy Permit) までに期間を要する事が問題点として挙げられ、再エネ許可プロセスの非効率な運用を見直す必要性を認識した。実際、ガイドラインは 2011 年に発行以来、改定がされておらず、制定した当時から、実態に合わない運用が散見されている状況である。プロセスの改善にあたり、現状のプロセスを可視化し、申請者の登録から EP までの間で問題点の洗い出しを行った。

(Study Stage)

可視化したプロセスに対して、3 つのカテゴリに分けて更にプロセスの分解を行った。各カテゴリにおいて、許可申請の長期化をもたらしている要素を問題提起として抽出し、対策案を検討した。プロセスの見直し、システムの構築、ガイドラインの明確化による改善項目として整理する事ができた。

表 3-1 1 問題提起と対策案の検討

問題提起	対策案	改善項目
承認依頼に対する申請者の負担	タイムリーなSEAの関与	プロセスの見直し
フローの往来・出戻りが存在	不要プロセスの省略・省力化	
土地所有の問題が後工程で発生	早期の取り上げ・解決	
環境保護区域の変更による土地問題	発電設備設置エリアと環境保護区域の円滑な共有化	システムの構築
紙資料の手作業による進捗管理不備	全体のプロセスの進捗管理	
関係省庁による承認行為の遅延	標準処理期間の設定	ガイドラインの明確化

[出所] JICA 専門家チーム

(Authorization Stage)

ガイドラインの改定にあたり関係機関との合意を得て、最終的に 2022 年 1 月に新ガイドラインが公開・導入された。新ガイドラインの基調と具体的な内容は以下の通りである。

表 3-1 2 新ガイドラインの基調と内容

基調	具体的な内容
SEAの関与	申請者の負担軽減 往来するプロセスの削減
関係省庁レベルのサポート	標準処理期限の設定 時間を要する項目の省力化
低進捗のプロジェクトに対する支援	初期の段階での土地所有の明確化 運営委員会の設定

[出所] JICA 専門家チーム

オンラインシステムは構築段階であり、今年中に公開される予定であり、システムの設計思想としては以下の通りである。

表 3-1 3 オンラインシステムの内容

工程	システム設計
1. Initial screening	<ul style="list-style-type: none"> ・ 申請開始からEPまで一括した進捗管理 ・ 関係者による同一書類の同時アクセス ・ 申請書類の更新や進捗状況の平行処理 ・ 特定の申請許可においては権限者のみがアクセス ・ 地図情報の正確反映 ・ 工程管理の自動反映 ・ 電子サインの導入
2. Initial payment	
3. CEB approval	
4. PA (Provisional Approval: 仮承認)	
5. External approvals	
6. EP (Energy Permit: 開発承認)	
7. Under EP	

[出所] JICA 専門家チーム

(Evaluation Stage)

新ガイドライン導入による効果を 2017 年から 2022 年 6 月までの間の再エネ申請件数から評価を行った。一方で、オンラインシステムは構築中であり、導入後に評価を行う必要がある。継続した評価をする事で更なる改善に繋がる事を C/P は認識した。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-9 再エネ導入許可プロセスに関する協議

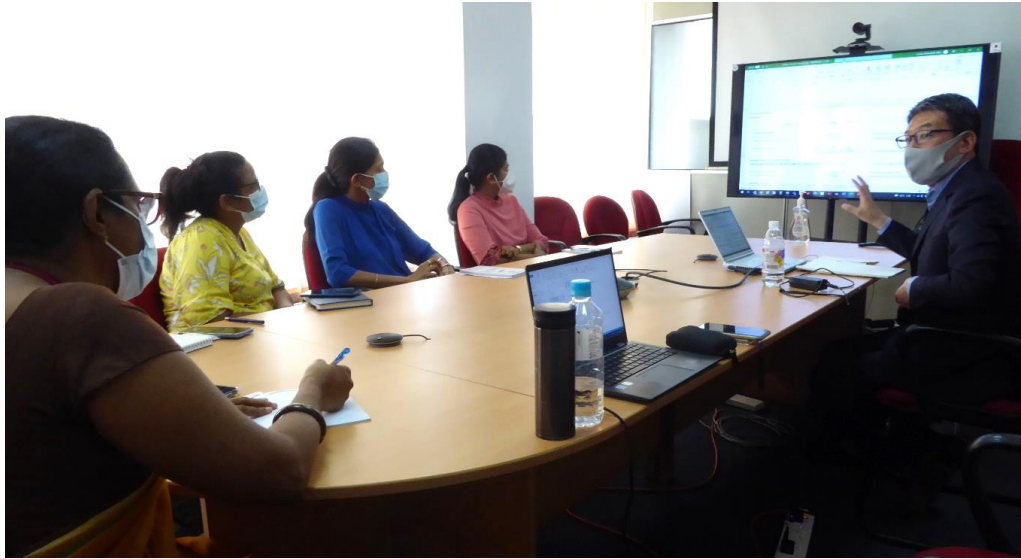
(ウ)CEB 財務分析

CEB 財務に関しては、WG1 活動開始当初の協議により、①まず CEB 財務状況の現状分析を行い、主要な課題とその原因について把握したうえで、②現行の料金体系・制度に基づく財務予測を行い、③さらに制度改善や料金改定などのシナリオに基づいた財務予測を行っていく、という活動の大きな流れを確認した。

活動の前半では、CEB の財務状況及び、電気料金改定制度や政府の対応などの現状把握を実施した。JICA 専門家チームの情報収集や現状分析作業のために、WG1 メンバーと専門家チームの間での質疑応答セッションや、CEB 側から WG1 メンバーによるプレゼンテーションによる説明・報告なども実施された。

CEB 財務の現状把握の次段階として、2021 年度から 2022 年度にかけては、CEB 財務の将来予測と分析を行った。まず 2021 年の活動を通じ、専門家チームは WG1 メンバーと協議を重ね、2022 年 1 月の第二回制度政策セミナーで、CEB 財務予測（現状の電気料金・FIT のケース、FIT 改定ケース、電気料金値上げ・政府支援ケース）を発表した。作成した財務モデルについては、将来 CEB 職員がモデルを更新しながら活用できるよう、2022 年 6 月の現地活動で、CEB 財務部職員などの WG1 メンバーに対するレクチャーを行った。

最後に、2022 年後半では、CEB 財務にかかる Recommendation Report の作成を行った。これは、CEB の現状分析、CEB 財務の将来予測、財務改善オプションとその予測結果をとりまとめたものである。これは、2022 年 3 月以降の厳しい経済情勢により高騰する燃料費見通しなどの最新の CEB 財務状況、及び 2022 年 8 月に政府がおよそ 8 年ぶりに改定した電気料金水準、最新の LTGEP 2023 - 2042 ドラフトなどが反映されており、CEB 職員として今後、経営層や政府・PUCSL との協議に用いることが期待されている。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-10 財務分析に関する協議

(3) 活動の成果

成果 1 (WG1) : 再生可能エネルギーに係る企業戦略及び計画策定能力の強化

成果 1 では再エネが大量導入する環境を維持しつつ、CEB が電力事業者として健全にかつ持続的に事業経営できる素地を作ることが命題となっている。これを達成するため、持続可能な再エネ導入制度検討、再エネ導入促進と並行して必要となる電力市場（需給調整市場等）の見識の深化、新たに考案した再エネ導入制度（Rooftop PV の FIT 料金見直し）を踏まえた CEB 財務分析、さらに再エネ事業者が円滑に事業参加できるように再エネ導入許可制度の合理化という大きく 4 つの視点で活動を行い下記のような成果を達成した。

(ア)再エネ導入制度検討

再生可能エネルギー導入や料金など制度面の運用状況や課題の確認を進めたところ、世界的な PV 導入コストの低下傾向にもかかわらず、スリランカでは 2016 に制度が導入されてから一度も FIT 料金が見直されていないこと、設備規模によって導入コストの単価 (LKR/kW) が異なるにも関わらず、小容量 (数 kW クラス) から大容量 (MW クラス) まで統一の FIT が設定されていることといった課題が認められた。このため、Rooftop PV FIT 料金の見直しについて WG1 で検討することとした。Rooftop PV の FIT 料金の見直しについては、PUCSL と協議をした際、彼らも PV パネルの低価格化が FIT 料金に反映されていない状況を認識しており、見直しは妥当であるとのコメントを得た。FIT の検討では、開発者が所定の利益を確保できる発電コストを設置容量毎の導入コスト単価を用いて算定し、発電コストの大きく異なる 10kW、100kW を閾値として 3 カテゴリーに分けて FIT を計算した。計算された FIT は、Direct Generation Cost (火力、水力などすべての発電コストの平均値) を下回る場合は、開発インセンティブを確保するため Direct Generation Cost を確保する価格を提案し、FIT 改定の提案書案としてとりまとめ CEB へ提出した。見直した Rooftop PV FIT の検討手法は第 2 回制度政策セミナーで説明し、CEB だけでなく関係省庁を含め広く周知された。

当初、プロジェクト期間中に Rooftop PV FIT 見直しの提案書を関係省庁の代表者で構成される Expert Committee へ提出し、閣議決定を受けて改定された Rooftop PV FIT が運用される予

定であった。しかし、2022年3月から始まった急激な経済失速により、この見直しをすすめられる状況ではなくなり、CEBからも提案書の提出を見合わせたいという強い意向を受けた。これを受けCEBと協議した結果、Rooftop PV改定についてCEB上層部への承認手続きは見送るものの、本件を管掌するAGM(Additional General Manager)に検討結果を説明することし、2022年6月にRooftop PV FIT見直しの背景及びFIT算定の考え方を説明し、AGMの理解を得た。これにより、CEB上層部にFIT見直しの必要性を理解いただいたため、経済状況が回復した際に速やかに手続きをすすめることができ、健全な電気事業運営に貢献することが期待される。また、経済状況が回復した際にCEBメンバーが自らFIT改定作業を進められるようにFIT改定に関する手続き及び必要とされる手続き期間をマイルストーンとしてとりまとめ、FIT改定の作業の流れを明確化させた。その後、経済危機に伴うRoof Top PVの開発コストや借入利子負担の増加を背景に、2022年10月25日にRoof Top PV FITの見直しが内閣で緊急に承認された。新しいRoof Top PV FITは、500kWまでLKR 37.0/kWh、500kW超過はLKR 34.5/kWh(20年間固定)である。計算パラメータが開示されないため、詳細な評価は難しいが、500kWを区分として、買取価格を分けて設定したことは設備規模による導入コストの違いを反映しており評価できる。今後も開発コストの変化に対応した定期的なFIT改定が望まれる。



[出所] JICA 専門家チーム

図3-11 FIT料金設定についての協議

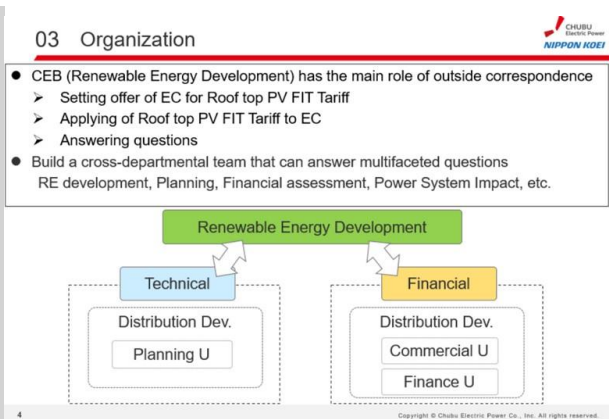


[出所] JICA 専門家チーム

図3-12 CEB上層部(Hendahewa AGM(中央ネクタイの方))へのFIT改定説明

02 Milestones

	Procedure	Period (Month)	Note
CEB	1 Recalculation of FIT Tariff to reflect economic conditions	1.0	● It is possible for CEB to change the preconditions of the Draft Proposal (submitted by JICA Expert)
	2 Internal Approval of CEB	0.5	● Already explained to Hendahewa AGM ● Information sharing in advance if there is a related Dep.
EC	3 Setting offer of Expert Committee (EC) for Roof top PV	0.5	● CEB→MoP
	4 Deliberation in the Expert Committee for Roof top PV	1.0	● Answering questions (requires solid understanding of calculation methods)
SM	5 Deliberation in the State Ministry of Solar, Wind and Hydro power generation project	1.0	● Answering questions (requires solid understanding of calculation methods)
MoP	6 Deliberation in the Ministry of Power (Third opinion from CEB, PUCSL)	2.0	● Answering questions (requires solid understanding of calculation methods)
	7 Deliberation in the Cabinet	1.0	
Cabinet	8 Cabinet Approval		● Careful explanation to developers after the revision
3 Around 7 months			



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-1 3 想定される改定までのマイルストーン及び取り組み体制

(イ) 電力市場の見識の深化

今後の再エネ導入促進の主役は PV や Wind Turbine Generator のような VRE となる。単に VRE 発電事業者のみを支援すれば導入が進むものではなく、VRE の発電全体に占める割合が高くなればその分調整力電源が必要になる。このため慣性力を持った火力発電のような従来型の電源は必要であるが、一般市場はメリットオーダーであり、火力発電は燃料費により限界費用が高く劣後するため給電指令がかからず、収益を上げることができず市場からの退場を余儀なくされる。そこでこの制御可能な従来型電源を確保する新たな電力市場（需給調整市場）が必要となる。一連の Input により、C/P はこの市場の必要性を深く理解できた。

さらにさほど遠くない将来における調整力市場の導入を意識して JICA 専門家と C/P で協力して先進諸外国、類似後進国そして地形的類似性のある島国という観点から調査国を選定し調査を行った。

C/P はスリランカに類似した国の調査を実施した。類似していることでイメージがしやすく、また自ら調べることで理解をさらに深めることができた。C/P は非常に学ぶことが多く有意義な活動であったと高い満足感を示していた。



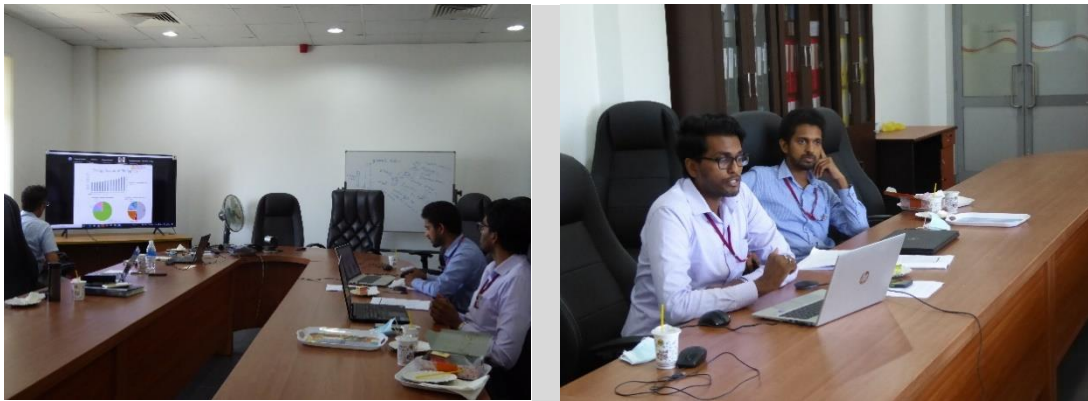
[出所] JICA 専門家チーム

図 3-1 4 DGM から技術移転への期待が示されている様子



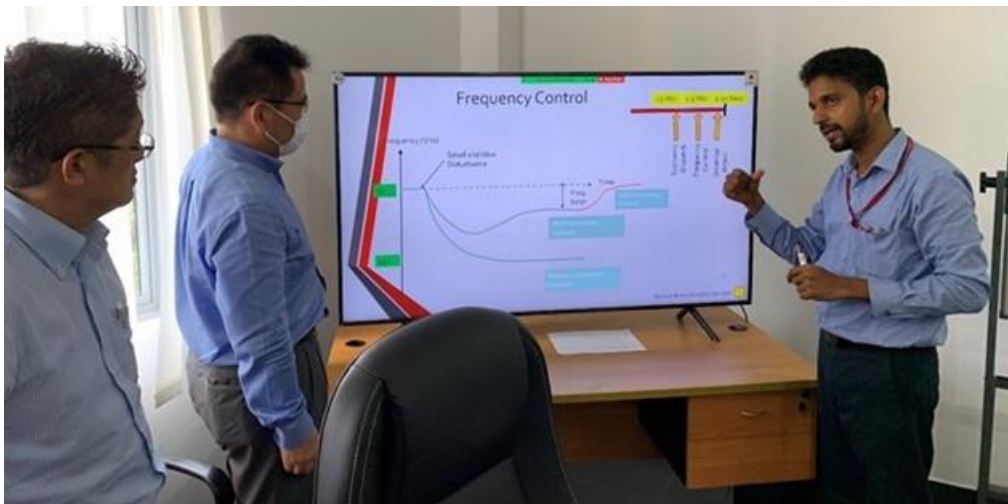
[出所] JICA 専門家チーム

図 3-1 5 JICA 専門家から先進国調整力市場について説明している様子



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-1 6 C/P からフィリピンの電力市場について発表する様子



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-1 7 将来の需給調整市場のあるべき姿について協議している様子

最終的に、C/P が自ら考える需給調整市場導入のための解決すべき課題を下記のとおり整理できた。これにより、スリランカにおける今後の電力市場構築に向けた効果的な議論の素地を築いた。

- A) 正確な需要予測
- B) リアルタイムのモニタリング (Supervisory Control Data Acquisition (以下、SCADA) システムの整備)
- C) VRE (変動型再エネ) の正確な発電量予測
- D) 全ての発電所からの発電計画申請
- E) インドとの 500kV HVDC 連系の実現
- F) 寡占を禁止するため、発電シェアの上限設定 (価格操作を回避)
- G) 需給調整市場の上限 Cap の設定 (価格スパイクの抑制)
- H) 大型系統蓄電池の導入
- I) 需給調整市場の必要要件を満たすべく参加発電機器が満たすべき要件の設定

これらについては、提言の章において考察を行う。

(ウ)CEB 財務分析

CEB 企業財務計画に関して、財務予測モデルを作成し、第 2 回制度政策セミナーで説明した。第 2 期第 1 次活動において同モデルに関するセミナーを実施し、財務予測方法及びベースとなる財務情報に関する説明と協議を行った。また、企業財務計画に関する助言として、“Recommendation Report” の作成支援を行い、ドラフトに関する協議を行った。こうした活動を通じ、WG1 メンバーの CEB 財務状況及びその将来見通しに対する理解をより深めたとともに、今後は CEB 職員が、今回作成した財務予測モデルをアップデートしながら活用し、組織内や経営幹部との議論、さらに電力省・PUCSL など政府機関に対する説明や協議に用いられることが期待されている。

2022 年に顕在化した政府の債務問題と経済環境の急激な悪化を受け、燃料費が 3~4 倍になるなど、CEB の経営状態にも甚大な影響が及び、CEB は電力サービス継続のために計画停電などを実施せざるを得ない状態となった。このため、政府は長い間実施してこなかった電気料金改定を 2022 年 8 月に実施することを決定した。この値上げ幅は平均 70%以上に及ぶ一方で、依然としてコストリカバリー可能な水準には至っておらず、さらなる値上げや CEB の経費削減が必要となると考えられる。

このような外的ショックを端緒とした大きな変化を経験しつつある CEB 企業財務であるが、まずは 8 年ぶりの電気料金改定を実現させたことは、定期的な料金改定の実施を望んでいた CEB 職員にとっては大きな成果であるといえる。今後、政府が International Monetary Fund (以下、IMF) プログラムを開始し国営企業改革を進めていくことになると、コストリカバリー可能な水準までのさらなる料金改定や、CEB のコスト圧縮努力を求められる可能性がある。また、このような激変する環境下で、WG1 の主要メンバーでもある料金担当チーフエンジニアや財務部職員も、それぞれ電気料金にかかる政府・議会との協議や、予算策定・修正などの業務に忙殺されたが、本プロジェクトで深めた CEB 財務に対する理解を実地で活用した成果であるともいえる。

また、燃料など価格の高騰、2022 年 8 月の料金改定、さらにはドラフトが完成した最新の

LTGEP 2023-2042 を反映させた財務モデルと Recommendation Report 案とする必要が生じた。そのため、CEB から 2021 年財務諸表や 2022 年修正予算などの最新情報の提供を受け、財務モデルとレポートドラフトの修正を行い、第 2 期第 2 次活動で CEB と協議を行った。特に料金担当チーフエンジニアは、今後はこの Recommendation Report 及び財務モデルを CEB 経営幹部への説明や、政府との協議などに活用する意図に言及しており、WG1 メンバーを中心とする CEB 職員に活用されていくことが期待される。

経済危機に伴うコスト上昇を吸収するために、2022 年 10 月 25 日に内閣で緊急に承認された新しい Roof Top PV FIT は、500kW まで LKR 37.0/kWh、500kW 超過は LKR 34.5/kWh (20 年間固定) であり、現行の平均電気料金 LKR 29.14/kWh よりも高く、CEB に損失を及ぼす改定であるものの、CEB の火力発電 (LKR 83.57/kWh) および IPP 火力発電 (LKR 95.11/kWh) との比較においては、大幅に低コストであり、発電量に鑑みても、経済危機のコスト影響は火力発電がはるかに大きい⁴。

このように、Roof top を含む PV は、燃料費高騰の状況下で、より有効に活用していくべき電源である一方、元来 Roof Top PV は、発電専門 IPP ではなく、一般消費者や他産業の企業が主体となっており、大幅な逆転のまま発電を継続していく動機に乏しい。コスト反映の原則に立つと、金融費や物価上昇等の負担軽減のため、FIT 水準を実態に合わせて改定していくことは、燃料費がすべて Energy Charge に転嫁できる専門 IPP との公平性の観点からも、やむを得ない対応と考えられる。Roof Top PV の発電量は一月当たり約 60GWh (2022 年 9 月～12 月の平均値) であるから、従来 FIT 水準 (LKR 19.84/kWh) と比較すると、今次 FIT 改定の CEB 財務への影響は、およそ LKR 1 billion/月の損失となるが、毎月 CEB が負担する発電費用 (合計約 LKR 31 billion) と比較してその影響は少ない。なお、同じ発電量を火力で賄う場合は、CEB におよそ LKR 5 billion/月の損失をもたらすと推計される。

また、Rooftop PV FIT を活用して電力供給する一般消費者・企業は、他方で CEB の顧客である電力消費者でもあり、自己が消費する電気料金のみが急激に値上がりする一方で FIT は経済危機以前と変わらない状態では、今後のさらなる料金改定に対する消費者理解が得られない、と当局が考えることも理解できる。

コストが適切に反映される電気料金があるべき姿であり、現在これが達成できるよう、第二回電気料金改定に向け CEB から PUCSL へ新料金を申請中である。IMF からの財政支援を得るために、政府自身が CEB 電気料金の第二回改定に強くコミットしているという後押しはあるものの、コストを回収するための新料金を算定して申請できたことは、CEB 職員に自社の財務評価と適正電気料金の推計に必要な知識・経験が確実に定着していることを示している。第二回改定料金はコスト回収が見込めるレベルまで上げられる見込みで、CEB 財務はある程度改善されることが期待される。

⁴ 料金・コスト数値はいずれも 2022 年 9 月～12 月の CEB 修正予算の推計による。

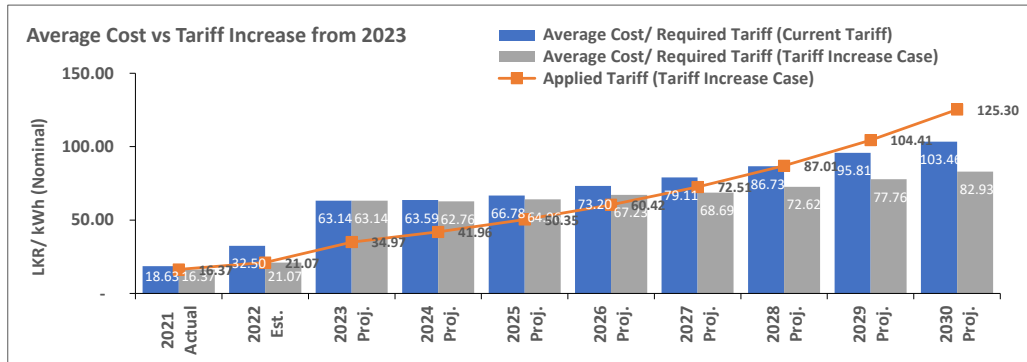
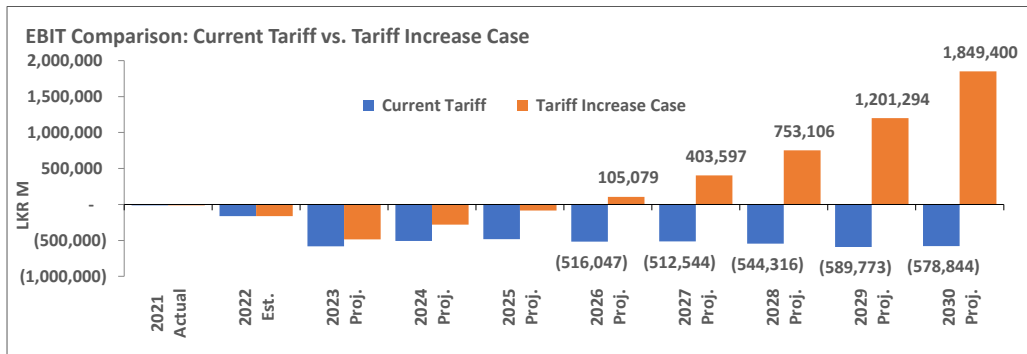
表 3-1 4 2022 年 8 月の電気料金改定後の CEB 財務計画

Summary Income Statement		August 2022 Estimates (LKR mn)	
Income		311,458	
Sale of Electricity		300,420	
Other Income		11,037	
OPEX		463,394	
Direct Generation Cost		384,182	
Indirect OPEX without Depreciation		77,907	
Net Profit/ (Loss) before Depreciation		(151,937)	
Operational Summary		August 2022 Estimates	% change from 2021
Sale of Electricity	GWh	14,260	-6.3%
Net Generation	GWh	16,370	-2.1%
Annual Average Tariff (Jan-Dec)	LKR/kWh	21.07	28.7%
Annual Average Cost (Jan-Dec)	LKR/kWh	32.50	74.4%
Average Tariff (Sep-Dec)	LKR/kWh	29.14	78.0%
Annual Average Cost (Sep-Dec)	LKR/kWh	39.94	114.4%

[出所] JICA 専門家チーム

[出所] JICA 専門家チーム

図 3-1 8 「財務予測モデル」のエクセルシート (イメージ)



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-1 9 「定期的な電気料金上昇ケース」の予測結果

(エ) 再エネ導入許可制度の合理化

再エネ調達に係る特別措置法や開発許可制度について C/P に解説し、再エネ導入に関わる基本制度や導入施策の知識を醸成することができた。また、その知見をベースとして、スリランカでの再エネ電源導入許可プロセスの迅速化を目的とした議論を行った。

JICA 専門家により、スリランカの再エネ導入許可プロセスをフローチャートにして視覚化し、C/P とともに手続きの効率化が可能と考えられるプロセスを洗い出し、日本で実施している手続きの知見を交えてプロセスの合理化検討を行った。その中で、再エネ開発者にとって繰り返しや出戻りとなる手続きに着目し、SEA と CEB との議論を経て手続きの合理化策を見出し、実施に移した。SEA からのプロセス改善上申においては、JICA 専門家による後押しにより、最終的に SEA は再エネ許可プロセスの業務上申を行い、2022 年のプロセス改定に至った。新ガイドラインは 2022 年 1 月 4 日に公開された。改善効果の評価にあたり、2011 年 1 月から 2022 年 6 月までの間で再エネ導入許可申請の進捗データから評価を行った。ガイドラインが制定された 2011 年から 2021 年の間における PA 承認までの平均所要期間は 268 日であるのに対して、2022 年以降は平均 49 日となり (図 3-2 0)、2022 年 1 月のガイドライン改定後、従来まで停滞していた PA 承認が処理期間の短縮化がされ、大きな改善が見られた。EP においては評価期間が不足しているため、継続して注視し評価を行う必要がある。オンラインシステムについても導入後の評価を行う必要がある。

	Application	PA Issued	EP Issued
2011 ~ 2021	268 days	414 days	
2022 ~	48 days	N/A	

[出所] JICA 専門家チーム

図 3-20 各工程の平均所要日数

(オ) 積極的な C/P のサポート活動

C/P は、制度政策面における対策について具体的な検討や調査を行ってきた状況ではなく、何らかの取り組みが必要とは感じているものの取り掛かりがつかめない状況であった。そこで、日々のコミュニケーションから C/P が抱く疑問を探り、それに対して資料として整備して説明を行い意見交換した。C/P から、正に今直面している課題や将来の漠然たる疑問がクリアになり大変今後の指針となるというコメントをいただいた。

表 3-15 説明した事例

区分	C/Pの疑問・関心
ベトナムにおける再エネ導入の急伸	東南アジアでベトナムがなぜ他国に比べて再エネ導入促進が加速度的に進んでいるかの要因
再エネ連系により既存システムの増強費用のコスト負担	今後多くのVREが導入されてくると逆潮流によるシステムの改良・拡充が必要になる。その費用は誰がどのような割合で負担すべきか
アグリゲータービジネス	屋根貸しビジネスがスリランカでは増加。今後、小規模のRoof Top PVを束ねたアグリゲータービジネスを行うモデルも出てくる可能性がある。

[出所] JICA 専門家チーム



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-21 C/P へ説明・意見交換の様子

3. 7. 2 WG2 活動

(1) 活動の狙い

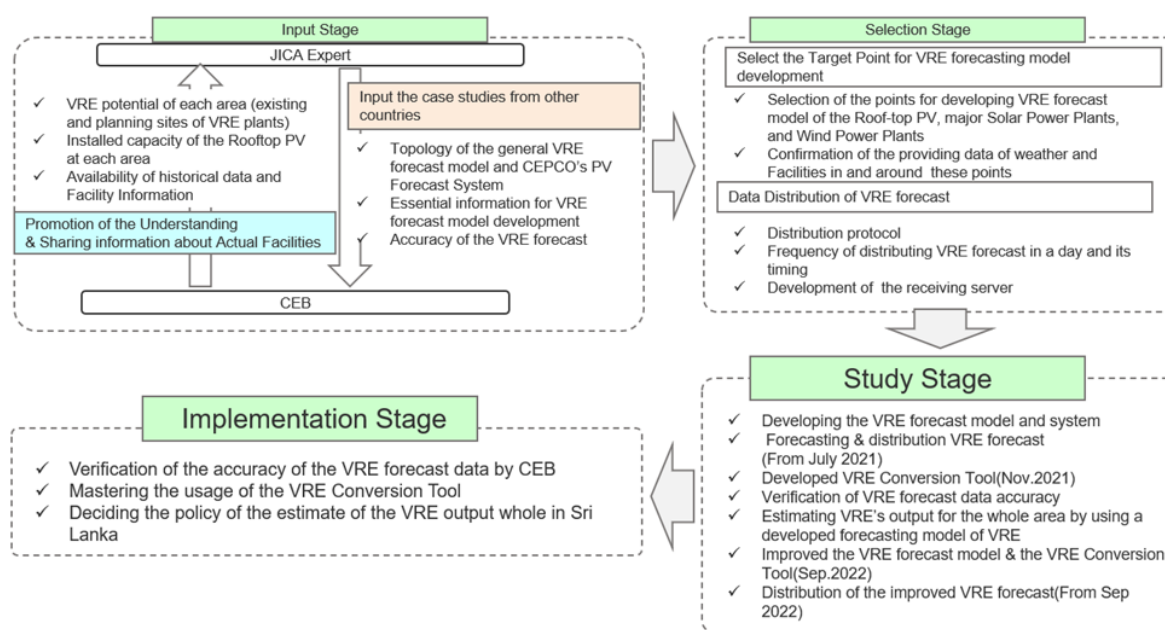
「成果2 再生可能エネルギー導入量増加に伴う送電系統運用及び開発能力が強化される」を達成するために、再生可能エネルギーの導入量に応じた電力系統の安定化対策を検討し、実際の需給運用・系統運用に活かすべく、CEB の体制構築と能力の強化を行った。

そこでWG2 では、①VRE 発電量予測、②需給運用、③VRE 大量導入に向けた系統安定化対策、④Grid Code 改訂、⑤VRE 余剰電力対策の蓄電池や揚水発電の検討、⑥揚水発電所の開発候補地点における地質調査の6面にて検討した。

(2) 活動の進め方

(ア) VRE 発電量予測

Input Stage から Implementation Stage までの概要は以下に示す通りである。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-2 2 業務フローチャート (VRE 発電量予測)

(Input Stage)

VRE 予測に関して、JICA 専門家チームと CEB が相互にインプットした項目は、以下の通りである。

表 3-1 6 インプット項目

	実施項目	実施内容
①	一般的な VRE 予測モデルと日本の VRE 発電量予測システム	<p>・ JICA 専門家チームは、下記の図に示す一般的な VRE 予測モデル（気象、発電量）の概要や開発方法を説明した上で、日本の VRE 発電量予測システムの例として、中部電力の PV 予測システムの概要を説明した。</p> <p>この VRE 予測モデルは、2 段階の予測モデルで構成されている。1 つ目は、VRE 設備の地点情報と気象モデルを用いて気象情報（日射量、風向・風速）を予測するモデル、2 つ目は、予測された気象情報と設備情報から VRE 発電量を予測するモデルである。</p>

		<p style="text-align: center;">図 VRE 予測システムの概要</p>
②	VRE 予測モデルの開発に必要な情報	・ JICA 専門家チームは、VRE 予測モデルの開発に必要な情報（設備情報、気象情報、発電量実績）と入手情報の違いによる予測精度の傾向を説明した。
③	CEB の VRE 発電量予測の現状	・ CEB は、現状の VRE 発電量予測は、運用者が前日の天気予報、発電実績や経験を基に予測している状況を説明した。
④	スリランカにおける VRE 施設の現状と開発計画	・ CEB は、既存の VRE 施設の状況（Rooftop PV 含む）と今後の VRE 施設の開発計画を説明した。
⑤	スリランカにおける Rooftop PV の現状	・ CEB は、スリランカ各地域における、既存の Rooftop PV の設置容量の状況を説明した。
⑥	VRE 予測モデルの開発に利用可能な情報の共有	・ CEB は、VRE 予測モデルの開発に必要な情報を踏まえて、VRE 予測候補地点の各情報の利用可能性を説明した。

[出所] JICA 専門家チーム

(Selection Stage)

Input stage での JICA 専門家チームと CEB の議論を踏まえて以下の項目を決定した。

表 3-17 選択項目

	実施項目	実施内容
①	VRE 予測システムの枠組みの決定	<ul style="list-style-type: none"> ・ CEB は、JICA 専門家チームに CEB 内に VRE 予測システムの構築を要請した。VRE 予測システムの 1 部である気象予測の運用・保守は専門的な技術を要するため、JICA 専門家チームはまずは VRE 予測（気象、発電量）を実施し、次に段階的な開発が必要であることを説明した。 ・ その結果、本プロジェクト期間中は、JICA 専門家チーム側で、VRE 予測（気象、発電量）を実施して、その結果を CEB に提供することとし、VRE 予測（気象、発電量）の配信仕様（配信方法、頻度、時間等）を決定した。
②	VRE 発電量変換ツールの作成	・ 本プロジェクト終了後は、気象予測は、CEB が気象会社等から入手することを前提として、JICA 専門家チームは、本プロジェクトにおいて気象情報から VRE 発電量を計算する VRE 発電量変換ツールを作成することになった。
③	VRE 予測モデルの予測地点の決定	・ CEB と JICA 専門家チームは、現状の VRE の既存施設の稼働状況（出力規模、位置等）及び将来の VRE の開発計画（出力規模、位置等）とモデルの構築に必要な情報の利用可能性を踏まえて、VRE 予測地点として 8 地点（風力発電:3 地点、太陽光発電:5 地点）を決定した。

[出所] JICA 専門家チーム

(Study Stage)

Selection stage で決定した実施事項を踏まえ、JICA 専門家チームが行った項目は以下のとおりである。

表 3-18 実施項目

	実施項目	実施内容
①	VRE 予測モデル・システムの構築と VRE 予測の提供	<ul style="list-style-type: none"> ・JICA 専門家チームは、2021 年 3 月の段階で、CEB から VRE 予測地点（8 地点）の設備情報を入手して、VRE 予測モデル（気象予測、発電量予測）と同時に同モデルを運用する VRE 予測システムを構築して、2021 年 7 月から CEB に対して VRE 予測（気象、発電量）の提供を開始した。 －VRE 予測モデル（第 1 次モデル）：VRE 予測 8 地点の設備情報のみを用いて開発
②	VRE 発電量変換ツールの構築	<ul style="list-style-type: none"> ・JICA 専門家チームは、VRE 予測モデルの開発を基に VRE 発電量変換ツールを開発して、2021 年 11 月に CEB に提供した。
③	VRE 予測モデルの精度検証及び改良	<ul style="list-style-type: none"> ・2022 年 1 月と 2022 年 6 月の第 2-1 次活動の際に、CEB から VRE 予測地点の発電量実績と気象観データの一部（WPP1:風向・風速、WPP2:風向・風速、SPP1:日射量、SPP2:日射量）を入手して VRE 予測（気象、発電量）の予測精度の検証とそれを基にした VRE 予測モデルの改良を行った後、2022 年 9 月 1 日から改良 VRE 予測モデルによる VRE 予測（気象、発電量）の提供を開始した。 －改良 VRE 予測モデル(第 2 次モデル)：VRE 予測 5 地点（WPP1,WPP2,WPP3,SPP1,SPP2）は、設備情報、発電量実測データ、気象観測データを用いて開発、VRE 予測 3 地点（SPP3,SPP4,SPP5）は、設備情報、発電量実測データを用いて開発
④	VRE 発電量変換ツールの改良	<ul style="list-style-type: none"> ・JICA 専門家チームは VRE 予測モデルの改良に伴い VRE 発電量変換ツールの改良を行った上で 2022 年 9 月に CEB に提供した。
⑤	スリランカ全土の VRE 発電量の予測及び発電量実績の推定	<ul style="list-style-type: none"> ・CEB と JICA 専門家チームは、スリランカ全土の VRE 発電量の予測方法並びにその検証に必要な VRE 発電量の実績の推定方法を議論した。

[出所] JICA 専門家チーム

(Implementation Stage)

Study stage の結果を受けて CEB が実施した項目は、以下のとおりである。

表 3-19 CEB の実施項目

	実施項目	実施内容
①	VRE 予測（初期モデル）の予測値と実測値の比較	<ul style="list-style-type: none"> ・2021 年 7 月から配信している VRE 発電量予測に関して、CEB は JICA 専門家チームから提供された 8 つの VRE 予測地点の内、発電量の実測値が即日的に入手できる 3 地点（風力発電 2 地点、太陽光発電 1 地点）において VRE 発電量の予測と実測の比較を独自に行い、第 2-2 次活動においてその結果を JICA 専門家チームに提供した。
②	VRE 予測（2022 年 9 月改良モデル）の予測値と実測値の比較	<ul style="list-style-type: none"> ・2022 年 9 月から提供を開始した VRE 発電量予測に関して、CEB は発電量の実測値が即日的に入手できる 3 地点において、実測値と予測値の比較を行った。
③	VRE 発電量変換ツールの	<ul style="list-style-type: none"> ・CEB は、改良前と改良後の VRE 発電量変換ツールを用いて、複数の VRE

	新旧モデル予測値と実測値の比較	予測地点（太陽光発電 2 地点）の実測値と予測値の比較を行った。																												
④	VRE 予測を用いたスリランカ全土の VRE 発電量の予測方針の決定	<p>・CEB は本プロジェクト終了後のスリランカ全土の VRE 発電量を予測する以下の方針を決定した。</p> <p>①VRE 予測地点 8 地点それぞれが代表する地域を決定して、その地域内に含まれる同種の風力発電、商用型太陽光発電、ルーフトップ型太陽光発電の総定格出力を計算する。</p> <p>②各 VRE 予測地点の定格出力と代表する地域に含まれる同種の VRE の総定格出力との出力比を計算する。</p> <p>③運用において、VRE 予測 8 地点の必要な気象予測（風力発電：風速、太陽光発電：日射量）を入手して、VRE 変換ツールを用いて、8 地点の VRE 発電量を計算する。</p> <p>④VRE 予測地点 8 地点の VRE 発電量に代表する地域の定格出力比を乗じて、各地域の同種の VRE の総発電量を推定する。</p> <p>表 VRE 予測地点と代表地域の定格出力</p> <table border="1" data-bbox="588 967 1302 1364"> <thead> <tr> <th>Forecast site (Total rated value)</th> <th>Information on forecast site</th> <th>Representative area (Total rated value)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>WPP1(12MW)</td> <td>Northern Wind Power Plant</td> <td>Area7(250MW)</td> </tr> <tr> <td>WPP2(103.5MW)</td> <td>Mannar Wind Power Plant</td> <td>Area8(315MW)</td> </tr> <tr> <td>WPP3(10MW)</td> <td>Mampuri Wind Power Plant</td> <td>Area9(214.6MW)</td> </tr> <tr> <td>SPP1(10MW)</td> <td>Vydexa solar Power Plant</td> <td>Area4(250MW)</td> </tr> <tr> <td>SPP2(12.5MW)</td> <td>Solar One Ceylon Power</td> <td>Area5(647MW)</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">SPP3(10MW)</td> <td rowspan="2">Saga Solar Power</td> <td>Area6(131MW)</td> </tr> <tr> <td>Area3(63MW)</td> </tr> <tr> <td>SPP4(50KW)</td> <td>Kuliyapitiya Area</td> <td>Area2(143MW)</td> </tr> <tr> <td>SPP5(90.9KW)</td> <td>CEB Head office</td> <td>Area1(25.2MW)</td> </tr> </tbody> </table>	Forecast site (Total rated value)	Information on forecast site	Representative area (Total rated value)	WPP1(12MW)	Northern Wind Power Plant	Area7(250MW)	WPP2(103.5MW)	Mannar Wind Power Plant	Area8(315MW)	WPP3(10MW)	Mampuri Wind Power Plant	Area9(214.6MW)	SPP1(10MW)	Vydexa solar Power Plant	Area4(250MW)	SPP2(12.5MW)	Solar One Ceylon Power	Area5(647MW)	SPP3(10MW)	Saga Solar Power	Area6(131MW)	Area3(63MW)	SPP4(50KW)	Kuliyapitiya Area	Area2(143MW)	SPP5(90.9KW)	CEB Head office	Area1(25.2MW)
Forecast site (Total rated value)	Information on forecast site	Representative area (Total rated value)																												
WPP1(12MW)	Northern Wind Power Plant	Area7(250MW)																												
WPP2(103.5MW)	Mannar Wind Power Plant	Area8(315MW)																												
WPP3(10MW)	Mampuri Wind Power Plant	Area9(214.6MW)																												
SPP1(10MW)	Vydexa solar Power Plant	Area4(250MW)																												
SPP2(12.5MW)	Solar One Ceylon Power	Area5(647MW)																												
SPP3(10MW)	Saga Solar Power	Area6(131MW)																												
		Area3(63MW)																												
SPP4(50KW)	Kuliyapitiya Area	Area2(143MW)																												
SPP5(90.9KW)	CEB Head office	Area1(25.2MW)																												

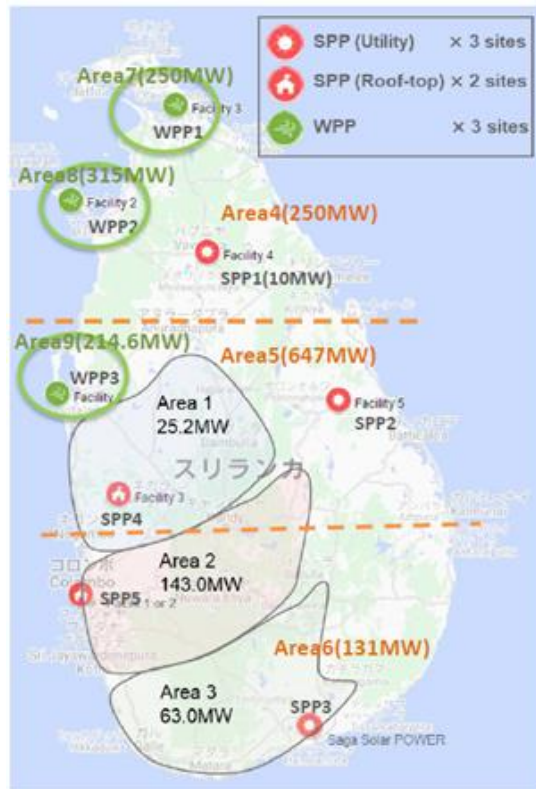


図 VRE 予測地点と代表地域

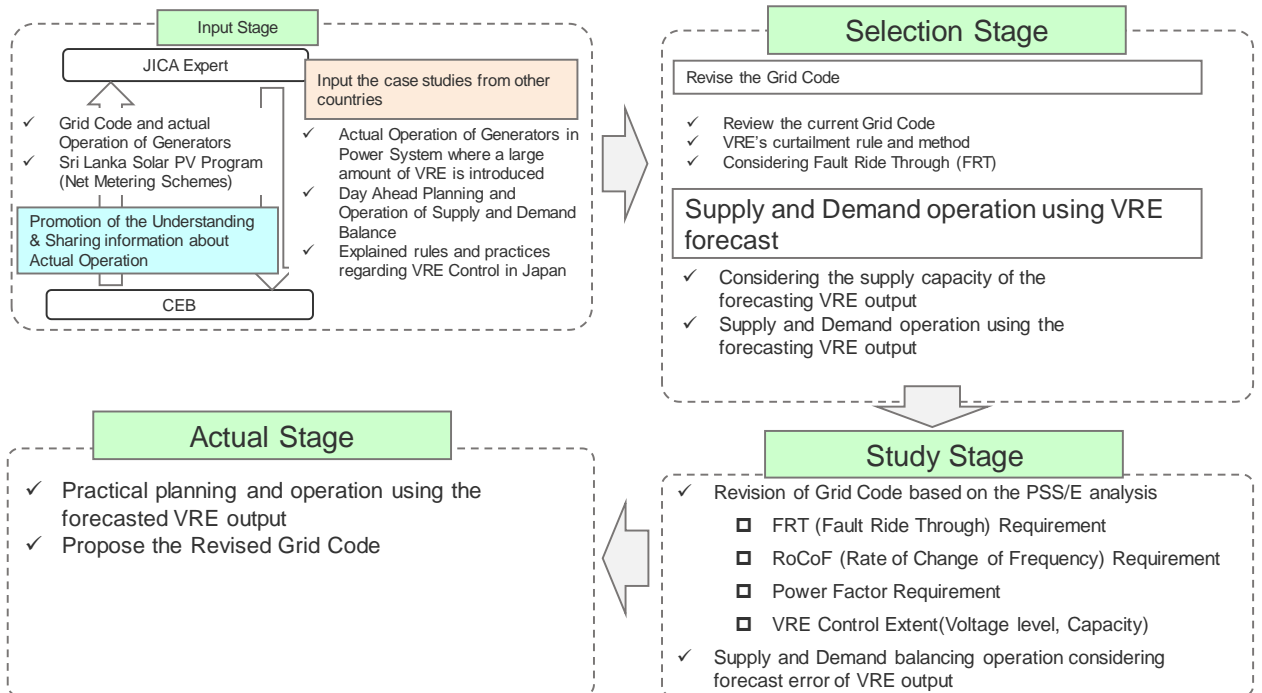
表 VRE 予測地点と代表地域の定格出力比

Forecast area (VRE type)	Conversion factor	Forecast area (VRE type)	Conversion factor
Area1 (Roof top PV)	504	Area6 (Utility PV)	13.1
Area2 (Roof top PV)	1,573	Area7 (Wind)	20.8
Area3 (Roof top PV)	6.3	Area8 (Wind)	3.04
Area4 (Utility PV)	25	Area9 (Wind)	21.46
Area5 (Utility PV)	51.76		

[出所] JICA 専門家チーム

(イ) 需給運用

Input Stage から Actual Stage までの概要は以下に示す通りである。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-2 3 業務フローチャート (需給運用)

(Input Stage)

再エネ大量導入に伴い、日本がこれまで講じてきた対策をインプットした。インプットした項目は以下の通り。

表 3-2 0 インプット項目

	主な項目	説明した事項
①	再エネ大量導入時の電力系統における発電機の実運用	・ PV 導入量増による昼間帯の余剰電力を吸収するための揚水・火力発電の運用方法
②	翌日計画と需給バランス運用	・ 再エネ出力の予測誤差を踏まえた火力発電機の起動スケジュールの運用変更
③	日本の再エネ制御のルールと取り組み	・ 再エネ制御を行うための通信方式 ・ 制御スケジュールのパターン設定方法 ・ 制御可能な日数・時間の上限値の設定方法
④	再エネ大量導入に向け考慮すべき Grid Code 要件	・ Fault Ride Through (以下、FRT) 要件 (日本の事例) ・ Rate of Change of Frequency (以下、RoCoF) (周波数変化率)、SNSP (非同期電源比率) ・ 再エネの出力変動抑制要件 (日本の事例)

[出所] JICA 専門家チーム

(Selection Stage)

Input stage での C/P との議論を踏まえて以下の項目を選択した。

表 3-2 1 選択項目

	主な項目	説明した事項
①	Grid Code の改訂	<ul style="list-style-type: none">・2030 年時点では、スリランカは日本(北海道)・アイルランドと、電力需要規模や他エリアとの連系状況の点で類似する。これら3か国の Grid Code を比較することで Grid Code の改訂要件を以下の通り特定した。 (FRT, RoCoF, 再エネの出力変動抑制, 力率調整幅, 火力発電所の需給調整能力, 制御対象再エネとの通信設備設置、再エネ制御時の優先順序、再エネの制御対象範囲)・再エネ制御を行うための通信方式
②	VRE 予測を用いた需給運用	<ul style="list-style-type: none">・VRE 出力の供給力の見込み方の検討・VRE 出力予測を用いた需給運用

[出所] JICA 専門家チーム

(Study Stage)

i) 再エネモデルを用いた PSS/E 解析

- PSS/E の再エネモデルの特徴

C/P が再エネ 70%導入時においても、故障時の系統への影響を模擬できるよう、PSS/E の再エネモデルを用いた動的な故障解析の手順を紹介した。動的解析には、発電機モデル、電気制御モデル、プラント制御モデルを設定する必要があり、図 3-2 4 と図 3-2 5 のように第 1 世代と第 2 世代の再エネモデルの背景や特徴を示した。C/P は再エネモデルが電圧改善に寄与できるかに関心があり、モデルにおける故障時の電圧低下に対する電圧補償の機能を紹介した。

- PSS/E の再エネモデルを用いた故障解析の実習

再エネモデルを用いた周波数制御と電圧制御の実施方法の演習を行った。簡単な発電機(コンベンショナルな水力機、再エネ機)を模擬した系統を図 3-2 6 のように作成し、以下の2種類の故障模擬を実施した。

➤ 再エネの発電機故障時における周波数制御

➤ 母線故障時における電圧制御

それぞれのケースにおいて、制御が ON と OFF のパターンにおける、周波数、電圧、発電機出力の変化を図 3-2 7 の通り確認した。

周波数制御が ON のケースでは、RE1 の発電機故障による周波数低下に対して、RE2 の発電機出力が持ち上がることで周波数の低下が抑えられている。一方で周波数制御が OFF の場合では、RE1 の発電機故障による周波数低下に対して、RE2 の出力は変わらず、ON の場合と比べて周波数の低下幅が大きくなる。

電圧制御が ON の場合では、母線故障時による電圧低下に対して、RE2 からの無効電力が持ち上がることで電圧低下が抑えられている。一方で電圧制御が OFF の場合では、母線故障時による電圧低下に対して、RE2 の無効電力は変わらず、ON の場合と比べて電圧の低下幅が大きくなる。

Model	Wind				PV	BESS (Battery Energy Storage System)
	W1	W2	W3	W4		
Generator /Converter	WT1G1	WT2G1	WT3G1, WT3G2	WT4G1, WT4G2	PVGU1	CBEST
Electrical Control		WT2E1	WT3E1	WT4E1, WT4E2	PVEU1	
Mechanical (Drive Train)	WT12T1		WT3T1		PANELU1 (Panel's output curve)	
Pitch Control			WT3P1		IRRADU1 (Solar irradiance profile)	
Aero Dynamic /Pseudo Governor	WT12A1					

[出所] JICA 専門家チーム

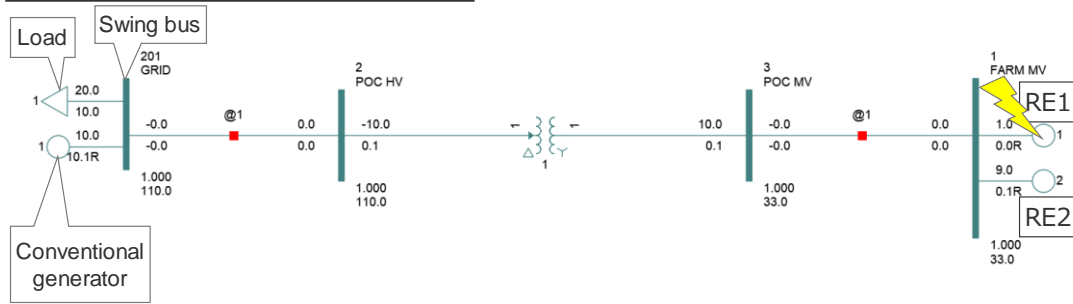
図 3-2 4 第一世代の再エネモデル一覧

Model	Wind (W3&W4)	PV	BESS Battery Energy Storage System
Generator /Converter	REGCA1 (Current source model) REGCB (New model : Voltage source model)		
Electrical Control	REECA1 (Wind, PV) REECB1		REECC1
	REECDU1 (New model: Recommended for Wind, large scale PV, BESS)		
Mechanical (Drive Train)	WTDTA1, WTDTB*		
Pitch Control	WTPTA1, WTPTB*		
Aero Dynamic	WTARA1		
Torque Control	WTTQA1		
Plant Control (Auxiliary Control)	REPCA1, REPCC*		
Weak Grid	WTGWGOA* (Reduce Pref for post-fault recovery)		
IBFFR (Inertia Based Fast Frequency Response Mode)	WTGIBFFRA* (Synthetic Inertia)		

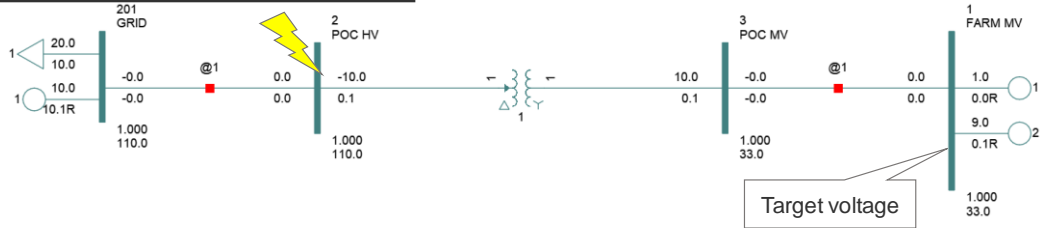
[出所] JICA 専門家チーム

図 3-2 5 第二世代の再エネモデル一覧

Fault condition for Frequency Control



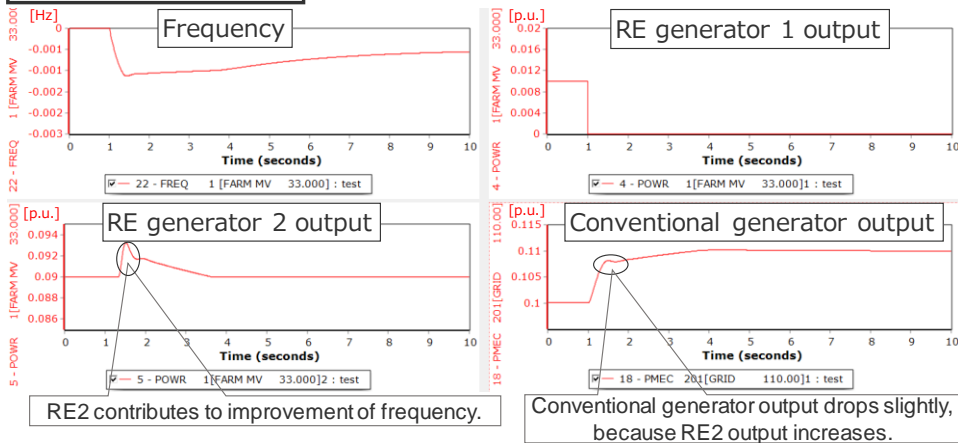
Fault condition for Voltage Control



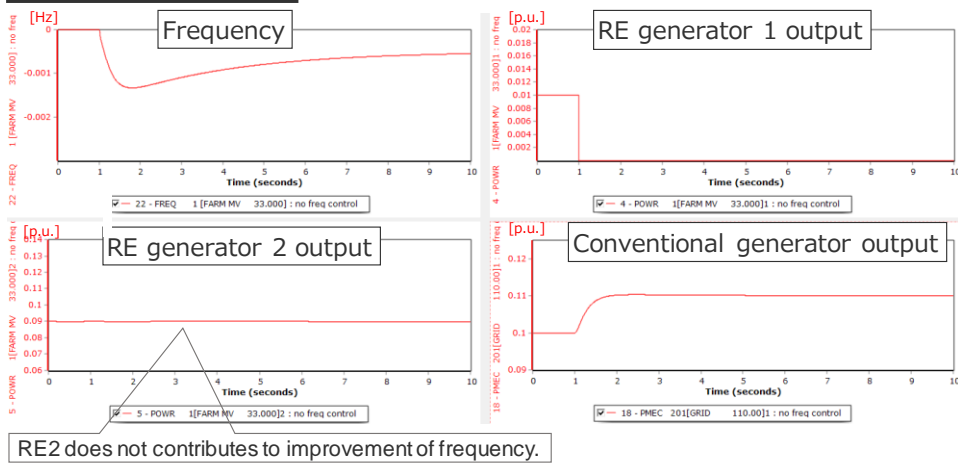
[出所] JICA 専門家チーム

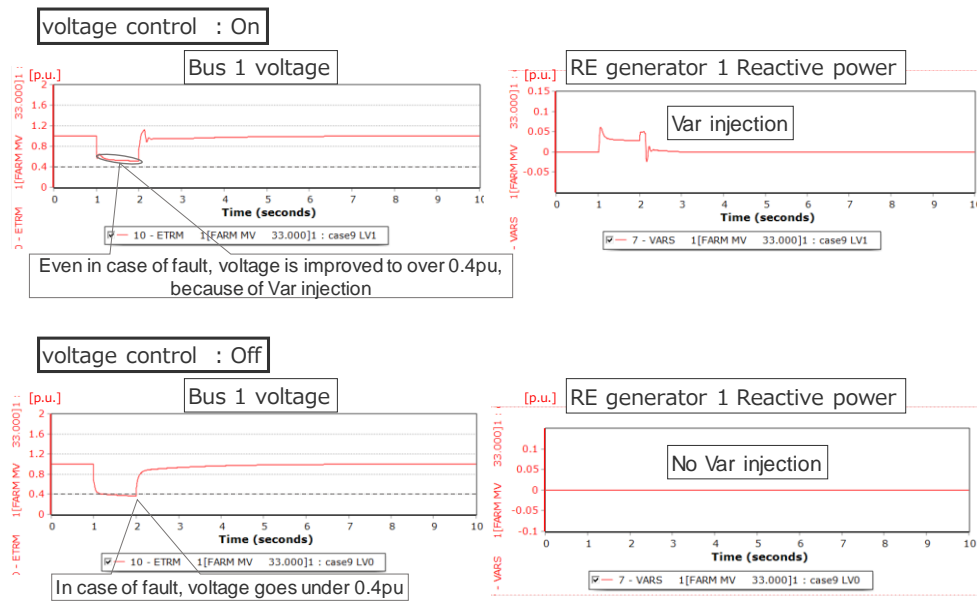
図 3-2 6 再エネモデルを用いた故障模擬

Frequency control : On



Frequency control : Off





[出所] JICA 専門家チーム

図 3-27 故障模擬における発電機出力、周波数、電圧の推移

- 再エネ 70%時に安定供給可能な Grid Code を整備するための PSS/E シナリオ検討
Study Stage にて特定した改訂が必要な Grid Code の数値を設定するためのシナリオ検討を実施した。再エネ大量導入時には、上位系統の故障時の動揺が太陽光の PCS (パワーコンディショナーシステム) に影響を与え、太陽光が不要解列してしまうおそれがある。この対策として、FRT 要件を PCS に規定することにより、上位系統の電圧低下や周波数低下時にも継続して運転することができる。C/P の PSS/E の検討では最過酷シナリオにおいても最大発電機 (300MW の Lakvijaya 石炭火力) の脱落と天気の急変による太陽光の出力低下を模擬しているのみであり、系統故障時の太陽光の不要解列を想定していない。再エネ 70%においても安定供給可能な限界点を見極めるには、C/P の従来の検討に加え、系統故障時の太陽光の不要解列を考慮に入れる必要があるため、より過酷ケースを模擬するシナリオを設定した。

ii) 再エネ大量導入に向けた Grid Code の改訂

- C/P のシミュレーション進捗状況

C/P は再エネ率 50%での解析は実施しているが、再エネ率 70%での解析はできていない。再エネ率 70%での LTGEP が 2022 年 12 月現在では承認プロセス中であることと、これに基づく再エネの開発地点が未決定であることから、再エネ率 70%における送電計画を完成できておらず、70%での解析は実施できていない。

再エネ率 50%の解析では、C/P は 2030 年断面での 1 時間ごとの需給バランスを組み立てた上で、最も過酷な 21 ケースを選定して、故障模擬を実施した。21 ケースの中には、電力需要の重・軽負荷のケース、豊水・渇水期での水力発電が見込める・見込めないケース、昼間・夜間での太陽光が見込める・見込めないケース、季節的な風況の良し悪しによる風力

発電を見込める・見込めないケースなどがある。故障模擬の想定の方法は、上述の通り、最大発電機（300MW の Lakvijaya 石炭火力）の脱落と天気急変による太陽光の出力低下を模擬している。故障時の周波数・電圧安定化対策には、瞬動予備力として水力や火力の増出力、蓄電池による放電、負荷遮断を用いている。故障模擬の結果、21 ケース全てにおいて、周波数が法定範囲内に収まっている。しかし、急峻な周波数低下により、電力系統が不安定になる限界までは、解析できていないため、上記で設定したシナリオを実施することにより、安定運用が行える限界を解析することを JICA 専門家は提案した。

- 数値基準の算定

Selection Stage で特定した改訂要件のうち数値基準を含む要件（FRT、RoCoF、再エネの出力変動抑制、力率調整幅）をスリランカに適した値を算定するには PSS/E でのシミュレーションが必要である。JICA 専門家は、シミュレーションシナリオの提案、C/P は PSS/E でのシミュレーションの実施と、役割分担を明確にした。Grid Code の各項目を適正にするための効果的なシナリオを C/P と議論を行った結果、下記のシナリオでのシミュレーションを行うこととした。

<FRT>

①PUTTALAM 変電所の母線故障

- ◇ 石炭火力機の Trip
- ◇ 太陽光の出力低下
- ◇ 電圧が 5%以下の低下による 132kV 以上の太陽光 Trip
- ◇ 電圧が 40%以下の低下による 33kV 以下の太陽光 Trip

②132/33kV 変電所の母線故障 1

1 番目に多く太陽光が接続されている変電所を選択

- ◇ 太陽光の出力低下
- ◇ 電圧が 5%以下の低下による 132kV 以上の太陽光 Trip
- ◇ 電圧が 40%以下の低下による 33kV 以下の太陽光 Trip

③132/33kV 変電所の母線故障 2

2 番目に多く太陽光が接続されている変電所を選択

- ◇ 母線故障 1 と条件は同じ

→判定条件と改訂要件

・判定条件

RoCoF が 2Hz/s 以上(日本及び諸外国の事例を参照し、複数国で要件化されている数値を参照)もしくは負荷遮断実施時の Nadir(低下した周波数の最小値)が発電機運転可能周波数下限の 47.0Hz を下回る場合

・改訂要件

事故時運転継続する電圧低下範囲を、現在の基準「132kV 以上に接続する電源:5%」と「33kV 以下に接続する電源:40%」から 0%まで拡大。ただし、将来的に再エネ導入を加速させる際には、判定条件に関わらず 0%まで拡大する方が、安定供給に寄与する。

<RoCoF>

上記 FRT に関する①のシナリオにて実施。ただし、FRT のシミュレーションにより FRT 要件を電圧 0%まで範囲を広げる改訂を行うのであれば、石炭火力機 Trip と太陽光の出力低下のみ模擬する。

→判定条件と改訂要件

シミュレーションで算出された RoCoF に耐えうる数値基準を Grid Code に規定。

<出力変動抑制>

上記 RoCoF の故障発生時のシミュレーションに加え、平常時の再エネ出力変動のみによる周波数変動を模擬。

→判定条件と改訂要件

故障発生時：RoCoF と同様のシナリオにて実施。Nadir が発電機運転可能周波数下限の 47.0Hz を下回る場合、再エネ出力変動（ランプレート）を制限。

平常時：Nadir が負荷遮断を開始する 48.75Hz を下回る場合、再エネ出力変動を制限。なお、Grid Code に記載する具体的な制限値（ランプレート）については、シミュレーションの設定値である再エネ出力変動を緩和した上で再度シミュレーションを行い、上記判定条件をクリアする閾値を確認し設定する。

<力率調整幅>

平常時の低電力需要、高再エネ出力のシナリオにて実施。現行の Grid Code に記載されている力率調整幅にて発電機に制約を与えた場合に、電圧変動が運用基準(132-400kV：±5%、11-33kV：±6%)を超過しないか確認

→判定条件と改訂要件

132-400kV：±5%、11-33kV：±6%を超過する場合は、力率調整幅を拡大。なお、Grid Code に記載する具体的な力率調整幅については、シミュレーションの制約を緩和した上で再度シミュレーションを行い、上記判定条件をクリアする閾値を確認し設定する。

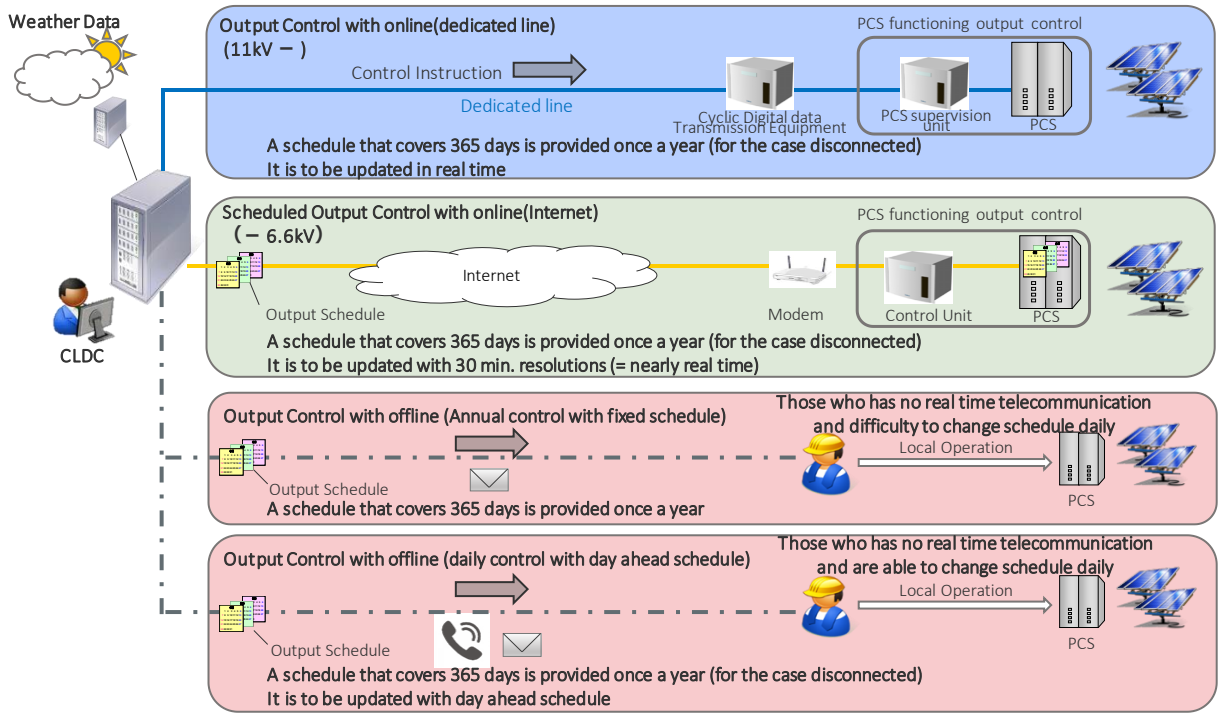
- 再エネの制御対象範囲

- ✓ 2021年8月のスリランカ政府の再エネ導入目標70%発表後、2022年1月にC/Pが再エネ70%の需給モデルを作成した。このモデルに基づき、2030年時点での1時間ごとの電力需要と各発電所の発電量及び再エネ制御量を、バッテリー導入なしのケースでC/Pが算出した。
- ✓ 2030年時点の再エネの容量区分(10MW～、1MW～10MW、～1MW)をC/Pから受領し、JICA専門家でも2030年に再エネ制御が必要となる再エネ容量区分を検討した。
- ✓ Grid Code改訂に要するリードタイムと既存設備に遡及適用できない点を考慮し、2026年以降に導入される発電容量10MW以上の再エネを制御するケースを検討した。その結果、2030年では最大820MWの制御量不足となることを特定し、その量に相当するバッテリー容量が必要であることをC/Pと確認した。
- ✓ C/Pは2030年時点で1000MWのバッテリー導入量を計画しており、これは十分な再エネ制御量であるため、Grid Codeに記載する制御対象の再エネを10MW以上とすることで

C/P と合意した。

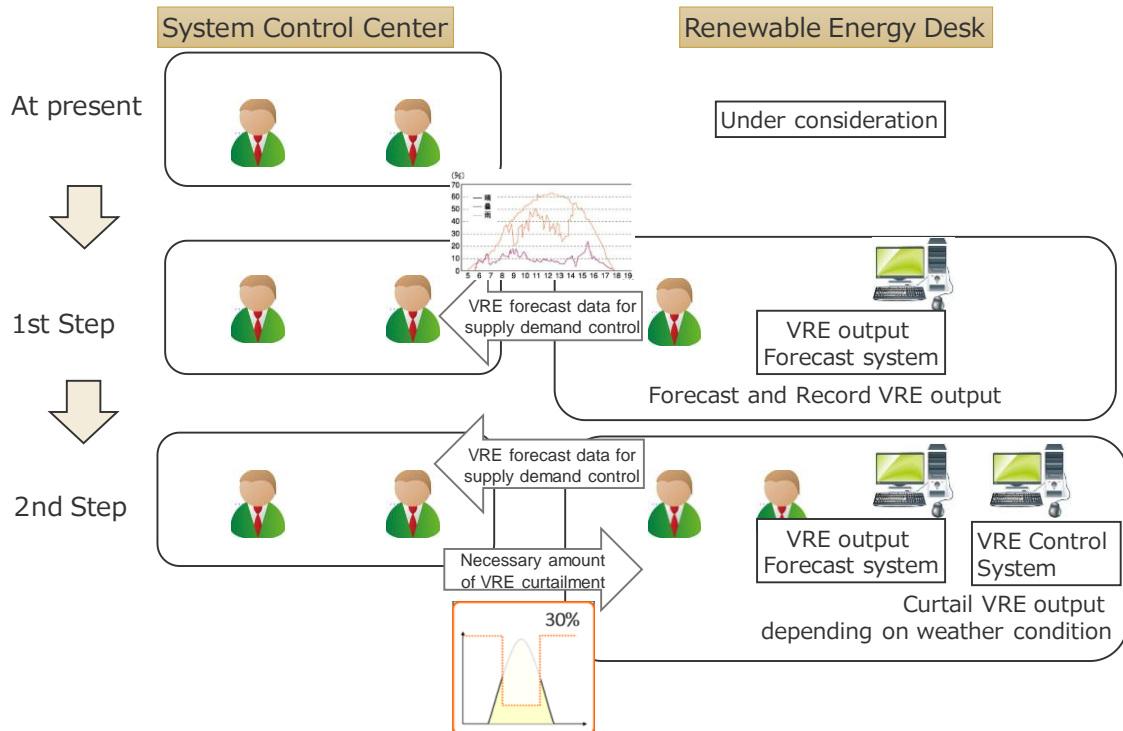
iii)RED(Renewable Energy Desk)設置の検討

- RED の役割
 - ✓ VRE の出力制御を行うにあたり、日本の手法（優先給電ルールや、専用線の PCS 指令、インターネット PCS 指令、オフラインの電話・メール指令など）を紹介した。図 3-28 に日本での VRE 制御の通信方法を示す。
 - ✓ RED の導入にあたり、図 3-29 と図 3-30 に示すように、組織と機能の観点で第 1、2 段階に分けて必要な要件を整理し、第 1 段階に VRE の発電量予測と記録、第 2 段階に VRE の出力制御の機能を導入することを提案した。具体的には、以下の手順をインプットした。
 - ☆ 第 1 段階：プロジェクトで提供した VRE 発電量変換ツールと気象ベンダーなどから提供される気象データをもとに、主要な VRE 発電量を予測
 - ☆ 第 2 段階：CEB にて、気象ベンダーから提供される気象データをもとに、スリランカ全土の VRE 発電量の予測・制御ができるシステムを開発
- 1,000MW の蓄電池が導入された場合、最新の LTGEP に基づいて 10MW 以上の VRE に対して監視と制御を CEB に義務付ければ、余剰電力を十分に解消できると提案した。
- 10MW 以上の VRE は安全で信頼性の高い専用回線によって制御され、10MW 未満はインターネットのみで監視されるところと考えており、これらはグリッドコードで規定するべきと C/P との間で合意した。
- 将来の RED の構成
 - ✓ 中部電力の事例を用いて再エネを制御するためのシステム間接続を提案した。図 3-31 に日本の中央給電指令所における再エネ制御システムとその他システムの接続構成を示す。
 - ✓ 余剰電力発生時に RED の機能を実施するには、NCP（当翌日の需給計画用のソフトウェア）を改良する必要があることを確認した。
 - ✓ 中部電力のケースにおける専用線の建設と費用の責任者の区分けを、IPP（Independent Power Producer、以下「IPP」）と特別高圧の需要家の例を用いて紹介し、将来の RED 構築時のコスト分担の参考となる情報を提供した。また、架空・地中送電ごと、電圧階級ごとに単位長さ・kW 当たりの建設コストを示し、顧客が負担する金額事例を紹介した。



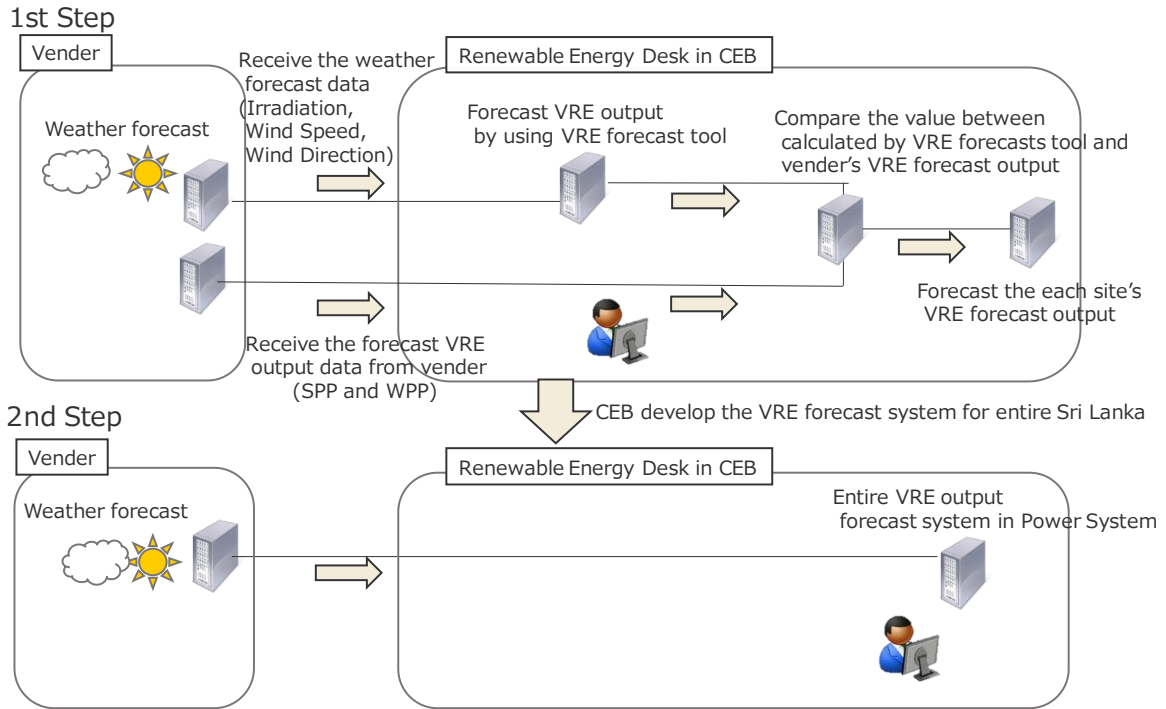
[出所] JICA 専門家チーム

図 3-28 日本での VRE 制御の通信方法



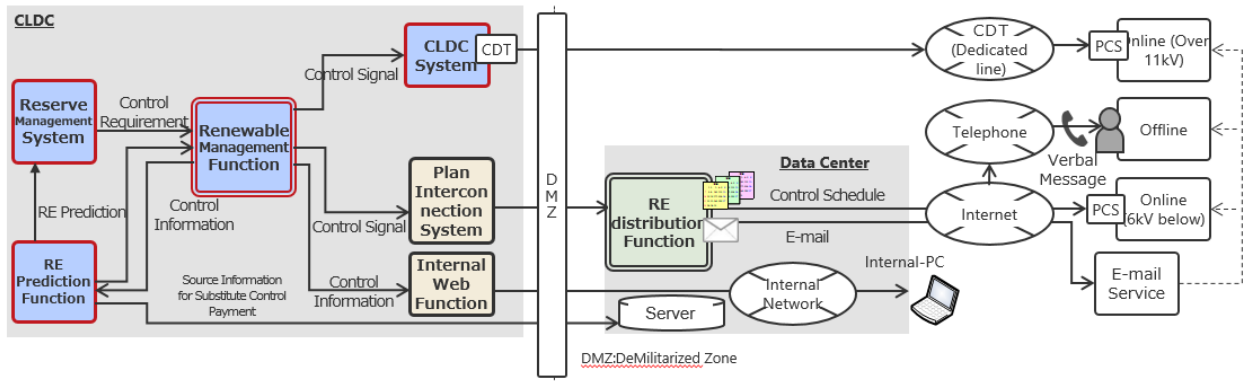
[出所] JICA 専門家チーム

図 3-29 REDの段階的な将来の組織像



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 0 REDの段階的な将来のシステム構成



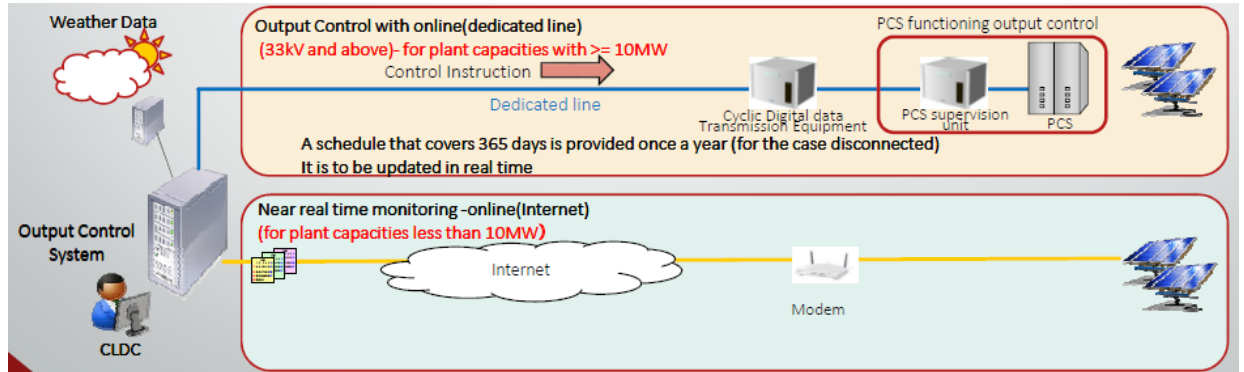
[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 1 日本の中央給電指令所における再エネ制御システムと他のシステムの接続構成

(Actual Stage)

i) VRE 予測を用いた実践的な計画と運用

提供した技術資料に基づいて、C/P 自らが自身の考えを加えて、図 3-3 2 の通り RED の将来像の構想を作成した。



[出所] JICA 専門家チーム

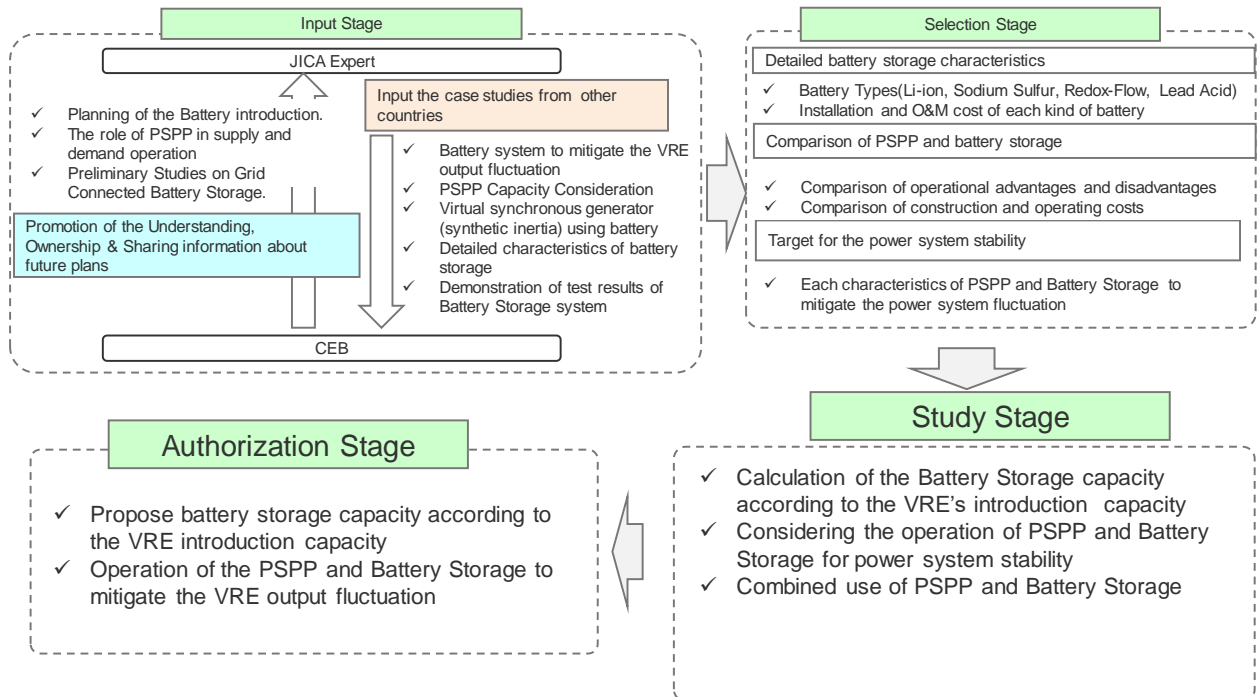
図 3-3 2 C/P 考案の RED の将来像

ii) Grid Code の改訂

Study Stage で技術移転した FRT 要件を考慮した PSS/E の解析シナリオに基づいて、再エネ比率 70% のケースにおいても、C/P 自らが Grid Code を改訂できる能力を身につけることができた。

(ウ) VRE 大量導入に向けた対策

Input Stage から Authorization Stage までの概要は以下に示す通りである。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 3 業務フローチャート (VRE 大量導入に向けた対策)

(Input Stage)

再エネ大量導入時に安定的な需給運用を行うためには、エネルギー貯蔵システムの導入及び変動性再エネの出力変動に合わせた火力発電や水力発電の適切な運用が必要となる。

スリランカではまだエネルギー貯蔵の運用がされていないため、エネルギー貯蔵システムの全体概要、中部電力における揚水発電の運用方法、及び蓄電池を用いた実証研究の概要を説明した。また、長周期・短周期での出力変動対策として蓄電池種類ごとの特徴を説明した。インプットした項目は以下の表の通り。

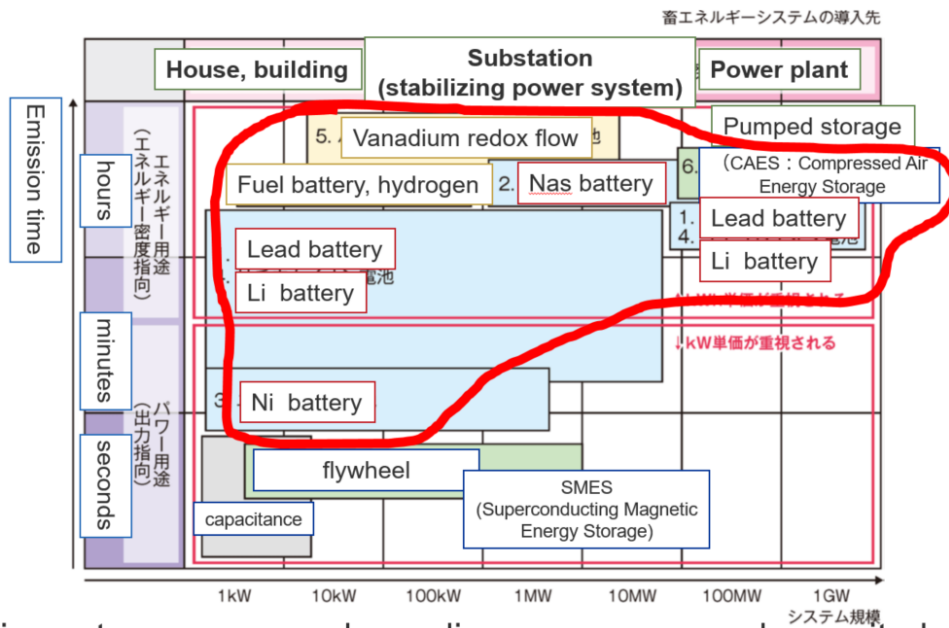
一方 C/P からは、蓄電池の導入計画や年間の需給運用シミュレーション方法を発表してもらった。

表 3-22 インプット項目

	主な項目	説明した事項
①	VRE の出力変動を吸収するためのエネルギー貯蔵システムの概要	・蓄電池、揚水発電、水素貯蔵、Compressed Air Energy Storage (圧縮空気エネルギー貯蔵) の特徴及び使用用途 (図 3-3 4 参照)
②	蓄電池を用いた実証研究の概要	・離島をフィールドとした風力及び太陽光発電の出力制御・抑制、既存電源及び蓄電池との協調運用制御の実証概要 (図 3-3 5 参照) ・蓄電池による仮想同期発電機試作事例の紹介
③	揚水発電の運用方法	・発電時の Load Frequency Control (周波数制御) 及びガバナフリー能力の紹介 ・ポンプアップ (負荷) 時の VRE 抑制能力及び揚水発電負荷遮断による N-1 電制基準の緩和
④	短周期・長周期における系統安定化対策の概要	・VRE 大量導入時の系統不安定事象 (短・長周期周波数変動や送電容量不足) 毎の対策概要の紹介 (図 3-3 6 参照) ・太陽光増加による電圧フリッカー対策事例の紹介

[出所] JICA 専門家チーム

Use of Storage batteries



Various storage energy depending on purpose and magnitude

source: NEDO(new energy and industrial technology development organization) renewable energy technology white book ver.2

4

Copyright © Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 4 エネルギー貯蔵システムの使用用途

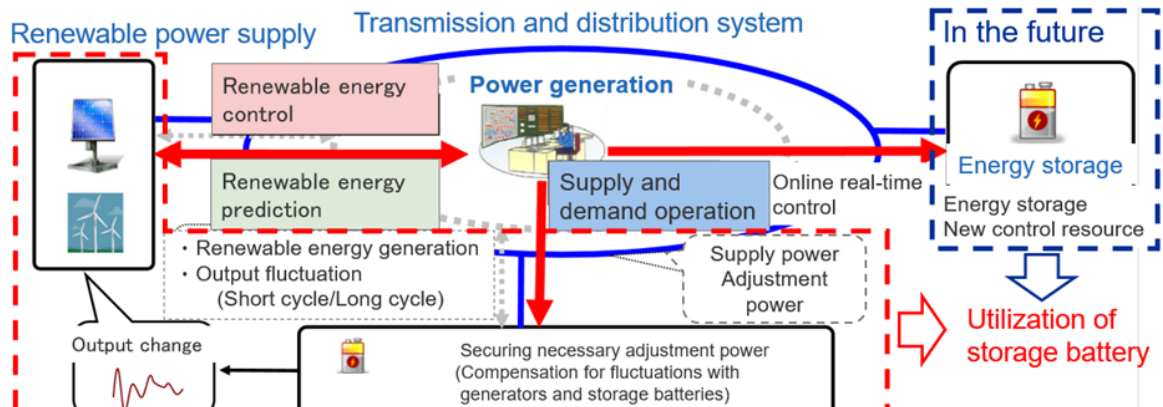
Object of verification test

(Demonstration of island power system in the field)

In Japan, demonstration test on a remote island simulating the energy mix of 2030

Output prediction and output control/suppression of wind power and solar power generation, coordinated operation control with existing power sources and energy storage such as storage batteries.

➡Construction of a grid system capable of maximally accepting renewable energy by utilizing energy storage.



3

Copyright © Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 5 再エネ電源と蓄電池を用いた実証研究の概要図

Main countermeasures of grid

RE introduction rate	Issues	Countermeasures	Status
High Low 2	Decrease of short circuit capacity	<ul style="list-style-type: none"> Review of the protection cooperation 	No introduction (For Off grid)
	Inertial force dropout in the grid	<ul style="list-style-type: none"> Establishment of the estimation technique of inertial power quantity in real time Development of PCS with the frequency maintenance function 	Under introduction examination in Ireland UK Texas etc..)
	Fluctuation of short frequency	<ul style="list-style-type: none"> Battery storage Governor free operation Load Frequency Control etc.. 	Ancillary service market has been formed in some countries. (including Japan)
	Fluctuation of long frequency	<ul style="list-style-type: none"> Output control of PV Forecast of RE output 	
	Lack of transmission capacity	<ul style="list-style-type: none"> Connect & Manage Conductor temperature management by dynamic rating 	This project's target
	Voltage flicker	<ul style="list-style-type: none"> Prevention of independent driving function 	
	The voltage movement of the distribution line	<ul style="list-style-type: none"> Development of the smart inverter 	No introduction

[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 6 VRE 導入比率ごとの系統安定化対策一覧

(Selection Stage)

Input stage での C/P との議論を踏まえて以下の項目を選択した。

表 3-2 3 インプット項目

	主な項目	説明した事項
①	蓄電池の詳細な特徴 (図 3-3 7 参照)	<ul style="list-style-type: none"> NaS 電池、Li 電池、レドックスフロー電池などのエネルギー密度、充放電効率、サイクル寿命、運転温度等の各特徴を説明 各特徴と導入・運用コストを基に導入する蓄電池種別を協議 NaS 電池 (需給調整用) と Li 電池 (周波数調整用) を採用
②	Pumped Storage Power Plant (以下、PSPP) と蓄電池の比較	<ul style="list-style-type: none"> PSPP と蓄電池の導入に必要な期間及びコストを説明 CEB が LTGEP に基づき、SDDP を用いて算定した VRE の余剰電力から、2030 年時点で RE 比率 70% を達成するために必要な蓄電池及び PSPP の容量を算定することとした。
③	系統安定化の目標	<ul style="list-style-type: none"> RE 比率 70% 達成時に系統安定度を保っていることを確認する手法として、非同期電源比率 (SNSP) を指標とすることとした。

[出所] JICA 専門家チーム

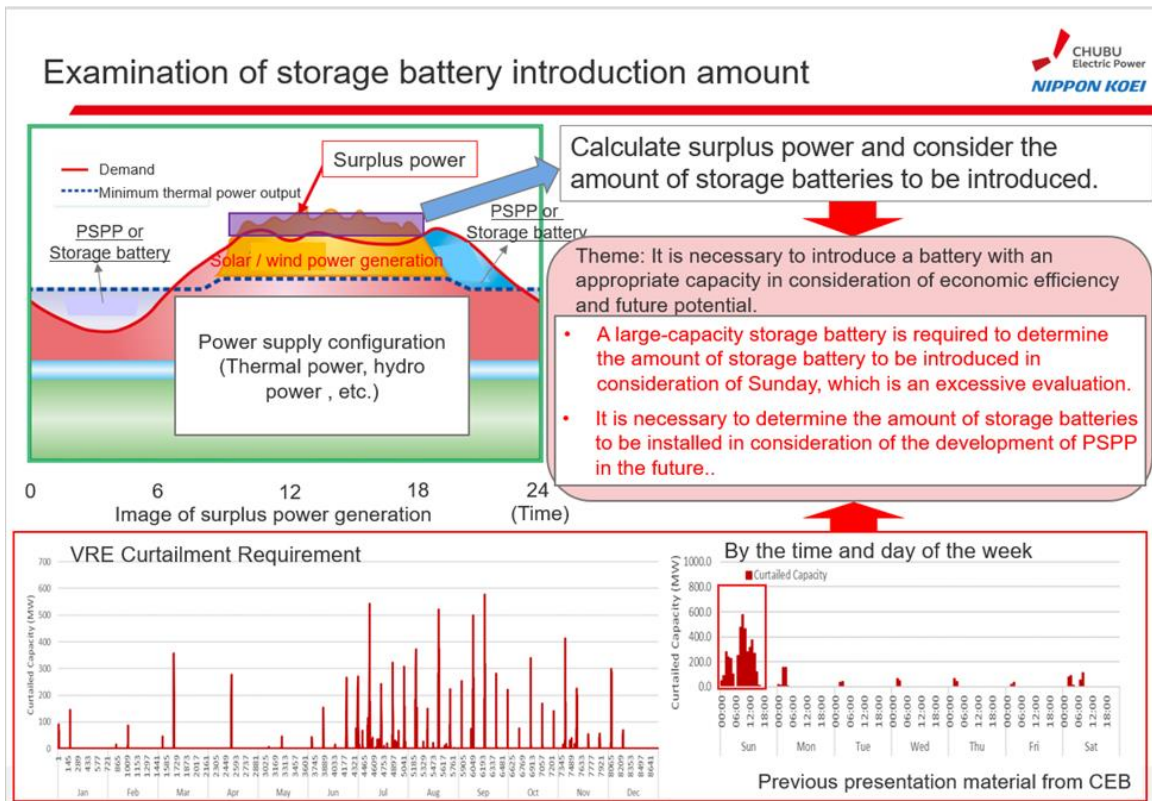
Storage battery type

Battery name	Energy density / Output density	Charge and discharge efficiency	Cycle longevity	Characteristics	Price
Lead storage	○/○	○	○	Average charge is necessary	◎
NaS	◎/△	◎	○	Heater loss	◎
Ni hydrogen	◎/○	○	◎	Average charge is necessary	○
Li	◎/△	◎	○	None	△
Vanadium redox flow	○/△	○	○	Pump loss	○

6 source: NEDO(new energy and industrial technology development organization) renewable energy technology white book ver.2 Copyright © Chubu Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 7 蓄電池種別ごとの特徴



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 8 蓄電池容量の決定手法イメージ

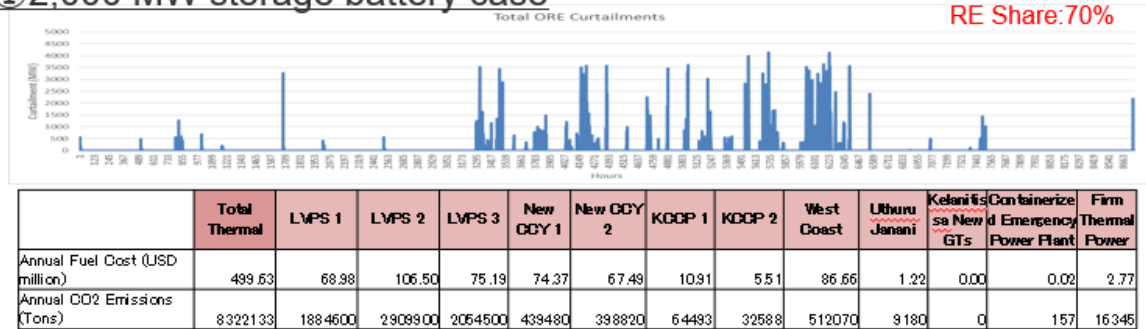
(Study Stage)

- CEB が策定した LTGEP から PSPP は開発に時間を要すること、開発地点が限られていることから、既に計画のある地点における容量を SDDP 計算時の PSPP 容量として固定し、必要となる RE 比率 70%達成に必要な蓄電池容量を算定した結果、図 3-3 9 に示すように、2,000MW の蓄電池導入により RE 比率 70%達成可能であることを確認した。
- 2,000MW の蓄電池導入は導入コストが膨大で現実的に困難であることから、CEB が実施した SDDP 計算結果をレビューした。VRE 抑制時に火力出力が最低となっておらず抑制しろがあることを提議したものの、SNSP を許容値内に抑えるため CEB は火力出力を下げられないことを確認した。
- SNSP 許容値の考え方及び再エネ導入が進んでいるアイルランドの事例を参考に、図 3-4 0 に示すように SNSP 許容値の見直し方法を説明した。電力系統ごと SNSP ごとに、RoCoF や Nadir は異なる。その国の電力系統において、SNSP を複数シナリオ設定し、故障解析を行うことで、周波数の安定範囲に収まるような SNSP の限界値を見ることができる。

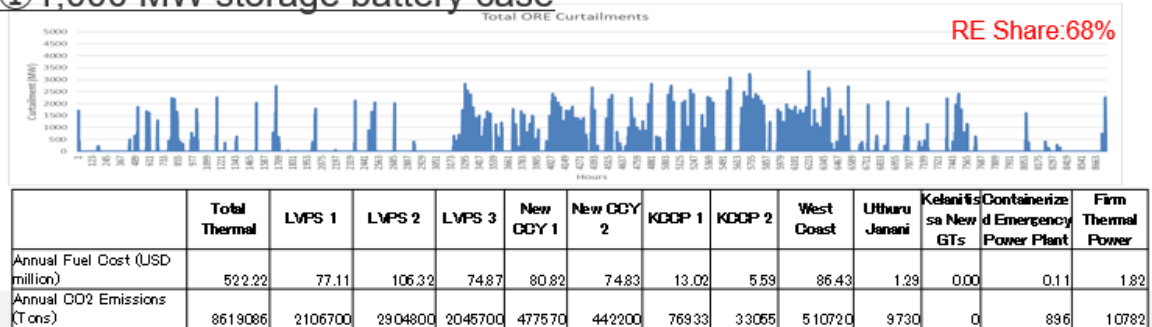
SDDP simulation calculation result



① 2,000 MW storage battery case



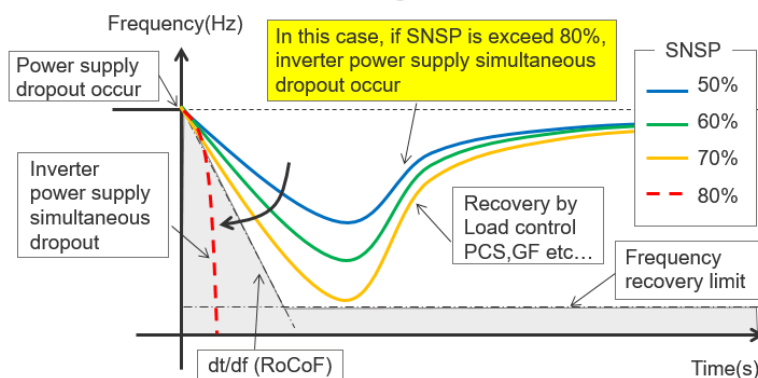
① 1,000 MW storage battery case



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-3 9 蓄電池容量毎の VRE 抑制量削減効果

【Simulation image of SNSP】



【Requirements for analysis】

- Quantity of synchronization power supply dropout (Main thermal power plant output, ○○% of demand ...etc.)
- RoCoF (Defined by Grid Code, It can be improved by introduction of PCS)
- Frequency recovery limit (47.0-52.0Hz)

[出所] JICA 専門家チーム

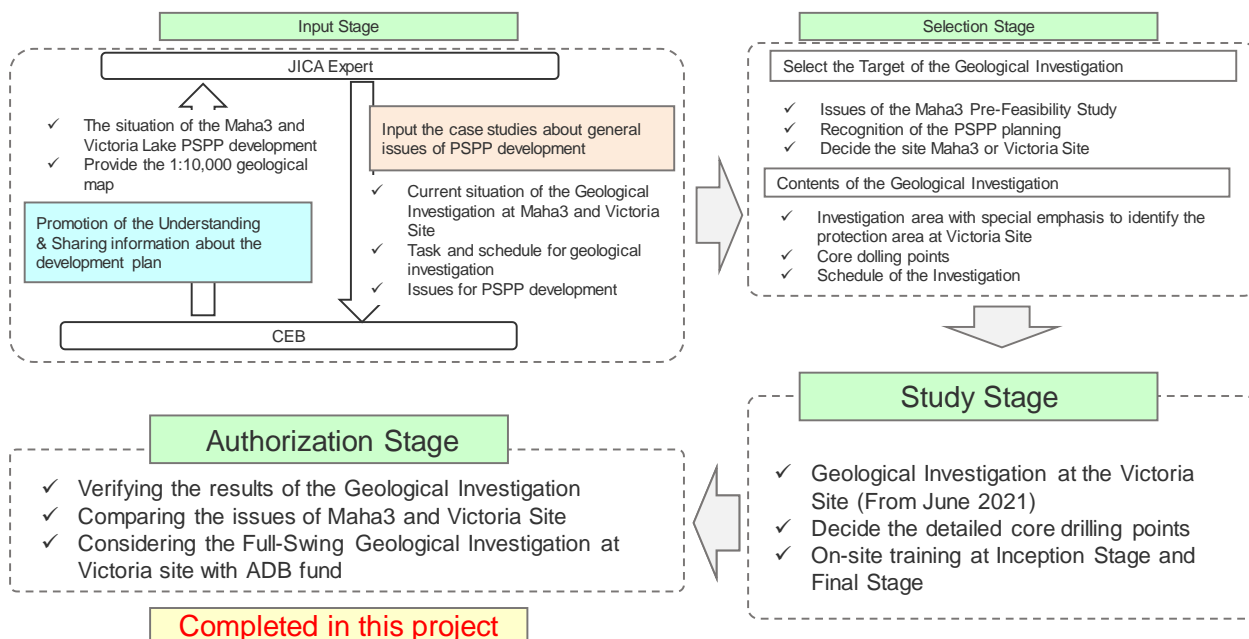
図 3-4 0 SNSP 許容値算定のシミュレーション方法イメージ

(Authorization Stage)

- SNSP 許容値をシミュレーションする方法として CEB が系統安定度解析に使用している PSS/E を活用可能であることを確認した。
- VRE 抑制発生時は、火力出力を最低出力まで下げる運用に変更することで、1,000MW の蓄電池導入において、RE70%達成可能であることを確認し、LTGEP に反映した。
- 再エネ 70%の PSS/E 解析結果から 2030 年時点での SNSP 許容値を確認し、SDDP 計算を実施する必要があることを提言した。
- 蓄電池種別の内訳 (NaS : 需給調整用、Li : 周波数調整用) は PSS/E 解析結果とコスト便益に基づいて、決定する必要があるため、内訳パターン毎のコスト評価手法を提示し、PSS/E 解析が完了次第、CEB が自力で系統安定度とコスト便益を考慮した蓄電池導入方針を策定できるよう支援した。

(エ) 揚水発電に係る地質調査

Input Stage から Authorization Stage までの概要は以下に示す通りである。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-4 1 業務フローチャート（揚水発電に係る地質調査）

(Input Stage)

水力・揚水開発での調査にかかる一般的なガイドライン及び既往の JICA 報告書をベースに、スリランカ揚水発電の一般的な課題をインプットした。

表 3-2 4 インプット項目

	主な項目	説明した事項
①	スリランカ揚水発電にかかる地質上の課題	Maha3 及び Victoria 地点それぞれについて、揚水発電開発にかかる地質上の課題を構造物（上池・下池、上池ダム・下池ダム、水路、地下発電所）毎に説明した。
②	今後必要となる地質調査の範囲や工程の提案	Maha3 及び Victoria 地点について、フィージビリティスタディを行う場合に必要となる地質調査の範囲や工程を提案した。
③	揚水発電開発における課題	揚水発電開発における一般的な土木上の課題を Maha3 及び Victoria 地点を事例に地質、環境、技術面の観点から説明した。 1. 地質：物理探査、ボーリング調査、現地・室内試験 2. 環境：自然環境（保護区域）、社会環境（住民移転） 3. 技術面：揚程、既存湖内でのダム工事

[出所] JICA 専門家チーム

(Selection Stage)

Input stage での C/P との議論を踏まえて以下の項目を確認した。

表 3-25 選択項目

	主な項目	説明した事項
①	地質調査対象 サイト	Maha3 地点については（一部項目を除き）一通りの地質調査が実施済である一方、Victoria 地点については現地踏査以外の地質調査が行われておらず、揚水発電開発の検討に必要な知見が不十分であることを確認した。C/P との議論を経て、Victoria 地点において Maha3 地点と同等レベルの地質調査を本プロジェクトで実施することを決定した。
②	地質調査の 内容、期間	Victoria 地点における地質調査の内容、期間等につき以下を確認した。 1. 基本的な内容：地形測量、地形図作成、ボーリング調査、各種試験 2. 期間：2021 年 3 月～12 月（現地再委託先の調達期間を含む） 3. 調査箇所：環境保護区域（上池の一部と下池）以外 上記に基づき現地再委託の仕様書を作成し、業者調達の手続きを行った。

[出所] JICA 専門家チーム

(Study Stage)

Selection stage での決定事項を踏まえて以下の調査ならびに現場研修を実施した。

表 3-26 実施項目

	主な項目	説明した事項
①	地質調査	実施期間：2021 年 7 月～12 月 再委託先：Central Engineering Consultancy Bureau (CECB) 調査項目：数量 地形測量、地形図作成：20km ² (1/10,000)、2.5km ² (1/1,000) 地質図作成：2.5km ² (1/1,000) ボーリング調査：6 本（上池 4 本、水路 2 本）、計 240m 現地調査：標準貫入試験、透水試験 室内調査：一軸圧縮試験、引張試験、他
②	ボーリング調査 地点の調整	調査初期段階における目視等による地滑り状況確認の結果に基づき、上池 2 地点と水路 2 地点のボーリング調査位置を当初案から変更した。調査位置の変更にあたっては、当該地点が自然保護区域でないことを写真や位置情報をもとに土地の所有者ならびに CEB に確認した。
③	現場研修	Inception Stage：2021 年 7 月 8 日（机上） 地質調査の進捗状況の説明 ボーリング調査位置を実際の地質状況に即して変更する方法 地質確認のための現地踏査の進め方 Final Stage：2021 年 10 月 26 日（現地）、28 日（机上） 合同現地踏査、ならびにボーリングコアの観察 地質調査結果の評価方法 今後の地質調査の進め方

[出所] JICA 専門家チーム

(Authorization Stage)

Study stage での調査結果及び現場研修での C/P との議論を踏まえて以下項目を説明した。

表 3-27 提案項目

	主な項目	説明した事項
①	地質調査結果の 検証	今回調査を行った上池では、現段階で揚水発電所の開発に係る致命的な地質学的リスクが存在しないことを確認した。ただし潜在する課題の可能性があることから、次のフィージビリティスタディで確認が必要である。 1. 上部ダムと水圧管周辺では地滑りリスクの可能性は低いようである。 2. 上部ダムと貯水池周辺の浸透は低いようであるが、右岸ではわずかな浸透の可能性を考慮する必要がある。 3. 上部ダム基礎の右岸周辺の珪岩は、コアサンプルでは壊れやすいように見えるが、露出部の地盤は固い。
②	Maha3、Victoria 地 点の比較	本プロジェクトにおける Victoria 地点での地質調査は自然保護区域を避けるために上池ならびに水路上流部のみで行った。Maha3 地点との比較を行うためには、次段階調査にて下池ならびに水路下流部の調査を行う必要がある。
③	次段階の FS (ADB) にかかる提言	次段階で CEB が ADB 資金で実施するフィージビリティスタディ (Maha3 及び Victoria 地点での追加調査と両地点の比較、及び優先地点での詳細調査) における、Victoria 地点での地質調査項目・数量を提案した。

[出所] JICA 専門家チーム

(3) 活動の成果

成果 2 (WG2) : 再生可能エネルギー導入量増加に伴う送電系統運用及び開発能力の強化

成果 2 では VRE の大量導入に向けて、電力系統の安定運用の観点から長周期及び短周期に係る検討を行い、必要な対策を講ずる必要がある。検討にあたって、①VRE 発電量予測に関しては、予測モデル構築による VRE 発電量予測の配信、②需給運用の面からは、VRE 発電量予測と VRE 出力制御の機能を持つ Renewable Energy Desk (RED) の検討、③VRE 大量導入に向けた対策としては、周波数、電圧の変動対策及び PSS/E の再エネモデルを用いた故障解析演習④VRE 大量導入に向けた Grid Code に規定する系統連系要件、⑤VRE 余剰電力の有効活用の観点から必要とする蓄電池の容量や運用方法の検討、⑥揚水発電に係る地質調査については、揚水発電所の開発候補の一つである Victoria 地点での地質調査と現地セミナーの開催という 6 つの視点で活動を行い、下記に示す成果を達成した。

(ア) VRE 発電量予測

VRE 発電量予測については、風力及び PV のポテンシャルと地理的分布を加味して、既設 VRE の中から計 8 地点(風力発電:3 地点、太陽光発電:5 地点)を VRE 予測モデルの開発地点として選定した。C/P から予測モデルの構築に必要な設備情報や発電量実績等を入手し、2021 年 7 月からインターネット経由で日本から気象及び VRE 発電量のデータ配信(2 回/日)を開始した。

第 2-1 次活動において、一部期間ではあるものの全 8 地点における VRE 発電量実績を入手できたことから、VRE 予測モデル(気象、発電量)の検証と改良を進めた結果、8 地点中 6 地点

で VRE 発電量の予測精度の改良を確認した。JICA 専門家チームは、改良した VRE 予測（気象、発電量）を 2022 年 9 月 1 日から CEB に対して配信し、第 2-2 次活動において、CEB が提供した 3 地点の VRE 発電量実績を用いて、改良前後の VRE 発電量予測モデルの予測精度の検証を行った結果、CEB、JICA 専門家チーム双方で予測精度の改善を確認した。加えて、検証に用いた VRE 発電量の実績が、すべて瞬間値であることが判明した。一方、VRE 発電量予測が 15 分の平均値であるため、入手した VRE 発電量データを平均化（移動平均）した上で再検証を行った結果、予測地点 8 地点の内、風力発電 1 地点と太陽光発電 4 地点で予測精度が改善した。発電量の実測データの平均化による予測精度の向上が、太陽光発電の方が大きかった理由としては、太陽光発電の発電量は、天気（日射量）の変化に素早く反応して変動するため、実測データが瞬間値の場合は、予測誤差が大きくなる傾向があるため、実測データの平均化の効果があつたと推察する。一方、風力発電に関しては、天気（風速）の変化に対して風車の慣性力があり素早い変動が抑えられるため実測データの平均化の効果が小さかったものと推察する。

また、本プロジェクト終了後も CEB 自身で VRE 発電量の予測が実施できるように、気象予測を VRE 発電量に変換できるツールを開発し、2021 年 11 月（初期版）と 2022 年 9 月（第 1 回改良版）を CEB に提供するとともに、第 2-2 次活動において、同ツールの改良前後の検証を行った結果、予測精度の改善を確認した。

第 2-2 次活動において、JICA 専門家チームが CEB にスリランカ全土の VRE 予測を行う方法と予測に対応するスリランカ全土の VRE 発電量実績の推定方法を技術移転したことにより、本プロジェクト終了後に、CEB が需給運用計画に必要なスリランカ全土の VRE 発電量予測と対する VRE 発電量の実測の推定が可能になった。

第 2-3 次活動及びその後の活動を通して、JICA 専門家チームが Manpuri 風力発電所の気象データ（風向・風速）を収集して同地点の VRE 予測モデルを改良し、WPP3 の出力予測精度を向上させることができた。改良した VRE 予測モデルで計算した VRE 予測データを 2023 年 2 月から配信すると共に、WPP3 のパワーカーブの値を修正した発電量変換ツールを 2023 年 2 月に CEB に提供した。

(イ) 需給運用

VRE 大量導入に伴い、C/P は太陽光や風力による余剰電力を制御する必要性を理解しているものの、既存の System Control Center（以下、「SCC」）への反映方法に関する構想を持ち得ていなかった。そこで日本の事例を用いて、再エネ制御ルールから、システム設計の考え方、実運用の方法までの一連の流れを説明し、スリランカに必要な考えを定着することができた。さらに、提供した技術資料に基づいて、C/P 自らが自身の考えを加えて、RED の将来像の構想を作成することができた。

(ウ) PSS/E の再エネモデルを用いた故障解析演習

Grid Code 改訂には、VRE 大量導入に対応した系統解析を行い、周波数や電圧の安定限界を見極める必要がある。そこで、PSS/E の再エネモデルの構造や機能の講義、及び再エネモデルを用いた故障模擬の演習を実施し、C/P がこれらの技術を習得する機会を設けた。再エネモデルの説明の際は、第一世代、第二世代の違いや、世代が分かれている背景も含めて説明した。故障模擬の演習の際は、再エネが周波数制御や電圧制御の機能を ON、OFF のモードでそれぞれシミュ

レーションを実施し、周波数・電圧低下時の再エネによる改善効果を示した。

また、揚水発電モデル、蓄電池モデルのサンプルパラメーターを共有し、今後開発予定の揚水発電、蓄電池を模擬できるようになった。

(エ) 再エネ大量導入に向けたグリッドコードの改訂

VRE 大量導入時に大きな気候変動により出力変動が発生すると、既存の水力・火力発電機を停止または出力を低下して運転する必要があるため、系統故障時には系統が不安定になる恐れがある。

スリランカの Grid Code は 2018 年に改訂案が作成されているが、再エネ制御に向けた通信設備の設置や RoCoF の記載はなく、FRT 要件や力率調整幅も比較的緩い要件であった。そこで、Input Stage にはこれらの要件の概要と必要性を、Selection Stage ではのアイルランドと日本（北海道）の比較を説明し、C/P の理解を深めることができた。

また、Study Stage においては、数値基準を定める上でのシミュレーション方法やその評価方法を習得させることができた。この技術移転により、今後更なる再エネ拡大を計画した場合においても、C/P 自らがシミュレーションシナリオ作成、シミュレーション実施し、結果を評価する能力が備わった。加えて Grid Code 改訂に最終的に必要となる PUCSL に対して論理的に改訂内容を説明することも可能となった。

さらに、軽負荷帯における PV の出力抑制については、132kV 系統に接続する 10MW 以上の PV を専用の通信網で制御することを提案した。

(オ) VRE 大量導入に向けた対策

再エネ大量導入時の電力系統の安定化対策の概要及び各フェーズにおける必要な対策について、C/P は理解を深めることができた。プロジェクト当初の LTGEP では、再エネ 50% を目標としていたが、政府主導のもと再エネ目標が 70% に高まった。そのため、出力変動対策の幅を広げ、短周期変動（周波数変動など）の対策だけでなく、長周期変動（VRE 余剰電力の有効活用など）の対策も必要であることを相互に確認し、揚水発電の開発と蓄電池の導入の妥当性について理解を深めることができた。

また、再エネ 70% 達成に向け、VRE 余剰電力を有効活用するために必要な調整力の開発計画の考え方を説明した。揚水発電においては計画地点の容量を固定値として計画に織り込むのみである一方、蓄電池においては短期間でかつ段階的な開発が可能である。そのため、蓄電池の必要容量を算定することが合理的な手法であることを確認した。

再エネ 70% 達成のためには、必要な蓄電池容量算定結果、2,000MW 必要であることが分かった。しかし、スリランカの財務状況では 2,000MW の蓄電池導入は現実的でないことから、需給運用方針を改めて整理し、SNSP（非同期電源比率）の許容値を見直すことで、必要な蓄電池容量を低減することが可能であることを確認した。

また、蓄電池導入による便益評価手法について理解を深めることができた。その手法では、VRE 発電量制御により CEB が支払う機会損失費や、SNSP 許容値見直しによる火力発電量減少による燃料費及び CO2 排出コストの削減効果等を総合的に評価した。

上記を踏まえ、再検討した結果、VRE70% 目標達成かつ費用対効果が最も高い蓄電池導入容量は 1,000MW であることを確認し、最新の LTGEP に反映することができた。

また、これらの技術移転により、今後更なる再エネ拡大を計画した場合においても、C/P 自らが需給運用面、系統安定度面、コスト面を総合的に考慮し、必要な調整力量を策定する能力が備わった。

(カ) 揚水発電に係る地質調査

揚水発電所においては、Maha 3 及び Victoria の 2 地点が開発候補地点として挙げられており、本プロジェクトにおいては、地質調査が行われていない Victoria 地点において、Maha 3 と同程度の地質調査を実施することとした。

Victoria 地点における地質調査は、2021 年 12 月に評価を含めてすべて完了し、本プロジェクトで実施した地質調査の範囲内では、揚水発電の開発に係る致命的な地質学的リスクが存在しないことを確認した。

また、地質調査に係る技術移転としては、机上研修を 2020 年 10 月、Inception Stage の現場研修(机上)を 2021 年 7 月、Final Stage の現場研修(現場 1 回、座学 1 回)を 2021 年 10 月に実施し、目標を達成した。

3. 7. 3 WG3 活動

(1) 活動の狙い

「成果 3：配電運用能力が強化される。」を達成するため、スリランカにおいて課題となっている①供給信頼度向上のための停電対策及び②VRE 導入時の負荷変動抑制に関して、CEB 配電部及び LECO 自身が対策可能な技術力・能力を保有することを目標とした。なお、供給信頼度向上に資する能力の強化を WG3-1、負荷変動抑制に資する能力の強化を WG3-2 に分けて活動を行った。

WG3-1 については、①-I 停電記録を分析し、①-II 現状の配電設備運用管理状況を評価、①-III 対策機器を用いた停電対策を提案した。停電対策については、①-IV パイロットプロジェクトにより効果を検証した。

WG3-2 については、②-I 配電系統における VRE 導入による負荷変動状況を調査し、②-II 課題となっている配電線のモデル化・測定を行い、②-III 変動抑制対策を提案した。

(2) 活動の進め方

(ア) 供給信頼度向上のための停電対策

上位目標、プロジェクト目標、期待される成果の達成に向け、WG 活動を Input Stage、Selection Stage、Study and Evaluation Stage に分けて進めた。Input Stage では現状の供給信頼度を把握し、優先度に応じた効果的な対策を検討するため、現状の停電記録の集約・分析を実施した。Selection Stage では停電記録の情報が不十分で、統計的な対策の検討が困難であったため、各組織の課題解決を念頭に置き、WG メンバーの所属（各 DD、LECO）エリアで MV フィーダ別の SAIFI/SAIDI を調査した。調査結果を踏まえ、対策候補フィーダを選定し、対策機器導入による想定効果を個別に試算した。Study and Evaluation Stage では Selection Stage で選定したフィーダへ対策機器を導入するとともに、故障停電に関する記録・調査を継続し、対策機器導入前後での効果を比較評価した。

(イ) 負荷変動抑制

上位目標、プロジェクト目標、期待される成果を達成するため、活動を Input Stage、Selection Stage、Study and Evaluation Stage に分けて進めた。Input Stage では出力及び電圧変動を測定、分析し、負荷変動の影響が大きい中圧配電系統をパイロットサイトに選定するため、変動型再生可能エネルギーの導入状況を把握した。Selection Stage では各 DD、LECO 管轄の WG メンバーへ中圧フィーダ別の負荷変動の影響を調査し、中圧及び低圧の対象フィーダを選定した。Study and Evaluation Stage では Selection Stage で選定した対象フィーダにおいて記録データの収集及び不足データの測定を実施し、収集・計測したデータを基に負荷変動の影響について分析・評価した。

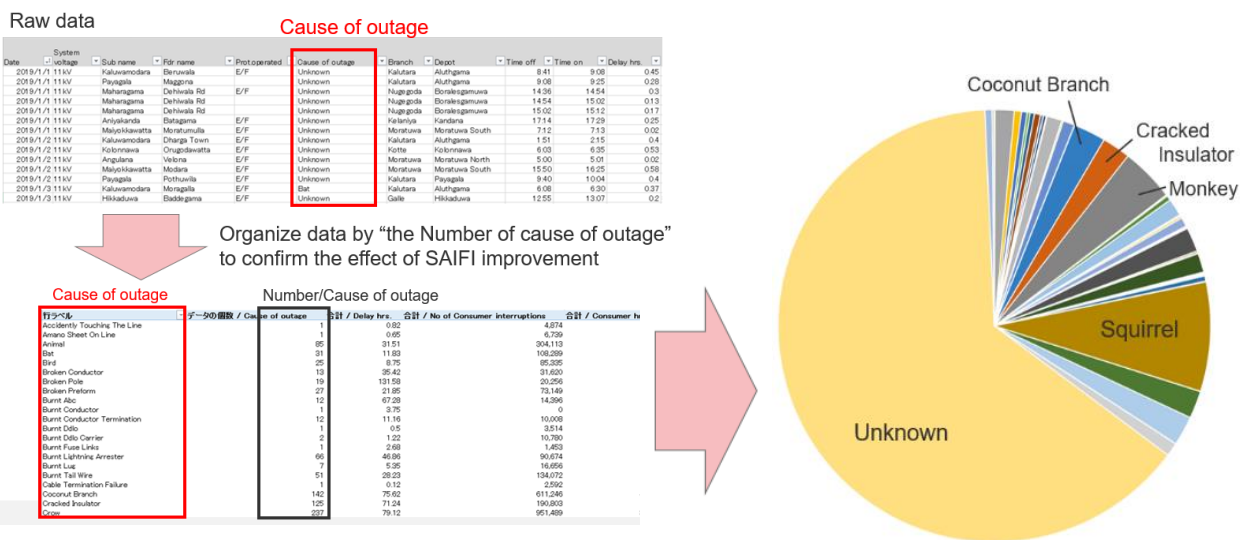
(3) 活動の成果

成果3 (WG3) : 配電運用能力の強化

(ア) 供給信頼度向上に資する能力の強化 (WG3-1)

i) 停電記録の分析

スリランカにおける 2019 年度の停電記録を確認し、故障原因（他物接触や自然災害等）や故障様相（地絡故障、短絡故障）を区分することで、配電用変電所及び配電線別の故障傾向や対策の優先度を定量的に分析する方法を説明した。また、C/P が本記録を基にした SAIFI 及び SAIDI を実際に算出することで、SAIDI、SAIFI の計算に必要なデータや分析する方法を技術移転した。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-4 2 故障記録の整理と分析

ii) 運用管理の現状評価

2019 年度の停電記録を確認する中で、故障停電に対する未然防止策や早期復旧策を検討するために必要な「情報（具体的な故障原因や故障状況写真等）」の記録が不十分であったため、故障原因や損傷設備等の情報を網羅した故障記録の新様式を提案し、協議した。各 C/P にて、組織の上層部への説明・承認や、実際に停電記録を作成する担当者への説明などを経て、本様式を活用した故障記録の運用を 2021 年 7 月より開始した。

なお、3 か月に一度程度、故障記録の実施状況を確認し、欠落情報の記録徹底や、故障記録作成箇所への共有等のフォローを実施することで、故障記録の精度向上を図った。

iii) 本邦機器を用いた停電対策の提案

これまでスリランカが使用してきた停電対策がごく限られた機器であったことから、C/P の知見を広げるため、日本において広く採用されている停電対策機器（本邦製品）について、機器の概要及び対策可能な範囲とその効果について C/P へ紹介した。その中で、比較的効果範囲が広くかつ経済的な停電対策機器である耐摩耗性電線カバー（ARC）、過電流表示器（OCI）、地絡故障点探査装置（GFD）と、自動で故障箇所や故障区間を特定可能な故障点標定装置（FLS）及び時限順送装置（TSS）の導入を提案した。

iv) 停電対策配電線及び対策機器の選定

スリランカでの機材導入に向け、各提案機材における詳細仕様や、日本での活用事例を説明するとともに、C/P と具体的な機器設置方法や運用方法について協議し、C/P の理解を深めた。また、各 C/P は導入候補配電線（MV）の選定に向け、過去の故障様相や故障傾向を分析するとともに、機器毎の特徴を踏まえ、SAIDI、SAIFI の観点から高い効果が得られると考える配電線（MV）を選定した。

表 3-28 パイロットプロジェクト配電線

Equipment	Installation Feeder/Province				
	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO
Abrasion Resistance Cover for Conductor	Pooja Nagaraya Feeder from Town primary	—	—	Matara F1	Kaluwamodara
Over Current Indicator	Habarana F7	Kiribath -kumbura F9	Ratnapura F2	Deniyaya F4	Beligaha Feeder Boossa
Ground Fault Detector	Norochcholai F2	Valaich -chenai F06	Mahiyan -ganaya F3	Rathmalana F2	Hikkaduwa Feeder Wewalamilla

[出所] JICA 専門家チーム

v) 導入機材の仕様検討・現場調査

導入機材の決定に伴い、個々の仕様検討、現場調査を進める段階に入ったが、新型コロナウイルスの影響による渡航制限が継続されており、JICA 専門家が現地に渡航できない状況が続いた。新型コロナウイルスの拡大がおさまる見込みがなかったことから、パイロットプロジェクトの遅延抑制を目的に、①C/P による現地確認及びヒアリングで仕様を決定可能な機材（ARC、OCI、GFD）と、②専門性が高いため JICA 専門家による現地調査必要な機材（FLS、TSS）に分け、①の導入に必要な検討、現地調査、手続きを先行して進めた。

vi) パイロットプロジェクトの想定効果試算、実施及び効果検証

各対策機器（ARC、OCI、GFD、FLS、TSS）の導入により期待される SAIFI 及び SAIDI の改善効果を算出する手法を C/P へ技術移転した。また、各 C/P 自身が SAIDI、SAIFI の計算やその算出諸元を WG3-1 メンバー内に説明することで、理解を深めた。

先行して導入が決まった対策機器（ARC、OCI、GFD）については、将来の各対策機材の水平展開を見据え、C/P 自身が施工技術を修得する必要があることから、写真やデモンストレーション動画等により技術移転を実施した。機材納入後も、C/P が自身で計画した施工計画を基に、全ての対策機器の施工を C/P が実施した。JICA 専門家は対策機器設置後に一部の現場を抽出し、施工状況の確認及びOJTを実施した。なお、GFDについては、故障停電が発生した都度、C/P が操作する必要があるため、メーカーによる集合教育を実施した。C/P の研修設備を利用してメーカーによる実演を見学するとともにC/P 自身も実際に機器を操作して技術を修得した。

一方で、Covid-19による渡航規制が緩和されたことから、JICA 専門家による現地調査が必要な対策機器（FLS、TSS）についても、現地調査を完了し、技術的にも CEB 送変電部門幹部の承認を得た。しかし、同時期にスリランカが経済危機に陥った影響により、同対策機器の導入における一部費用の負担が困難となったため、C/P の判断のもと本プロジェクトにおける対策機器（FLS、TSS）の導入及びパイロットプロジェクトを中止とした。ただし、TSS への期待は高く、今後もスリランカの経済状況を鑑みながら、CEB および LECO の C/P は積極的に TSS の導入を検討する方針である。



OCI 施工の様子



メーカーによる GFD 教育の様子



ARC 設置状況



OCI 設置確認及びOJTの様子

[出所] JICA 専門家チーム

図3-43 パイロットプロジェクトの実施状況

表 3-2 9～表 3-3 3 に各対策機材のパイロットプロジェクトの実施期間中（設置完了月～評価月）の結果を示す。ARC および OCI は数か月の導入期間中の実績を基に指標値である SAIDI、SAIFI を算出しているが、導入機器の対策範囲外の停電要因（ARC：樹木接触以外、OCI：OC 故障以外）の影響により、対策による効果が見えにくかった。このため、各導入機器の効果がある故障に限定し、導入前後の故障件数を比較した。

なお、GFD については半導体不足に伴う調達遅れにより、2022 年 11 月に導入教育を実施した。今後は、C/P がパイロットプロジェクトを通じて故障記録を確認し、ARC 及び OCI と同様の方法で効果を確認する。また、ARC および OCI についても、本プロジェクト以降も運用を継続し、効果の確認を実施した上で、導入エリアの拡大等について検討していく方針である。

表 3-2 9 ARC 導入フィーダの導入前後（想定効果）の SAIFI および SAIDI

Division	DD1	DD4	LECO
Pilot Feeder	①Town PSS - Pooja Nagaraya	②Matara PSS - F1 Kalidasa Road	③Kaluwamodara PSS - Moragalla feeder
SAIFI 2019 / No	10	2.4	56.2
Target SAIFI 2023 / No	3.8	1.3	37.5
Estimated Effect / %	- 62	- 45.9	- 33.3
SAIDI 2019 / min	1,192	110	1,450
Target SAIDI 2023 / min	397	53	967
Estimated Effect / %	- 66.7	- 51.8	- 33.4

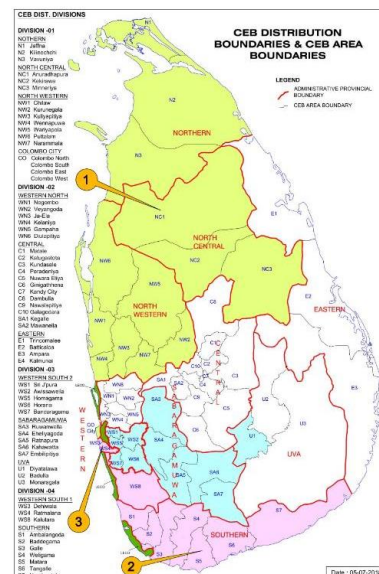


表 3-3 0 ARC 導入対象フィーダの導入前後の樹木接触による故障件数

Division	DD1	DD4	LECO
Pilot feeder	Town PSS - Pooja Nagaraya	Matara PSS - F1 Kalidasa Road	Kaluwamodara PSS - Moragalla feeder
Number of tree contact 2019/ No	10	6	18
ARC Installation	5 th Apr 2022	8 th Mar 2022	23 rd Jan 2022
Number of tree contact 2022/ No	5	2	0
Number of tree contact reduced (Effect) / No	-5	-4	-18

表 3-3 1 OCI 導入フィーダの導入前後（想定効果）の SAIFI および SAIDI

Division	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO
Pilot feeder	① Habarana F7 (1)	②Kiribath kumbura F9 (2)	③ Ratnapura F2 (3)	④ Deniyaya F4 (4)	⑤ Beligaha- Boosa (5)
SAIDI 2019 / min	4620	1021	637.6	6052	3734
Target SAIDI 2023 / min	4126	955	355.9	5054	3437
Estimated Effect / %	-10.7	-6.5	-44.2	-16.5	-7.9



表 3-3 2 OCI 導入フィーダの導入前後の OC 故障件数

Division	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO
Pilot feeder	Habarana F7	Kiribathkumbura F9	Ratnapura F2	Deniyaya F4	Beligaha- Boosa
OCI Installation	30 th Aug 2022	1 st Sep 2022	18 th Aug 2022	14 th Sept 2022	24 th Aug 2022
number of OC failure 2022 / No	68	16	12	36	0
Patrol time reduced (Effect) / min	-24	-499	-179	-6435	0

今回導入することができなかった TSS について、導入予定であったサイトに導入していた場合の想定効果を算出した。（表 3-3 3）スリランカでは、短時間の停電が故障件数にカウントされないことから、自動かつ短時間で故障エリアを特定し、健全区間への送電ができる TSS の導入により、当該フィーダの SAIFI が大幅に改善されることが想定される。

表 3-3 3 Seethawaka F1 の 2022 年度想定故障データ（TSS 導入有無）

Result in FY2022		Assumption in FY2022			
Fault section	Fault number (Mar~Oct, 2022)	Supplying section	Outage section	SAIFI without TSS	SAIFI with TSS
1	29	2, 3, 4, 5	1	43.5	8.7
2	29	1, 3, 5	2, 4	43.5	17.4
3	32	1, 2, 4, 5	3	48.0	9.6
4	39	1, 2, 3, 5	4	58.5	11.7
5	28	1, 2, 3, 4	5	42.0	8.4
Total	157	-	-	235.5	55.8

プロジェクト終了 3 年後の指標値に関しては、導入フィーダの SAIFI および SAIDI の平均改善率に基づき、2026 年度の指標値は対象フィーダ別に同値とする。また、対策機器による効果

を明確に判断できるように SAIFI や SAIDI だけでなく、関連故障件数を追加して設定することを推奨する。また、対象エリアも現状に即して現場環境や組織労力等を勘案して、担当者と担当フィードを定めて実施することを推奨する。

vii) 対策機器の費用対効果の評価

財務健全性への貢献分析については、上記vi) のパイロットプロジェクト結果を基に、停電対策機器 ARC、OCI および GFD の導入にかかる概算費用と導入による効果を現在の想定条件下で算出し、費用対効果を比較した。比較においては、初年度の機器代(A)および設置費または教育費(B)の費用合計に対し、年度毎の売電収入[停電回避あるいは故障復旧時間短縮による売電量増加分×電気料金](C)と巡視復旧作業人件費削減額[技術スタッフ単価×技術スタッフ人数×巡視復旧作業削減時間](D)を積算し、 $(A+B) < \Sigma(C+D)$ となるまでに必要な年数をコスト回収年とした。今後の電気料金や技術スタッフ運用制度次第で評価結果は異なってくるが、コスト回収年以上運用することができれば組織財務への貢献も可能となる。今後も諸制度の変更等に応じて、技術部署の C/P も同様の考え方で組織の財務健全性に関心を持ち貢献度を分析することを推奨する。

①ARC

評価対象期間：2022年3月（設置完了月）～2022年10月

機材費用（概算）：16,500,000LKR（33,000LKR × 500 pieces）

対策機器	機器代 (初年度) (thousand LKR)	設置費 (初年度) (thousand LKR)	売電収入 (10年間) (thousand LKR)	巡視復旧作業 人件費削減額 (10年間) (thousand LKR)	コスト回収年 (year)
ARC	16,500	250	17,560	554	10

②OCI

評価対象期間：2022年8月（設置完了月）～2022年10月

機材費用（概算）：5,843,000LKR（194,767LKR × 30 pieces）

対策機器	機器代 (初年度) (thousand LKR)	設置費 (初年度) (thousand LKR)	売電収入 (初年度) (thousand LKR)	巡視復旧作業 人件費削減額 (初年度) (thousand LKR)	コスト回収年 (year)
OCI	5,843	36	37,113	132	1

③GFD

評価対象期間：2022年11月（教育完了月）～2022年12月

機材総費用（単価）：73,500,000LKR（14,700,000LKR × 5sets）

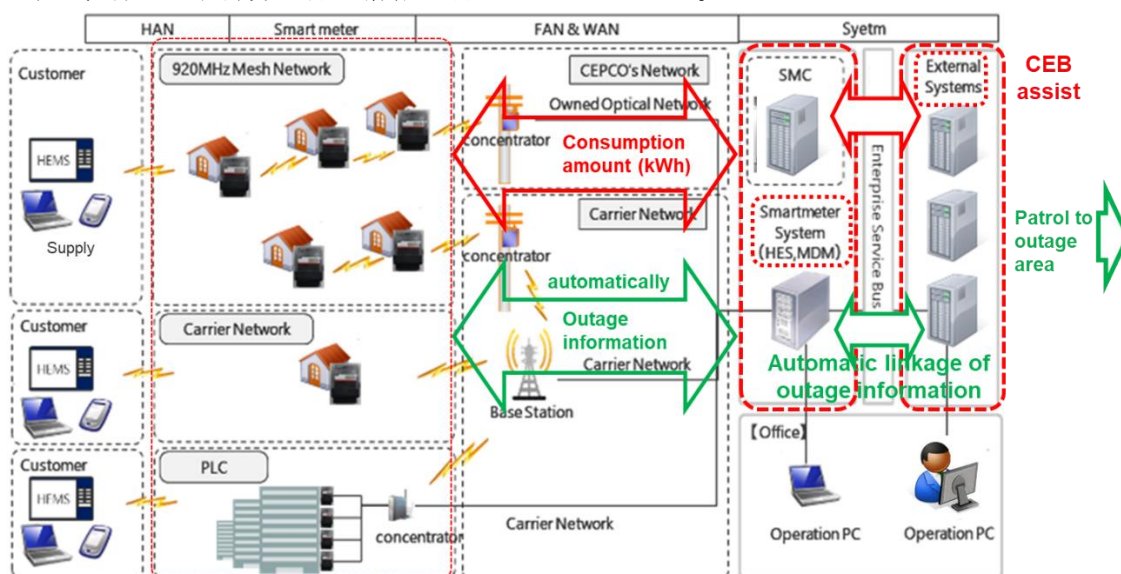
メーカー教育：6,321,000LKR

対策機器	機器代 (初年度) (thousand LKR)	教育費 (初年度) (thousand LKR)	売電収入 (8年間) (thousand LKR)	巡視復旧作業 人件費削減額 (8年間) (thousand LKR)	コスト回収年 (year)
GFD	73,500	6,321	86,200	408	8

viii) スマートメータを用いた停電エリアの特定について

TSS および FLS のパイロットサイトへの導入が中止されたことから、代替策として、機器導入コストを伴わずに同様に停電エリアの早期把握に寄与できる方法について検討した。

日本ではスマートメータの導入が進み、個々のスマートメータの停電情報により、TSS で特定する停電故障エリアよりもきめ細かく停電エリアを特定することができる。スリランカにおいても、2019年よりパイロットプロジェクトとして1,000台のスマートメータの導入が開始され、現在では計量データが CEB アシストへリンクされ、請求書発行などの業務効率化が実現されている。さらなるスマートメータのデータ活用方法として、停電エリアの特定や断線情報などの公衆保安の確保などへの活用やシステムへのリンクについて紹介した。図3-44にスマートメータを活用したシステム連系図を示す。赤で示す部分がスマートメータ電力消費量の CEB assist への連系で、緑で示す部分が停電情報の活用イメージである。



[出所] JICA 専門家チーム

図3-44 スマートメータを活用した停電情報のシステム連系図

導入中のスマートメータはコスト抑制のため機能が電力量取得に限定されるなど、現時点ではソフトウェアの変更だけでは対応不能であったが、将来、スマートメータの機能が追加された場合は、より細分化された停電エリアの特定や断線等の故障原因の推定、公衆保安の確保などへの寄与が期待される。

(イ) 負荷変動抑制に資する能力の強化 (WG3-2)

i) VRE 導入に伴う負荷変動状況の調査

配電系統において VRE 導入に伴う負荷変動対策の技術移転を実施するため、既存の負荷変動状況を調査した。

表3-34に示すとおり District や Province 別の集約記録はあるが、負荷変動の影響を測るための配電線単位での集約記録は無いため、33kV 及び 11kV 配電線別の影響を個別にヒアリング調査した。その結果、表3-35に示すとおり、複数の配電用変電所や中圧配電線で逆潮流は発生しているものの、課題が生じている配電系統は Valachchenai 変電所の F5 のみであることを確認した。

表 3-3 4 Progress of Battle of Solar Energy as of December 2018

Division	Province	District	Before Soorya Bala Sangramaya (2016-09-06)		After Soorya Bala Sangramaya					
			Net Metering		Net Metering		Net Accounting		Net Plus	
			No of Consumers	Capacity (KW)	No of Consumers	Capacity (KW)	No of Consumers	Capacity (KW)	No of Consumers	Capacity (KW)
DD1	North Western	Kurunegala	111	482	104	495	168	920	24	1,276
		Puttalam	101	461	127	738	180	964	3	268
		Total	212	943	231	1,233	348	1,884	27	1,544
	North Central	Anuradhapura	41	396	53	423	84	815	25	560
		Polonnaruwa	38	181	37	209	33	283	2	4
		Total	79	577	90	632	117	1,098	27	563
	Northern	Jaffna	146	596	138	624	340	1,599	33	238
		Kilinochchi	9	157	4	85	8	22	3	853
		Mullaitivu	2	14	4	31	2	34	1	350
		Vavuniya	5	11	9	93	12	47	2	26
		Mannar	6	20	6	22	4	7	2	79
		Total	168	798	161	855	366	1,709	41	1,546
	Colombo City	Colombo	1,402	11,500	714	7,139	160	1,321	17	1,368
DD1 Total			1,861	13,819	1,196	9,860	991	6,013	112	5,020
DD2	Eastern	Batticaloa	17	106	10	69	0	0	1	1,650
		Ampara	26	155	63	326	15	130	2	1,010
		Trincomalee	8	105	16	155	3	19	2	103
		Total	51	366	89	550	18	149	5	2,763
	Central	Nuwa Eliya	8	259	4	33	1	16	0	0
		Kandy	167	767	125	1,203	81	506	20	1,489
		Matale	16	128	11	422	30	326	2	142
		Kegalle	34	985	81	6,862	34	265	6	287
Total	225	2,139	221	8,521	146	1,113	28	1,918		
WPN	Gampaha	613	3,989	540	2,570	670	3,074	36	6,856	
DD2 Total			889	6,494	850	11,641	834	4,336	69	11,537
DD3	Sabaragamuwa	Rathnapura	46	337	99	918	119	673	28	2,437
		Kegalle	5	19	55	181	23	136	7	417
		Total	51	356	154	1,099	142	809	35	2,854
	Uva	Badulla	18	142	58	476	28	138	3	499
		Monaragala	5	72	51	423	11	144	6	558
	Total	23	214	109	899	39	282	9	1,057	
	WPS II	Colombo	811	2,599	1,303	8,000	481	3,267	52	5,590
Kalutara		55	187	168	1,542	80	423	13	1,991	
Total	866	2,786	1,471	9,541	561	3,691	65	7,581		
DD3 Total			940	3,356	1,734	11,540	742	4,781	109	11,493
DD4	Southern	Galle	71	555	76	740	60	483	4	134
		Matara	106	849	191	2,227	252	2,359	23	4,298
		Hambantota	38	515	78	608	82	871	13	911
		Total	215	1,919	345	3,576	394	3,713	40	5,342
	WPS I	Colombo	732	3,342	614	4,926	311	1,761	14	3,110
		Kalutara	30	127	49	402	37	206	6	729
		Total	762	3,469	663	5,328	348	1,967	20	3,839
DD4 Total			977	5,388	1,008	8,903	742	5,681	60	9,182
CEB Total			4,667	29,057	4,788	41,944	3,309	20,811	350	37,231

[出所] CEB 提供

表 3-3 5 VRE 大量導入の中圧配電線

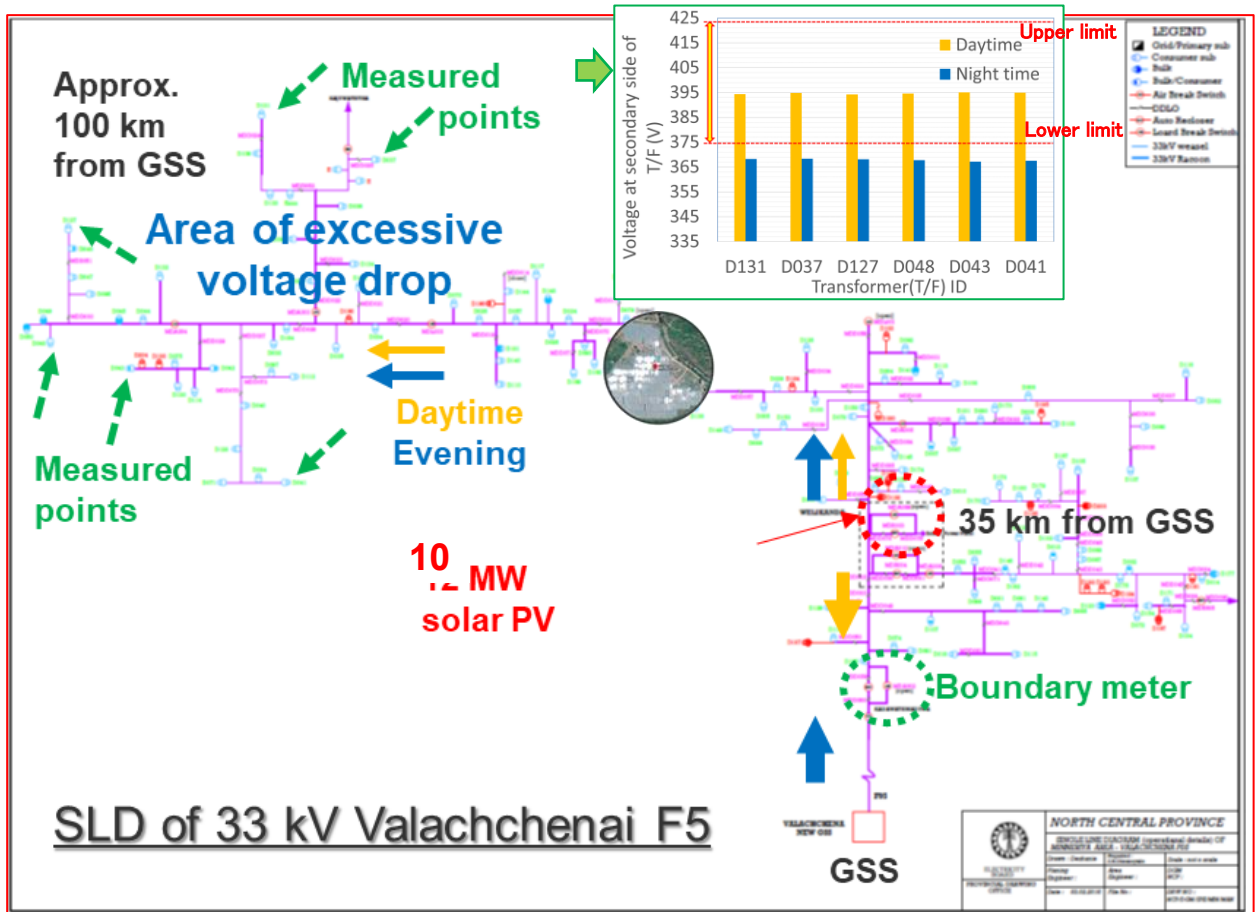
DD LECO	Substation	2ndary kV	Feeder number	Active power flow		Reactive power flow		Power factor	Current unbalance			Voltage		Voltage unbalance			Harmonic injection		Frequency Hz
				Forward MW	Backward MW	Forward MW	Backward MW		R %	Y %	B %	Max. kV	Min. kV	R %	Y %	B %	Max. %	at degree n %	
DD1	Valachchenai	33	F05	No pre-identified problem	Problem existing	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
	Norochcholei Wind	33	F2	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
	Walikanda	33	Walikanda	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
DD2	Sapugaskanda	33	F0	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
	Veyangoda	33	F8	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
DD3	Panadura	33	F1	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
	Pannipitiya	33	F4	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
	Horana	33	F4	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
	Horana	33	F6	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
DD4	Hambantota	33	F2	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
	Hambantota	33	F4	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
	Panadura	33	F07	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem
	Panadura	33	F08	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem	No pre-identified problem

[出所] JICA 専門家チーム

一方、低圧配電線では住宅用太陽光発電設備の導入が進展しており、発電時の電圧超過等の課題が生じている低圧配電線が多数あることを C/P とともに把握した。課題への対応力の技術移転については、「iii) LV 系統での負荷変動量の測定及び分析評価並びに対策の検討」に後述する。

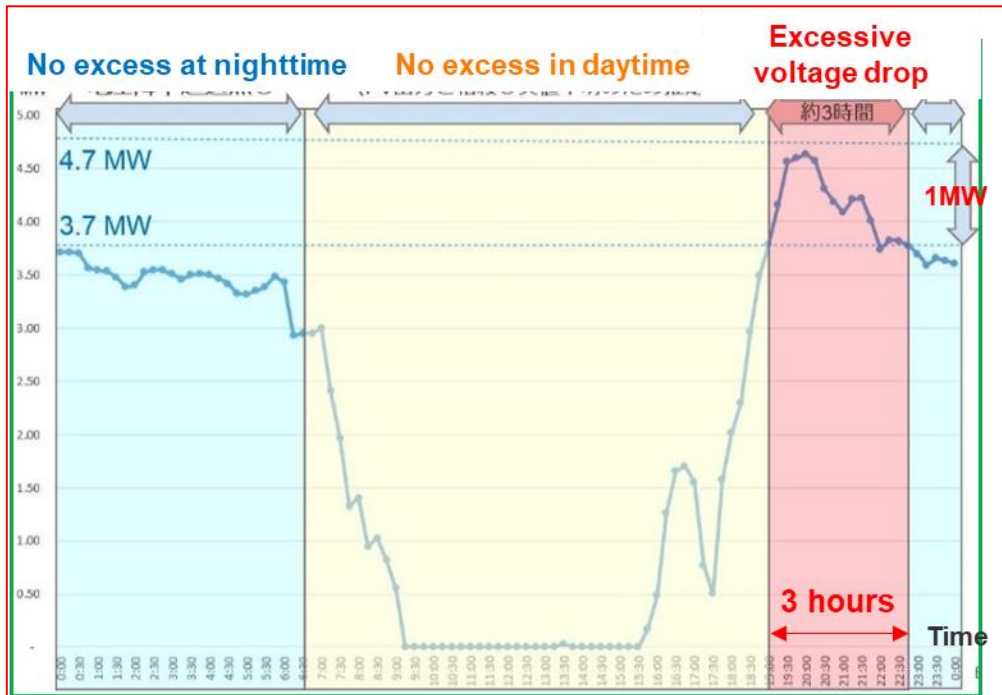
ii) MV 配電線での負荷変動量の測定、分析評価及び蓄電池システムによる対策の検討

10MW 級の大型太陽光発電設備が導入されている ValachchenaiGSS F5 を図 3-4 5 に示す。同フィーダにおいて、VRE による逆潮流等を定量評価した結果、基準容量値以下で当面問題がないことを確認した。一方、フィーダ末端の電圧を C/P が実測し、下限基準値超過が生じていることを把握した。この基準値超過を改善するため、蓄電池システムによる対策を検討した結果、図 3-4 6 に示すとおり、1 MW-3 hours 級の蓄電池システムが必要であることを把握した。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-4 5 ValachchenaiGSS F5 系統図



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-4 6 Power flow at the boundary meter point between DD1 and DD2 in 33 kV Valachchenai Feeder 5 having 10 MW class solar-PV generator

上記活動を通じて、C/P は VRE 導入に伴う負荷変動の測定・分析方法を習得するとともに、どのような対策が効果的かを理解した。また、蓄電池システムを用いた対策を行う場合に、必要な蓄電池容量を算出する方法を理解した。

本プロジェクトでは、同フィーダの対策に必要な蓄電池システムの容量を試算したが、これを満たす蓄電池システムの費用がプロジェクト予算を超過したため、蓄電池システムの導入は中止した。

しかし、同フィーダの課題は電圧超過であり、Step Voltage Regulator (以下、SVR) や Thyristor type step Voltage Regulator (以下、TVR) 等の電圧対策が可能であったため、これらの技術移転も実施した。当初、C/P は蓄電池システムの方が安価な対策であると認識していたが、本プロジェクトを通じて、これらの対策機器の効果や経済性を理解し、将来的には SVR や TVR 等の導入を検討していくことが C/P のアクションプランに示されている。(表 3-3 6)

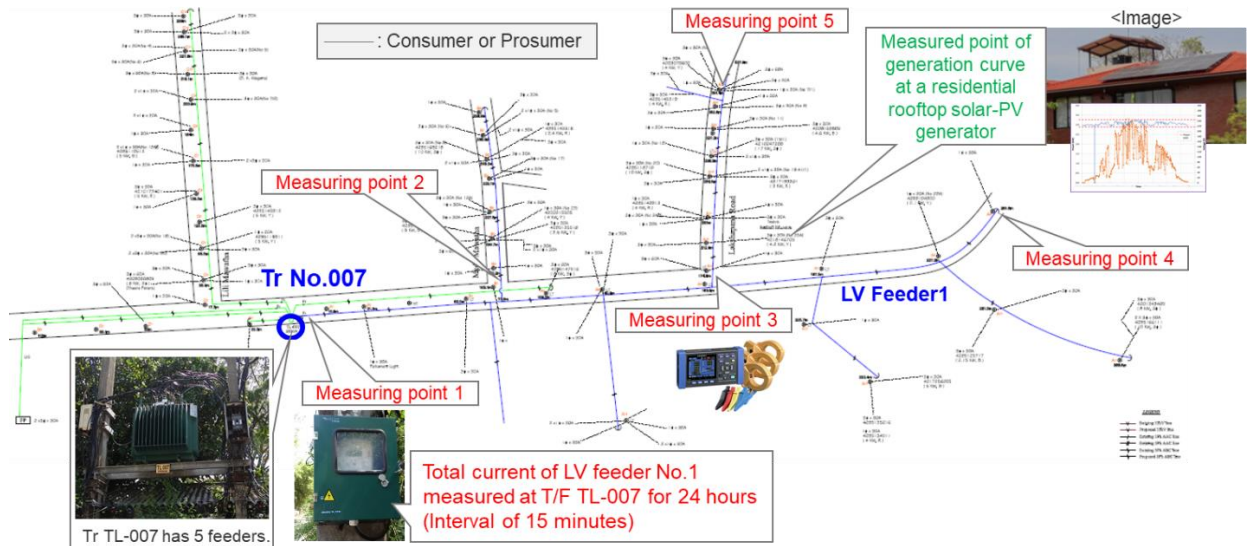
表 3-3 6 MV 系統での負荷変動対策へのアクションプラン例

My Actions	1st Q	2nd Q	3rd Q	4th Q
Procure adequate measuring equipment	—			
Collect data and analysis of down stream supply performance (voltages fluctuations) in longer / highly solar connected MV feeders		—		
Survey the potential of new addition of rooftop solar and other solar generation facilities	—	—		
Recommend the solution and prepare specification for TVR			—	
Procure and install TVR to the system to mitigate the rapid voltage fluctuation				—

iii) LV 系統での負荷変動量の測定及び分析評価並びに対策の検討

i) に記載したとおり、LV 配電線では電圧変動の問題が発生しており、これらへの課題解決手法を技術移転した。また、前述の Valachchenai F5 でのデータ測定に際して、CEB 保有の計測器が足りず、他部署から借用していることを確認したため、本プロジェクトで最新の計測器を調達した。

初めに Ethulkotte エリア (DD3) の TL-007 変圧器二次側 No.1 フィーダを課題解決対象線路に選定し、現場調査を行った。当該線路は数多くの一般住宅用屋上太陽光発電が連系しており、電圧基準値超過に伴う“発電量の抑制”や“新規発電設備の連系不能”が生じている。図 3-4 7 に当該線路の LV 配電系統図を示す。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-4 7 TL-007 変圧器二次側 LV 配電系統図

屋上太陽光発電設備（顧客所有：4kW）の発電曲線及び連系地点の電圧変動曲線を取得するとともに、線路の分岐箇所や末端での負荷変動を測定し、実際の電圧変動量を定量的に把握した。その結果、測定期間は曇天や雨天が多かったこともあり、測定期間の電圧変動は概ね基準値内であることを確認した。今後も C/P は調達した計測器を用いて同様の方法により電圧超過等がないか測定する。

また、図 3-4 8 に示すように、同線路の全ての負荷、太陽光発電及び連系配電線を相毎にモデル化し、各地点の電圧分布や変動量をシミュレーションした。モデル化により太線化や蓄電池システム導入等の対策効果を事前に把握することができる。

TL-007(D) F4				Raccoon, etc.												(Peak demand) / (Total contract capacity)												(Peak generation) / (Facility capacity)												Standard			230 V			V at 2ndary side of T/F		
Main route of LV line				LV line specifications						Customer load at end side pole						Customer RE at end side pole						Remarks			Time: 12:00 81% 81% 81% 81%												240			240			240					
Distance from TL-007	Pole number at S/S side of LV line span	Pole ID at end of LV line span	Length (Pole span)	LV line (wire) number	Wire type	Wire size of 3-phase	Resistance of 3-phase, R3	Reactance of 3-phase, X3	Customer number of 1-phase	Customer number of 3-phase	Customer ID, etc. connected to LV line, if needed.	a) Contract capacity of consumers			Total contract capacity			Power demand by [(peak demand) / (Total contract capacity)]			Customer number of 1-phase	Customer number of 3-phase	Customer ID, etc. connected to LV line, if needed.	Solar PV specifications, etc., if needed.	RE facility capacity			Total contract capacity			Generating amount at peak			Power factor	Total current of 1 and 3 phases load and RE			Voltage										
m			m	2,3,4,---	Cu, Al, etc.	mm^2	ohm/km	ohm/km				A	A	A	A	A	A	A	A	A	A					kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW	kW								
0	TL-007(D)	P	0	4	Cu		0.5781	0.4695				0	0	0	0	630	587	780	1,740	44	41	55	122						17	22	12	80	14.1	17.7	9.5	64.8	0.99	50	42	68	240.0	240.0	240.0					
16	P	A1	16	0	ABC(Al)		0.5781	0.4695				0	0	0	0	630	587	780	1,740	44	41	55	122						17	22	12	80	14.1	17.7	9.5	64.8	0.99	50	42	68	239.1	239.3	238.8					
21	A1	A2	5	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695				0	0	0	0	630	587	780	1,740	44	41	55	122						17	22	12	80	14.1	17.7	9.5	64.8	0.99	50	42	68	238.8	239.0	238.4					
63	A2	A3	41	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695	17			210	150	150	0	630	587	780	1,740	44	41	55	122						17	22	12	80	14.1	17.7	9.5	64.8	0.99	50	42	68	236.5	237.1	235.3					
74	A3	A3	11	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695				0	0	0	0	420	437	630	1,740	29	31	44	122						17	22	12	80	14.1	17.7	9.5	64.8	0.99	36	32	57	236.1	236.7	234.6					
109	B0	A4	36	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695		1		0	0	0	60	210	210	420	1,200	15	15	29	84	1	4295147516		8.0	11	19	7	53	8.9	15.6	5.5	42.9	0.99	23	13	43	235.2	236.2	233.0						
140	A4	A5	31	3	ABC(Al)		0.5781	0.4695	2	2		30	0	30	60	210	210	420	1,140	15	15	29	80						11	19	7	45	8.9	15.6	5.5	36.5	0.99	28	18	48	234.2	235.6	231.3					
161	A5	A6	21	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695		2		0	0	0	60	120	210	240	1,050	8	15	17	74						11	19	7	45	8.9	15.6	5.5	36.5	0.99	15	12	29	233.9	235.3	230.6					
198	A6	A7	37	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695		1		0	0	0	30	30	30	60	270	2	2	4	19						4	7	2	18	3.2	5.8	1.7	14.6	0.99	-5	-9	-1	234.1	235.6	230.7					
227	A7	A8	30	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1			0	30	0	0	0	30	30	150	0	2	2	11	1	4299104900		2.1	0	2	2	18	0.0	1.7	1.7	14.6	0.99	-11	-11	-11	234.4	236.0	231.0						
262	A8	A9	34	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1			0	0	30	0	0	0	30	0	0	0	2	0						0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.99	0	0	2	234.4	236.0	231.0					
252	A8	A10	24	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695	0	2		0	0	0	60	0	0	0	150	0	0	0	11	1	4295125717		2.2	0	0	2	18	0.0	0.0	1.7	14.6	0.99	-11	-11	-13	234.7	236.3	231.4						
289	A10	A11	37	2	ABC(Al)		0.5781	0.4695	0	3		0	0	0	90	0	0	0	90	0	0	0	6	2	4201343405 /4295166111		18.0	0	0	0	18	0.0	0.0	0.0	14.6	0.99	-15	-15	-15	235.3	236.9	232.0						
206	A7	A12	8	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1	1		0	0	30	30	30	0	30	90	2	0	2	6						4	5	0	0	3.2	4.1	0.0	0.0	0.99	4	0	8	234.0	235.6	230.6					
223	A12	A13	18	2	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1	2		30	0	0	60	30	0	0	60	2	0	0	4	2	4295135216 /4217256205		4.0	5.0	0	0	0	3.2	4.1	0.0	0.0	0.99	2	-2	4	234.0	235.7	230.5						
	A5	A14	6	ABC(Al)		0.5781	0.4695	7	1		60	0	150	30	60	0	150	30	4	0	11	2						0	0	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.99	6	2	13	234.2	235.6	231.3						
175	A6	A15	14	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1	1		30	0	0	60	90	180	180	720	6	13	13	50						7	12	5	27	5.7	9.9	3.7	21.9	0.99	16	17	26	233.6	235.0	230.3					
213	A15	A16	38	2	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1	3		0	30	0	90	60	180	180	660	4	13	13	46	1	4218146705		4.2	7	12	5	27	5.7	9.9	3.7	21.9	0.99	10	12	21	233.2	234.5	229.4						
255	A16	A17	42	5	ABC(Al)		0.5781	0.4695	3	2		30	60	0	60	60	150	180	570	4	11	13	40	1	4295142913		4.0	7	8	5	27	5.7	6.5	3.7	21.9	0.99	4	9	15	233.0	234.1	228.7						
285	A17	A18	30	5	ABC(Al)		0.5781	0.4695	2	4		0	0	60	120	30	90	180	510	2	6	13	36	1	1	4217199201 /4295118710		3.0	7	4	5	27	5.7	3.2	3.7	21.9	0.99	-3	5	11	233.1	233.9	228.3					
309	A18	A19	24	4	ABC(Al)		0.5781	0.4695	3	2		0	30	60	60	30	90	120	390	2	6	8	27	1	1	4210247200		17.0	4	4	5	17	3.2	3.2	3.7	13.8	0.99	4	9	10	233.0	233.7	228.0					
337	A19	A20	29	3	ABC(Al)		0.5781	0.4695	2	2		0	0	60	60	30	60	60	330	2	4	4	23	1	4208162805		4.6	4	4	5	0	3.2	3.2	3.7	0.0	0.99	20	23	22	232.3	233.0	227.3						
363	A20	A21	26	4	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1	4		30	0	0	120	30	60	0	270	2	4	0	19	1	4295145319		4.0	4	4	0	0	3.2	3.2	0.0	0.0	0.99	16	18	19	231.9	232.5	226.8						
391	A21	A22	29	7	ABC(Al)		0.5781	0.4695	2	4		0	60	0	150	0	60	0	150	0	4	0	11	1	4203070600		4.0	0	4	0	0	0.0	3.2	0.0	0.0	0.99	11	10	11	231.5	232.1	226.5						
105	B0	B1	32	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1	1			30		30	210	227	210	540	15	16	15	38						6	3	5	27	5.2	2.0	4.1	21.9	0.99	13	19	15	235.6	236.0	234.1					
150	B1	B2	45	2	ABC(Al)		0.5781	0.4695	2	0		30	30			210	197	210	510	15	14	15	36						6	3	5	27	5.2	2.0	4.1	21.9	0.99	11	15	12	235.1	235.3	233.5					
195	B2	B3	45	9	ABC(Al)		0.5781	0.4695	6	4		120	30	30	180	180	167	210	510	13	12	15	36	3	4295171018/4200315505/4295135518		4.0	2.5	5.0	6	3	5	27	5.2	2.0	4.1	21.9	0.99	9	12	12	234.7	234.7	232.9				
208	B3	B4	13	4	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1	3			30	90	60	137	180	330	4	10	13	23						2	0	0	27	1.9	0.0	0.0	21.9	0.99	-8	1	4	234.8	234.7	232.8						
232	B4	B5	25	2	ABC(Al)		0.5781	0.4695	2	1			60	30	60	107	180	240	4	7	13	17						2	0	0	27	1.9	0.0	0.0	21.9	0.99	-14	-8	-3	235.1	234.9	232.9						
	B5	B5A	9	6	ABC(Al)		0.5781	0.4695	2	0			60		60	107	120	210	4	7	8	15						2	0	0	27	1.9	0.0	0.0	21.9	0.99	-16	-10	-9	235.3	235.0	233.0						
249	B5A	B6	9	6	ABC(Al)		0.5781	0.4695	4	3		30	90	90	60	47	120	210	4	3	8	15	1	1	4295143316 /4295169218		2.4	2	0	0	27	1.9	0.0	0.0	21.9	0.99	-16	-14	-9	235.5	235.1	233.1						
289	B6	B7	40	6	ABC(Al)		0.5781	0.4695	2	4		30	30	120	30	47	30	120	2	3	2	8						0	0	0	17	0.0	0.0	0.0	13.8	0.99	-10	-8	-10	235.9	235.5	233.5						
330	B7	B8	41	1	ABC(Al)		0.5781	0.4695	1	0	BESS assumed		17	30		0	17	30	0	0	1	2	0					17	0	0	0	17	0.0	0.0	0.0	13.8	0.99	-20	-19	-18	236.8	236.4	234.3					


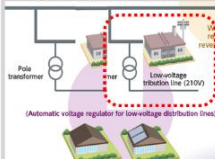


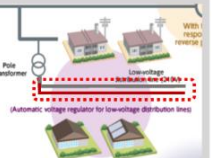
[出所] JICA 専門家チーム

図 3-4 8 Ethulkotte、TL-007 二次側配電線シミュレーションモデル

一方で、実用面からの経済性については、LV 系統での負荷変動に対し、従来対策（小容量（100kVA 以下）の採用も加味した変圧器追加によるエリア分割、LV 線の追加や太線化等）と蓄電池システム導入による対策についてコスト評価を行い、従来対策に優位性があることを C/P と確認した。一例を表 3-3 7 に示す。

また、USAID 支援の LECO 管区 11kV での 100kVA 級 Battery Energy Storage System（以下、BESS）の導入計画についてコントラクター Chemonics へ確認したが、2022 年 12 月時点で詳細は未定ということであった。その際にスリランカでは MV 系統よりも LV 系統に課題が多く発生していること、その対策には BESS より従来対策に経済性があることを紹介した。

表 3-3 7 BESS 導入と従来対策によるコスト評価

Measures	LV BESS	LV area division(1)	LV area division(2)	Wider LV line	LV line addition
Main spec.	300 kWh (100 kW - 3 hours)	Addition of transformer 100 kVA	33/0.4 kV 50 kVA (if approved)	Replacement to thicker line 1 km (70sqmm ABC)	Addition of 2nd line 1 km (70sqmm ABC)
Material Cost	657 thousand USD	6 thousand USD	5 thousand USD	10 thousand USD	5 thousand USD
Image	657,174 (USD) = 1,314,348 (LKR)  Multi-combined general-purpose residential BESS	6,034 (USD) = 1,206,800 (LKR) = 4,132 x 100 + 793,600 	5,001 USD = 1,000,200 (LKR) = 4,132 x 50 + 793,600 	9,500 (USD) = 1.9 million (LKR) 	4,600 (USD) = 0.92 million (LKR) 
Duration	3 hours	24 hours			
Useful life	15~20 years	25 years or more			

本プロジェクトにおいて、C/P は一連の計測能力や分析能力を習得するとともに、組織内で技術共有を実施した。今後も、C/P は LV 系統での負荷変動を抑制するため、必要なデータを測定・分析することで、従来対策との比較検討や、より経済的な課題解決を図る予定である。（図 3-4 9）

MY ACTION PLAN

- Problem: Increased grid integration of NCRE
 ✓ Power quality issues due to integration
- Goal: Regular measurement and analysis of electrical parameters using measuring instruments to reduce power quality issues

MY ACTIONS	1 st Q	2 nd Q	3 rd Q	4 th Q
Procurement of measuring equipment				
Select candidate feeders for measurement				
Data collection and analysis				
Implement countermeasures				

MY ACTIONS	1 st Q	2 nd Q	3 rd Q	4 th Q
Collect information of recorded power quality issues in distribution transformers	_____			
Survey and collecting of additional required data of the particular issue		_____		
Measurement ,detail surveying and analyze the issues and the root cause of the power quality issues		_____	_____	
<div style="border: 1px solid red; padding: 2px;"> Recommending the solution 1.To install a new T/F 2.To use 33/0.4 kV transformer 3. To use less than 100kVA T/F 4. To construct additional feeder </div>				_____
5. To construct higher capacity feeder				

図 3-4 9 LV 系統での負荷変動に対する C/P アクションプラン例

(ウ) MR 技術を用いたリモート技術移転の検証

DX (Digital Transformation) 技術の一つである MR (Mixed Reality、複合現実) を活用した遠隔技術移転の効果について、第 2-1 次現地活動で C/P の協力のもと検証を行った。

MR とは専用のディスプレイ (HoloLens2) を用いることにより、実物が目の前にあるかのように 3D で映し出すことができる技術であり、“現実の光景” に“デジタルコンテンツ”を重ねて表示することで、デジタルコンテンツがあたかもその場に実在するかのように見せるものである。現実の世界に仮想の世界を重ねて拡張する AR (拡張現実) をさらに発展させた技術となる。

現実空間と仮想空間をリアルタイムで混合することで、実際に対面しているかのような Web 会議の実現、リモートによる実技研修の実現、実作業現場を共有した遠隔支援の実現などに活用できる。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-50 MR による三次元映像遠隔コミュニケーション

MR 技術は、非常に大きな容量のデータ転送が必要など課題が多いため、以下のように段階的に検証を進めた。

- ① リモートアシスト技術 (2D) の検証。(現地⇄スリランカ)
- ② MR 技術 (3D) の検証。3D イメージを現地で構成し、それを現地で認識できるか検証 (スリランカ)
- ③ 現地で構築した 3D イメージを日本に転送できるか検証 (スリランカ→日本)

上記各ステップにおいて、下記の観点から検証を行った。

i. 日本-スリランカ間の通信状況に問題はないか？

✓ Region Code

問題なく起動し、日本とも連携できた。

✓ 通信品質

リモートアシスト技術 (2D) の段階では、Teams で 5 名参加しても音声・画像とも問題なかった。また若干の遅延・通信ストップはあったものの大きな支障はなかった。

MR 技術では、Dialog 社の LTE (4G) 回線 SIM を用いて、WiFi ルータを活用した通信テストを行った。通信量の問題が懸念されたが、結果としてスリランカの LTE は日本の LTE と同等で、概ね良好であった。一方で、3次元映像は容量が大きく、現状では、撮影範囲を狭めるかフレームレートを落とす必要がある。この結果から実用には、画質や

フレームレートを維持したまま、いかに転送量を少なくするかが重要であることが分かった。

ii. リモートアシスト技術（2D）、MR 技術（3D）での差を感じられるか？

リモートアシスト技術において、日本からの音声指示により、現地技術者を目標地点（隣の部屋）に誘導し、現地設備の複数あるメーターの中から、日本が確認してほしいメーターに矢印を表示させることで、現地技術者が値や状態を確認し日本に伝えることができた。今回は検証であるため実際に機器操作は行っていないが、そうした機器操作も十分に可能であることを確認した。また、日本からの指示をパワーポイントにテキストで記載し、現地技術者の HoloLens2 画面上にポップアップさせることで、より詳細な指示を伝えることができることを確認した。

MR 技術では、2 台のカメラを活用し、3 次元映像を作成、HoloLens2 に投影した。3 次元映像は撮影した箇所をリアルタイムで投影し、上下左右どの角度でも確認が可能である。実際には撮影した映像を遠隔地（今回は日本）から目視するが、本検証では、現場の C/P の方に体験していただくため、遠隔通信は行わず、3 次元映像の作成・投影及び HoloLens2 による 3 次元映像の確認のいずれもスリランカ側で行った。

実際に体験した C/P からは解像度の向上は必要であるが、遠隔指導の有効性があるとの感想をいただいた。変電所での実用については、“拡大表示ができることよい”、“操作盤の文字が読めたり、盤の中のコードを 1 本ずつ識別できたりするとよい”等の意見をいただいた。一方で、“HoloLens2 についているカメラを補足的に活用して見ることができれば十分”といった意見もあり、実用に向けたアイデアを得ることができた。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-5 1 C/P による体験状況



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-5 2 日本から指示（左） 指示を受けた現地技術者の視点（右）

3. 8 他ドナー支援状況

Asian Development Bank (以下、ADB)、French Development Agency (以下、AFD)、International Finance Corporation (以下、IFC)、U.S. Agency for International Development (以下、USAID) 及び Chemonics との意見交換ならびに CEB から入手した情報を以下に記載する。

(1) ADB

ADB の支援状況確認を目的に意見交換を開催した。主に送電線や配電線の流通設備に関する支援を行い、現在、5つのプロジェクト支援を行っている。

表 3-38 ADB の支援状況

ビデオ会議	2020年6月24日(水) 13:00~14:00(日本時間 16:30~17:30)
参加者	
ADB	Prathaj Haputhanthri 氏 (Associate Project Officer (Energy), Sri Lanka Resident Mission) Sainthan Sivanesan 氏 (Project Analyst (Energy), Sri Lanka Resident Mission) 計 2 名
JICA 専門家	WG1: 平野業務主任者(電力戦略)、吉田副業務主任者(電力戦略)、谷畑団員(電力制度・政策) WG2: 安常団員(電力系統(解析)) WG3: 西川団員(配電(計画、設計、工事)／業務調整) 計 5 名
国際協力機構 (JICA)	スリランカ事務所 市川所員、Serasinghe チーフプロジェクトスペシャリスト 計 2 名
支援状況	(1) Green Energy Project ・Moragolla 水力発電所(30MW)とこれに係る 4 変電所と 33kV 配電線 (2) Green Energy Project ・Nadukeda-Mannar 間の送電線とこれに係る 33kV 配電線 ・スマートメーター(パイロットプロジェクトとして千台設置予定。その後、1 万台設置予定) (3) Reliability Project ・33kV 配電線による離島との連系 ・太陽光と蓄電池、バックアップ用にディーゼル発電機を用いたハイブリッドシステム (4) Mannar Project ・西側に位置する Mannar Wind Project。 ・2 億 USD のプロジェクト、2020 年中に完成予定 ・電圧変動対策として、リアクトルを設置予定 (5) 500 Million USD Project ・財務省と共同で Roof Top PV 支援

[出所] JICA 専門家チーム

ビデオ会議	2021年9月8日(水) 14:00~15:00(日本時間 17:30~18:30)
参加者	
ADB	Prathaj Haputhanthri 氏(Associate Project Officer (Energy), Sri Lanka Resident Mission) Sainthan Sivanesan 氏(Project Analyst (Energy), Sri Lanka Resident Mission) 計2名
JICA 専門家	WG1:平野業務主任者(電力戦略)、吉田副業務主任者(電力戦略) WG2:安常団員(電力系統(解析)、和田団員(水力土木(計画、設計、工事)) 計4名
支援状況	<p>(1) Wind Power Generation Project(主に Mannar Wind Park 100MW の開発)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・100million USD の Mannar における風力開発プロジェクト <p>(2) Green Energy Development and Energy Efficiency Improvement Investment Program Tranche 1</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主に水力開発と 33kV 送電線の開発(AFD とともに支援) ・30MW の Moragolla などの水力発電所開発支援 ・揚水発電所開発の調査。開発候補地点の Victoria ダムにおいて Preliminary Study が終了。Maha では Pre-FS が終了。 ・Poonyryn(北部)の 300MW の風力・太陽光の開発プロジェクトも IFC とともに支援。 <p>(3) Green Energy Development and Energy Efficiency Improvement Investment Program Tranche 2</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主に送電設備の増強と配電設備の改修(AFD とともに支援) ・Mannar への送電線及び medium-voltage network の開発支援。 ・再エネ電源の開発と信頼度向上を目的とした、長距離送電線の開発支援。 <p>(4) Roof top solar Power Generation Project</p> <ul style="list-style-type: none"> ・主に Roof top PV の導入と技術要件の策定

[出所] JICA 専門家チーム

会議日時	2022年6月15日(水) 15:30~17:00
会場	Granbell hotel 会議室
参加者	
ADB	Prathaj Haputhanthri 氏 (Associate Project Officer (Energy), Sri Lanka Resident Mission)
JICA 専門家	平野業務主任者(電力戦略)、吉田副業務主任者(電力戦略)
支援状況	<p>(1) Wind Power Generation Project</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ Mannar における風力開発プロジェクトであり、100MW の風力開発と近隣変電所での無効電力対策装置の開発は完了。コストダウンした分の予算を使い 50MW の追加風力開発及び近隣変電所のトランス増設を行っている。 <p>(2) Green Power Development and Energy Efficiency Improvement Investment Program Tranche 1&2</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ Trench1 では、30.5MW の水力、関連送電線、配電線の建設は完了し、変電所の工事が残っている。また、コストダウンした分の予算 (USD 2 million) を使いビクトリアダム の FS を行う。 Tranch2 では、再エネ電源の開発と信頼度向上を目的に Mannar から近隣変電所までの 220kV 送電線増強や島中央部の水力発電所から Hambantota までの 220kV 送電線の開発を行っている。 <p>(3) Supporting Electricity Supply Reliability improvement</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 供給信頼度向上を目的として、島中央部の 33kV 配電システムを増強している。 <p>(4) Rooftop Solar Power Generation Project</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ Rooftop PV を導入する際のローンの金利の一部を補助するプロジェクト。最近、USD 50 milion の予算を消化してプロジェクトが終了した。スリランカ政府からは継続の要望を受けたが、今のところ追加実施の予定はない。 <p>(5) その他</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 料金改定や経済状況の回復など CEB を取り巻く環境が変化しない限り、新しいプロジェクトを立ち上げることはできない。

[出所] JICA 専門家チーム

会議日時	2022年11月23日(水) 9:30~11:00(スリランカ時間)
会場	ADB 事務所
参加者	
ADB	Mr. Parathj Haputhanthri, Energy Specialist
JICA 専門家	平野業務主任者(電力戦略)、吉田副業務主任者(電力戦略)、高田団員(再エネ)
支援状況	<p>(1) Promoting Increased Renewable Energy Development, Energy Efficiency and Power System Resilience</p> <p>これは Technical Assistance のプロジェクトであり、2つの取り組みがある。</p> <p>(a) Renewable Energy Development Action Plan の策定</p> <p>Renewable Energy Development Action Plan は、CEB が2年毎に作成する LTGEP を補完するものであり、再エネ開発計画、候補地点、系統情報などが示されており、再エネ開発者がいつ、どこで開発すべきかを検討することを助け、2030年再エネ70%の政府目標達成を後押しする。この Action Plan は、完成し、MOPE の承認待ちである。MOPE の承認後、公開される。</p> <p>(b) Policy Base Loan の枠組み構築</p> <p>もともと、再エネ開発者のためのプロジェクトの Due diligence の技術を提供する支援であったが、経済状況の悪化から実施されるプロジェクトが少なくなったことから、支援の方針を変更し、Policy Base Loan の枠組み構築となった。Policy Base Loan は、政府を対象として、CEB の再編成、効率化、料金体系検討など電力セクターの改善を目的とした施策実現を支援するための loan である。政府から依頼を受けて実施に向けて準備を進めている。実施は IMF の財務支援プロジェクトが承認された後になる。</p> <p>(2) Wind Power Generation Project</p> <p>Mannar における風力開発プロジェクトであり、100MW の風力開発と近隣変電所での無効電力対策装置の開発は完了。コストダウンした分の予算を使い 50MW の追加風力開発および近隣変電所のトランス増設を予定であったが、スリランカの経済状況悪化により、入札者が現れず、追加開発はキャンセルとなった。</p> <p>(3) Green Power Development and Energy Efficiency Improvement Investment Program Tranche 1&2</p> <p>Trench1 : 30.5MW の水力、関連送電線、変電所、配電線の建設をすすめており、2024年に完了予定。コストダウンした分の予算(USD 2 million) でビクトリアダム の FS を実施する。FS については、CEB と実施に向けて交渉中。</p> <p>Trench2 : 再エネ電源の開発と信頼度向上を目的とした送電線増強工事。Mannar から近隣変電所までの 220kV 送電線増強工事は完了。島中央部の水力発電所から Hambantota までの 220kV 送電線の開発は90%完了。</p>

	<p>(4) Supporting Electricity Supply Reliability improvement 供給信頼度向上を目的として、島中央部の 33kV 配電システムを増強。 2024 年に完了予定。</p> <p>(5) Rooftop Solar Power Generation Project Rooftop PV を導入する際のローンの金利の一部を補助するプロジェクト。2022 年 6 月の時点で USD 50 milion の予算を消化してプロジェクトが終了した。スリランカ政府からは継続の要望を受けたが、IMF の財務支援プロジェクトが承認されるまでは、Second phase の実施予定はない。</p>
--	--

[出所] JICA 専門家チーム

(2) AFD

AFD の支援状況確認を目的に意見交換を開催した。再エネのみならず送電系統や配電系統の信頼度改善に向けた支援も行っている。

表 3-3 9 AFD の支援状況

ビデオ会議	2020年7月14日(火) 11:00~12:00(日本時間 14:30~15:30)	
参加者		
AFD	Ms. Rebecca BIELMANN 氏(Project Officer, AFD Colombo Office)	1名
JICA 専門家	WG1: 平野業務主任者(電力戦略)、吉田副業務主任者(電力戦略)、谷畑団員(電力制度・政策) WG2: 安常団員(電力系統(解析)) WG3: 西川団員(配電(計画、設計、工事)/業務調整)	計5名
国際協力機構(JICA)	スリランカ事務所 市川所員	1名

支援状況	Project	Amount	Description	Particularities	Progress Status
	Renewable Energy Absorption Transmission Development Project	30 Million Euros	In order to absorb renewable energy produced by small hydropower plants to the national grid, the grid has to be upgraded and new four grid substations have been identified based on their location. These four (4) substations are at Maliboda, Wewalwatta, Nawalapityia and Ragala.		Started in 2015 Expected end date : early 2021
	Green Power Development and Energy Efficiency Improvement (Tranch 1)	22 Million Euros	This project includes: (i) the construction and installation of three new substations in Kalutara, Kesbewa and Old Anuradhapura, and (ii) the augmentation of a 132/33kV grid substation in New Anuradhapura.	Co-financed with ADB (lead)	Started in 2015 Expected end date : early 2021
	Green Power Development and Energy Efficiency Improvement (Tranch 2)	30 Million Euros	This project includes : (i) the construction or augmentation of several transmission lines and (ii) of medium voltage distribution lines, (iii) the construction of a substation in Colombo (B) and (iv) the augmentation of another one (C).	Co-financed with ADB (lead)	Started in 2018 Ongoing Expected end date : 2024

[出所] JICA 専門家チーム

ビデオ会議	2021年9月15日(水) 14:30~16:00(日本時間 18:00~19:30)
参加者	
AFD	Mr. Sylvain, Ms. Morgane Begon 2名
JICA 専門家	WG1: 平野業務主任者(電力戦略)、吉田副業務主任者(電力戦略)、谷畑団員(電力制度・政策)、高田団員(再エネ) WG3: 神谷団員(配電(計画、設計、工事)／業務調整) 計5名
支援状況	<p>(1) Renewable Energy Absorption Transmission Development Project</p> <ul style="list-style-type: none"> ・小規模水力発電所で生産された再生可能エネルギーを自国の送電網で吸収するため、送電網の増強を支援 <p>(2) Green Power Development and Energy Efficiency Improvement (Tranch 1)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・新しい変電所(3)の建設と設置、新しい132 / 33kV グリッド変電所の増強を ADB とともに支援。 <p>(3) Green Power Development and Energy Efficiency Improvement (Tranch 2)</p> <p>(ADB とともに支援)</p> <ul style="list-style-type: none"> ・送電線の建設、増強、中電圧配電線の建設、コロンボ他の変電所の建設、増強を ADB とともに支援。 <p>(4) CAPACITY BUILDING FOR INCREASING INTEGRATION OF RENEWABLE ENERGIES</p> <ul style="list-style-type: none"> ・EDF との技術協力を通じて、CEB 組織の能力強化を支援。 ・ネットワークモデリングと安定性の研究、再生可能エネルギーの専門知識、ネットワーク強化の専門知識における能力開発を支援。

[出所] JICA 専門家チーム

会議日時	2022年6月10日(金) 15:30~17:00
会場	AFD コロンボ事務所 (World Trade Center 19階) 会議室
参加者	
AFD	Mr. Sylvain Rouzeau, Directeur adjoint Mr. Reda Souirgi, Country Director (途中から参加)
JICA 専門家	平野業務主任者(電力戦略)、吉田副業務主任者(電力戦略)
支援状況	<p>(1) Renewable Energy Absorption Transmission Development Project ・4変電所の工事は2021年度に終了</p> <p>(2) Green Power Development and Energy Efficiency Improvement (Tr1) ・ADBとの協調融資プロジェクトで、Anuradhapuraの変電所の増・新設工事はもうすぐ完工する予定。最後のAFD/ADBからCEBへの借款資金支出を終えておりそれを活用して最後まで工事完工できる見込み。</p> <p>(3) Green Power Development and Energy Efficiency Improvement (Tr2) ・ADBとの協調融資で、送電線を建設するプロジェクトとして進行中である。2023年に完了予定。最近CEBへの2回目の借款資金支出を終えたが、国及びCEBの信用力の問題から次(3回目)の借款資金支出ができるか不透明。</p> <p>(4) Capacity Building for Increasing Integration of Renewable Energy ・再エネ導入をすすめるための技術協力であり、このプロジェクトの検討結果がClean Energy Absorption Transmission Projectの内容につながる。この技術協力の中で系統解析(Network modeling and stability study)を行い、送電線や変電所の増強計画を立てる。</p> <p>(5) Clean Energy Absorption Transmission Project ・現在案件組成の段階であり、今後、このプロジェクトについて、MoF(財務省)と協議し、実施可否が決まる。しかし、今のスリランカの状況を考えると実施は難しい状況。また、MoFははじめ関係省庁のMinisterやSecretaryが何度も変わるため協議が進んでいない。</p> <p>(6) その他 ・今のところ、スリランカの財務状況悪化から今後の新規プロジェクトの計画は無い</p>

[出所] JICA 専門家チーム

会議日時	2022年11月25日(金) 10:00~11:15
会場	AFD コロンボ事務所 (World Trade Center 19階) 会議室
参加者	
AFD	Mr. Reda Souirgi, Country Director Ms. Lea Sobrevila, Chargee de Project
JICA 専門家	平野業務主任者(電力戦略)、吉田副業務主任者(電力戦略)、高田団員(再エネ)
支援状況	<p>(1)および(2)は今後立ち上がる案件の内容を確認し、(3)~(5)は2022年6月の面談で入手した情報からの進捗を確認した。Grant以外の借款はIMFからの支援の承認がおりてからになる。このためにはCEBの財務改善および事業採算性ベースにのるまでの電気料金水準の引き上げが不可避と認識している。</p> <p>(1) Capacity Building for Increasing Integration of Renewable Energies (Grant)</p> <p>プロジェクトは2022年12月に開始し、期間は18か月。下記3つのTechnical Assistanceのコンポーネントが実施される。EDF(フランス電力庁)がコンサルタントとしてアサインされる。</p> <p>① Network modeling and stability study: CEBが再エネ70%を実現するための発電および系統拡充の計画策定やレビューに関する技術支援。</p> <p>② Renewable energies expertise: フランスの大きな島(フランスにも島があるようです)での開発経験を活かした、CEBのRenewable Energies部門に対する再エネプロジェクトの地点・採算性分析や立ち上げのスキルを強化するための様々なトレーニング。</p> <p>③ Expertise on network strengthening projects: 再生可能エネルギーを大量導入するための系統拡充に係る変電所の設計、調達方法、工事管理能を強化するための技術支援。</p> <p>(2) Clear Energy Absorption Transmission Project</p> <p>220kV Habarana-Kappalturei 送電線および220/133kV Vavuniya 変電所の新設プロジェクト。現在、CEBにて設計が進められている。借款の実施は、IMFの財務支援プロジェクトの承認後となる。</p> <p>(3) Renewable Energy Absorption Transmission Development Project</p> <p>4変電所の工事は2021年度に終了。</p> <p>(4) Green Power Development and Energy Efficiency Improvement (Tr1)</p> <p>ADBとの協調融資プロジェクトで、Anuradhapuraの変電所の増・新設工事は2023年に完工予定。</p> <p>(5) Green Power Development and Energy Efficiency Improvement (Tr2)</p> <p>ADBとの協調融資プロジェクトで、送電線増強工事は2023年に完了予定。</p>

[出所] JICA 専門家チーム

(3) IFC

IFCの支援状況確認を目的に意見交換を開催した。支援の対象は、Private Sectorであり、風力や太陽光の再エネ開発支援を行っている。2021年8月、2022年6月においても最新情報を入手するためにIFCとのビデオ会議開催を調整したが、先方都合で実現しなかった。

表3-40 IFCの支援状況

ビデオ会議	2020年7月27日(月) 11:00~12:10(日本時間 14:30~16:40)
参加者	
IFC	Ms. Saule Imanova氏(Investment Officer, PPP Transaction Advisory, South Asia) 1名
JICA 専門家	WG1: 平野業務主任者(電力戦略)、吉田副業務主任者(電力戦略)、谷畑団員(電力制度・政策) WG2: 安常団員(電力系統(解析)) WG3: 西川団員(配電(計画、設計、工事)/業務調整) 計5名
国際協力機構(JICA)	—
支援状況	(1) 太陽光: 100MW、30MW 及び 150MW (2) 風力: 300MW Green Energy Project (3) Mannar 風力発電及び関連する北部の送電線

[出所] JICA 専門家チーム

(4) USAID

USAIDの支援状況確認を目的に意見交換を開催した。USAIDは、自らが投資を行うのではなく、投資家がスリランカ国へ参入できるような制度設計を実施している。

表3-41 USAIDの支援状況

会議日時	2022年6月9日(水) 13:30~14:30(スリランカ時間)(日本時間 17:00~18:00)
会場	Granbell hotel 会議室(コロンボ)、Zoom 会議
参加者	
USAID	Mr. Mark Peters: Economic Growth Advisor, USAID/Sri Lanka Ms. Rozanne Croos Moraes: Project Development Specialist (Energy), USAID/Sri Lanka
JICA 専門家	<現地> 安常団員(電力系統(解析))、松川団員(気象予測/電力需要予測)、山家団員(風力発電技術指導) <リモート> ヴァルマ団員(需給運用)、高見澤団員(電力系統(計画、運用))、高津団員(蓄電池等エネルギー需給管理)
JICA	—
支援状況	<ul style="list-style-type: none"> ・自らが投資を行うのではなく、投資家がスリランカ国へ参入できるような制度設計を実施 ・これまでに、2Billion USDの支援プログラムを実施 ・制度の検討や調達についての支援を実施。 ・分散型電源に関する包括的な計画がないため、配電レベルでのプロシューマー(需要家であるとともに、発電も行う)の動向を把握できていない。このため、アセットの管理や電気料金に係る支援が必要 ・数 Billion USD 規模の蓄電池プロジェクトを進めるために、資金を調

	達するに視点も、借主である CEB には信用がない。
--	----------------------------

[出所] JICA 専門家チーム

(5) Chemonics

Chemonics (USAID のコントラクター) の支援状況確認を目的に意見交換を開催した。Chemonics は、電力部門へのクリーエエネルギーの導入と電力市場の形成、ファイナンスの改善などの技術提案を実施している。

表 3-4 2 Chemonics の支援状況

会議日時	2022年5月27日(金) 14:00~15:00 (スリランカ時間)(日本時間 17:30~18:30)
会場	Zoom 会議
参加者	
Chemonics	Mr. Rick Whitaker: Chief of Party Ms. Kosala Gunawardana: Advanced Energy Technologies Specialist Ruchit Kandage Dhinali Peiris Jinesha Kodikara Mr. Nadeera Wijesinghe: Tariff & Demand Side Mgt Lead
JICA 専門家	ヴァルマ団員(需給運用)、高見澤団員(電力系統(計画、運用))、安常団員(電力系統(解析))、高津団員(蓄電池等エネルギー需給管理)、山家団員(風力発電技術指導)
JICA	—
支援状況	<ul style="list-style-type: none"> • USAID のコントラクターとして、スリランカ国の電力セクター向けに Webinar を開催(2022年4月~6月、計7回) • LECO の管轄内である、11kV 配電網に蓄電池の導入することを検討中(送電系統への蓄電池導入は対象外)。具体的な蓄電池の容量等はこれから検討を開始 • 2022年6月に現地で意見交換を実施したい→Chemonics 了承

会議日時	2022年6月10日(金) 13:30~14:30(スリランカ時間)(日本時間 17:00~18:00)
会場	Granbell hotel 会議室(コロンボ)、Zoom 会議
参加者	
Chemonics	Mr. Rick Whitaker: Chief of Party Mr. Nadeera Wijesinghe: Tariff & Demand Side Mgt Lead Ms. Kosala Gunawardana: Advanced Energy Technologies Specialist Mr. Punsara Nagasinghe: Tariff Analyst & Power System Specialist
JICA 専門家	<現地> 安常団員(電力系統(解析))、山家団員(風力発電技術指導) <リモート> ヴァルマ団員(需給運用)、高見澤団員(電力系統(計画、運用))、高津団員(蓄電池等エネルギー需給管理)
JICA	—
支援状況	<ul style="list-style-type: none"> ・2021年11月(Kick-off)から5年間の活動 ・電力部門へのクリーンエネルギーの導入と電力市場の形成、ファイナンスの改善などの技術提案 ・LECO のエリアを対象に、PV による電圧問題緩和を目的に、33kV または 11kV ~ 100kW 程度の蓄電池導入を予定 ・小規模な補助金ファンドのプロジェクトを加速しており、インドなど、5つのファイナンスがある。将来的な資金調達先を探している段階 ・ファイナンスを確保しやすいプロジェクトは浮体式 PV であり、現在、環境調査を行っており、RFP の段階 ・現在の経済状況でもファイナンスに問題はない。レンダーは再エネ事業をバンカブルと考えている。課題はどの場所でプロジェクトを進めるかである。

[出所] JICA 専門家チーム

3.9 ビデオ会議システムの機材供与

合同調整委員会(JCC)の開催、各ワーキンググループ(WG)におけるカウンターパート(C/P)との協議、質問票に基づく情報収集、インタビュー及び技術移転等を遠隔で行うために、JICA 専門家にてビデオ会議システム機材供与の手配・購入を行い、2020年9月末に設置が完了した。

本システムを現地とのリモート会議のみならず、技術セミナーや JCC 等の大規模な会議で活用することで、効率的・効果的な活動を実施できている。

表 3-43 ビデオ会議システムの供与機材

機材名	設置台数
ビデオ会議システム Logitech Group(カメラ、マイク、スピーカー、操作端末など)	3
ディスプレイ サイズ: 65 インチ	3

[出所] JICA 専門家チーム

3. 10 JICA 広報対応

(1) JICA スリランカ事務所プレスリリース及び ODA 見える化サイトへの写真提供 1

2020 年 8 月にスリランカ事務所のプレスリリースの資料を提出し、ODA 見える化サイトの写真を提供した。ODA 見える化サイトのリンク先は以下のとおり。

<https://www.jica.go.jp/oda/regions/asia.html>

(2) 日本気象協会プレスリリース

2021 年 8 月に日本気象協会より本プロジェクトの取り組みにかかるプレスリリース「スリランカ民主社会主義共和国の正論電力公社向けに太陽光・風力発電に関する発電出力予測データを 7 月から提供 ～日本気象協会、海外の電力セクター向けに初の取り組み～」を実施した。当プレスリリースのリンク先は以下のとおり。

<https://www.jwa.or.jp/news/2021/08/14122/>

(3) JICA スリランカ事務所 FACEBOOK への投稿支援 1

2021 年 8 月にスリランカ事務所 FACEBOOK へ掲載する資料の作成支援及び写真の提供を実施した。当該 FACEBOOK のリンク先は以下のとおり。

<https://jpn01.safelinks.protection.outlook.com/?url=https%3A%2F%2Fwww.facebook.com%2Fjicasrilanka%2F&data=04%7C01%7CHirabayashi.Yurie%40jica.go.jp%7C235b6e69db7047a21b5b08d96b89506d%7Ceba9fc4255884d318a4e6e1bf79d31c0%7C0%7C0%7C637659059761403403%7CUnknown%7CTWFpbGZsb3d8eyJWIjoiMC4wLjAwMDAiLCJQIjoiV2luMzIiLCJBTiI6IklhaWwiLCJXVCI6Mn0%3D%7C1000&sdata=5bfi7kEUvy7B10mz0iMWH8sIzFNpvlCzu6LHbsEYpxg%3D&reserved=0>

(4) ODA 見える化サイトへの写真提供 2

2022 年 2 月に ODA 見える化サイトの写真を提供した。ODA 見える化サイトのリンク先は以下のとおり。

<https://www.jica.go.jp/oda/regions/asia.html>

(5) JICA スリランカ事務所 FACEBOOK への投稿支援 2

2022 年 7 月にスリランカ事務所 FACEBOOK へ掲載する資料の作成支援及び写真の提供を実施した。当該 FACEBOOK のリンク先は以下のとおり。

<https://jpn01.safelinks.protection.outlook.com/?url=https%3A%2F%2Fwww.facebook.com%2Fjicasrilanka%2F&data=04%7C01%7CHirabayashi.Yurie%40jica.go.jp%7C235b6e69db7047a21b5b08d96b89506d%7Ceba9fc4255884d318a4e6e1bf79d31c0%7C0%7C0%7C637659059761403403%7CUnknown%7CTWFpbGZsb3d8eyJWIjoiMC4wLjAwMDAiLCJQIjoiV2luMzIiLCJBTiI6IklhaWwiLCJXVCI6Mn0%3D%7C1000&sdata=5bfi7kEUvy7B10mz0iMWH8sIzFNpvlCzu6LHbsEYpxg%3D&reserved=0>

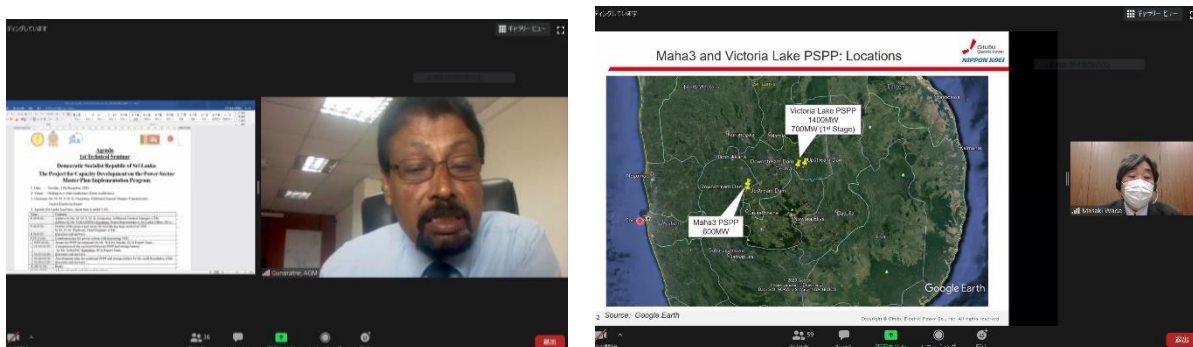
3. 1 1 技術セミナーの実施

3. 1 1. 1 第1回技術セミナー (2020年12月15日)

テレビ会議システム(Zoom)を活用して第1回技術セミナーを遠隔開催した。セミナーには CEB のみならず、SEA や LECO からの参加があった。参加者一覧を表3-44に示す。

セミナーでは、表3-45に示すテーマについて、発表と質疑が行われた。発表された資料は、附属資料13に示す。

セミナーを通じて、揚水発電を建設することは確定していることから、揚水発電と蓄電池を併用した開発についてWG2で検討することとした。



[出所] JICA 専門家チーム

図 3-5 3 第1回技術セミナーの様子

表 3-4 4 第1回技術セミナー参加者

○Counterparts (Sri Lanka)

	Name	Position, Organization
1	Dr. Kamal Laksiri	Project Director (Broadland Hydropower Project), CEB
2	M. L. Weerasinghe	DGM(Transmission & Generation Planning), CEB
3	K.P.K. Shanthi	DGM(Design & Environment), CEB
4	D. S. R. Alahakoon	Deputy General Manager (System Control), CEB
5	A. M. A. Alwis	DGM(Renewable Energy Development), CEB
6	Mrs.G Karunathilaka	Acting Additional Finance Manager (HQ), CEB
7	Dr. H.M. Wijekoon	Chief Engineer (Transmission Planning), CEB
8	V. B. Wijekoon	Chief Engineer (Generation Planning), CEB
9	Mrs. K. V. S. M. Kudaligama	Chief Engineer (Tariff), CEB
10	A.W.S. Peiris	Chief Engineer (Renewable Energy Development), CEB
11	E.N.K. Kudahewa	Chief Engineer (System Operations), CEB
12	N.H.C Janaka	CE (Planning and Development) -DD3, CEB
13	H.I.S. Jayasundara	CE (Planning & Development) - NWP, CEB
14	K.G.N.A.Kumari	CE (Planning & Development - Central Province), CEB
15	K.A.N. Jayantha	CE (Planning and Development) -WPSII, CEB
16	P.M. Piyasena	CE (Planning and Development) -Sabaragamuwa, CEB
17	P. H. L. J. Ranasinghe	CE (Construction) - SP, CEB
18	V. V. Janeth	Project Manager-KNGTP, CEB
19	P.S. Fonseka	Electrical Engineer(Generation Development Studies), CEB
20	U. N. Sanjaya	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
21	K. M. C. P. Kulasekara	Electrical Engineer (System Studies), CEB
22	T. L. B. Attanayake	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
23	G. B. Alahendra	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB

	Name	Position, Organization
24	M. D. R. K. Karunarathna	Electrical Engineer (Plant Scheduling), CEB
25	A. W. M. R. B. Wijekoon	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
26	D. C. Hapuarachchi	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
27	M. D. V. Fernando	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
28	K. A. M. N. Pathirathna	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
29	K. H. A. Kaushalya	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
30	H. D. K. Herath	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
31	A. Selvarasa	EE (Distribution Control Centre) - NP, CEB
32	K.G. Lakmali	EE (Planning) - DD1, CEB
33	W. K. I. P. K. Welagedara	EE (Planning & Development - Central Province), CEB
34	Mrs. S. Gowrithasan	EE (Commercial - Eastern Province), CEB
35	D.M.D. Ranawaka	EE (Planning and Development) -WPSII, CEB
36	T. D. Nirmalie	EE (Distribution Control Centre) - SP, CEB
37	W. C. H. Dhanapala	EE (Development) - WPSI, CEB
38	Kelum Niranjana	Environment Officer, CEB
39	Mrs. Chathuri Rajapaksha	Civil Engineer, CEB
40	Ranjith kumara	Civil Engineer, CEB
41	Vidura Sonnadara	Civil Engineer, CEB
42	Ruwani Kiriwendala	Accountant (Consolidation), CEB
43	T.K.G. Thiyambarawatha	Accountant (Planning) , CEB
44	Dr. Asanka S. Rodrigo	Director General , SEA
45	H. A. Vimal Nadeera	Deputy Director General (Supply Side Management), SEA
46	J. M. Athula	Director (Renewable Energy Services) , SEA
47	Chamila Jayasekera	Director (Research and Development) , SEA
48	Mrs. Apsara Katugaha	Assistant Director, SEA
49	Anuruddha Kariyawasam	Deputy Director, SEA
50	Nuwan Premadasa	Assistant Director, SEA
51	Mrs. Tamara Dilhani	Deputy Director, SEA
52	Sampath Dissanayake	Control Engineer, LECO
53	Thanuja Fernado	System Development Engineer, LECO
54	Raveen Patthamperuma	Regulatory Engineer, LECO

○JICA Expert Team (Chubu Electric Power Co., Inc. and Nippon Koei Co., Ltd.)

	Name	Position, Organization
1	Mr. HIRANO Akira (Team Leader / Electric Power Strategy)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
2	Mr. YOSHIDA Toshitaka (Deputy Team Leader / Electric Power Strategy)	Assistant Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
3	Mr. TANIHATA Osamu (System and Policy of Electric Power)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
4	Mr. MITSUI Shinichi (Renewable Energy)	Assistant Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
5	Mr. MAKITA Yusaku (Finance)	Chubu Electric Power Co., Inc. (Group Leader/ Senior Economist, Koei Research & Consulting Inc.)
6	Dr. Suresh Chand Verma (Supply and Demand Management)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.

	Name	Position, Organization
7	Mr. TAKAMIZAWA Yu (Power System (Planning/Operation))	Chubu Electric Power Co., Inc. (Assistant Manager, Chubu Electric Power Grid Co., Inc.)
8	Mr. YASUTSUNE Hidenobu (Power System (System Analysis))	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
9	Mr. MATSUKAWA Muneo (Meteorological Forecast / Demand Forecast)	Chubu Electric Power Co., Inc. (Japan Weather Association)
10	Mr. TAKATSU Kenichiro (Energy Management (Battery))	Assistant Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
11	Mr. WADA Masaki (Hydraulic Civil Engineering (Planning/Design/Construction))	Deputy Chief Engineer, Nippon Koei Co., Ltd.
12	Dr. SHIKIMACHI Koji (Distribution Technology)	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
13	Mr. KAMIYA Yukihiro (Distribution (Planning/Design/ Construction) / Coordinator)	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
14	Mr. TAKAMASU Atsushi	Japan Weather Association

○JICA(Japan International Cooperation Agency)

	Name	Position, Organization
1	Mr. TAKASHIMA Kiyofumi	Senior Representative, Japan International Cooperation Agency, Sri Lanka Office
2	Dr. KOBAYAKAWA Toru	Senior Director, Japan International Cooperation Agency
3	Mr. YUZURIO Susumu	Senior Director, Japan International Cooperation Agency
4	Ms. SHIBATA Kuri	Program Officer, Japan International Cooperation Agency

[出所] JICA 専門家チーム

表 3-4 5 第 1 回技術セミナーの概要

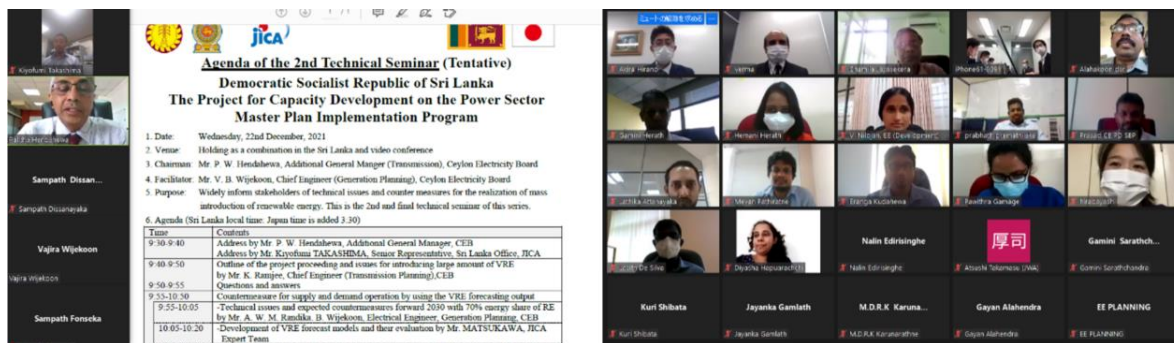
テーマ	内容	ポイント
①再エネ大量導入時の系統対策の事例	<ul style="list-style-type: none"> 揚水発電と蓄電池得失比較 再エネ予測技術 C/P は揚水発電と蓄電池を併用した開発スケジュール及び再エネ予測モデルの構築サイトのプレゼンを実施 	<ul style="list-style-type: none"> 揚水発電と蓄電池のコスト比較 揚水・蓄電池への期待するもの 揚水発電と蓄電池を併用した対策 再エネ予測モデルの構築及び予測精度
②再エネ電源導入時の高度需給運用	<ul style="list-style-type: none"> 変動性再エネの大量導入における需給運用のポイント C/P は大量の変動性再エネの導入に向けた、需給運用上の課題・対策についてのプレゼンを実施 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネを考慮した調整力確保 再エネを含んだ需給運用の事例紹介
③配電システムの信頼性向上	<ul style="list-style-type: none"> 停電回数と停電時間削減の取り組み 	<ul style="list-style-type: none"> 費用対効果に配慮した設備投資 最新本邦技術の紹介

[出所] JICA 専門家チーム

3. 1 1. 2 第2回技術セミナー (2021年12月22日)

テレビ会議システム(Zoom)を活用して第2回技術セミナーを遠隔開催した。セミナーには CEB のみならず、SEA や LECO からの参加があった。参加者一覧を表3-46に示す。

セミナーでは、表3-47に示すテーマについて、発表と質疑が行われた。発表された資料は、附属資料14に示す。



【出所】 JICA 専門家チーム

図 3-5 4 第2回技術セミナーの様子

表 3-4 6 第2回技術セミナー参加者

○Counterparts (Sri Lanka)

	Name	Position, Organization
1	Mr. P. W. Hendaheewa	Additional General Manger (Transmission)
2	Mr. M. L. Weerasinghe	Deputy General Manager (Transmission & Generation Planning), CEB
3	Mr. K. Ramjee	Chief Engineer (Transmission Planning), CEB
4	Mr. D. S. R. Alahakoon	Deputy General Manager (System Control), CEB
5	Mr. V. B. Wijekoon	Chief Engineer (Generation Planning), CEB
6	Mr. N.H.C Janaka	Chief Engineer(Construction) -SP2 DD4 CEB
7	Mr. P.M. Piyasena	Chief Engineer (Planning & Development) Sabaragamuwa DD3, CEB
8	Mr. K.A.N. Jayantha	CE (Planning and Development) -WPSII CEB
9	Ms. U.G.J.K. Gamlath	Chief Engineer (Planning & Development) DD1, CEB
10	Ms. K.G.N.A.Kumari	CE (Planning & Development) CP DD2, CEB
11	Mr. E.N.K. Kudahewa	Chief Engineer (System Operations), CEB
12	Mr. P.S. Fonseka	Electrical Engineer(Generation Development Studies), CEB
13	Mr. K. Ramjee	Chief Engineer (Transmission Planning), CEB
14	Mr. K. M. C. P. Kulasekara	Electrical Engineer (System Studies), CEB
15	Ms.W.K.L.P.K. Welagedara	Electrical Engineer (Planning & Development) CP DD2, CEB
16	Mr. T. L. B. Attanayake	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
17	Mr. M. D. R. K. Karunarathna	Electrical Engineer (Plant Scheduling), CEB
18	Mr. G.B. Alahendra	Electrical Engineer (Transmission Planning),CEB
19	Mr. D. R. K. Bowatte	Electrical Engineer (Transmission Planning),CEB
20	Mr. A. W. M. R. B. Wijekoon	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB

	Name	Position, Organization
21	Mr. G. Kishokumar	Electrical Engineer (System Control), CEB
22	Ms. D. C. Hapuarachchi	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
23	Mr. K. A. M. N. Pathirathna	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
24	Ms. M. D. V. Fernando	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
25	Mr. B. P. L. De Silva	Electrical Engineer (P&D - DD4), CEB
26	Mr. Lasith Ranasinghe	Electrical Engineer (P&D), CEB
27	Ms. V. Nilojan	Electrical Engineer (Development - East), CEB
28	Mr. Prabhath Ilangakoon	Electrical Engineer (R&D), CEB
29	Mr. K. H. A. Kaushalya	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
30	Ms. H. D. K. Herath	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
31	Mr. K.P.J.P. Premathilake	Electrical Engineer (Development) DD3, CEB
32	Ms. W. G. Pawithra	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
33	Ms. Madhurika Palatuwa	Electrical Engineer (PnD DD1), CEB
34	Mr. Sampath Dissanayake	Control Engineer, LECO
35	Mr. Raveen Patthamperuma	Regulatory Engineer, LECO
36	J. M. Athula	Director (Renewable Energy), SEA
37	Ms. Poornima Kalhari	Electrical Engineer, SEA
38	Ms. Saule	Investment Officer, IFC
39	Mr. Seung Lee	Senior Operations Management Officer, AIIB

○JICA Expert Team (Chubu Electric Power Co., Inc. and Nippon Koei Co., Ltd.)

	Name	Position, Organization
1	Mr. Akira HIRANO (Team Leader / Electric Power Strategy)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
2	Mr. Toshitaka YOSHIDA (Deputy Team Leader / Electric Power Strategy)	Assistant Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
3	Mr. Osamu TANIHATA (System and Policy of Electric Power)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
4	Mr. Shogo TAKADA (Renewable Energy)	Chubu Electric Power Co., Inc.
5	Mr. Yusaku MAKITA (Finance)	Chubu Electric Power Co., Inc. (Group Leader/ Senior Economist, Koei Research & Consulting Inc.)
6	Dr. Suresh Chand Verma (Supply and Demand Management)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
7	Mr. Yu TAKAMIZAWA (Power System (Planning/Operation))	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
8	Mr. Hidenobu YASUTSUNE (Power System (System Analysis))	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
9	Mr. Muneo MATSUKAWA (Meteorological Forecast / Demand Forecast)	Chubu Electric Power Co., Inc. (Japan Weather Association)
10	Mr. Kenichiro TAKATSU (Energy Management (Battery))	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
11	Mr. Masaki WADA (Hydraulic Civil Engineering (Planning/Design/Construction))	Deputy Chief Engineer, Nippon Koei Co., Ltd.
12	Dr. Koji SHIKIMACHI (Distribution Technology)	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.

	Name	Position, Organization
13	Mr. Yukihiro KAMIYA (Distribution (Planning/Design/Construction) Coordinator) /	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
14	Mr. Atsushi TAKAMASU	Japan Weather Association

○JICA(Japan International Cooperation Agency)

	Name	Position, Organization
1	Mr. Kiyofumi TAKASHIMA	Senior Representative, Japan International Cooperation Agency, Sri Lanka Office
2	Yurie HIRABAYASHI	Representative, Sri Lanka Office
3	Mr. Susumu YUZURIO	Senior Director, Japan International Cooperation Agency
4	Ms. Kuri SHIBATA	Program Officer, Japan International Cooperation Agency

[出所] JICA 専門家チーム

表 3-47 第2回技術セミナーの概要

テーマ	内容	ポイント
①再エネの出力予測による、需給運用対策	<ul style="list-style-type: none"> 2030年の再エネ70%達成に向けた技術的な課題と対応策について 再エネ予測モデルの構築と評価 再エネ出力予測を用いた実際の需給運用方法の検討 	<ul style="list-style-type: none"> 系統全体の VRE 発電量予測システムの導入 再エネ余剰電力の対策として、蓄電池や揚水発電所の導入検討 VREによる周波数や電圧変動対策
②再エネ電源増加に伴う電力系統対策	<ul style="list-style-type: none"> 変動性再エネの大量導入における需給運用対策のためのグリッドコードの更改についての検討 	<ul style="list-style-type: none"> Grid Codeにおける周波数・電圧の変動幅やFRT要件の規定 昼間帯における太陽光余剰電力の出力抑制対策 軽負荷帯における風力発電の周波数・電圧変動対策
③ビクトリア地区における地質調査	<ul style="list-style-type: none"> 調査結果の評価 今後のPSPP開発方法の検討 	<ul style="list-style-type: none"> 今回、地質調査を行った上池では、現段階で揚水発電所の開発に係る致命的な地質学的リスクは存在しない 今後、Victoria地点におけるPre-F/Sを実施後、揚水発電所の開発候補地点(Maha3またはVicroria)を決定
④配電システムの信頼性向上	<ul style="list-style-type: none"> 対策機器の導入による停電回数と停電時間の削減効果 豊田VPP実証試験の紹介 	<ul style="list-style-type: none"> パイロットサイトにおける信頼度向上効果の試算 最新本邦技術の紹介

[出所] JICA 専門家チーム

3. 1 2 制度・政策セミナーの実施

3. 1 2. 1 第1回制度・政策セミナー（2021年8月17日）

テレビ会議システム(Zoom)を活用して、第1回制度・政策セミナーを遠隔開催した。セミナーにはCEBのみならず、PUCSL、SEAからの参加があった。参加者一覧を表3-48に示す。

セミナーでは、Mr. Ranjith Sepala, Engineer, SEAによるスリランカ国内における再生可能エネルギーの導入計画・目標について説明が行われた。その後、7に示すテーマについて、発表と質疑が行われた。2030年に再エネ70%を目指しており、今はChallenging Phaseに位置する。SEAは再エネ導入を促進する主役であるCEBをサポートしていくこと、合わせてJICA 専門家にこの高い目標達成に向けてのサポートの期待が表明された。発表された資料は、附属資料15に示す。

表3-48 第1回制度・政策セミナーの参加者一覧

○Counterparts (Sri Lanka)

	Name	Position, Organization
1	Mr. G. J. Aluthge	Additional General Manger (Transmission), CEB
2	Mr. K. K. P. Perera	Deputy General Manager (Renewable Energy Development), CEB
3	Mr. V. B. Wijekoon	Chief Engineer (Generation Planning), CEB
4	Ms. K. V. S. M. Kudaligama	Chief Engineer (Tariff), CEB
5	Mr. A.W.S. Peiris	Chief Engineer (Renewable Energy Development), CEB
6	Ms. M Ganes	Chief Engineer (Planning Development) DD4, CEB
7	Mr. D. D. K. G. Sandasiri	Chief Engineer (Planning Development) - SP2. CEB
8	Ms. H. I. S. Jayasundara	Chief Engineer (Planning & Development) - NWP 2, CEB
9	Mr. N.H.C Janaka	Chief Engineer(Construction) -SP2 DD4 CEB
10	Ms. U.G.J.K. Gamlath	Chief Engineer (Planning & Development) DD1, CEB
11	Mr. P.M. Piyasena	Chief Engineer (Planning & Development) Sabaragamuwa DD3, CEB
12	Mr. E.N.K. Kudahewa	Chief Engineer (System Operations), CEB
13	Mr. R. Weeratunga	Chief Engineer (Operations Planning), CEB
14	Mr. K. Ramjee	Chief Engineer (Transmission Planning), CEB
15	Mr. U. N. Sanjaya	Chief Engineer (Renewable Energy Development), CEB
16	Mr. K. M. C. P. Kulasekara	Electrical Engineer (System Studies), CEB
17	Ms. S. Gowrithasan	Electrical Engineer (Commercial) EP DD2, CEB
18	Ms. A. Selvarasa	Electrical Engineer (Distribution Control Centre) NP DD1, CEB
19	Ms.W.K.L.P.K. Welagedara	Electrical Engineer (Planning & Development) CP DD2, CEB
20	Mr. G.B. Alahendra	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
21	Mr. M. D. R. K. Karunarathna	Electrical Engineer (Plant Scheduling), CEB
22	Mr. D.M.D.K. Dissnayake	Electrical Engineer (Primary Substation Maintenance) Col City, DD1, CEB
23	Ms. M. D. V. Fernando	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
24	Mr. K. A. M. N. Pathirathna	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB

	Name	Position, Organization
25	Mr. K. H. A. Kaushalya	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
26	Ms. K. G. Lakmali	Electrical Engineer (Sys. Pl. 1) - SP1, CEB
27	Mr. K.P.J.P. Premathilake	Electrical Engineer (Development) DD3, CEB
28	Ms. W. G. Pawithra	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
29	Mr. T. Samarasinghe	Electrical Engineer (Planning & Development) Sabaragamuwa DD3, CEB
30	Mr. L.B.S.N. Kularathne	Electrical Engineer (Planning) - DD1 CEB
31	Mr. R. Sepala	Chairman, Sri Lanka Sustainable Energy Authority
32	Mr. K. Siriwardana	Director, Tariff and Economic Affairs, Public Utility Commission of Sri Lanka
33	Mr. Janaka Sanjeewa	Test Engineer, LECO
34	Mr. Tharindu De Silva	System Development Engineer, LECO
35	Mr. Gayan Wijendrasiri	System Development Engineer, LECO
36	Mr. Sampath Dissanayake	Control Engineer, LECO
37	Mr. Raveen Patthamperuma	Regulatory Engineer, LECO
38	Ms. Thanuja Fernando	System Development Engineer

○JICA Expert Team (Chubu Electric Power Co., Inc. and Nippon Koei Co., Ltd.)

	Name	Position, Organization
1	Mr. HIRANO Akira (Team Leader / Electric Power Strategy)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
2	Mr. YOSHIDA Toshitaka (Deputy Team Leader / Electric Power Strategy)	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
3	Mr. TANIHATA Osamu (System and Policy of Electric Power)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
4	Mr. TAKADA Shogo (Renewable Energy)	Staff, Chubu Electric Power Co., Inc.
5	Mr. MAKITA Yusaku (Finance)	Chubu Electric Power Co., Inc. (Group Leader/ Senior Economist, Koei Research & Consulting Inc.)
6	Mr. YASUTSUNE Hidenobu (Power System (System Analysis))	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
7	Mr. KAMIYA Yukihiro (Distribution(Planning/Design /Construction) / Coordinator)	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.

○JICA(Japan International Cooperation Agency)

	Name	Position, Organization
1	YUZURIO Susumu	Senior Director, Team 1, Energy and Mining Group, Infrastructure Management Department
2	SHIBATA Kuri	Infrastructure Management Officer, Team 1, Energy and Mining Group, Infrastructure Management Department
3	DEN Takashi	South Asia Division 3 (Sri Lanka/ Maldives), South Asia Department
4	Mr. TAKASHIMA Kiyofumi	Senior Representative, Japan International Cooperation Agency, Sri Lanka Office
5	HIRABAYASHI Yurie	Representative, Sri Lanka Office
6	Cabral, SL	National Staff, Sri Lanka Office

[出所] JICA 専門家チーム

表 3-4 9 第 1 回制度・政策セミナーの概要

テーマ	内容	発表者
①再生可能エネルギーの 開発計画	・スリランカにおける 2030 年までの 再生可能エネルギーの導入計画及び 目標	Mr. Ranjith Sepala, Engineer, Sri Lanka Sustainable Energy Authority (SEA)
②現在の料金設定と CEB の財務状況 ～改善に向けた課題	・料金体系 ・CEB 財務分析 ・財務改善と VRE 導入促進	JICA Experts (Mr. Tanihata, Mr. Makita, Mr. Hirano)
③その他対策の紹介	・電気料金から独立した FIT の構築 ・アジア諸国における再生可能エネ ルギーの促進	JICA Experts (Mr. Tanihata, Mr. Yoshida)

[出所] JICA 専門家チーム

3. 1 2. 2 第 2 回制度・政策セミナー (2022 年 1 月 20 日)

第 11 次現地活動では現地会議室及びテレビ会議システム (Zoom) を活用して、第 2 回制度・政策セミナーを開催した。参加者一覧を表 3-5 0 に示す。

セミナーでは、Mr. M. Lakshita Weerasinghe, Deputy General Manager (Transmission & Generation Planning), CEB による再生可能エネルギーの導入計画・目標について Keynote speech がなされた。その後、[出所] JICA 専門家チーム

表 3-5 1 に示すテーマについて、発表と質疑が行われた。技術系の参加者が多い中、専門外で馴染みが少ない内容であったが、再エネ促進において、市場整備・財務改善・再エネ許可の迅速化など、どのテーマも重要なものであり、しっかり内容を理解し協議を深めていくことが重要であることを相互に確認できた機会となった。発表された資料は、附属資料 16 に示す。

表 3-5 0 第 2 回制度・政策セミナーの参加者一覧

○Counterparts (Sri Lanka)

	Name	Position, Organization
1	Mr. M. L. Weerasinghe	Deputy General Manager (Transmission & Generation Planning), CEB
2	Mr. K. Ramjee	Chief Engineer (Transmission Planning), CEB

	Name	Position, Organization
3	Mr. K. K. P. Perera	Deputy General Manager (Renewable Energy Development), CEB
4	Ms. K. V. S. M. Kudaligama	Chief Engineer (Tariff), CEB
5	Mr. A.W.S. Peiris	Chief Engineer (Renewable Energy Development), CEB
6	Mr. D. D. K. G. Sandasiri	Chief Engineer (Planning Development) - SP2, CEB
7	Ms. U.G.J.K. Gamlath	Chief Engineer (Planning & Development) DD1, CEB
8	Mr. P.M. Piyasena	Chief Engineer (Planning & Development) Sabaragamuwa DD3, CEB
9	Mr. K. Ramjee	Chief Engineer (Transmission Planning), CEB
10	Mr. K. M. C. P. Kulasekara	Electrical Engineer (System Studies), CEB
11	Mr. T. L. B. Attanayake	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
12	Mr. G.B. Alahendra	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
13	Mr. M. D. R. K. Karunarathna	Electrical Engineer (Plant Scheduling), CEB
14	Ms. D. C. Hapuarachchi	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
15	Mr. D. R. K. Bowatte	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
16	Mr. A. W. M. R. B. Wijekoon	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
17	Ms. M. D. V. Fernando	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
18	Mr. K. A. M. N. Pathirathna	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
19	Ms. W. C. H. Dhanapala	EE (Development), WPS1, DD4, CEB
20	Mr. K. H. A. Kaushalya	Electrical Engineer (Generation Planning), CEB
21	Ms. H. D. K. Herath	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
22	Ms. W. G. Pawithra	Electrical Engineer (Transmission Planning), CEB
23	Mr. L.B.S.N. Kularathne	Electrical Engineer (Planning) - DD1 CEB
24	Mr. Sampath Dissanayake	Control Engineer, LECO
25	Mr. Tharindu De Silva	System Development Engineer, LECO
26	Gayana Wijendrasiri	System Development Engineer, LECO
27	Raveen Patthamperuma	Regulatory Engineer, LECO

○JICA Expert Team (Chubu Electric Power Co., Inc. and Nippon Koei Co., Ltd.)

	Name	Position, Organization
1	Mr. HIRANO Akira (Team Leader / Electric Power Strategy)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
2	Mr. YOSHIDA Toshitaka (Deputy Team Leader / Electric Power Strategy)	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
3	Mr. TANIHATA Osamu (System and Policy of Electric Power)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
4	Mr. TAKADA Shogo (Renewable Energy)	Staff, Chubu Electric Power Co., Inc.

	Name	Position, Organization
5	Mr. MAKITA Yusaku (Finance)	Chubu Electric Power Co., Inc. (Group Leader/ Senior Economist, Koei Research & Consulting Inc.)
6	Mr. YASUTSUNE Hidenobu (Power System (System Analysis))	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
7	Mr. TAKATSU Kenichiro (Energy Management (Battery))	Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.
8	Dr. Suresh Chand Verma (Supply and Demand Management)	Senior Manager, Chubu Electric Power Co., Inc.

○JICA(Japan International Cooperation Agency)

	Name	Position, Organization
1	YUZURIO Susumu	Senior Director, Team 1, Energy and Mining Group, Infrastructure Management Department
2	SHIBATA Kuri	Infrastructure Management Officer, Team 1, Energy and Mining Group, Infrastructure Management Department
3	HIRABAYASHI Yurie	Representative, Sri Lanka Office
4	HOSHINO Harufumi	Infrastructure Engineering Department

[出所] JICA 専門家チーム

表 3-5 1 第 2 回制度・政策セミナーの概要

テーマ	内容	発表者
①再生可能エネルギーの 導入計画・目標	<ul style="list-style-type: none"> CEB における長期的な電源計画 再生可能エネルギーの中長期的 計画 大規模再生可能エネルギー導入 戦略 	Mr. M. L. Weerasinghe, Deputy General Manager, Transmission & Generation Planning, Ceylon Electricity Board (CEB)
②Rooftop PV における FIT 料金の改定	<ul style="list-style-type: none"> 電源構成の将来と FIT FIT 料金の検討結果 	JICA Expert (Mr. Yoshida)
③CEB の財務予測	<ul style="list-style-type: none"> 財務状況の現状把握と予測 FIT 料金改定を反映した財務状況 や電気料金 	JICA Expert (Mr. Makita)
④再生可能エネルギー許 可申請の合理化	<ul style="list-style-type: none"> 許可申請プロセスの現状把握 改善項目の洗い出しと具体化 	JICA Expert (Mr. Takada)
⑤日本における電力卸売 市場の紹介	<ul style="list-style-type: none"> JEPX の構成や取引内容 実際の電力取引価格や高騰時の影 響 	JICA Experts (Mr. Hirano)
⑥イギリスにおける電力 取引市場の紹介	<ul style="list-style-type: none"> 電力取引のプロセスやメカニズム 使用している技術 	JICA Experts (Mr. Tanihata)
⑦電力市場分析	<ul style="list-style-type: none"> 電力市場の分析 	Mr. D. R. K. Bowatte Electrical Engineer, Transmission Planning, Ceylon Electricity Board (CEB)

[出所] JICA 専門家チーム

3. 1 3 停電対策機器の調達

COVID-19 感染拡大の影響により渡航を見送ったことから、国内で使用決定が可能な停電対策機器の調達手続きを優先して進めた。本プロジェクト完了時点における各停電対策機器の調達結果は、以下のとおり。

表 3-5 2 停電対策機器の区分と調達結果

WG	停電対策機器	区分 (仕様決定のための現地調査)		調達結果
		否	要	
3-1	故障点標定装置	—	○	現地確認済(2022. 1)
	時限順送装置	—	○	機材調達計画書(案)を提出済(2022. 5) <u>導入中止(2022. 7)</u>
	過電流表示器	○	—	納入済(2022. 6) <u>現地施工済(2022. 8)</u>
	耐摩耗性電線カバー	○	—	納入済(2021. 12) <u>現地施工済(2022. 2)</u>
	地絡故障点探査装置	○	—	納入済(2022年10月) <u>現地配備済(2022. 11)</u>
3-2	蓄電池システム (MV、LV)	○	—	<u>導入中止(2022. 6)</u>
	電力用計測器	○	—	納入済(2022. 1) <u>現地配備済(2022. 1)</u>

[出所] JICA 専門家チーム

故障点標定装置及び時限順送装置については、現地調査及び CEB 送変電部門幹部の承認まで完了した。しかし、スリランカにおける経済危機の影響で、機器調達時に C/P が一部負担予定であった費用(税金や国内運搬費等)の捻出が困難となったため、C/P の判断のもと機器調達及びパイロットプロジェクトを中止とした。

蓄電池システムについても、現行課題の対策に必要な仕様を検討した結果、本プロジェクトの予算超過となったため、導入を中止した。一方で、蓄電池システム中止の代替案として、C/P の VRE 大量導入配電線の出力/電圧変動の測定及び分析技術の向上を目的に、電力用計測器を調達した。

3. 1 4 本邦研修 (2022 年 12 月 6 日～17 日)

当初、WG1、WG2、WG3 を分けて本邦研修を実施する予定であったが、新型コロナウイルス感染症対策で入国制限がつづいたため、開催を延期した。その後、入国条件の緩和を受け、2022年12月に本邦研修受入を計画した。なお、プロジェクトの残りのスケジュールを踏まえてWG1、WG2、WG3の本邦研修を一括して実施することとした。

(1) 研修期間

- ・2022年12月6日～2022年12月15日 (WG1向け)
- ・2022年12月6日～2022年12月17日 (WG2、WG3向け)

(2) 研修対象者、人数

- ・WG1: 12名 (MOPE: 2名、PUCSL: 1名、SEA: 1名、CEB: 8名)
- ・WG2: 6名 (CEB: 2名)
- ・WG3: 10名 (CEB: 8名、LECO: 2名)

(3) 研修概要

本研修の概要を表3-53に示す。

表3-53 研修の目標と項目

	研修目標	主な研修項目
共通	WG活動や技術セミナー、制度・政策セミナーを通じて行ってきた技術移転を効果的に補完し、長期電源開発計画における再エネ導入量増加に向けた送配電網運用上の信頼度向上のためのスリランカ電力セクター関係機関の組織能力の強化に貢献する。	バッテリー変電所、日本気象協会（気象予測）、バッテリーメーカー、
WG1	電力技術及び制度・政策面の理解の深化	研修所、配電営業所等の視察及び意見交換。
WG2	系統計画／運用、電力需給管理（貯蔵）の理解の深化及び技術力の向上	揚水発電所、周波数変換所、研修所、系統解析装置等の視察及び意見交換。
WG3	配電技術の理解の深化及び技術力の向上	配電機器メーカー、配電営業所、研修所等の視察及び意見交換。

[出所] JICA 専門家チーム

(4) 研修結果及び所見

(ア) 見学（視察）

i) 電力施設視察

スリランカの電力供給信頼度の向上や再生可能エネルギー導入量増加に伴う系統運用技術向上に有用となる下記に示す電力設備を視察した。スリランカでは、再生可能エネルギー導入量増加に伴い、系統へのバッテリー導入や大規模揚水発電所の建設が計画されており、視察先の技術者と設備の仕様や運用方法、建設に関することなど活発に意見交換が行われた。

- ✓ 東北電力ネットワーク株式会社 西仙台変電所 (20MW バッテリー変電所)
- ✓ 中部電力パワーグリッド株式会社
東清水変電所 (60/50Hz 周波数変換所)
中営業所・配電運営課 (配電自動化システム、配電工事現場視察)

布池変電所（154kV 配電変電所）
名城変電所（275kV 地下変電所）
奥矢作水力発電所（揚水発電所）

✓



西仙台変電所視察の様子



東清水変電所視察の様子



名城変電所視察の様子



布池変電所視察の様子

図3-5 5 各電力設備の視察の様子

ii) 研修施設視察

電力分野における研修制度をより深く理解するため、以下の施設を視察した。これらの視察により、日本の電力会社の研修制度、研修の方法を理解した。

✓ 中部電力パワーグリッド株式会社

送変電研修所 (GIS、遮断器、屋外変電機器、保護装置、架空送電設備、地中送電設備の研修設備)

配電研修所 (外線実習館、内線実習館)



研修概要説明の様子



配電研修所の視察の様子

図 3-5 6 研修施設視察の様子

iii) 電力機器メーカー視察

本プロジェクトで扱ってきたテーマと関連のあるバッテリーや供給信頼度を上げるための配電機器、スマートメーターの以下のメーカーを視察した。各機器の製造設備の視察を行うとともに、機器の導入効果や運用に関わる仕様などについて、メーカー技術者と活発な意見交換が行われた。

- ✓ 東芝エネルギーシステムズ株式会社 (リチウムイオンバッテリー)
- ✓ 日本ガイシ株式会社 (NaS バッテリー)
- ✓ 株式会社明電舎 (太陽光発電関連機器)
- ✓ 中部精機株式会社 (スマートメーター)
- ✓ 愛知電機株式会社 (変圧器)
- ✓ 日本高圧電気株式会社 (配電用故障点評定装置)

iv) その他研究設備等

再生可能エネルギーを大量導入するに当たり、今後必要となる気象予測技術を使った再生可能エネルギー発電量予測手法や系統解析技術などを以下の施設を訪問し、施設を視察するとともに技術者と意見交換を行った。

- ✓ 一般財団法人日本気象協会（発電量予測）
- ✓ 中部電力株式会社
 - 電力技術研究所（電力系統解析）
 - 中部電力パワーグリッド株式会社
 - 系統解析センター（電力系統解析）
 - 配電制御システム運用センター（配電自動化システム）



日本気象協会での説明の様子



電力技術研究所視察の様子



系統解析センター視察の様子

図 3-5 7 その他研究設備等の視察の様子

(イ) 討論・発表

本邦研修中は、常に JICA 専門家が同行し、技術的な質疑応答や意見交換を支援したことで、技術的に深い議論や情報交換ができた。また、最終日のラップアップミーティングで、本プロジェクトでの活動や本邦研修で学んだことをもとに自業務の課題に対するアクションプランをすべての研修生が発表した。研修生からは、今回の視察により多くの技術を学ぶことができたとの意見とともに、視察先や JICA 専門家に対する感謝の言葉をいただいた。また、バッテリーを始めとする日本の電力機器への関心が高く、スリランカへ導入したいとの意見も多く聞かれた。

(ウ) 研修成果の活用

研修生は講義、視察とも熱心に興味深く聞き、質問も多く出され、日本の電力機器や技術への理解を高めることができた。また、バッテリーを始めとする日本の電力機器をスリランカへ導入したいとの意見も多く聞かれた。帰国後に、研修生の所属元で本邦研修の報告会が行われる予定であるため、本邦研修を含めた本プロジェクトの活動成果が広く関係者へ浸透すると考える。

第4章 プロジェクト実施運営上の課題・工夫・教訓（業務実施方法、運営体制等）

（1） 財務状況の悪化の影響

スリランカでは、2022年3月から外貨不足による燃料不足や激しいインフレが発生するなど経済危機が発生した。これにより、下記に示す本プロジェクトの一部活動に影響がでた。

（ア）Rooftop PV の FIT 料金改定作業の変更

世界的な PV 導入コスト低下傾向がある中、スリランカでは Rooftop PV を対象とした FIT 制度が 2016 年に導入されて以来見直しがされていなかった。そこで、WG1 の活動として、Rooftop PV の FIT 料金の改定の実現に向けて、CEB の内部承認、Expert Committee（FIT 料金改定を検討する委員会）への提案書提出、政府承認を目指して、2022年3月に JICA 専門家から FIT 改定の提案書案を CEB へ提出した。しかし、同時期に経済危機が発生したため、FIT 改定を進める状況ではなくなり、CEB から FIT 改定作業を見合わせたいという強い意向を受けた。

この状況を受け、CEB と協議した結果、CEB 上層部に検討結果を説明することとし、2022年6月に本件を管掌する AGM に対して Rooftop PV の FIT 見直しの背景及び FIT 料金算定の考え方を説明し理解を得た。また、FIT 改定に関する手続き及び必要とされる手続き期間をマイルストーンとしてとりまとめ、FIT 改定の作業の流れを明確化させた。これらの追加的活動により経済状況が回復した際に CEB メンバーが自ら FIT 改定作業を進められるように準備を進めた。

（イ）機材調達の一部取りやめ

一部の停電対策機器（故障点標定装置及び時限順送装置）については、現地調査及び CEB の送変電部門幹部の技術承認のもと、調達計画書（案）を提出した（2022年7月）。しかし、スリランカにおける経済危機の影響により、C/P が一部負担する費用（税金や国内輸送費等）を捻出することが困難となったため、CEB の判断のもと導入を中止することとし、第3回 JCC で承認された。

（2） C/P の積極的なプロジェクト参画

プロジェクトを開始してしばらくの間は、新型コロナウイルス感染症対策による渡航制限からオンライン会議での JICA 専門家による技術移転や聞き取りが主な活動となり、CEB メンバーからの発表や活動に対する提案は少なかった。また、第3回 JCC までは、活動に関する説明も JICA 専門家により行われた。その後、現地での活動が再開されたことで、より深いコミュニケーションがとれ、例として WG1 の電力市場に関する活動では、CEB メンバー自ら調査対象国を選定し、調査結果及びスリランカに今後必要となる市場や制度のプレゼンテーションを行うなど、積極的な活動姿勢へと変化が見られた。また、最終の JCC となる第4回 JCC では、事前に本プロジェクト終了後の活動方針を検討させ、Action Plan として CEB メンバーがまとめることで、その内容を JCC で CEB メンバーによってプレゼンテーションを行った。

（3） C/P 内でのプロジェクト進捗情報の共有不足

電力省主催のドナーミーティング（2021年12月1日開催、議長：Perera 電力省次官、ドナー：USAID、ADB、JICA）で本プロジェクトの内容がほぼ知られていないということがあった。実際は、Perera 電力省次官には第1回、第2回 JCC に参加いただき、Remarks もいただいており、PUCSL、SEA の主要なメンバーも本プロジェクトの WG 活動や技術セミナー、制度政策セミナーに参加してい

ただいていた。また、ドナー関係では ADB、AFD、IFC と定期的に意見交換を行っていた。これらのことから、本プロジェクトが C/P やドナーに知られていないということはないが、C/P 内での情報共有が十分でない可能性があることから、CEB を通じて C/P の関係省庁へ各活動や JCC の議事録をすよう求めた。

(4) CEB の組織間（配電部門－送変電部門）の連携不足

WG3 における停電対策機器（FLS、TSS）の現場調査において、事前に調査日時や調査項目を C/P（配電部門）から送変電部門（変電所管轄）へ連絡し、現地確認できる技術者を手配するように要請した。しかし、組織内部部門間の連携がうまくできず、変電所を訪問した際に、確認・判断ができない方が来るという事象が生じた。このため、JICA 専門家からプロジェクトマネージャーを通じて調整を図った。

本プロジェクトでのこのような活動を通じて、繰り返し変電所を訪問し、C/P（配電部門）と変電所対応者（送変電部門）が対面で現地調査をしたことで、徐々に一体感が生まれ、情報関係が円滑にすすむようになった。本プロジェクトでは停電対策機器（FLS、TSS）の導入には至らなかったが、構築した配電部門と送変電部門の円滑な業務連携を生かし、送配電が一体となり、将来このような機器の導入が進み、供給信頼度向上につながることを期待する。

第5章 プロジェクト目標の達成度

5.1 プロジェクト目標の達成度

2021年9月までの活動は、コロナウィルスの影響による現地渡航中止に伴い、全てリモートで実施した。説明がなくても理解できる資料作成やオンデマンド資料の送付、当初計画の調査に囚われないWG毎の打ち合わせの追加、現地渡航無しでもできる技術移転の先行実施など、工夫を凝らすことで大きな遅延もなくプロジェクトを遂行した。2021年10月より、JICA 専門家を厳選して現地渡航を開始し、現地活動及びリモート活動を並行して実施した。また、パイロットプロジェクトにおいては、JICA 専門家は、現地設備情報をC/Pに依頼して情報収集するなど、リモート環境下においても仕様決定が可能な停電対策機器（過電流表示器、耐摩耗性電線カバー、故障点探査装置、電力計測器）について調達計画書（案）を提出（2021年12月）し、耐摩耗性電線カバー（2021年12月）、電力計測器（2022年1月）、過電流表示機（2022年6月）、故障点探査装置（2021年10月）の納入を完了した。残る2つの停電対策機器（故障点標定装置・時限順送装置）については、2022年1月及び6月渡航時に現地確認を完了し、調達計画書（案）を提出（2022年7月）した。C/Pは技術面で当該機器の導入を承認したが、スリランカにおける経済危機の影響により、C/Pが一部負担する費用（税金や国内輸送費等）を捻出することが困難となったため、C/Pの判断により導入を中止することとし、第3回JCCで承認された。

WG1：プロジェクト目標をおおむね達成した。

プロジェクト目標およびその指標の詳細は5.3章PDM参照。目標達成に向けた具体的な取り組みについては以下に示す。

制度・政策面においては、プロジェクト当初からJICA 専門家により日本及び再エネ導入が進むアジア・欧州各国の制度等をインプットするとともに、C/Pからは自国の再エネ導入や料金に関する制度及び課題をWG活動で共有した。その中から、CEBの財務的負担を軽減しつつ、スリランカ国の再エネ導入目標を達成するためのアクションとして、主にRoof top PVのFITの見直しについて検討することとした。Rooftop PVのFITの見直しでは、発電コストの大きく異なる10kW、100kWを閾値として3つのカテゴリーに分けてFITを算定した。その結果を用いてCEBによるFIT改定作業を進めるため、JICA 専門家によりFIT料金改定の提案書案を作成し、CEBへ共有した。FIT改定作業は、2022年3月に始まった経済危機により中断されたが、FIT改定の背景や必要性、FITの算定手法をCEB上層部へ説明するとともに、FIT改定を進める際の手続き内容や必要とされる期間をマイルストーンとしてまとめ、スリランカの経済状況が回復した際には、CEBメンバー自らがFIT改定を進めることができる準備を整えた。同時に、その他CEBの収支安定に向けた施策として、Roof top PVのFIT改定によるCEB財務へのインパクトや最新のLTGEP(2023-2041)のデータを反映したCEB財務影響分析などを進めた。最終的にはC/Pの意見も十分反映しRecommendation Reportとして整備、今後のCEBの財務改善の道標とした。また、VREのさらなる導入に向けて、VRE開発許可の効率化、系統連系に係る検討期間短縮に向けた課題等についての情報収集及び協議を行った。C/PであるSEAは、これらの協議結果も参考に2011年制定から一度も改定されていなかった再エネ許可ガイドラインを2022年1月に改定した。また10月には更なる改善を見据えオンライン申請のシステムを開発中である。加えて、再エネ導入拡大に向けた検討が必要となると見込まれる電力市場について、特にCEBの

関心が高い需給調整市場自らの他国事例の調査を含めて理解を深め、スリランカ国での市場構築に向けた課題の洗い出しを行うことができた。

WG2：プロジェクト目標をおおむね達成した。

プロジェクト目標およびその指標の詳細は 5.3 章 PDM 参照。目標達成に向けた具体的な取り組みについては以下に示す。

JICA 専門家チームは、VRE 予測モデルの開発に当たり、開発に必要な情報を CEB にインプットした。VRE 予測地点 8 地点を CEB と協議して決定し、VRE 予測モデルの開発に最低限必要な VRE の設備情報を用いて JICA 専門家チームが 8 地点(太陽光 5 地点、風力 3 地点)における VRE 予測モデルを開発した。需給運用に反映できるよう 2 回/日の VRE 予測データ(気象、発電量)の配信を 2021 年 7 月から開始した。また、JICA 専門家チームは、2021 年 11 月に、VRE 予測地点における気象予測データを発電量に変換できる VRE 発電量変換ツールを CEB に提供した。CEB は、VRE 予測データの配信や VRE 発電量変換ツールの提供を受けて、VRE 予測データを需給運用に活用するための環境を整えた。また、第 2-1 次活動において、CEB は、一部の期間ではあるが VRE 予測 8 地点における発電量実績データと 4 地点の気象観測データを、JICA 専門家チームに提供した。JICA 専門家チームは、CEB から入手した発電量実績データと気象観測データを用いて、VRE 予測モデルの検証及び改良を行い、2022 年 9 月から改良した VRE 予測の配信を開始するとともに、改良した VRE 発電量変換ツールを CEB に提供した。CEB は、第 2-2 次活動期間中に、VRE 予測地点の発電量実測データを用いて、改良した VRE 予測の検証を実施するとともに、新旧の VRE 発電量変換ツールを用いて、気象予測データを発電量に変換することにより、VRE 発電量変換ツールの使用方法を習得した。第 2-1 次活動において、CEB が提供した発電量実績データは、瞬時値であることが判明した。そのため、JICA 専門家チームは発電量実績データを平均化して、発電量予測データとの整合性を図り再検証した結果、予測地点 8 地点の内、5 地点の予測精度が改善された。結果、プロジェクトの上位目標である VRE 発電量の予測誤差 20%(2026 年時点での平均値)を概ね達成できる目途がついた。

需給運用の観点においては、RED に関して、VRE 制御ルール・システム構成・運用方法の観点で C/P に必要な技術をインプットし、C/P にて RED の将来像を描くことができた。今後再エネ制御が実際に必要な時期に向けて、C/P が自立的に RED の構築に必要な詳細要件を検討していく。また、PSS/E の再エネモデルを用いた講義・演習を行うとともに、スリランカで導入予定の揚水発電や蓄電池のモデリングに関する技術支援を行った。Grid Code 改訂については、PDM における Output2-1「The analysis report on VRE projects and Grid Codes for VRE」の、既存の再エネと計画している再エネを容量別に把握し、再エネ制御対象の検討を行った上で JICA 専門家作成資料 Review Result of Grid Code に記載した。具体的な計算については C/P と共同で実施し、技術移転を完了した。また、Grid Code 改訂項目(FRT、RoCoF、再エネの出力変動抑制、力率調整幅、火力発電所の需給調整能力、制御対象再エネとの通信設備設置、再エネ制御時の優先順序)を Review Result of Grid Code に記載した。このうち数値基準のシミュレーションが必要である FRT、RoCoF、再エネの出力変動抑制、力率調整幅はシミュレーションシナリオと評価方法を記載し、技術移転を完了した。

VRE 大量導入に向けた対策として、エネルギー貯蔵システムの概要と使用用途をインプットし、C/P の目標である RE70%達成に必要な対策(蓄電池及び揚水発電の導入)の理解を深めることができた。また、RE70%達成に必要な蓄電池容量を需給調整面、系統安定面、コスト面を考慮し、総合的に評価する手法をインプットし、必要な蓄電池容量(1,000MW)を選定し、LTGEP に反映することができた。

また、これらの技術移転により、今後再エネ導入計画が上振れた場合でも、必要な調整力を C/P 自らが策定できる能力が備わった。

揚水発電所については Maha 3 及び Victoria の 2 地点が開発候補地点として挙げられており、本プロジェクトにおいては地質調査が行われていない Victoria 地点において Maha 3 と同程度の地質調査を実施することとした。本プロジェクトで実施した地質調査の範囲内では、Victoria 地点において揚水発電の開発に係る致命的な地質学的リスクが存在しないことを確認した。また本プロジェクトでは机上ならびに現場研修を通じ、地質調査の進め方や調査結果の評価方法に係る技術移転を行った。

WG3：プロジェクト目標をおおむね達成した。

プロジェクト目標およびその指標の詳細は 5.3 章 PDM 参照。目標達成に向けた具体的な取り組みについては以下に示す。

配電網での負荷変動抑制のための BESS の導入パイロットプロジェクトは中止となったが、今後、配電系統へも大量の VRE 導入が進み、負荷変動への対応要請が増加していくことが予想される。このため、電力計測器を追加で調達し、C/P の計測技術能力や出力／電圧の負荷変動分析・評価能力を強化した。特記事項として、蓄電池システムのように注目される最新技術・設備であっても経済性が無ければ導入しないことを繰り返し議論し、C/P の理解を深めた。今後 C/P が設備投資を検討する上で、如何に経済性に配慮した設備投資が重要であるかを再認識し、現状の危機的経済情勢から改善に向かうことに繋がると期待する。

また、現地渡航に合わせた現地設備の確認と併せて、WG1～WG3 の各活動を通じて C/P への説明・議論を繰り返すことで、現地及び日本の制度政策について相互理解を深めており、C/P のニーズにも柔軟に対応し技術移転を進めた。

5. 2 DAC 6 項目によるプロジェクトの評価

以下に DAC (Directive Administration Cooperation) 6 項目 (妥当性、整合性、有効性、インパクト、効率性及び持続性) に基づいた評価結果を示す。

評価項目	評価	考察
妥当性	高い	<p>本プロジェクトの活動はスリランカの長期発電開発計画 (LTGEP) に基づく再エネ導入拡大方針に資するものであり、妥当性が高いと評価できる。なお、プロジェクト途中で政府の再エネ導入目標が「2030 年再エネ 70%達成」に変更されたが、同目標に対しても支援の妥当性が高いと評価できる。</p> <p>具体的には、制度・政策面では、Rooftop PV FIT 見直し、CEB 財務改善策策定ならびに、再エネ導入量増加に向けた電力市場導入検討等の支援、系統運用技術面では安定的な系統需給の計画・運用のための VRE 予測技術、電力系統運用 Grid Code 改訂支援、蓄電池導入検討、揚水発電所開発に向けた調査技術移転などの支援を行った。変更された再エネ達成目標に対しては、財務改善策の見直し、蓄電池導入量の再検討など、目標達成に合わせた技術移転を実施した。</p> <p>一方、配電線運用保守能力強化を含めた配電線故障削減支援は、社会的な</p>

		<p>停電削減のニーズが高いことから、妥当性があると評価できる。</p> <p>具体的には、配電線故障記録様式統一、故障対応体制改善および故障把握支援機器導入による配電系統故障原因究明・対応の迅速化、容易化により停電解消に貢献している。</p> <p>受益者の公平性の観点では、過度な CEB 財務負担を強いる現行電気料金制度の適正化検討は、過大な Cross Subsidy の解消など、需要家間の電気料金格差是正に繋がるものである。また、系統運用技術強化、配電線故障削減能力強化といった技術的支援は、電力供給を受ける全需要者の裨益となる取り組みである。</p>
整合性	高い	<p>本プロジェクトの活動は、スリランカの開発協力方針の重点分野（中目標）である質の高い成長の促進（スリランカの経済発展を促進しつつ、我が国進出企業の活動環境の整備・改善にも寄与する運輸・電力・上下水道などのインフラ整備を、我が国技術の活用も視野に入れつつ、ハード、ソフトの両面で積極的に支援する。）に合致している。</p>
有効性	高い	<p>再エネ導入拡大に向けた能力を強化できたことによる有効性は高いと評価できる。</p> <p>具体的には、FIT 見直し、電力市場導入に向けた知見強化、需給・系統安定運用に係る技術、停電削減対策及び VRE による電圧変動防止策などの技術移転により実務者のスキルおよび関係機関・部署間の連携強化により、プロジェクト目標ならびに期待される効果が達成された。</p> <p>配電線停電削減では、停電の記録・分析能力、停電対策機器導入・運用、および電力品質測定・分析能力は、供給信頼度改善や電力品質改善に繋がるものである。</p> <p>また、活動の中で習得技術が C/P から組織へ水平展開される仕組みが構築されたことから、組織全体の能力が強化されている。</p>
インパクト	高い	<p>再生可能エネルギー導入拡大に向け、制度面および技術面からの技術移転により環境負荷削減ならびに電気の安定供給による社会システム安定に貢献しており、正のインパクトを与えている。なお、本プロジェクトは再エネ導入拡大および電力の安定供給に資するものであり、人権、ジェンダーの平等の観点での負のインパクトは発生しない。</p>
効率性	やや高い	<p>新型コロナウイルス感染拡大防止対応のためプロジェクト途中まで日本からのビデオ会議による遠隔活動であったが、当初の活動計画に従い CA、再エネ導入に係る各種制度や系統運用に係る技術移転、機材導入に係る調査が実施された。</p> <p>プロジェクト期間中の政府の再エネ導入拡大政策変更に対して、電気料金のシミュレーションや財務分析の条件見直し、蓄電池導入容量の検討など、柔軟に活動計画を変更しプロジェクトを進めた。配電線故障対策機器導入では、機材導入に伴う既存設備改修の C/P 側の費用負担のめどが立たなかったために当初の機器投入計画を見直す必要が生じたが、導入効果と導入納期を勘案して、当初の計画予算内で効果的な機材の導入を実施した。</p>

持続性	高い	<p>本プロジェクトでは、技術者ならびに再エネ導入制度策定や料金・財務に携わるスタッフに対して技術移転したことで、LTGEP 実現に向けた幅広い分野での人材育成が進み、主たる C/P である CEB の組織力が強化された。</p> <p>LTGEP 実現のため、それぞれの業務に基づく Action plan を C/P 自身が作成し、既に活動を始めていることから、プロジェクト終了後も持続的に業務を進めることが期待できる。</p>
-----	----	--

5. 3 プロジェクトデザインマトリクス

プロジェクトデザインマトリクスで設定した各指標の達成状況を以下に示す。

Project Design Matrix

Project Title: The Project for Capacity Development on the Power Sector Master Plan Implementation Program

Version: 7

Implementing Agency:

Ceylon Electricity Board (CEB)

Dated: February 28, 2023

Target Group: MOPE, SEA, LECO and PUCSL

Period of Project: From March 2020 to March 2023

Project Site: The whole country of Domestic Socialist Republic of Sri Lanka

Model Site: To be determined through the discussion with C/Ps and JICA


Narrative Summary	Objectively Verifiable Indicators	Means of Verification	Important Assumption	Achievement	Remarks
Overall Goal					
Stability and reliability of transmission and distribution networks are maintained/ improved even with increased share of VRE (Variable Renewable Energy).	(1) Fluctuations of voltage and frequency in power system: the same level as before large amount installation of PV and wind power	CEB's technical data		JICA experts shared the knowledge which enhanced the understanding and expertise of CEB to carry out Grid Code Revision and to realize the importance of storage battery for voltage and frequency regulation and system stability.	Setting SAIFI and SAIDI by MV feeder is proposed to evaluate the effects of proper management and countermeasures. Fault outage number and duration of measures-applied MV feeders are proposed to be added as a proper evaluation indicator to check the direct effect of countermeasures.
	(2) SAIFI by MV feeder in 2026: 10% less than the average of the past three years (2019-2021) ➤ Tree touching outage number: 0 by ARC	CEB's technical data		Improvement of fault outage report and fault response systems, and introduction of countermeasure equipment have been contributing to determine the fault causes and to respond to them earlier, which are expected to reduce SAIFI and SAIDI.	
	SAIDI by MV feeder in 2026: 20% less than the average of the past three years (2019-2021) ➤ Over current fault outage duration: 44% less by OCI ➤ Ground fault outage duration: 50% less by GFD	CEB's technical data		The movement for horizontal development to utilize failure outage report and countermeasures equipment was established from a pilot feeder to other feeders and other provinces through the pilot projects by C/P in each organization.	
	LOLP: 1.5 or less in 2026	CEB's technical data		1,000MW storage battery installation and RED by 2030 will be enough for keeping LOLP 1.5 or less in 2026 and achieving 70% RE share in 2030	
	(3) Error of the prediction system of PV and wind turbine output in 2026: within 20% (Average)	CEB's technical data		VRE output forecast accuracy at some locations is already close to the target value, however, at other locations as more and more VRE actual data will accumulate, the accuracy is bound to get closer to the target more.	
Project Purpose					
Institutional Capacity for improving transmission and distribution operational reliability is enhanced to get prepared for increased share of VRE planned in LTGEP.	(1) Corporate finance plan is updated periodically.	CEB management report	Counterparts continue commitment to the Project by continuing resource allocation as well as assignment of personnel for the post-Project activities.	2022 Action plan and budget were prepared. Draft LTGEP 2023-2042 was prepared and submitted to PUCSL	
	(2) Standard procurement plan is implemented.	CEB management report		100% The measures against VRE approval process have been arranged and put into revising process of the new guideline. The new guideline has been published in Jan. 2022.	
	(3) Seven (7) Engineers of Power System Planning can understand the advanced system analysis (Analysis with PSS/E under 70% share of RE)	Project report		100% • All the five transmission planning engineers can understand and perform the advanced power system analysis like VRE grid integration studies with PSS/E while incorporating latest models like battery, PSPP etc. under 70% share of RE	
	(4) The improvements of Grid Codes are recommended.	Project report	100% • All the five transmission planning engineers can understand and perform the power system analysis with PSS/E and can analyze and reflect the results in order to revise the Grid Code from time to time.		
	(5) At least one (1) countermeasure for VRE fluctuation is employed.	Project report	Secure of facility procurement budget	100% • Countermeasures against VRE like VRE forecast, how to control VRE at RED, how to set storage battery capacity and how to revise Grid Code were explained to CEB. VRE forecast was employed during the project.	

Narrative Summary	Objectively Verifiable Indicators	Means of Verification	Important Assumption	Achievement	Remarks																																																												
	(6) SAIFI at the pilot sites (one target feeder per each DD/LECO) where the facilities against power outage are installed: SAIDI in 2023 [ARC] [times] <table border="1" data-bbox="468 331 902 401"> <thead> <tr> <th>DD1</th> <th>DD2</th> <th>DD3</th> <th>DD4</th> <th>LECO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>3.8</td> <td>N.A.</td> <td>N.A.</td> <td>1.3</td> <td>37.5</td> </tr> </tbody> </table>	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO	3.8	N.A.	N.A.	1.3	37.5	CEB Report		66% (2 Feeders / 3 Feeders) [Pilot Project Period] March, 2022 ~ October, 2022 [ARC] [times] <table border="1" data-bbox="1635 302 2297 401"> <thead> <tr> <th>DD1</th> <th>DD2</th> <th>DD3</th> <th>DD4</th> <th>LECO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>0.3 (△3.5)</td> <td>N.A.</td> <td>N.A.</td> <td>18.2*1 (+16.9)</td> <td>17.2 (△20.3)</td> </tr> </tbody> </table>	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO	0.3 (△3.5)	N.A.	N.A.	18.2*1 (+16.9)	17.2 (△20.3)	*1: The failure number by other than tree touching were increased though those by tree touching were decreased.																																								
DD1	DD2	DD3	DD4	LECO																																																													
3.8	N.A.	N.A.	1.3	37.5																																																													
DD1	DD2	DD3	DD4	LECO																																																													
0.3 (△3.5)	N.A.	N.A.	18.2*1 (+16.9)	17.2 (△20.3)																																																													
	SAIDI at the pilot sites (one target feeder per each DD/LECO) where the facilities against power outage are installed: SAIDI in 2023 [ARC] [minutes] <table border="1" data-bbox="468 653 902 722"> <thead> <tr> <th>DD1</th> <th>DD2</th> <th>DD3</th> <th>DD4</th> <th>LECO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>397</td> <td>N.A.</td> <td>N.A.</td> <td>53</td> <td>967</td> </tr> </tbody> </table> [OCI] [minutes] <table border="1" data-bbox="468 764 902 833"> <thead> <tr> <th>DD1</th> <th>DD2</th> <th>DD3</th> <th>DD4</th> <th>LECO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4,126</td> <td>955</td> <td>356</td> <td>5,054</td> <td>3,437</td> </tr> </tbody> </table> [GFD] [minutes] <table border="1" data-bbox="468 890 902 959"> <thead> <tr> <th>DD1</th> <th>DD2</th> <th>DD3</th> <th>DD4</th> <th>LECO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>277</td> <td>386</td> <td>36</td> <td>216</td> <td>3,241</td> </tr> </tbody> </table>	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO	397	N.A.	N.A.	53	967	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO	4,126	955	356	5,054	3,437	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO	277	386	36	216	3,241	CEB Report		66% (2 Feeders / 3 Feeders) [Pilot Project Period] March, 2022 ~ October, 2022 [ARC] [minutes] <table border="1" data-bbox="1635 569 2297 667"> <thead> <tr> <th>DD1</th> <th>DD2</th> <th>DD3</th> <th>DD4</th> <th>LECO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>13 (△384)</td> <td>N.A.</td> <td>N.A.</td> <td>307*2 (+254)</td> <td>55 (△912)</td> </tr> </tbody> </table> 100% (5 Feeders / 5 Feeders) [Pilot Project Period] August, 2022 ~ October, 2022 [OCI] [minutes] <table border="1" data-bbox="1635 772 2297 871"> <thead> <tr> <th>DD1</th> <th>DD2</th> <th>DD3</th> <th>DD4</th> <th>LECO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>404 (△3,722)</td> <td>156 (△799)</td> <td>211 (△145)</td> <td>2011 (△3,043)</td> <td>840 (△2,597)</td> </tr> </tbody> </table> 100% (5 Feeders / 5 Feeders) [Pilot Project Period] November, 2022 ~ December, 2022 [GFD] [minutes] <table border="1" data-bbox="1635 976 2297 1075"> <thead> <tr> <th>DD1</th> <th>DD2</th> <th>DD3</th> <th>DD4</th> <th>LECO</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>438 (161)</td> <td>59 (△327)</td> <td>685 (+649)</td> <td>396 (+180)</td> <td>624 (△2617)</td> </tr> </tbody> </table> ※Training of GFD was implemented on 10 th November, 2022 and GFD will be used in practical and evaluated after their own training to their technical staff.	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO	13 (△384)	N.A.	N.A.	307*2 (+254)	55 (△912)	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO	404 (△3,722)	156 (△799)	211 (△145)	2011 (△3,043)	840 (△2,597)	DD1	DD2	DD3	DD4	LECO	438 (161)	59 (△327)	685 (+649)	396 (+180)	624 (△2617)	*2: The failure number by other than tree touching were increased though those by tree touching were decreased. As the operation periods of the countermeasure facilities were short to evaluate, they will be operated and evaluated continuously.
DD1	DD2	DD3	DD4	LECO																																																													
397	N.A.	N.A.	53	967																																																													
DD1	DD2	DD3	DD4	LECO																																																													
4,126	955	356	5,054	3,437																																																													
DD1	DD2	DD3	DD4	LECO																																																													
277	386	36	216	3,241																																																													
DD1	DD2	DD3	DD4	LECO																																																													
13 (△384)	N.A.	N.A.	307*2 (+254)	55 (△912)																																																													
DD1	DD2	DD3	DD4	LECO																																																													
404 (△3,722)	156 (△799)	211 (△145)	2011 (△3,043)	840 (△2,597)																																																													
DD1	DD2	DD3	DD4	LECO																																																													
438 (161)	59 (△327)	685 (+649)	396 (+180)	624 (△2617)																																																													
	(7) At least one (1) plan to promote the introduction of VRE to meet Sri Lanka's national energy policy is formulated.	Government Policy, CEB Report		100% <ul style="list-style-type: none"> ● Economic crisis causes the suspension of FIT proposal for tariff revision. ● However, FIT Draft Proposal for Tariff revision of roof top PV was completed and explained to the AGM in CEB. ● Milestone of the FIT revision procedure is shown. 																																																													
	(8) Advanced forecasting systems for PV and wind turbine output are established, and the supply and demand operation is implemented using it.	Project report		100% <ul style="list-style-type: none"> ● VRE output conversion tool was provided to CEB. CEB understood how to use it and how to set parameters. As a result, CEB was able to calculate VRE output and can add forecast points even after the project was completed. 																																																													
Outputs																																																																	
1. Capacity of corporate strategy and planning for VRE is enhanced.	1-1 The assessment and recommendation reports on CEB finance are prepared.	Project report		100% <ul style="list-style-type: none"> ● The assessment of CEB finance was made in Capacity Assessment Report prepared in 2020. The assessment of the latest developments of CEB finance was made in Recommendation Report prepared in 2022. ● Recommendation Report was prepared in 2022 based on the latest draft LTGEP 2023 – 2042. 																																																													
	1-2 Operating profit improvement is assessed. / Case that the present regulatory conditions and electricity tariff level continue to exist and VRE installation is promoted / Case that regulatory conditions and other relevant conditions are reviewed then VRE installation is promoted	Project report		100% <ul style="list-style-type: none"> ● Financial projection was prepared in Recommendation Report based on the current regulatory conditions including the existing tariff setting and draft LTGEP 2023 -2042 as of August 2022. ● The Recommendation Report also presents the financial projection in cases of potential Rooftop Solar PV FIT revision, future electricity tariff revision, etc. 																																																													

Narrative Summary	Objectively Verifiable Indicators	Means of Verification	Important Assumption	Achievement	Remarks
	1-3 Corporate strategy of VRE (VRE installation amount and timing) is prepared by CEB periodically.	CEB Report		<ul style="list-style-type: none"> ● Roof Top PV FIT Revision: Conditionally 100% The proposal, which is the technical basis for the revision work, has been prepared and explained to the CEB management. Although it was not revised due to the external factor of the economic crisis, prospective milestones for the future revision was confirmed with C/Ps. ● Balancing Market: 100% C/Ps and JICA Expert Team investigated the balancing markets in five countries through corroborative works. Through this activity, C/P's understanding was greatly deepened, and it became a foothold for future introduction to Sri Lanka's market. 	
	1-4 At least one (1) C/P is certified as key person who understand the pros and cons regarding each kind of VRE.	CD report		100% Through discussions with key persons, it was possible to raise appropriate problems and execute solutions.	
	1-5 At least one (1) C/P is certified as key person who understand VRE installation procedure from the beginning, project formulation to the end and commencement of commercial operation.	CD report		100% SEA was able to implement the revision of the guideline and the development of the online system with their ownership.	
2. Capacity of system development and operation for transmission network in response to increased share of VRE is enhanced.	2-1 The analysis report on VRE projects and Grid Codes for VRE	Review report by Project		100% • Based on the information about present and upcoming VRE plant locations, VRE forecast points were identified mutually between JICA Experts and CEB. • Based on the information about VRE output characteristics and surplus power, battery type and capacity were identified to achieve RE70%.	
	2-2 The analysis report on issues and impact of transmission system considering increased share of VRE	Review report by Project		100% • JICA experts shared the knowledge which enhanced understanding and expertise of CEB to devise countermeasures according to the phase of VRE introduction amount.	
	2-3 50% (Seven (7) Engineers: Power System Planning) of counterparts understand the advanced system analysis for VRE introduction. (Analysis with PSS/E under 70% share of RE)	CD report		100% • Through the PSS/E training, all five of the five transmission planning engineers could analyze power system including VRE.	
	2-4 50% (Seven (7) Engineers: Power System Planning) of counterparts understand how to handle the increased share of VRE.	CD report		100% • Two of the two NSCC engineers understood the importance of forecasting VRE and the function of RED.	
	2-5 The recommendation report on the measures for adjusting power fluctuations	Project report		100% • JICA experts shared the knowledge which enhanced the understanding and expertise of CEB to revise Grid Code, and to use storage battery and PSPP effectively to mitigate power fluctuation.	
	2-6 The report on the on-site trainings for planning pumped storage power plant (PSPP)	Project report		100% • Technical Transfer of Geological Investigation was completed	
	2-7 C/P compiles the training materials that are assisted by JICA Expert Team.	Project report		100% • JICA experts prepared material based on the technical transfer seminar, and provided them to CEB.	
	2-8 Nine (9) Engineers (Powers System Operation) of counterparts build the capacity of supply and demand/ power system operation considering PV and wind turbine output.	CD report		100% • Two of the two NSCC engineers understood the VRE forecasting method and the method to expand to whole of Sri Lanka.	
	2-9 Eight (8) Engineers of counterparts build the capacity of formulation of optimal power source plan / power system plan considering PV and wind turbine output.	CD report		100% • Three of the three members of the power generation planning division understood the cost and the optimum amount of storage batteries installed in the operation. • Five of the five members of the Transmission Planning Division understood how to set parameters for storage batteries and pumped storage power generation.	

Narrative Summary	Objectively Verifiable Indicators	Means of Verification	Important Assumption	Achievement	Remarks
	2-10 Four (4) Engineers (Renewable Energy Development & Performance Monitoring Branch) of counterparts build the capacity of power system access assessment according to the revised Grid Code.	CD report		100% • Five of the five members of the Transmission Planning Department understood the scenario setting method and the FRT requirements to be defined.	
3. Capacity of distribution network operation is improved.	3-1 The analysis report on current status of power supply in terms of reliability and quality	Technical report by Project		100% The trends of causes of power outages in Sri Lanka were grasped, and technology transfer was carried out on similar causes of power outages in Japan and countermeasures against them. The C/P enhanced their knowledge on both countermeasures using countermeasure equipment and countermeasures by operation and maintenance.	
	3-2 The review report on current O&M practice of distribution network	Technical report by Project		100% Initially, more than half of all failures had unknown causes, and there were no detailed failure records, making it difficult to consider countermeasures. Through this project, a foundation for accumulating information necessary for considering future power outage countermeasures was built by changing the format of failure records and educating on-site engineers by C/Ps.	
	3-3 The recommendation report on the countermeasures to improve reliability and quality of power supply	Technical report by Project		100% The ARC, OCI, GFD, FLS and TSS were recommended to improve reliability and quality of power supply as countermeasures, and their necessary knowledge and technologies to be introduced, operated and maintained were transferred to the C/Ps.	
	3-4 The effectiveness of the recommendations from the pilot projects to improve reliability and quality of distribution network(OCI,ARC,GFD)	Review report by CEB management	Secure of facility procurement budget	100% The effectiveness of the recommended countermeasures of OCI, ARC and GFD to improve reliability and quality of distribution network were verified at the pilot project sites. On the other hand, the pilot projects of TSS and FLS were cancelled but their expected effectiveness was estimated with the assumption of their installation to the candidate sites.	<u>The pilot project of TSS and FLS was cancelled due to Economic Crisis in Sri Lanka. However expected effectiveness is being estimated within this project.</u>
	3-5 The review report on the fluctuation on distribution system	Technical report by Project		100% The fluctuations on all the distribution systems were reviewed and it was found only Valachchenai F5 had the obvious matter which was not voltage rise but drop among the MV distribution systems.	
	3-6 The study report on the pilot sites to confirm the response ability for load fluctuation by modeling	Technical report by Project		100% The response ability for load fluctuation was confirmed by measuring, modeling and estimating with the procured measurement instruments at the MV and LV pilot sites.	<u>BESS Installation was cancelled due to budget limitation. However, the response ability for load fluctuation is being confirmed within this project by modeling.</u>
	3-7 At least six (6) of counterparts build the capacity of power outage measures using facilities	CD report		100% It was confirmed through the examination to C/Ps that 11 out of 16 C/Ps have built the capacities of power outage measures using facilities of ARC, OCI, GFD, FLS and TSS.	
	3-8 At least six (6) of counterparts build the capacity of measuring and analyzing power/ voltage fluctuations caused by photovoltaic/ wind turbine output	CD report		100% It was confirmed through the examination to C/Ps that 13 out of 16 C/Ps have built the capacities of measuring and analyzing power/ voltage fluctuations caused by solar photovoltaic output in both MV and LV distribution systems.	

Activities	Inputs		Pre-Conditions
	The Japanese Side	The Sri Lanka Side	
Activities of WG1 1-1 Corporate Strategy and Planning for VRE 1-1-1 To assess the impact of the introduction of VRE on CEB corporate finance taking into consideration of the future business scenarios. 1-1-2 To advice for the corporate finance planning to meet VRE investment requirements 1-1-3 To advice on the planning and procurement for VRE purchases.	(1) Dispatch of Japanese experts - Team Leader/ Electric Power Strategy - Deputy Team Leader/ Electric Power Strategy - System and Policy of Electric Power - Renewable Energy/ Power Source Develop Planning - Finance	(1) Assignment of counterparts - Project Director (P/D) - Project Manager (P/M) - Engineers in charge - Others	
Activities of WG2 2-1 VRE Technical Evaluation 2-1-1 To review VRE projects(existing and future plan) and Grid Codes for VRE		(2) Facilities and equipment - Project office space	

<p>2-1-2 To analyze issues and impact of transmission system considering increased share of VRE (e.g. update of system enhancement)</p> <p>2-1-3 To conduct trainings on advances system analysis.</p> <p>2-2 Countermeasures for Increased Share of VRE</p> <p>2-2-1 To conduct trainings on how to handle the increased share of VRE (e.g. system analysis, frequency adjustment, suppress output when surplus power occurs, etc.)</p> <p>2-2-2 To consider measures for adjusting power fluctuations (e.g. PSPP, Batteries, EV, Hydrogen, etc.)</p> <p>2-2-3 To Identify the requirement of Renewable Desk at SCC.</p> <p>2-2-4 To conduct study to confirm the response ability for load fluctuation and forecast power generation in preparation for the future VRE dominated system.</p> <p>2-2-5 Conduct the on-site trainings for planning PSPP.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Supply and Demand Management - Power System (Planning/ Operation) - Power System (System Analysis) - Metrological Forecast/ Demand Forecast - Energy Management (Battery) - Distribution Technology - Distribution (Planning/ Design/ Construction)/ Coordinator - Hydraulic Civil Engineering (Planning/ Design/ Construction) - Geology <p>(2) Training in Japan</p> <ul style="list-style-type: none"> - Power technology, system and policy - Power system planning and operation, management of supply and demand - Power distribution <p>(3) Equipment</p> <ul style="list-style-type: none"> - Facilities for power outage countermeasures(OCI,ARC,GFD) <u>(Procurement of TSS and FLS were cancelled due to Economic Crisis in Sri Lanka)</u> <ul style="list-style-type: none"> - A battery system responding to load fluctuation <u>(Procurement of a battery system was cancelled due to budget limitation.)</u> > <u>Electric Power Measuring Instruments was procured alternatively, to enhance capability of measuring and analyzing load fluctuation by VRE</u> 	<ul style="list-style-type: none"> - Office equipment - Others <p>(3) Recurrent costs</p> <ul style="list-style-type: none"> - counterparts' wage and allowances - counterparts' domestic travel expense 	<div style="text-align: center;">  </div> <p><Issues and countermeasures></p>
<p>Activities of WG3</p> <p>3-1 Outage Reduction</p> <p>3-1-1 To analyze the current situation and causes of outage at each Distribution Division of CEB and LECO.</p> <p>3-1-2 To conduct trainings on how to improve reliability for each Distribution Division.</p> <p>3-1-3 To conduct study at pilot site to reduce duration of outage (to improve recovery time) by installing faulty point detecting facilities.<u>(Pilot Projects of TSS and FLS were cancelled due to Economic Crisis in Sri Lanka)</u></p> <p>3-1-4 To evaluate cost effectiveness of pilot project of Activity 3-1-3.</p> <p>3-2 Load Fluctuation Suppression</p> <p>3-2-1 To analyze fluctuation (output, voltage) on distribution system caused by VRE by installing measuring instrument.</p> <p>3-2-2 To conduct study at a pilot site to confirm the response ability for load fluctuation by installing batteries at distribution substation or distribution line. <u>(Pilot Project of a battery system was cancelled due to budget limitation)</u></p>			

5. 4 C/Pによる評価

(1) WG1

WG1では、(ア)再エネ導入拡大に対応するための制度・政策、(イ)FIT適正化に向けた改定、(ウ)CEBの財務分析および(エ)再エネ開発手続き期間短縮化の4テーマについて学んだ。それぞれのテーマについて、プロジェクト開始時と終了時点でのC/Pの理解向上度を自己評価により確認した。

(ア)制度・政策

制度・政策については、プロジェクト内で学んだ主要な15のテーマの理解向上度を5段階(最低:1、最高:5)で自己評価した。その結果、下表のとおりすべてのテーマにおいてC/Pの知見が大きく向上したとともに、CEB業務での有用性も概ね高いと認識しているとの結果を得た。

表5-1 制度・政策テーマにおけるWG1メンバーによる理解度自己評価結果

自己評価実施月：2022年10月、自己評価メンバー数：10名(CEB在籍)

(自己評価平均値)

学習したテーマ (実施時期)	理解度自己評価		学習した知見のCEBでの有用性評価
	プロジェクト開始時	プロジェクト終了時	
Output Limitation in VRE in Japan (May 2020) Priority Dispatch (Oct. 2020)	2.2	3.5	3.7
FIT scheme in Japan (May 2020)	2.2	3.7	3.7
Connect and Manage in Japan (May 2020)	1.9	3.4	3.3
Fading out of Inefficient Coal Power Plant in Japan (Oct. 2020)	2.1	3.5	3.2
Balancing Market in Japan (Sep. 2020)	1.7	3.7	3.5
Capacity Market in Japan (Sept. 2020)	1.8	3.5	3.2
Fuel Cost Adjustment in Japan (Jul. 2021)	1.6	3.6	3.7
Imbalance Pricing in Japan (Sep. 2021)	1.6	3.7	3.7
Whole Sale Market in Japan (Jan. 2022)	1.8	3.7	3.4
Balancing Market in UK (Jan. & Jun. 2022)	1.7	3.4	3.3
Power Market in Ireland (May & Aug. 2022) presentation by CEB	1.7	3.7	3.4
Power Market in Germany (Aug. 2022)	1.7	3.3	3.2
Aggregator Business in Japan (Aug. 2022)	1.7	3.6	3.3
Lesson from Vietnam Case for Promotion of VRE Installation (Sep. 2022)	1.6	3.7	3.3
Power Market in Philippines (Jun. 2022) presentation by CEB	1.7	3.6	3.3
全テーマ平均	1.8	3.6	3.4

※網掛けしたテーマはオンラインによる講義を示す。

(出所：JICA Expert Team)

自己評価の5段階	自己理解度	学習した知見の CEB での有用性
5:	学習した以上の知識を持っている	極めて有用である
4:	とても理解している	とても有用である
3:	理解している	有用である
2:	あまり理解していない	あまり有用ではない
1:	理解していない	有用ではない

自己評価の結果、制度・政策について C/P から寄せられた主なコメントは以下のとおり。

- ▶ 再エネ拡大に伴う発電停止対応や再エネ電源のノンファーム接続は、近い将来 CEB で検討する必要がある。これにより、今後短期的なスパンで、CEB は送電インフラの拡充コストを最適化しながら、より多くの VRE 発電所を既存の送変電設備に連系することができる。
- ▶ 燃料調整費は以前 CEB の電気料金に導入されたことがある。昨今の世界的な燃料価格と為替レートの変動を考えると、同様のスキームの導入が不可欠である。
- ▶ コストを反映した電気料金制度はスリランカにとって不可欠であり、特に現在の燃料価格は高いインフレの影響により何度も改定されている。したがって、燃料調整費スキームは、燃料費高騰の影響を軽減する効果が期待できる。
- ▶ 多くの VRE 発電所が系統に連系されているため、システムオペレーターの業務は困難となっている。かかる状況では、balancing market や aggregator model などスリランカで適用することが有益となるであろう。
- ▶ balancing market の知見は非常に有益で、電力競争市場を持つことの利点が理解できた。また、各電力市場スキームの特徴の違いは非常に魅力的であった。
- ▶ 電力市場の構造とその市場における TSO の役割は、将来のスリランカの電力システムにかかる活動に非常に役立つものである。
- ▶ スリランカは 2030 年までに再生可能エネルギーの 70%を達成するというビジョンにあり、スリランカの電力システムに電力市場システムを導入することでこの目標はより現実的になる。電力市場の導入を通じて市場競争力を高めることが可能であり、独立発電所事業者を通じてより多くの再エネ発電の系統連系を容易にすることができる。
- ▶ アイルランドでの電力市場運営、卸売電力市場運営およびアイルランドのヨーロッパ市場への統合の知見はとても有益であった。
- ▶ 英国、フィリピン、アイルランド、日本などのいくつかの国の電力市場を分析することにより電力市場の概念を詳細に学習できた。特に、再生可能エネルギーのシェアが増加しているスリランカでの電力市場への移行に向けた課題を検討することができた。

(イ) FIT 改定

FIT 改定について、下表の確認事項に示す事項について理解向上度を 5 段階で自己評価した。

スリランカでは、プロジェクト開始時点で FIT 制度が運用されていたことから、FIT についての知見を持っていたが、本プロジェクトにより、FIT の算定方法や算定要素、定期的な見直しの必要性など、FIT のより具体的な検討ならびに運用について理解を深めることができた。

表 5-2 FIT 改定テーマにおける WG1 メンバーによる理解度自己評価結果

自己評価実施月：2022 年 10 月、自己評価メンバー数：10 名（CEB 在籍）

(自己評価平均値)

理解度確認事項	理解度自己評価	
	プロジェクト開始時	プロジェクト終了時
FIT 改定の申請手続きや改定手続き実施体制は把握できましたか。	1.9	3.7
世界的な太陽光発電設置コストの下落傾向などに対応する、FIT の定期的な見直しの必要性は認識できましたか。	2.4	4.1
PV 設置の kW あたりのコストは PV 設備規模によって異なるため、PV 発電設置容量規模により FIT 料金を設定する必要があることを認識できましたか。	2.4	4.0
PV 設置コストの過去の傾向を、FIT の定期的な改訂に合わせ、合理的に適用する方法を理解しましたか。	2.0	3.6
FIT 改定の算定に必要な要素と算定プロセスについて、下記キーワードを踏まえ、どの程度理解できたかを評価してください。 キーワード:FIT 料金計算用スプレッドシート、PV パネルコスト、設備利用率、IRR、O&M コストなど	2.3	3.7
全テーマ平均	2.2	3.8

※自己評価は5段階評価で実施。評価レベルは上記表 5.4.1 と同じ。

(出所: JICA Expert Team)

自己評価の結果 C/P から寄せられた主なコメントは以下のとおり。

- 日本の FIT メカニズムは非常に有益な情報であった。高い設備コストを補うために魅力的な FIT 構造を持つことが重要ということを理解した。
- FIT の計算は本当に有益であった。
- FIP のようなスキームは、小規模な再生可能エネルギー開発を促進するのにより有利となることを理解した。
- FIT スキームの正しい方法論を特定する良い学習であった。魅力的な FIT システムは、顧客の太陽光発電設置を促進し、動機付けるために重要である。
- FIT の定期的な見直しは、太陽光発電の導入拡大および CEB の成長に重要なことである。

(ウ)CEB 財務分析

CEB 財務の分析について、下表に示す2項目について理解向上度を5段階で自己評価した。

本プロジェクトを通じて、CEB の財務分析、電気料金改定が CEB 財務状況に与える影響など、JICA 専門家と C/P とがディスカッションした結果、WG1 メンバーの CEB 財務状況の理解度が大きく向上した。

また、プロジェクトでのディスカッションを通じて WG1 メンバーの CEB 財務に係る知見が向上したことから、JICA 専門家を取りまとめた Recommendation Report と財務予測モデルについての理解においても、高い自己評価結果が得られた。

表 5-3 FIT 改定テーマにおける WG1 メンバーによる理解度自己評価結果

自己評価実施月: 2022 年 10 月、自己評価メンバー数: 10 名 (CEB 在籍)

(自己評価平均値)

理解度確認事項	理解度自己評価 (平均値)	
	プロジェクト開始時	プロジェクト終了時
本プロジェクトでの、CEB の財務分析に関する検討の結果、CEB の財務状況をどれだけ理解できたかプロジェクト当初と比較して評価してください。	2.8	4.1
Recommendation Report と財務予測モデルの内容は理解できましたか。	—	3.9

※自己評価は 5 段階評価で実施。評価レベルは上記表 5.4.1 と同じ。

(出所：JICA Expert Team)

自己評価の結果 C/P から寄せられた、財務分析および Recommendation Report に関する主なコメントは以下のとおり。

【財務分析に関するコメント】

- マクロ経済の要素と実際の発電コストを考慮して、コストを反映した料金を設定することが重要である。
- コストを反映した電気料金設定は、支出に対する収入不足を緩和する道を実際に開いていく。
- コストを反映した電気料金制度は、財政的負担を克服するために直ちに導入されるべきである。
- 再生可能エネルギーの導入拡大するための全体的なコスト最適化は重要である。
- コスト増に対応するため、タイムリーな電気料金改定が求められる。
- 頻繁な分析、定期的な財務計画と予算編成および実際の収入と支出の管理により、戦略的な意思決定が可能になり、OPEX と CAPEX の両方のコスト削減に対する厳格な管理が可能になった。

【Recommendation Report に関するコメント】

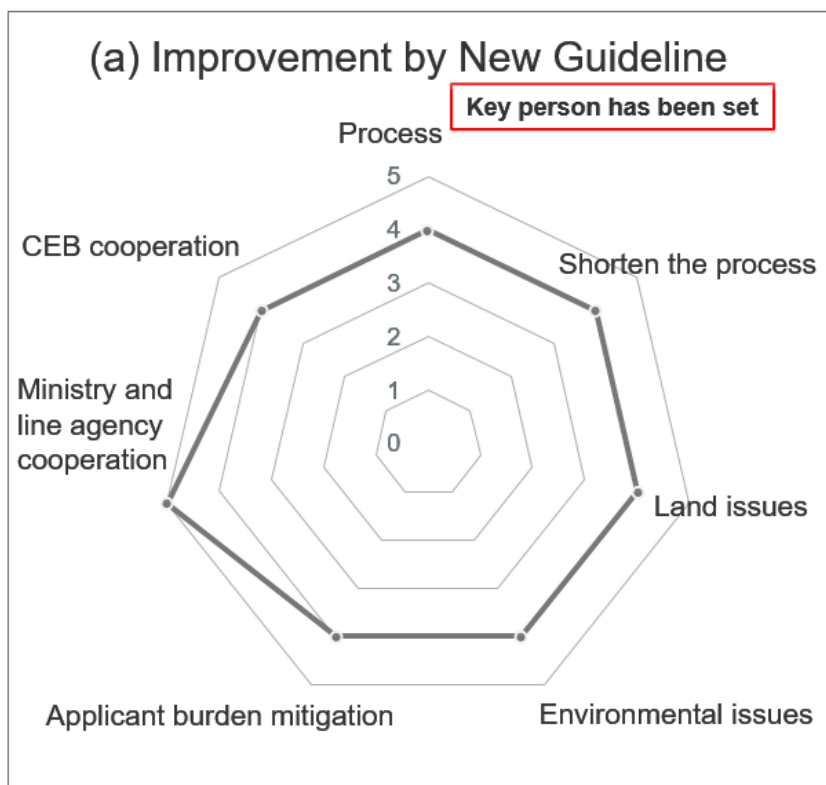
- 本報告書は、将来の電気料金改定の正当性を説明するために使用できる。
- 期待される目標を達成するために、特定されたタイムライン内で迅速かつ適切な行動を取ることが重要である。
- 推奨事項は、2030年までに目標を達成するための再生可能導入促進に役立つものである。
- 科学方程式を導入して、燃料費、為替レート、インフレレベル、O&M コスト、輸送コスト、システム損失などのすべての関連パラメータを使用して、年間の増減量を決定できればより透明性の高いものになる。
- コストは販売価格計算の最終方程式に組み込む必要があり、CEB と消費者の両方が利益を得るように、合理的なコスト反映した電気料金を得ることができる。
- Recommendation Report は、今後の電気料金改定の要請や PUCSL との協議に役立てることができる。

(エ)再エネ開発手続き期間短縮化

再エネ開発手続き期間短縮化については、SEA を C/P として取り組んだ。SEA での再エネ開発承認に要する期間を短縮化する取り組みに関して、C/P が理解向上度を自己評価した。その結果は以下のとおり。

i) 新ガイドラインによる改善

新たなガイドライン設定による再エネ開発承認手続きの改善に関して、下図に示す 7 項目について C/P が自己評価した。その結果いずれも高い評価結果を得た。

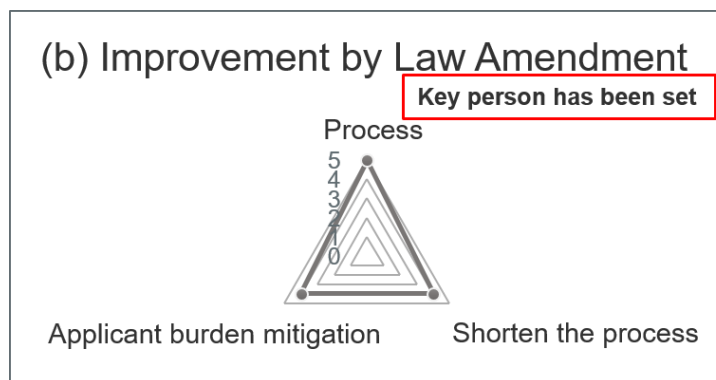


(出所：JICA Expert Team)

図 5-1 再エネ導入新ガイドラインによる導入手続き改善に対する評価結果

ii) 法令改定による改善

法令改定による再エネ開発承認手続きの改善に関して、下図に示す 3 項目について C/P が自己評価した。その結果いずれも高い評価結果を得た。

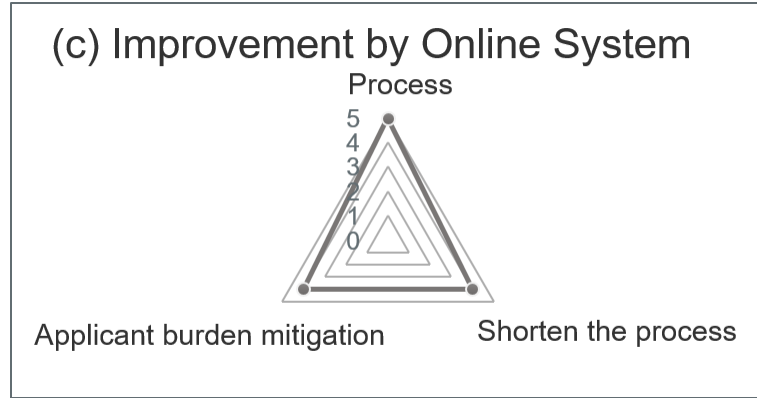


(出所：JICA Expert Team)

図 5-2 法令改定による改善に対する評価結果

iii) オンラインシステム導入による改善

再エネ開発承認手続きへのオンラインシステム導入による再エネ開発承認手続きの改善に関して、下図に示す3項目についてC/Pが自己評価した。その結果いずれも前項と同様に高い評価結果を得た。



(出所：JICA Expert Team)

図5-3 オンラインシステム導入による再エネ導入手続き改善に対する評価結果

(オ) プロジェクトの評価

WG1 メンバーよりプロジェクトの総括評価として以下の通りコメントを受けた。メンバーから高い評価を得られた。

- COVID19 パンデミックなどの多くの障害の中で、プロジェクト期間中、対面およびオンラインで本当に有益なトレーニングセッションを実施し、時間とエネルギーを費やしたすべての関係者に感謝する。このプロジェクトで期待される能力開発は、確実に満たされていくものである。
- プロジェクト当初（2019年）から参画しているCEBエンジニアとして、JICA 専門家の知識と経験を共有していただいたことに感謝する。また、CEB エンジニアの能力開発のためのJICA チームの努力に敬意を払いたい。
- この能力開発プロジェクトに参加できてうれしく、さまざまな面で自身の知識を本当に高めることができた。いくつかのトピックは自身にとってまったく新しい分野であり、JICA 専門家チームの助けを借りて、それらの分野についてより多くの知識を得ることができた。その知識をスリランカの電力システムの開発に応用し、スリランカ全体のエネルギー部門の質を高めることを目指したい。最後に、現在および将来の電力システムに関する国際的な経験を提供しながら、我々の知識を高めるというJICA チームのコミットメントに心から感謝する。
- 日本だけでなく、複数の国の再生可能エネルギー分野について学び、理解する絶好の機会であった。電気料金価格設定や電気料金体系に関する知識を深めることができ、将来的にも自身のキャリアに活かしていくことができる。

(2) WG2

(ア)理解度評価シート回答結果

WG2 では、C/P の VRE 大量導入に向けた対策として技術移転してきた内容について、プロジェクト前後の理解度を自己評価して頂いた。アンケート（附属資料 20 に示す）は主な活動内容である 6 項目（VRE 発電量予測、RED の設置検討、再エネモデルを用いた PSS/E 解析、GridCode 改訂、蓄電池および揚水発電の導入検討、揚水発電の開発候補地点における地質調査）について、重要な内容をいくつか選定し、その理解度を確認した。各項目の C/P のプロジェクト前後の理解度は図 5-4 のとおり。

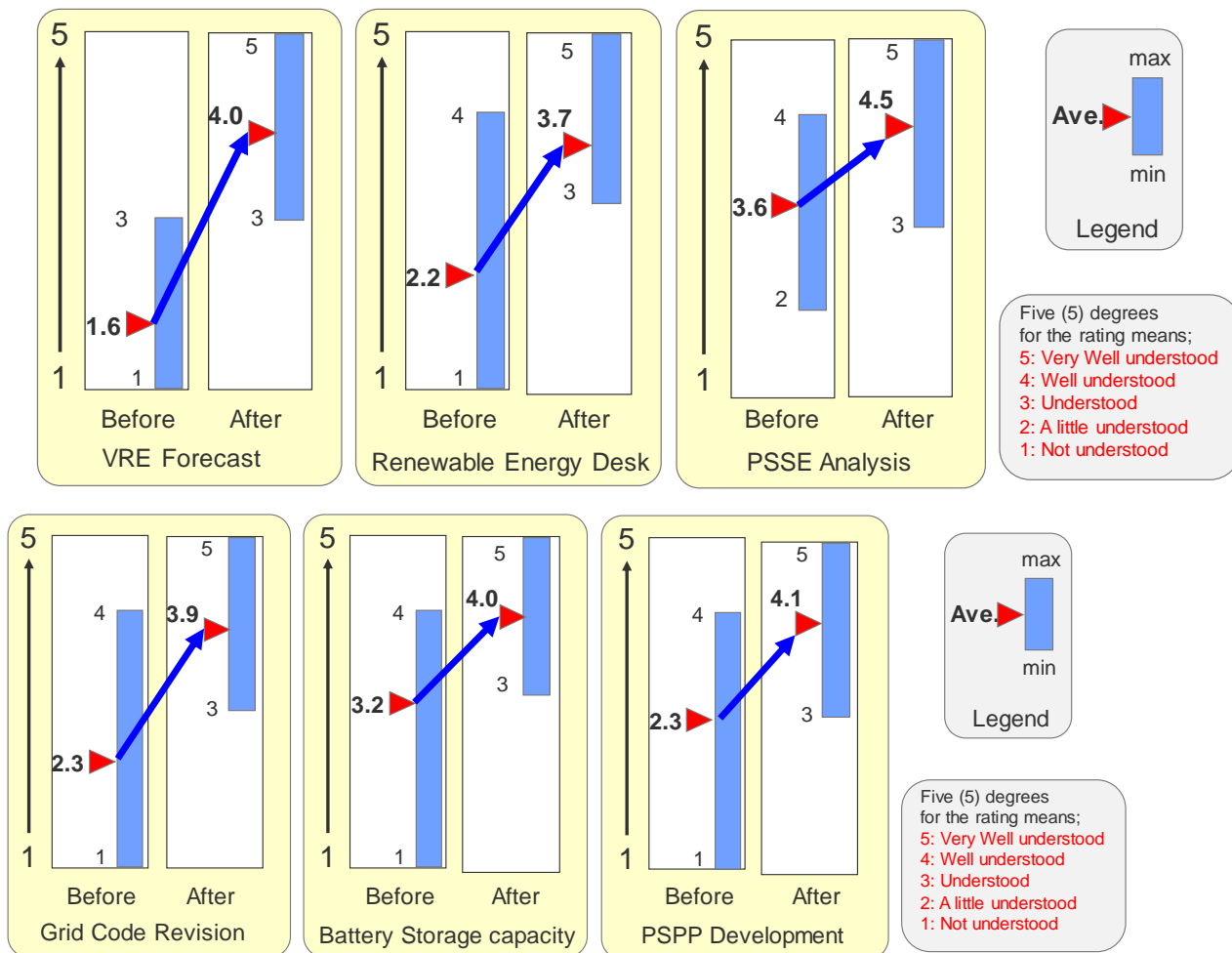


図 5-4 理解度自己評価結果

プロジェクト前は、各項目において評価が 1 または 2 の理解が不十分であった技術者がいたもののプロジェクト終了後は全員の理解度が 3（理解している）以上となり、全ての項目について理解することができ、当初目標（PDM）である 50%以上の技術者に VRE 大量導入時における課題と対策を技術移転するという目標を大きく上回る成果を得ることができた。

(イ)プロジェクト評価

WG2 メンバーよりプロジェクトの総括評価として、以下の通りコメントを受けた。

- 電力系統に再エネを連系していく際、RED は私たちにとって新しい技術なため、非常に多くの発見があり有益でした。
- 電力系統の安定運用のために、海外での Grid Code のパラメータに関する事例を知るこ

とは、私たちにとって非常に有益でした。

- ▶ 私たちが使えるモデルは不十分であったためできませんでしたが、蓄電池と揚水発電のモデルを提供してもらったことで、短期間の周波数安定性と過渡安定性の解析に非常に役立ちます。
- ▶ 地質調査結果を用いたシステム解析が有効でした。なぜなら、脆弱な地質帯を適切に特定し、安全で経済的な開発を行うために必要な改善点を特定することが非常に重要だからです。
- ▶ リモートセンシングによる重要な発見に関する地質調査の設計について教えていただければ幸いです。

(3) WG3-1

WG3-1 では、3年間の活動及びパイロットプロジェクトを通じて、C/Pの停電対策機器を用いた停電対策能力の向上に向けて、技術移転を実施した。プロジェクト終了時点におけるC/Pの技術力を確認するため、知識確認テストを実施した結果、11人（全13人※）が合格レベル（80点）に達していることを確認した。各C/Pの正答率は図5-5のとおり。また、各機器における正答率を図5-6に示す。※当初は全16名であったが、プロジェクト終了時点では全13名がWG3-1に所属。

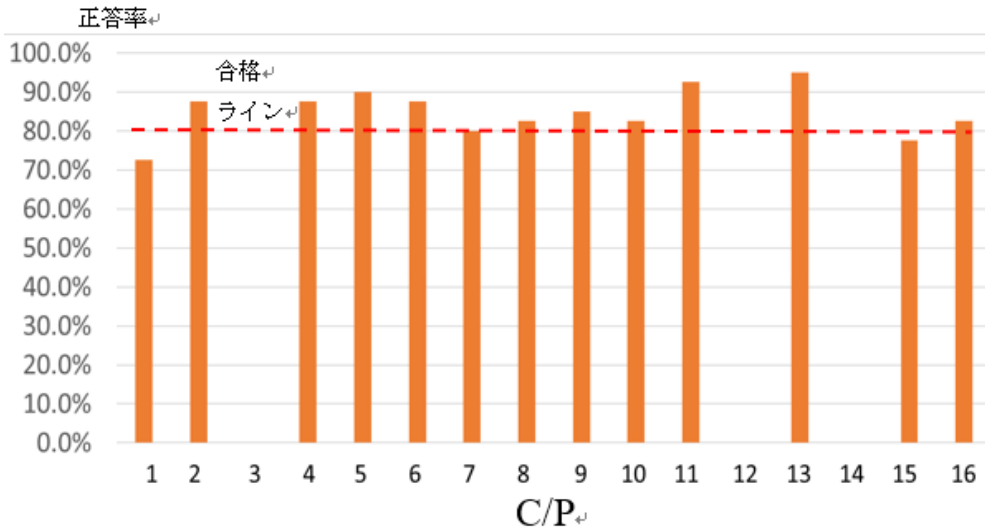


図5-5 各C/Pのテスト結果

当初目標（PDM）では、最低6名の技術力向上を目指していた。しかし、図5-5のとおり、合格点に届かなかったC/Pも、概ね合格レベルの点数をとっていることから、目標を大きく超える成果を得られることができたと考えられる。

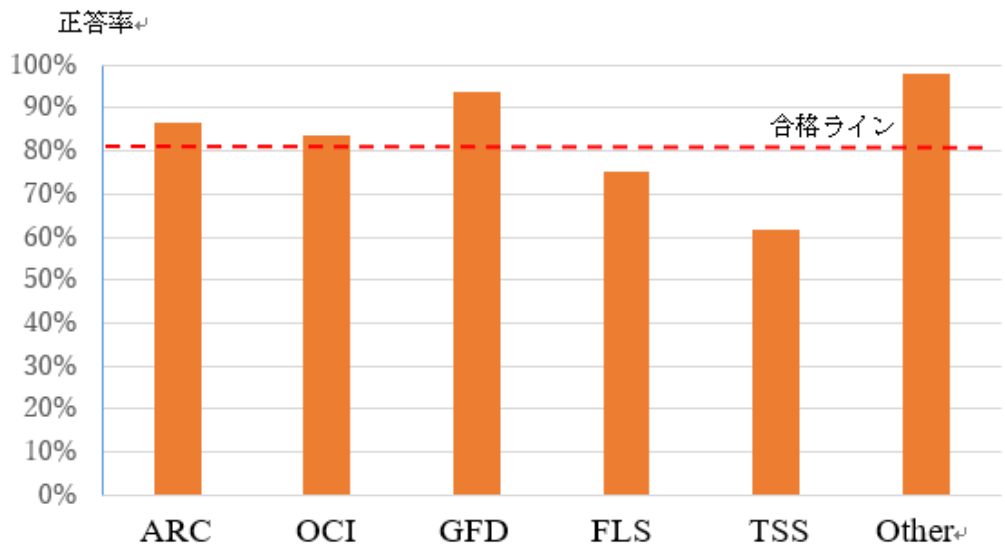


図5-6 各対策機器のテスト結果

ただし、対策機別の正答率をみると、今回導入に至らなかったFLS及びTSSの理解度が低い傾向にある。FLS及びTSSの設問毎の傾向としては、機能や仕様に関する基礎問題は正答率が80%を超えていたが、システム的な動作原理を考える必要のある応用問題の正答率が低いことを把握した。このた

め、各 C/P にテスト結果をフィードバックするとともに、正答率の低い設問については、全体でフォローを実施し C/P の理解を深めた。

FLS や TSS は他の対策機器に比べ複雑である反面、供給信頼度向上効果が高い機器であるため、今後 C/P 自身が主体となって導入に向けた前向きな検討をすすめていただきたい。

(4) WG3-2

負荷変動抑制に関するリモートでの講義、現場での電流・電圧の測定、収集データの分析などの3年間の活動を通じて C/P が習得した能力レベルを確認するため、プロジェクト終了時に知識確認テストを実施した。

図5-7に各 C/P のテスト結果を示す。当初目標 (PDM) では、最低6名の技術力向上を目指していたが、全14人 (プロジェクト当初は16名のC/Pが異動・退職で終了時点では14名に減) 中13人が合格レベル (80点) に達していることを確認した。なお、テスト内容については、C/P が100%理解できるように、事後解説によるフォローを実施した。

図5-8に分野別の理解度を示す。理解度が最も低い BESS と Demand Response (以下、DR) の分野に関しても80%近い理解が得られている。特に今後、需要家からのニーズが高まり、実業務への影響が大きいと想定される現場での計測や分析に関しては、計測器を調達し、課題解決活動として現場でのデータ収集・測定および記録データの分析を重点的に実施した結果、C/P の高い理解度が得られた。

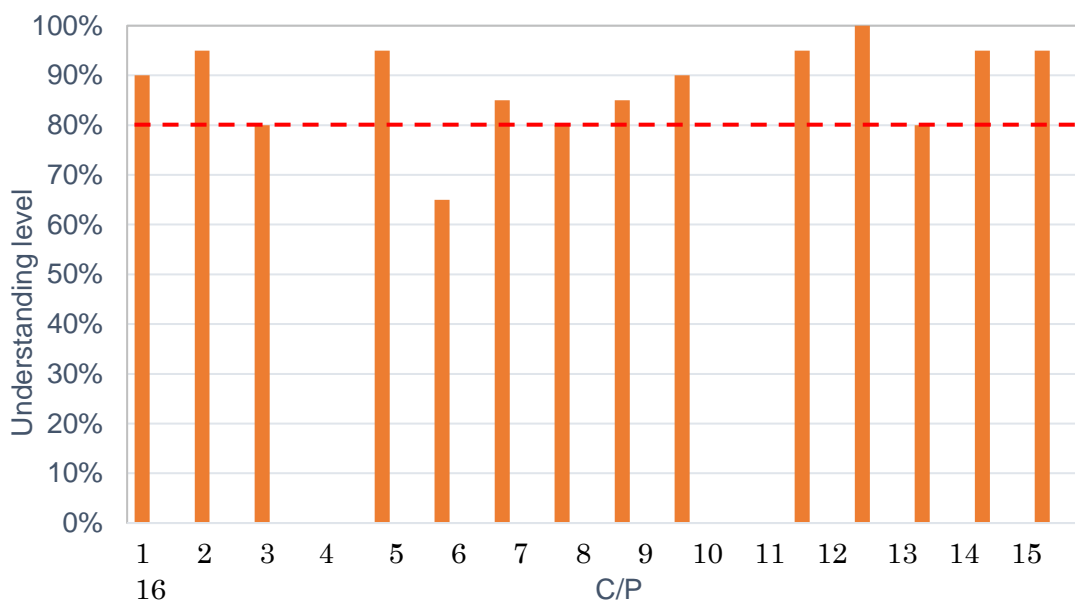


図5-7 各 C/P のテスト結果

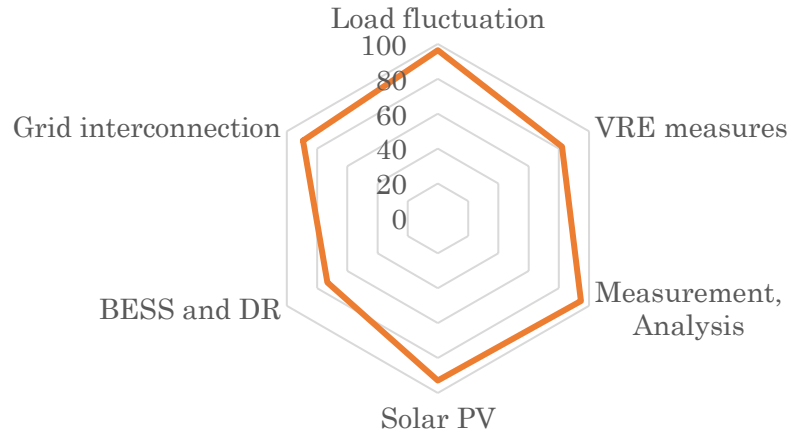


図 5-8 負荷変動抑制に関する分野別理解度

(ア) プロジェクトの評価 (WG3-1 および WG3-2)

WG3 メンバーよりプロジェクトの総括評価として、以下の通りコメントを受けた。

- 本プロジェクトの中でも、特に対策機器のパイロットプロジェクトを通じて、各対策機の施工方法、運営方法を学び、効果も実感することができた。また、本プロジェクトを通じて社内外の人脈を構築できたため感謝している。
- これまで学んだ知識を、テスト形式（付属資料 2 2、2 3 に示す）で振り返ることは非常にいい方法であると感じた。特に、自身の知識の修得状況を対策機器毎に把握でき、テスト後に改めて説明を受けたことで、どこに認識誤りがあったのかを確認することができた。今後、このテスト自体も機器の概要を確認する資料として活用していきたい。
- COVID19 パンデミックにより、リモート活動が続いたが、最後に本邦研修で日本に行くことができ大変うれしい。今回導入に至らなかった TSS のデモンストレーションを見学し、改めて配電線の供給信頼度向上に非常に効果的なシステムだと感じたため、将来の導入に向け、積極的に提案していきたい。
- 日本で様々な電力設備やメーカーを訪問し、実際の設備を見ながら日本の技術者と議論することは非常に有意義であり、楽しかった。また、日本の技術者が培ってきた考え方を我々も取り入れて、スリランカの供給信頼度向上に関与していきたい。
- 日本の人材開発センター、配電研修所を実際に視察して、その確立された幅広い研修システムに驚いた。スリランカでもこのような研修システムを構築していくため、長期的なアクションプランを立てて実現したい。

第6章 上位目標の達成に向けての提言

6.1 JICA 専門家からの提言

(1) WG1

(ア) 定期的な FIT の見直し

FIT 制度は、あらかじめ発電された電力の買取価格及び期間が国から示される制度であり、再生可能エネルギー事業者はこの制度を活用することで、運用見通しが立てやすく、また利益を確保することのできるため、再生可能エネルギー事業の参入を促すことになる。このことは、再生可能エネルギーの継続的な導入を促進し、政府の設定した再生可能エネルギー導入目標達成に貢献する。一方で、設定される FIT によっては電力の買取価格 (FIT) と売電価格に大きな差が生じ、CEB の財務に影響を与える可能性がある。そのため、PV パネル等の機器価格動向、市場金利、他の発電方式の発電コスト、再生可能エネルギー導入計画といった国の方針などを考慮し、毎年の FIT 見直しを実施することを提言する。

また、FIT の計算に用いた導入ユニットコスト (機器価格) や市場金利、期待する利益率などの計算条件は、年々変化するため、改定手続きの効率化を考慮し、FIT 検討に用いる計算条件を過去の実績から更新するなどして自動的に毎年見直するスキームを構築することが望ましい。

ここで将来の導入ユニットコストを自動的に算定する日本の事例を紹介する。日本では、算定対象の年の2年前の導入ユニットコスト分布から導入ユニットコストを算定する。表6-1に示すように2020年の導入ユニットコスト分布の50%値は2018年の36~37%値に当たる。そこで、2022年の導入ユニットコストとして、2020年の37%値である259,000円を自動的に設定することとしている。

日本の事例で示したように、スリランカでも過去の導入ユニットコストの統計を取り、その情報を用いることで、自動的に定期的な FIT の見直しが容易になる可能性がある。

表6-1 日本の住宅用 PV システムの価格分布

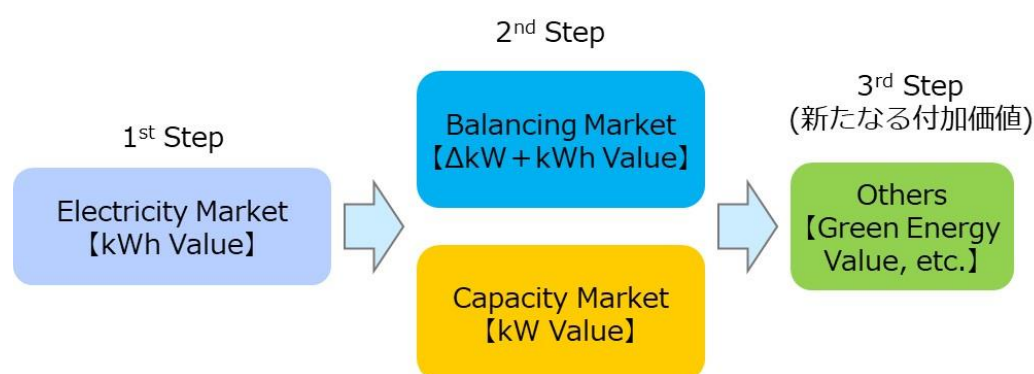
PV system cost for household [Japanese Yen/kW]			
%	Installed in 2020	Installed in 2019	Installed in 2018
5%	162,500	182,500	202,500
10%	175,800	202,900	233,300
15%	191,900	217,800	249,000
20%	210,400	228,500	257,300
25%	225,200	237,500	272,500
30%	238,700	247,900	288,100
35%	251,900	260,900	298,000
36%	255,000	263,300	300,500
37%	258,700	266,200	303,400
38%	261,700	269,100	305,600
39%	265,100	272,300	308,300
40%	268,600	275,400	311,100
45%	284,900	288,800	323,500
50%	300,800	303,100	335,200

[出所] Natural Resource and Energy

(イ) 電力市場導入の準備

需給調整市場を導入するには、まずは卸売取引市場を作り自由な電力取引を行う基盤を整備する必要がある。日本では JEPX (Japan Electric Power Exchange) が 2003 年に電力会社や新電力会社の出資により設立し、2005 年から取引を開始している。大手電力会社のみならず発電設備を有しない新規参入の電力会社も公平に電力市場に参入できる唯一の取引市場として機能している。

このベース市場ではエネルギー (kWh 価値) のみ取引を行うが、これだけでは前述のとおり限界費用の高い需給調整能力を有する従来型火力発電等は存続できない。そこで需給調整力市場 (Δ kW 価値) を追加整備していくのが望ましい。また VRE は供給力として基本的に期待できないため、容量を取引する容量市場 (kW 価値) も並行して整備していくのが望ましい。それらが整備された上でさらに環境価値を考えた非化石価値取引市場などを整備していくこととなる。



[出所] JICA 専門家チーム

図 6-1 市場整備イメージ

次に自由化の視点から考察してみる。発電に関しては、2022 年 6 月の電気事業法改正により、従来は 25MW 以上の発電設備は CEB、Local Authority、政府が 51%以上の株式を有している事業者に限られていたが、その制限がなくなり完全に自由化となった。これに対し小売りは CEB または LECO による売電のみであり自由化はこれからである。そこで、小売部門の自由化を徐々に進めていくことが期待され、大規模需要家 (高電圧受電、大容量消費) からすすみ、小規模工場・商店のような中規模需要家、最終的には一般家庭まで拡大していくのが望ましい。この小売り自由化と卸売市場の整備を同時並行で進めていくこととなる。卸売市場が開始すると小売り事業者が多く参入することで市場が活性化されることが期待できる。

また受益者の過度な負担を避けるため、ネットワーク (NW) は基本的に 1 社による事業運営になると想定される。但し、利用者 (発電事業者、一般需要家) が公平に NW を使用できる環境となるように、NW は分社化され NW 情報は透明性を持って開示されることとなるものと想定される。

(ウ)再エネ導入施策の実施検討

スリランカでの再エネ導入量拡大に向けた制度・政策を検討するため、他国の制度・政策を学ぶことは非常に有効である。本プロジェクトでは、スリランカ側メンバーが JICA 専門家とともに、コネクト&マネージやノンファーム接続など、日本や欧州での基本となる制度・政策を学んできた。加えて、近年の再エネ拡大が顕著であるベトナムでの再エネ導入促進策ならびに今後各国で主流となりうるアグリゲータービジネスなど、再エネ導入拡大に向けた最近の施策を学んできた。

スリランカでは、現状、再エネ大量導入に対応するための制度・政策の整備が十分ではない。今後、スリランカで再エネ比率 70%達成に向けた急速な再エネ拡大が予測される中、本プロジェクトで学んだ見識をもとに、スリランカでの再エネ導入拡大推進策及び導入拡大に伴う運用管理施策の提言と CEB における対応準備を進めることが期待される。

次に C/P が考えた需給調整市場導入のためにスリランカで解決すべき課題について考察・提言を行う。

i) 正確な需要予測

電力需要を正確に予測することは、電力の安定供給と経済的な系統運用双方に重要な要素となる。需要予測を基に適切な調整力を確保するために適切な特性を持った発電機を運転する体制を日々計画することとなる。需要予測が過大な場合、調整力（発電機出力の上げ／下げ余力）も大きくなり、余分な調整力コストが発生し経済性が損なわれる。これに対し過小な場合、調整力不足の危険が増し安定供給が阻害される。安定供給を安価に達成するためには精度の高い予測が必要となる。

気温、湿度、不快指数、日射量等の気象データならびに曜日などを変数として需要予測できる手法ならびにシステムの開発などを今後進めるのが望ましい。

ii) リアルタイムのモニタリング（SCADA システムの整備）

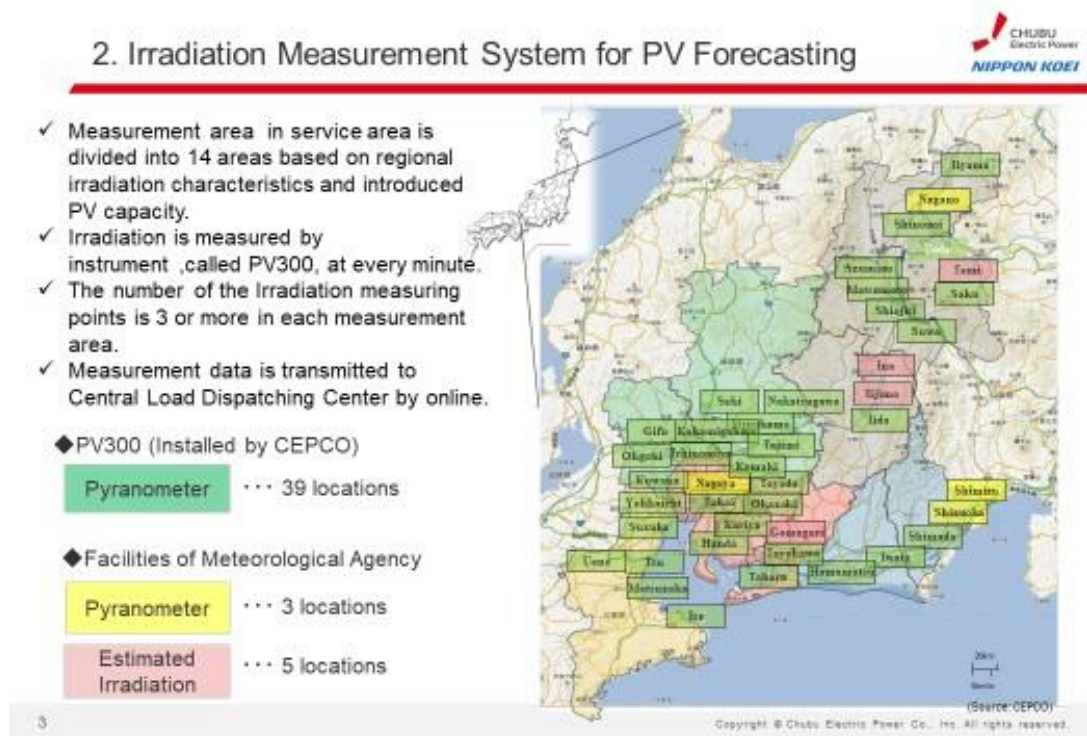
再エネ導入が促進すると、調整電源の調整しろ（下げしろ）を全て使用しても供給過多になることが将来生じうる。そうした状況下では VRE 電源に対して検討連系条件として発電抑制を課す必要がある。実運用において、需要予測誤差、気象予測誤差により予期せぬ状況が発生した場合、この抑制権を行使することが有効であるが、そのためにはまずはそれぞれの発電状況を常にモニタリングできるシステムを構築することが必要となる。また再エネ電源にリモート制御のシステムを備え、SCC からのリモートコントロールが可能となるようにすることも必要となる。

iii) VRE（変動型再エネ）の正確な発電量予測

再エネの正確な発電量予測は、経済的な電源の起動・抑制計画を立案するのに密接に関わってくるため非常に重要である。本プロジェクト終了後も、気象データの入手を継続するのが望ましい。世界中に多くの気象ベンダーが存在するため、コスト・精度などを総合的に判断することを推奨する。

また、気象予測は実測値と比較することで改善できる。本プロジェクトにおいても改善を行っているが、限られたポイントでの実測データであったため十分なレベルではない。このため、可能な限り多くの観測ポイントを順次設置しデータを収集することで精度向上を行うのが望ましい。参考までに Chubu (Supply area: 39,000km²) では 39 の日射量測定地点を有する。

また発電量は本プロジェクトで供与した簡易モデルを活用し得られた気象データから予測を継続することを推奨する。将来的には更なる精度向上を目指し、CEB 独自の発電量予測モデルを構築するのが望ましい。



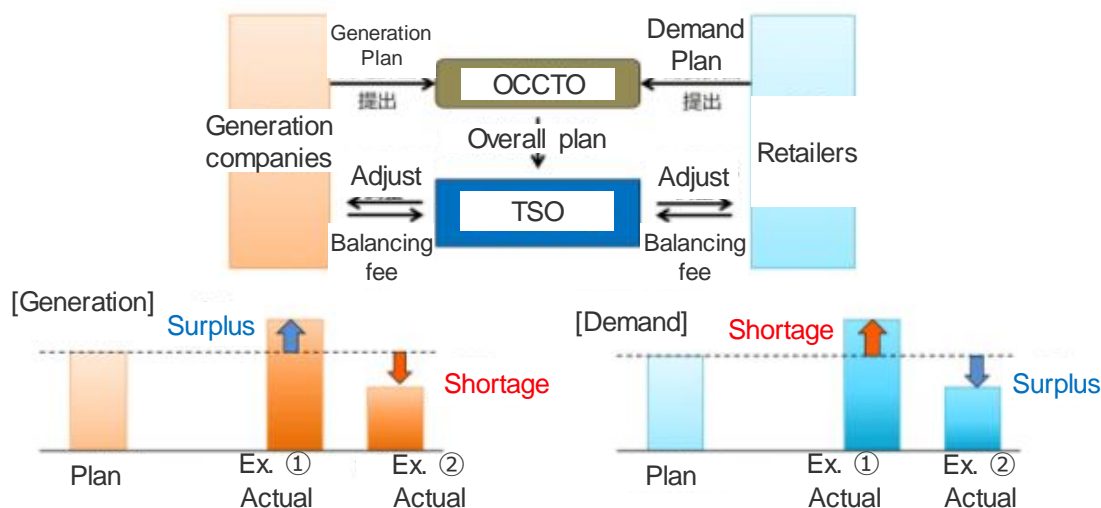
[出所] JICA 専門家チーム

図 6-2 中部電力における日射量観測ポイント

iv) 全ての発電所からの発電計画申請

CEB 自社開発のみならず、今後は IPP による開発が主流となり事業者が多様化する。それぞれの事業者が無秩序に発電しては需給バランスの確保は難しい。事前に系統運用事業者に全ての主要な発電事業者が発電計画を提出し、それから逸脱した場合はインバランスとして精算する仕組みづくりが必要となってくる。

また現在、小売りは自由化されていないが、小売り側も同じであり、需要計画を提出し同じく逸脱する場合はインバランスとして精算となると想定される。いずれにせよ、参加者が持ち場を死守するという考え方が重要となる。



<p>Power generation companies</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ In case of shortage, pay higher unit price than the market ➢ In case of surplus, receive cheaper unit price than the market
<p>Retailers (Opposite view of power generation companies)</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ In case that actual performance exceeds the plan (Shortage), pay higher unit price than the market ➢ In case that actual performance is lower than the plan (Surplus), receive lower unit price than the market

[出所] JICA 専門家チーム

図 6-3 日本における Inbalance 制度

v) インドとの 500kV HVDC 連系の実現

連系線開発コスト、送電ロスの観点から、基本的には個々のエリア内で需給バランスをとり過不足を連系で補うというのが理想であり、スリランカとしての電力系統運用は自身のエリアでの需給バランス維持を基本方針とすることが望まれる。一方で、DC 連系することにより、系統としてはそれぞれが独立しているため需給調整バランス面では寄与出来ないが、相互電力融通が可能になるため発電設備の稼働率向上、負荷の平準化、ピーク時差による運用効率化図れるという利点がある。

こうした点を踏まえ、スリランカとして連系の意義があれば問題ないが、十分にそのメリットと開発コストを検討する必要がある。

vi) 寡占を禁止するため、発電シェアの上限設定（価格操作を回避）

vii) 需給調整市場の上限 Cap の設定（価格スパイクの抑制）

故意の市場操作は非常に問題であり、防がなければならない。発電シェアの上限を設定するのも一案である。またインバランス制度の導入、需要家保護のための市場価格上限設定なども有効である。これら導入にあたってはその時点での電力セクター状況を十分精査の上最適な対応策を選定することが望ましい。

viii) 大型系統蓄電池の導入

系統蓄電池と揚水発電は2大選択肢であるが揚水発電は長期間の開発を要する。従って、足元は系統蓄電池を段階的に開発し、適切な時期に揚水発電を導入するコンビネーション開発が望ましい。また、長周期の出力変動用だけではなく、短周期用にも対応できる蓄電池を設置することで、需給調整における柔軟性を高めることを推奨する。WG2 において本件が議論され、LTGEP2043-2042 にもその検討結果が反映されている。

ix) 需給調整市場の必要要件を満たすべく参加発電機器が満たすべき要件の設定

前述のようにインバランス制度を構築し、発電事業者がこのインセンティブにより自助努力で需給バランスをとるようになる体制を整えることが望ましい。

またこれとは別に、技術的な要素として、周波数、電圧、高調波など系統に影響を与える要件に関与する制限ならびに発電機が調整力として備えるべき必須機能を系統連系指針として整備し、発電事業者に順守させることが必要である。WG2 において、必要な系統連系要件を協議しており、その結果を最終的に C/P が整備されることを期待する。

(エ) 財務状況改善のための取り組み

激変する環境下で、LTGEP 2023-2042 を実現していくために、WG1 メンバーが表明していた通り、財務予測モデルと Recommendation Report については、今後も CEB 職員がアップデートしながら、経営幹部及び政府機関との協議・説明に積極的に活用されるべきである。

また、近い将来政府が再度の電気料金改定を決定する可能性があるが、一方で CEB として経費削減や CAPEX プロジェクトの早期実施などの不断の経営努力を実施することも強く求められる。

Recommendation Report で記載した通り、財務予測モデルの結果では、定期的な料金改定とともに、CEB 債務の資本金への転換 (Debt Equity Swap) や CAPEX プロジェクトへの政府資金投入など、政府による資金支援も CEB 経営改善に有効であることが示されており、社会的な配慮から急激な料金値上げを避ける場合、政府は CEB 経営が持続可能となるような資金支援も検討することが求められる。

(オ) 再エネ導入許可申請効率化

(定期的なプロセス・ガイドラインの見直し・改定)

制度や環境変化に対して柔軟に対応するべく、再エネ導入許可申請のプロセスやガイドラインを定期的に見直し・改定する必要がある。

(関係機関を交えた全体最適)

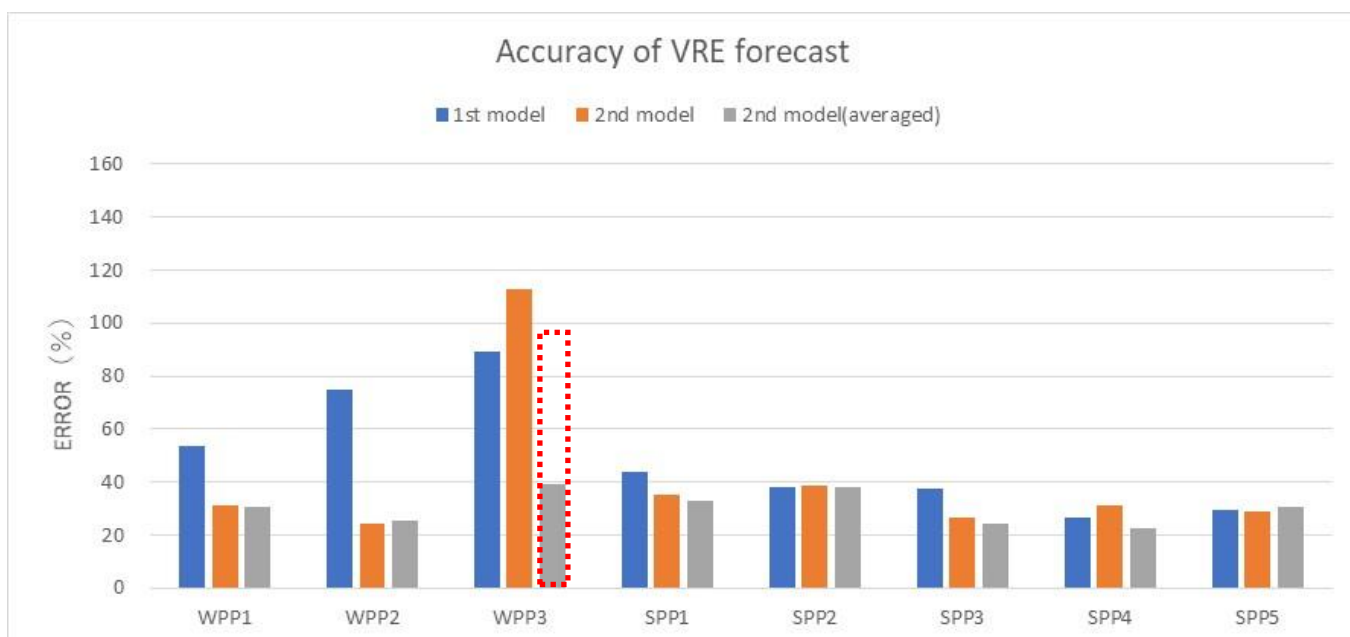
今後の更なる再エネ申請の受け入れに対して、プロセスそのもの以外に足かせとなっている項目 (送電容量不足や環境保護区域近接エリアでの申請など) に対して、関係機関を交えて全体最適を捉えて解決する必要がある。

(2) WG2

(ア) VRE 発電量予測

上位目標である予測誤差 20% (月平均) の達成のために、以下のことを CEB に提言する。

- ①風力発電に関しては、2022 年 7 月以降に配信している風向予測別に発電量の予測と実測の相関解析を行い風向予測別に VRE 予測モデルを改良する。
- ②太陽光発電に関しては、本プロジェクトで収集した発電量実績データと同期間の発電量予測データを用いて、時刻別に発電量の解析を行い、VRE 予測モデルを改良する。
- ③JICA 専門家チームは、第 2-3 次活動の直後に、WPP3 (Mampuri 風力発電所) の気象データ (風向・風速) を収集し、事前に入手済みの発電量実績と併せて同地点の風車のパワーカーブを修正し、VRE 予測モデルを改良した結果、予測誤差が大幅に改善された (図 6.4 参照)。今後、WPP3 の風車の稼働情報を収集して解析することにより更なる改良が期待できる。
- ④本プロジェクト終了後の VRE 予測地点の気象予測に関しては、本プロジェクトで開発した気象予測の入手が望ましいが、出来ない場合は、できるだけ予測精度の高い気象予測を入手する。
- ⑤本プロジェクト終了後に VRE 発電量変換ツールを用いて、風力発電の VRE 発電量を予測する場合は、各予測地点に稼働風車の数を実態に合わせて変更する。
- ⑥本プロジェクト終了後の VRE 発電量予測の精度検証に当たっては、各予測地点の発電量実績として瞬間値ではなく、15 分平均値を用いることとする。



注：WPP3 の改良前の誤差率を赤点線で示す。

[出所] JICA 専門家チーム

図 6-4 VRE 発電量予測の精度評価結果 (WPP3 改良後)

(イ) 需給運用

RED の導入にあたり、適切な再エネ制御を行うには、高精度な再エネ予測が求められる。再エネ予測においては、33kV 以下の個々の embedded generator の VRE の情報が把握できない課題

はあるものの、まずはマクロ的視点を持ち、スリランカ全体での再エネ出力予測を行い、これに基づいた需給運用を実施することを提言する。次の段階でミクロ的視点を持ち、個々の embedded generator の VRE 情報や自家消費を取得する体制を構築し、段階的な予測精度の向上が望ましいと考える。

(ウ) VRE 大量導入に向けた対策

PSS/E を用いて系統解析を行う際の、前提条件を定期的に見直すことを提言する。再エネ導入量により phase が移り変わり、講じなければならない対策が変化する。本検討では、再エネモデルの講義を実施したが、今後起こりうる出力制御やデマンドサイドマネジメント、水素等の新技術が導入される際には、先行事例を基にそれらの特性の理解を深め、スリランカの系統解析にも反映させるべきだと考える。さらに、太陽光や風力の気象状況の変化による出力変動においても、再エネ運用を行う中でスリランカでの気候の特徴ならではの事象が発生すると想定する。例えば希頻度で起こる太陽光の大幅なランプダウンと風況が悪い状況と既存火力機の最大ユニットが重なるケースもありえる。そのような状況下で、FRT 要件を満たしていない太陽光も脱落するシナリオも検討すべきと考える。本プロジェクトの技術支援を通して、今後起こりうる過酷ケースを先読みする力を自立的に培い、電力の安定供給を実現することが望ましい。

(エ) 再エネ大量導入に向けたグリッドコードの改訂

上位目標である電圧及び周波数変動を再エネ導入前と同一水準とするために、Grid Code の定期的な見直しを CEB に提言する。

本プロジェクトの活動では、2030 年時点の PSS/E データを使用してシミュレーションを行い、数値基準を設定した。同様のシミュレーションは再エネ導入の状況や調整力となる電源の開発計画が変化する都度実施する必要がある、その結果を必要に応じて Grid Code に反映せねばならない。特に、本プロジェクトでは再エネ制御の対象を 10MW 以上と定めたが、計画通り 10MW 以上の容量を持つ再エネが開発されない可能性もある。小規模容量の再エネが増加した場合は制御量不足のおそれがあるため、制御対象の拡大（閾値の引き下げ）を視野に検討する必要がある。また、この閾値は 1,000MW バッテリーを導入することにより需給バランスを維持できる前提であるため、バッテリーの導入計画が変更される場合にも注意が必要である。さらに、Grid Code 改訂後の要件が、スリランカの送変電設備の保護機能に影響するかを検討する必要もある。

(オ) VRE 大量導入に向けた対策

VRE 抑制量を算定する SDDP シミュレーションでは、SNSP 許容値などの SDDP 計算時の前提条件をグリッドコードの改訂等に基づいて見直す必要があるため、注意が必要である。

コスト評価では、現状の燃料費及び将来的な蓄電池の価格推移予想や CO2 排出コストを基に計算している。昨今の状況では燃料費をはじめ上述の費用は現状の予想から変動する可能性が高いため、新たに策定する場合は各種値を再検討する必要がある。

本プロジェクトでは技術移転を目的とし、蓄電池便益評価を 2030 年度単年での簡易的な評価を実施したが、蓄電池のライフサイクルは 15 年～20 年であるため、より高い精度の評価をする場合は、蓄電池のライフサイクルを考慮して各年度の再エネ電源計画に応じて便益評価する

必要がある。

また、本プロジェクトでは、現状の技術動向で実現可能な技術を対策として採用したが、エネルギー貯蔵システムの技術進展は著しい。2030年・2040年断面では既存技術に置き換わる新技術が現れる可能性があるため、技術動向を注視していくことを提言する。

(カ) 揚水発電に係る地質調査

CEB は次段階で ADB 資金を用いてフィージビリティスタディ (Maha3 及び Victoria 地点での追加調査と両地点の比較、及び優先地点での詳細調査) の実施を予定している。本プロジェクトでは Victoria 地点での地質調査は自然保護区域を避けるために上池ならびに水路上流部のみで行った。Maha3 地点との比較を行うためには、次段階で下池ならびに水路下流部の追加地質調査を行う必要がある。本プロジェクトにて Victoria 地点での追加地質調査項目・数量を提案したので、これを参考に次段階調査を立案・実施することを提言する。

(3) WG3

(ア) 故障停電実績に基づく対策

本プロジェクト途中で、故障記録の様式を変更したが、復旧・送電ステップに関する記録は比較的記載されており、故障時間短縮への意識は高まっていると考える。一方で、故障原因や被害設備の写真等については記載されていない故障記録が多く、将来の停電対策に繋がる情報が蓄積されていない。これは、故障記録が机上の集約部署で作成されており、実際に現場を確認した者との情報連携 (故障設備の特定、写真撮影、故障原因の特定等) が適切に実施されていないためである。信頼度向上を実現させるためには、一つ一つの故障停電の原因を明確にし、それを再発させないための対策を立案、実施することが必須である。このため、まずは一つ一つの故障停電の故障原因を正確に把握するため、現場の故障復旧責任者・巡視者等が被害設備の写真などを確実に記録することが重要である。このためには、一人一人の現場技術者がその重要性を理解することが必須であるため、現場技術者への教育を継続していただきたい。なお、本プロジェクト途中で採用した新様式の停電記録は、これらの写真添付や故障原因の詳細を記載できるものとなっている。今後、個々の故障記録の情報量・精度を高め、それを蓄積することでデータベース化し、地域毎の故障傾向や費用対効果も踏まえた、対策を検討・実践していくことが必要である。

(イ) 導入対策機器の適切な運用・維持管理、水平展開

今回、導入した停電対策機器 (ARC、OCI、GFD) を適切に運用・維持管理していく必要がある。Covid-19 の影響により導入が遅れたことで、短期的な検証に留まっていることから、今後も数年単位での検証を続け、費用対効果を再度検証いただきたい。その結果を踏まえ、停電対策機器がスリランカ全土へ水平展開されることを期待している。

一方、今回はスリランカ国の時勢上導入に至らなかった TSS や FLS についても、本プロジェクトを通じて、その概要や有効性について、C/P の理解を深めることができた。また、機器の導入に必要な現地調査についても、C/P や CEB 送配電部門技術者とともに実施し完了していることから、導入に向けた基盤はできていると言える。このため、当該技術が一時的な知識とならないよう、C/P 内で広く共有され、前向きな導入が検討されることを期待する。

特に TSS については健全区間を自動判断して送電できることから、故障エリアが限定的になるため、巡視時間も大幅に短縮が可能である。このため、健全区間の早期送電と、巡視時間の短縮により、SAIDI の大幅な改善が期待できる機材である。近い将来、経済情勢が回復し、改めて導入が検討され、SAIDI の改善に寄与することを期待する。

(ウ) 現行運用を改善する対策の提案、提案に基づく現行ルールの変更

C/P へ各種改善策を提案した際に、現行の設備仕様やルールに縛られて足踏みする傾向がみられた。このため、課題解決に向けた検討においては、合理的であれば現行の設備仕様や現状ルールを積極的に改定することも視野に入れて考えられる人材の育成が必要と考える。具体的な施策として、負荷変動抑制に寄与する小容量変圧器の採用、ABC 中圧絶縁ケーブルより経済的な各相離隔を確保した絶縁電線の採用、将来的に時限順送装置の導入にもつながる再々閉路可能なリレーの採用などを検討することを推奨する。

(エ) 屋上型太陽光発電の導入量増加に伴う負荷変動を測定・対処できる要員数の強化

今後、屋上型太陽光発電の導入は一層進み、特に低圧配電系統において電圧上昇等の課題、問い合わせ対応が増加すると考える。本プロジェクトでは供与計測器を用いた負荷変動の測定、データ収集、分析を C/P にて実施したが、今後は各 C/P が主体となって組織全体へ計測技術の教育を進め、負荷変動に対処できる要員数を増強していただきたい。それと同時に、十分な数の計測機を配備する必要もあるため検討いただきたい。

(オ) 配電系統連系条件の早期改善

低圧系統への屋上型太陽光発電設備の導入が進んでおり、一部の配電線では電圧の上昇により後発の導入希望者が基準超過のため連係できない状況がでてきている。電圧上昇を抑えるには、発電設備の力率を指定することが効果的であるが、現在の連系規定では、力率の指定は規定されておらず、既存の PCS にもそのような機能はない。

今後、力率指定機能のない既存 PCS が大量連係されて手遅れになる前に、力率指定にかかる内容が連係規定へ追加されることを期待する。

(カ) 低圧配電系統のデータ整備、システム化

今回個別に現場調査し、集約したデータをパイロットサイトとしてモデル化し、負荷変動の影響を定量化した。しかし、今後太陽光の導入が進み、負荷変動の影響が出てくるフィーダが増加した場合、人工及び機材数の観点から、個別に調査・分析することが困難となることが予想される。このため、今回のモデルは教育用の活用にとどめ、業務用として自動で低圧配電系統のデータを集約し、システムで出力・電圧変動を定量的に計算することができるシステムを導入することを推奨する。

(キ) EV 導入促進及び充放電制御による出力・電圧変動の緩和

屋上型太陽光発電の導入が進み、低圧配電系統においては、既に電圧上昇等による連系制限が課題となっている。しかしながら、その対策として低圧配電系統に電圧変動抑制専用の蓄電池を導入することは、従来対策よりも非経済的である。

スリランカ国には従来型自動車製造工場がないことから、EV 工場の誘致も含めた EV 導入促進策を検討することを推奨する。また、一般住人が保有する EV が“負荷変動を抑制する充放電となるようにインセンティブが働く”料金プランを検討することで、EV の蓄電池を配電系統で活用することを期待する。

6. 2 C/P の Action Plan

(1) WG1

下表に示すそれぞれの活動項目について、C/P より下記のとおり積極的に取り組む姿勢を示された。

表 6-2 Rooftop PV の FIT 改定に関する取り組み

	取り組み施策	時期
①	顧客との FIT についての妥当性についての協議	6 か月毎
②	為替や金利を考慮し、顧客の投資コストをカバーできる新しい FIT 料金についての検討	6 か月毎
③	財務状況を考慮した現行スキームに代わる Roof Top PV 発電の買取価格の新たなスキームの検討（現状スキーム：Net Metering、Net Accounting、Net Plus）	6 か月毎
④	夜間帯のピーク需要時に売電できる蓄電池備え付け Rooftop PV 向け料金制度の導入検討	2023 年末まで

[出所] 第四回 JCC

表 6-3 将来の需給調整市場設立に向けての取り組み

	取り組み施策	時期
①	ヨーロッパの需給調整市場の構成を引き続きモニターしスリランカに適用ができないか検討していく。需給調整実務を行っている NSCC のメンバーを巻き込み、今後の需給調整市場導入のマイルストーンを検討する。	6 か月以内(2023 年 5 月)
②	需給調整市場の即時導入は難しいが、その前段階として、Demand Management を推し進める施策を検討する。具体的には、現在 EV のみをターゲットにした時間帯別 3 段階の価格（下表 TOU）が設定されているが、対象の拡大を検討する。	速やかに

[出所] 第四回 JCC

表 6-4 現行 CEB 電気料金の ToU 部分

EV CHARGING OF CEB CHARGING STATIONS		
Time of Use (ToU)	DC Fast Charging (Rs/kWh)	Level 2 AC Ch. (Rs/kWh)
Day (05:30 – 18:30 hrs)	81.00	70.00
Peak (18:30 – 22:30 hrs)	105.00	90.00
Off Peak (22:30 – 05:30 hrs)	50.00	30.00

表 6-5 CEB 財務体質改善に向けての取り組み

	取り組み施策	時期
①	Recommendation Report を CEB 総裁に C/P (料金担当 Chief Engineer) が報告する。	2022 年 12 月
②	今回作成した財務予測モデルを用いて、財務分析を実施する。必要なパラメーターの根拠は様々な部門にまたがるため、新しく Summary Sheet を作り、それを各部門に回議するかたちでデータを効率的に集められるようにする。	毎年 (財務情報確定後)
③	現在 CEB の財務分析を行う部署には担当者が 1 人しかいないため、C/P は、Tr. & GP Branch, Finance Division などから人員をアサインし、今回の活動で作成した CEB 財務予測モデルのアップデートが継続的に出来る体制とする。	2022 年 12 月
④	IMF からの財務支援を得るためには、持続可能な電気事業経営となるまでの電気料金の改定が求められている。これを受けて、更なる電気料金の改定を準備中。2022/11/16 に新料金に関し CEB Board Approval を獲得済、今後 PUCSL へ申請を行う。	2022 年 12 月または 2023 年初頭に改定見込み
⑤	2023 年以降の電気料金は、完全にコストを回収できる Cost recovery tariff を目指す。料金体系をシンプル化 (Low-Voltage(LV) customer、LV Bulk、Mid-Voltage(MV) customer) するとともに、従量料金の累進制度の廃止を検討する。また Bulk supply account (流通事業会計口座) をコストが回収できない場合のしわ取りとして活用 (政府から Subsidy をこの口座で受領) することを検討する。	速やかに

[出所] 第四回 JCC

表 6-6 再エネ開発許可の合理化に向けての取り組み

	取り組み施策	時期
①	申請・承認手続きを Online システムに移行	2023 年
②	関連機関との情報共有の Online システム化	2025 年
③	開発許可までにかかる期間のデータ取得およびその統計化 (新たな問題点の発見のため)	2025 年
④	ガイドライン (2022 年に改訂) および Online システムの見直し	5 年後 (2028 年)

[出所] 第四回 JCC

(2) WG2

下表に示すそれぞれの活動項目について、C/P より下記のとおり積極的に取り組む姿勢を示された。

表 6-7 VRE 予測、需要予測システム、RED に関する取り組み

	取り組み施策	時期
①	VRE 予測ツールの精度向上	2023 年 3 月まで
②	VRE 予測ツールのスリランカ全土に拡大	2024 年 12 月まで
③	SCC に RED を設置、正確な需要予測	2025 年 12 月まで
④	最適な VRE 運用	2026 年以降

表 6-8 蓄電池に関する取り組み

	取り組み施策	時期
①	調達戦略、詳細技術要件検討	2023 年 12 月まで
②	最初のパイロットプロジェクトとして 20MW の蓄電池導入	2024 年 12 月まで
③	スタンドアロンの蓄電池と太陽光併設の蓄電池のプロジェクトを実施し、1,105MW を導入予定	2030 年 12 月まで

表 6-9 揚水発電所に関する取り組み

	取り組み施策	時期
①	Victoria での地質調査	2023 年 2 月まで
②	ADB からの援助を受け、プレ FS(feasibility study) を Victoria で行い、Maha oya と Victoria から建設地を選定	2023 年 9 月
③	ADB からの援助を受け、詳細な FS を実施し、選定地での建設計画を立案	2024 年 6 月まで
④	詳細設計検討後に建設が開始	2024 年 6 月以降

表 6-10 Grid Code 改訂に関する取り組み

	取り組み施策	時期
①	VRE 導入に伴う Grid Code 検討、承認機関に提出	2023 年 8 月まで
②	承認機関からの承認受領、改訂 Grid Code 制定	2024 年 12 月
③	改訂 Grid Code の実運用	2025 年以降

(3) WG3-1

下表に示すそれぞれの活動項目について、C/P より下記のとおり積極的に取り組む姿勢を示された。

表 6-1 1 停電記録の有効活用に関する取り組み

	取り組み施策	時期
①	代表プロビンスの各営業所の 1 フィーダーで、新たな様式を用いた停電の記録を行う。	2023 年 3 月末まで
②	停電記録の運用/仕様について、コールセンターや営業所のフィードバックを集める。	2023 年 4 月末まで
③	フィードバックをもとに、フォーマットを改善する。	2023 年 6 月末まで
④	全てのプロビンスで改善された停電記録を活用するとともに、停電記録の管理/評価をするスキームを構築する。	2023 年 8 月末まで
⑤	関係者からフィードバックを集めて、適切な運用/仕様変更を行う。	2023 年 12 月末まで
⑥	故障記録の利点を共有し、故障記録を全 CEB へ展開する。	2024 年 6 月末まで

[出所] 第四回 JCC

表 6-1 2 停電対策機器の水平展開に関する取り組み (CEB)

	取り組み施策	時期
①	対策機器導入配電線の停電記録を最低 6 か月分収集する。	2023 年 7 月 15 日まで
②	対策機器設置前後の停電記録を分析する。	2023 年 7 月末まで
③	効果が見られない対策機器があれば、停電記録をさらに分析する。	2023 年 8 月末まで
④	故障様相に応じて、対策機器を他のフィーダーへ導入する	2023 年 12 月末まで
⑤	TSS と FLS の導入について経営層へ提案する。	スリランカの経済危機が落ち着いた後

[出所] 第四回 JCC

表 6-1 3 停電対策機器の水平展開に関する取り組み (LECO)

	取り組み施策	時期
①	ARC の展開地域を選定する。	2023 年 1 月末まで
②	ARC 仕様を決定し、調達を開始する。	2023 年 2 月末まで
③	ARC を設置する。	2023 年 5 月末まで
④	OCI の導入効果 (6 か月分) を収集する。	2023 年 2 月末まで
⑤	GFD の導入効果 (6 か月分) を収集する。	2023 年 5 月末まで
⑥	水平展開に向けた OCI の導入効果を評価する。	2023 年 5 月末まで
⑦	水平展開に向けた GFD の導入効果を評価する。	2023 年 6 月末まで
⑧	⑥を踏まえ OCI の展開地域を選定する。	2023 年 8 月末まで
⑨	OCI を調達し設置する。	2023 年 8 月末まで
⑩	⑦を踏まえ GFD の展開地域を選定する。	2023 年 8 月末まで
⑪	GFD を調達し配置する。	2023 年 12 月末まで

[出所] 第四回 JCC

(4) WG3-2

下表に示すとおり、C/P は JICA 専門家からの提言に対するアクションプランを作成し、積極的に取り組む姿勢を示した。

表 6-1 4 負荷変動を測定・対処できる要員数強化へのアクションプラン

	取り組み施策	時期
①	C/P から最大 10 名の CEB エンジニアへクランプオンパワーロガー HIOKI PW3360 を用いて一般的計測技術を移転する。	2023 年 3 月末まで
②	C/P から最大 10 名の CEB エンジニアへ電圧・電流の分析技術を移転する。	2023 年 3 月末まで
③	C/P から LECO 全エンジニア、LECO 全技術スタッフへ習得した技術を移転する。	2023 年 5 月末まで
④	C/P は今後の計測に必要なデータロガー数量を調査し、経済状況を鑑みながら予算申請する。	2023 年 6 月末まで
⑤	エンジニアから最大 10 名の CEB 技術スタッフへクランプオンパワーロガー HIOKI PW3360 を用いて計測器設置・保守技術を移転する。	2024 年 9 月末まで
⑥	C/P から最大 4 名の CEB エンジニアへ電源品質アナライザ HIOKI PW3198 を用いて高度計測技術を移転する。	2024 年 9 月末まで

[出所] 第四回 JCC

表 6-1 5 低圧配電系統のデータ整備、システム化へのアクションプラン

	取り組み施策	時期
①	C/P は需要負荷や分散型電源を管理し、系統電圧・電流を算出するシステムの導入を申請する。	2023 年 9 月末まで

[出所] 第四回 JCC

表 6-1 6 配電系統連系条件の早期改善へのアクションプラン

	取り組み施策	時期
①	CEB は LV 配電系統での電圧超過の問題や太陽光連系待機数の実態を調査する。	2023 年 3 月末まで
②	LECO は低圧配電系統への連系において全ての新規 PCS に IEEE 1547(2018)の電圧機能を具備させる。	2023 年 11 月末まで
③	CEB は低圧配電系統への連系において PCS に同機能を具備させる。	電圧サポート機能無し の PCS が多数連系される前まで

[出所] 第四回 JCC

第7章 技術移転資料

第1期及び第2期のプロジェクトを通して、CEBに対して実施した技術移転資料は下記の通り。

(1) WG1

1. 日本の再生可能エネルギー導入制度・政策
 - 1.1 Output Limitation in VRE
 - 1.2 Priority Dispatch
 - 1.3 Connect and Manage in Japan
 - 1.4 Aggregator Business in Japan
 - 1.5 Fading out of Inefficient Coal Thermal Plant in Japan
 - 1.6 Mandatory Battery Installation when VRE is introduced (Case in Hokkaido of Japan)
 - 1.7 Power Development Promotion Tax
 - 1.8 Global Warming Tax
 - 1.9 Upgrade Cost Allocation
 - 1.10 Amendment of Renewable Energy procurement Act
 - 1.11 Promoting Act of Maritime Renewable Energy Resources

2. 日本の電気料金制度・FIT制度
 - 2.1 FIT Scheme in Japan
 - 2.2 Fuel cost Adjustment in Japan
 - 2.3 Estimation of Purchase Price and IRR in JPN
 - 2.4 Connection Charge to Power Grid
 - 2.5 Interconnection Usage

3. 諸外国の再生可能エネルギー導入政策
 - 3.1 Lesson from Vietnam Case
 - 3.2 Renewable energy introduction promotion system in major countries
 - 3.3 RE in Asian countries
 - 3.4 Auxiliary measure Tax Benefit in USA (PTC, ITC)

4. スリランカのFIT及び電気料金改定に向けた考察
 - 4.1 FIT revision for rooftop PV in Sri Lanka
 - 4.2 FIT Detailed Condition in Japan and Future Scheme in SL
 - 4.3 FIT and Competitive Bidding Scheme for PV
 - 4.4 Parameters to Calculate FIT Price
 - 4.5 Review of FIT
 - 4.6 FIT and IRR Calculation sheet
 - 4.7 Milestone of FIT Revision
 - 4.7 Fuel Cost Adjustment System

5. 日本の電力市場制度
 - 5.1 Capacity Market in Japan
 - 5.2 Whole Sale Market in Japan
 - 5.3 Balancing Market in Japan
 - 5.4 Imbalance Pricing in Japan
 - 5.5 Status of Balancing Market in Japan

6. 諸外国の電力市場制度
 - 6.1 Balancing Market in Europe
 - 6.2 Balancing Market in UK
 - 6.3 Balancing Market in UK 2nd Session
 - 6.4 Power market in Ireland
 - 6.5 Power market in Germany
 - 6.6 Power Market Philippines
 - 6.7 UK Zone Pricing
 - 6.8 Australia Loss Factor

7. スリランカにおける再生可能エネルギー導入迅速化
 - 7.1 Soorya Bala Sangramaya
 - 7.2 Approval Process for VRE Project Development
 - 7.3 FIT Approval Process on Japan Ministry
 - 7.4 Approval Process for VRE Project Development
 - 7.5 Approval Process for on-grid VRE Project Development in Japan

Ref. A) Outline of Renewable Energy System

Ref. B) O&M of Solar PV

Ref. C) O&M of Offshore Wind Power Plant

8. CEB 財務政策
 - 8.1 Financial Analysis on Current Situation
 - 8.2 Financial Projection Progress
 - 8.3 Financial Analysis Meeting
 - 8.4 Financial Analysis

9. CEB 発表資料
 - 9.1 LCOE Estimation of Unit Generation Cost in SL (CEB)
 - 9.2 Tariff Methodology (CEB)
 - 9.3 Power Market Philippines (CEB)
 - 9.4 Power Market in Ireland (CEB)
 - 9.5 Proposed Power Market Structure for Sri Lanka (CEB)
 - 9.6 Present Electricity Tariff and issues (CEB)

10. SEA 発表資料

10.1RE Development Process through PAC (SEA)

(2) WG2

1. 変動性再生可能エネルギーの発電予測

1.1 Outline of VRE forecast method

1.1.1 General method of VRE forecast

1.1.2 VRE forecast method and system configuration in Chubu Electric power

1.1.3 Development sites for VRE output forecast model in CEB

1.2 Structure of the weather and VRE forecast model

1.2.1 Outline of VRE forecast model

1.2.2 Way of thinking of the candidate of VRE model development point

1.2.3 Data and the acquisition method for the development of VRE forecast model

1.3 Verification of accuracy of VRE forecast model

1.3.1 Comparison result of the actual and the predicted value

1.3.2 Review contents of the VRE forecast model on the basis of a verification result of the accuracy

1.4 Structure of the VRE forecast model of the whole land of Sri Lanka from the VRE forecast model

1.4.1 Development of VRE conversion tool

1.4.2 Validity evaluation of the VRE forecast model

1.5 Process of future VRE forecast

2. 需給運用

2.1 The current situation of the short-term and long-term supply and demand operation in Sri Lanka

2.2 LTGEP(Long Term Generation Expansion Plan) and Long Term Transmission Development Plan(以下、「LTTPD」) (CEB part)

2.2.1 LTGEP

2.2.2 LTTPD

2.3 RED(Renewable Energy Desk)

2.3.1 The role of RED(Including other country' s example)

2.3.2 Future Configuration of RED

2.4 De-rating factor and EUE to estimate supply power of VRE

2.5 System analysis using PSS/E

2.5.1 Characteristic of the 1st, 2nd generation RE model

2.5.2 Example of Analysis result using the 1st, 2nd generation RE model

2.5.3 Scenario selection

2.6 Grid Code

2.6.1 The present Grid Code summary in Sri Lanka

- 2.6.2 Lack contents of Grid Code(Sri Lanka) in comparison with the other countries
- 2.6.3 numerical criteria of Grid Code based on PSS/E analysis result for LTTDP
- 2.6.4 Grid Code revision plan

3. 電力系統安定化に資する対策

3.1 The current situation of the electric power system against mass introduction of VRE(Variable Renewable Energy)

3.1.1 General issues in the electric power system by mass introduction of VRE

3.1.2 General countermeasures in the electric power system against mass introduction of VRE

3.2 Energy storage system

3.2.1 Outline of energy storage system

3.2.2 Characteristics of battery storage system

3.2.3 Example of the virtual synchronization generator using the battery (to be confirmed)

3.2.4 Characteristics of PSPP

3.2.5 Operating example of the PSPP (Pumped Storage Power Plants) in Chubu Electric Power

3.3 Comparison with the battery storage and the PSPP

3.3.1 Necessary capacity of the PSPP and battery storage from the supply and demand operation side

3.3.2 Cost comparison between the battery storage and the PSPP in the long-term operation

3.4 Examination of the necessary battery capacity against mass introduction of VRE

3.4.1 Calculation of optimal power plant operation for the VRE ratio improvement

3.4.2 Concrete examination matter to keep power system stability against mass introduction of Non-synchronous Power

3.4.3 The cost evaluation of each battery storage introduction capacity

4. 揚水発電の開発

4.1 Issues of PSPP development

4.1.1 General issues

4.1.2 Geologic issues of PSPP development in Maha3

4.1.3 Geologic issues of PSPP development in Victoria lake

4.2 Geological survey contents

4.2.1 Existing geological survey result in Maha3

4.2.2 Geological survey contents in Victoria lake on the basis of a result of Maha3

4.2.2 Instructions at the time of the geological survey

4.3 Geological survey results

4.3.1 Geological survey results in Victoria lake

4.3.2 Instructions in the future geological survey

4.4 On-site training

4.5 Future issues

(3) WG3

1 故障停電記録

1.1 Format of power failure outage report

1.2 Example of power failure outage report for discussion

2 停電対策機器

2.1 Procurement Plan (Draft)

2.2 ARC (Abrasion Resistance Cover for Conductor)

2.3 OCI (Over Current Indicator)

2.4 GFD (Ground Fault Detector)

2.5 ECF (Enclosed Cutout Fuse)

2.6 FLS (Fault Locating System)

2.7 TSS (Time Sequential Sectionalizer)

3 SAIFI/SAIDI

3.1 Power outage cause and countermeasures

3.2 Activities for improving SAIDI

3.3 Activities for improving SAIFI

3.4 Failure analysis method

3.5 Calculation method of SAIDI and SAIFI

3.6 Estimation of equipment introduction effect

3.7 Automatic detection of detailed outage area by smart meter

4 配電系統連系規程

4.1 Classification of grid interconnection in Japan

4.2 Guideline regarding power quality securement for grid interconnection requirement in Japan

4.3 Grid interconnection code in Japan

5 太陽光発電

5.1 Outline of solar PV generation system

5.2 Rooftop PV connection to 400V line

6 蓄電池システム

6.1 Utilization of storage battery system in distribution grid

6.2 Sample of BESS main specifications

- 6.3 Application for grid interconnection of BESS with documents and drawings
 - 6.4 Interconnection procedure of BESS
 - 6.5 Procurement and construction of BESS
 - 6.6 Technical report on BESS installation in distribution network
- 7 測定・分析技術
- 7.1 Importance of technical measurement capability due to mass VRE introduction
 - 7.2 Measurement to record output power/voltage data
 - 7.3 Measurement and communication to acquire output power/voltage data
 - 7.4 How to acquire output power/voltage data (How to measure and communicate)
 - 7.5 Priority of VRE matters for a pilot project
 - 7.6 VRE information and matters in candidate feeders
 - 7.7 Confirmation of problems in the candidate feeders
 - 7.8 Sharing of VRE forecasting site information in WG2 for measurement and analysis in WG3-2
 - 7.9 Candidate feeder for BESS pilot project
 - 7.10 Output power/voltage data measurement
 - 7.11 Modeling of target feeder to measure and analyze output power/voltage
 - 7.12 Consideration of capacity and budget of BESS for a pilot project
 - 7.13 Selection of target feeder to measure and analyze output power/voltage
 - 7.14 Preparation for measurement of the target feeder
 - 7.15 Modeling of target feeder to measure and analyze output power/voltage
- 8 負荷変動抑制
- 8.1 Share of typical matter -Voltage excess matter in LV line-
 - 8.2 Problems by VRE interconnected in MV network and comparison of their countermeasures
 - 8.3 Problems by VRE interconnected in LV network and comparison of their countermeasures
 - 8.4 Candidate countermeasures against power/voltage fluctuation in MV or LV lines
 - 8.5 Technical matters on VRE (DER) interconnection
 - 8.6 Load fluctuation suppression in VRE matters
 - 8.7 Countermeasures against VRE matters
- 9 VPP (バーチャルパワープラント)
- 9.1 Utilization of BESS in distribution network and aggregation business and DR for optimal system configuration