

「スリランカ・ハンバントタにおける 国際会議場向け風力発電 CDM 実現可能性調査」

1. 基礎情報

1.1. プロジェクトの概要

スリランカの都市開発局（UDA¹）の管轄区域である同国南部のハンバントタ開発地域で建設中の国際会議場（ICC²）向けの風力発電事業である。

ICC は、4MW の小規模風力発電の導入（第 1 フェーズ）により、本来ならばグリッド電力を使用するところを、再生可能エネルギーを用いることで CO2 排出削減を図る（推定削減量は 4,599 tCO₂/年）。

加えて、将来に夜間の余剰電力を電力グリッドへ売電する代替案として、ハンバントタ港近傍の UDA 所有用地に周辺漁村向けとして設置が検討されている冷凍冷蔵庫（荷揚げされた魚の保存用）へのオフグリッドでの直接の電力供給を想定し、最貧困地域における貧困対策、地域振興に繋がることが期待される。

高砂熱学工業株式会社が、風力発電事業主体として、2013 年末のプロジェクト稼働開始を想定している。

実施スケジュールに関しては、本調査終了後、電力庁（CEB）、再生可能エネルギー機構（SLSEA）との具体的な検討、調整が必要になる。特にグリッド全体に与える風力発電による遊乱要因を解消する方策の検討が要求される。

1.2. 企画立案の背景

スリランカでは、2009 年の内戦終結に伴い、再び経済は発展基調に戻り、経済成長率も 2012 年には 8% 台に復帰することが予想される。また、それに伴う電力需要の増大で、新規発電所の建設が次々と計画されている。それら新規発電所の大部分は石炭火力発電所である。また、援助国が中国・インド両政府による借款のため、プロジェクト受注工事業者は中国・インド両国であり、発電技術が最新鋭の公害防止を施したものである。現在は低いレベルにある CO₂ 発生量も大気汚染物質発生量も将来は飛躍的に増大することが見込まれる。

本プロジェクトは、二酸化炭素排出を削減するとともに、スリランカ政府が推進する再生可能エネルギー政策や大気汚染防止等の政策に合致するほか、太陽熱発電・溶融潜熱蓄熱槽とのハイブリッドシステムにより、風力発電単体でのグリッドの周波数変動、電圧変動を平準化する技術導入の可能性も秘めている。

また、風力発電の夜間発電を冷凍冷蔵倉庫の夜間蓄熱に流用し、地域漁民の雇用と収入増を喚起する経済的利益の発生のコベネフィット効果も見込まれるため、事業の実現可能性が高いと考えられる。

¹ UDA : Urban Development Authority

² ICC : International Convention Centre

Okandayaya、Mamadala の村が存在する。2004 年にはインド洋津波の被害を受けた。ハンバントタはマヒンダ・ラジャパクサ大統領（2005 年就任、2010 年 1 月再選、任期 6 年）の選挙区に当たり、スリランカ政府はハンバントタを将来の第二首都と位置づけており、大規模な開発が進められている。26 年におよんだ民族対立からの復興を目指すスリランカをけん引する経済効果が期待されている。



図 1-2 : ハンバントタ地区

2010 年 8 月 16 日、中国の支援を受け総工費 15 億ドル（約 1200 億円）をかけて建設中のハンバントタ港（Ruhunu Magampura International Port）港湾施設の一部が完成し、記念式典が開かれた。ハンバントタ港は古代の交易路の海路上にあり、現在も世界で最も往来の多い航路の上に位置する。ハンバントタ港の開港により、マラッカ海峡を通過し中東へと向かう船舶は、ハンバントタで燃料が補給できるようになり、船舶燃料の節約になるため、本格的開港のあかつきには、大幅な寄航する船舶の増加が予想されている。

また、ハンバントタ市街から 35km のマッタラ（Mattala）に第二国際空港（Mattala International Airport）が建設中であり、2012 年にはその第一期開港（貨物用途）が予定され、数年後には第二期でフルサイズの 4,000m 滑走路が完成、旅客機の乗り入れが開始される予定である。2013 年には、ハンバントタにて英連邦首脳会議（CHOGM⁴）が開催される予定である。

⁴ Commonwealth Heads of Government Meeting

1.3.2. 気候

スリランカは典型的な熱帯性気候であり高温多湿と言われているが、各地域によって違いがある。ハンバントタは塩田と熱帯の乾燥した気候で有名である。図 1-3 に示すとおり、ハンバントタの晴天日は、コロombo、ヌアラエリヤ、トリンコマレーよりはるかに多く、年 238 日にのぼる。風速は、プッタラム、マンナールよりも低い、風力発電、太陽熱発電を併設するには好適な気候といえる。

		Average Minimum Temperatures (°C)	Average Maximum Temperature (°C)	Average Temperature (°C)	Average Precipitation / Rainfall (mm)	Wet Days (>0.1 mm) (days)	Relative Humidity (%)	Average Wind Speed (Beaufort) (m/s)	Average Number of Days with Frost (days)
Hambantota Climate	January	23.0	30.0	26.5	101	9	78	4.0	0
	February	23.0	30.0	26.5	58	5	78	4.0	0
	March	24.0	31.0	28.0	66	7	79	3.0	0
	April	25.0	31.0	28.0	109	10	81	3.0	0
	May	25.0	31.0	28.0	121	12	81	4.0	0
	June	25.0	30.0	28.0	55	12	79	4.0	0
	July	25.0	31.0	28.0	43	7	76	4.0	0
	August	25.0	31.0	28.0	42	8	76	4.0	0
	September	25.0	30.0	28.0	45	8	79	4.0	0
	October	24.0	30.0	27.0	126	13	80	3.0	0
	November	24.0	30.0	27.0	187	15	82	3.0	0
	December	23.0	29.0	26.0	121	12	80	3.0	0
Average		24.3	30.3	27.4	1,074	118	79	3.6	0

図 1-3 : ハンバントタの気候

1.3.3. 人口

スリランカの人口は図 1-4 に示すとおり、2010 年現在で 2,046 万人である。

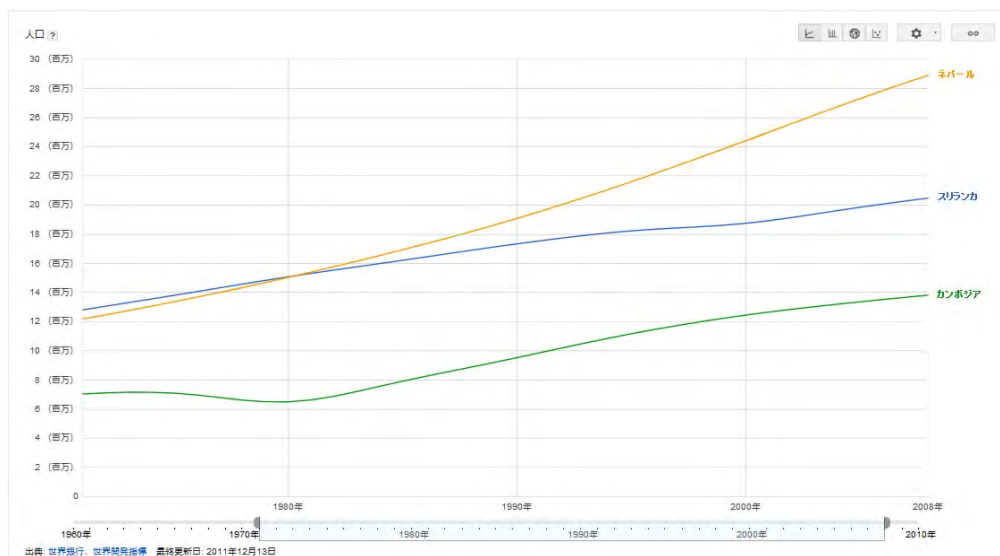


図 1-4 : スリランカの人口 (出典：世界銀行)

ネパールの 2,890 万人の人口に対して 71%、カンボジアの 1,382 万人の人口に対して 148%程度の規模の人口である。

図 1-5 に示すとおり、人口増加率は、南アジア諸国の中で最も低く、0.99%である。

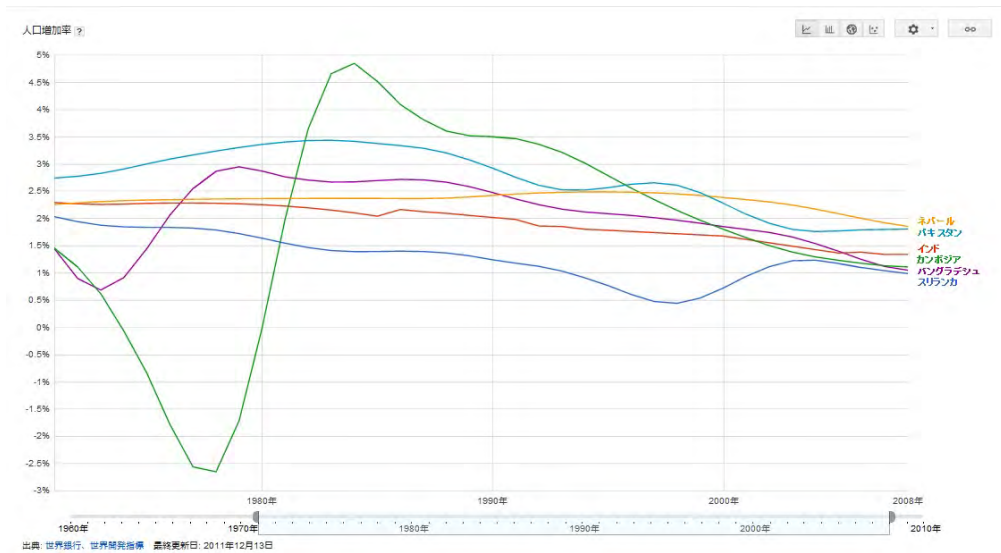


図 1-5 : スリランカの人口増加率 (出典: 世界銀行)

図 1-6 に示すとおり、5 歳未満児の死亡率も同様に南アジア諸国の中で最も低く、新生児 1,000 人に対して 17.6 人である。

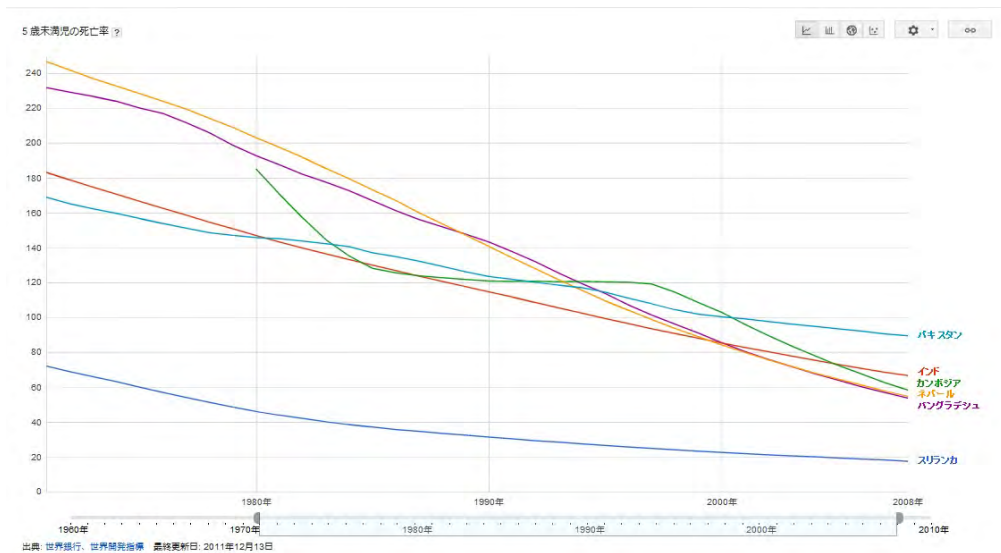


図 1-6 : スリランカの 5 歳未満児の死亡率 (出典: 世界銀行)

1.3.4. 経済状況

スリランカへの最大の経済援助国は日本である。援助額は累計で9千億円を越す。これに対し、2009年の年間ベースで最も多くの援助を行ったのが中国だった。道路、発電所、ハンバントタ港といった開発案件に計12億ドル（約960億円）を借款として拠出した。一国だけで、外国からの援助総額22億ドル（約1,760億円）の半分以上を占めた。

図1-7に示すとおり、国民総生産は407億ドルであり、800億ドルのバングラディッシュの半分の規模である。2009年の内戦終了後、観光客が戻り、小売業を中心として国内消費は伸び続けている。

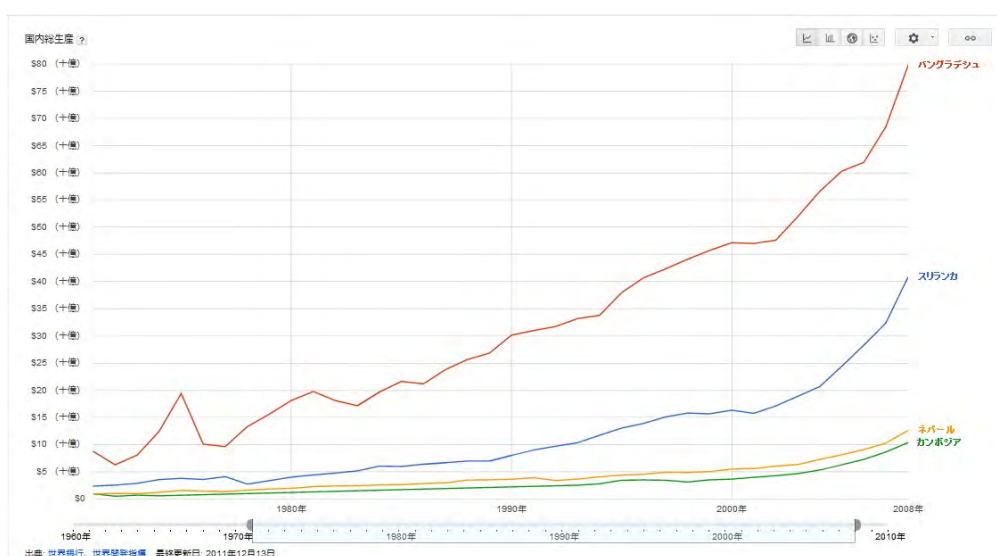


図1-7 : スリランカの国内総生産 (出典：世界銀行)

1.3.5. エネルギー関連統計

図1-8に示すとおり、2018年の統計によれば、1人あたりの電力消費量は、402kWhである。これは内戦終了前の数値であり、内戦終了後の2009年以降、年々電力消費量は増加を続けている。国内産業の復興と観光需要、新規ホテル投資の急激な増加により、電力消費は伸びると予想される。しかしながら、この需要に発電・送電・配電のインフラが追いついていない。また、ノロッチョライ石炭火力発電所の竣工不備や中古蒸気タービンが定格通りの出力をあげていないなど問題が多い。このため、再生可能エネルギーに対する期待は大きい。

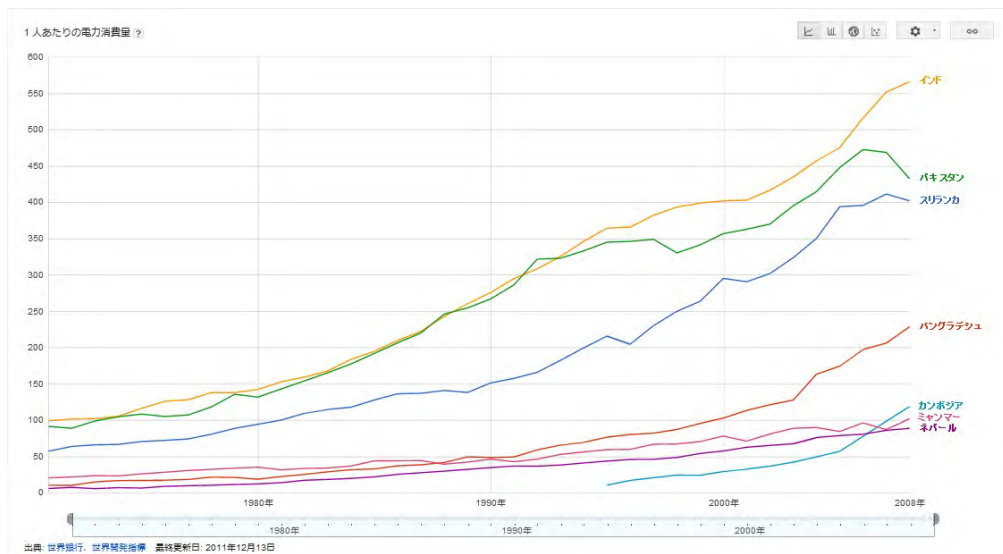


図 1-8 : スリランカの一人あたりの電力消費量 (出典：世界銀行)

図 1-9 に示すとおり、1 人あたりの CO₂ 排出量で言えば、2007 年において 0.61 CO₂ton/yearであった。これは同年のインドの 1.43 CO₂ton/yearに比べ 43%と低い数値となっている。しかしながら、内戦終了前の統計であり、また、2010 年以降、石油燃料火力発電所が随時廃止され、大型石炭火力発電所を発電の中心におく計画であるので、電力需要の伸びと共に 1 人あたりの CO₂ 排出量も 2025 年頃には 1.00 CO₂ton/year 近くまで上昇する可能性もある。

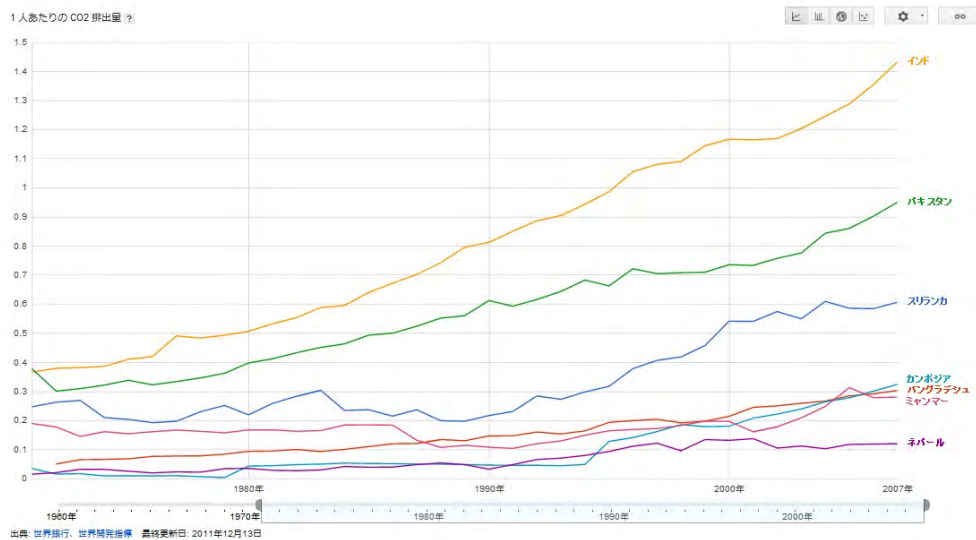


図 1-9 : スリランカの一人あたりの CO₂ 排出量 (出典：世界銀行)

これらの傾向を考えるとスリランカの更なる再生可能エネルギーの導入は急務であると思われる。

1.3.6. スリランカにおけるエネルギー事情

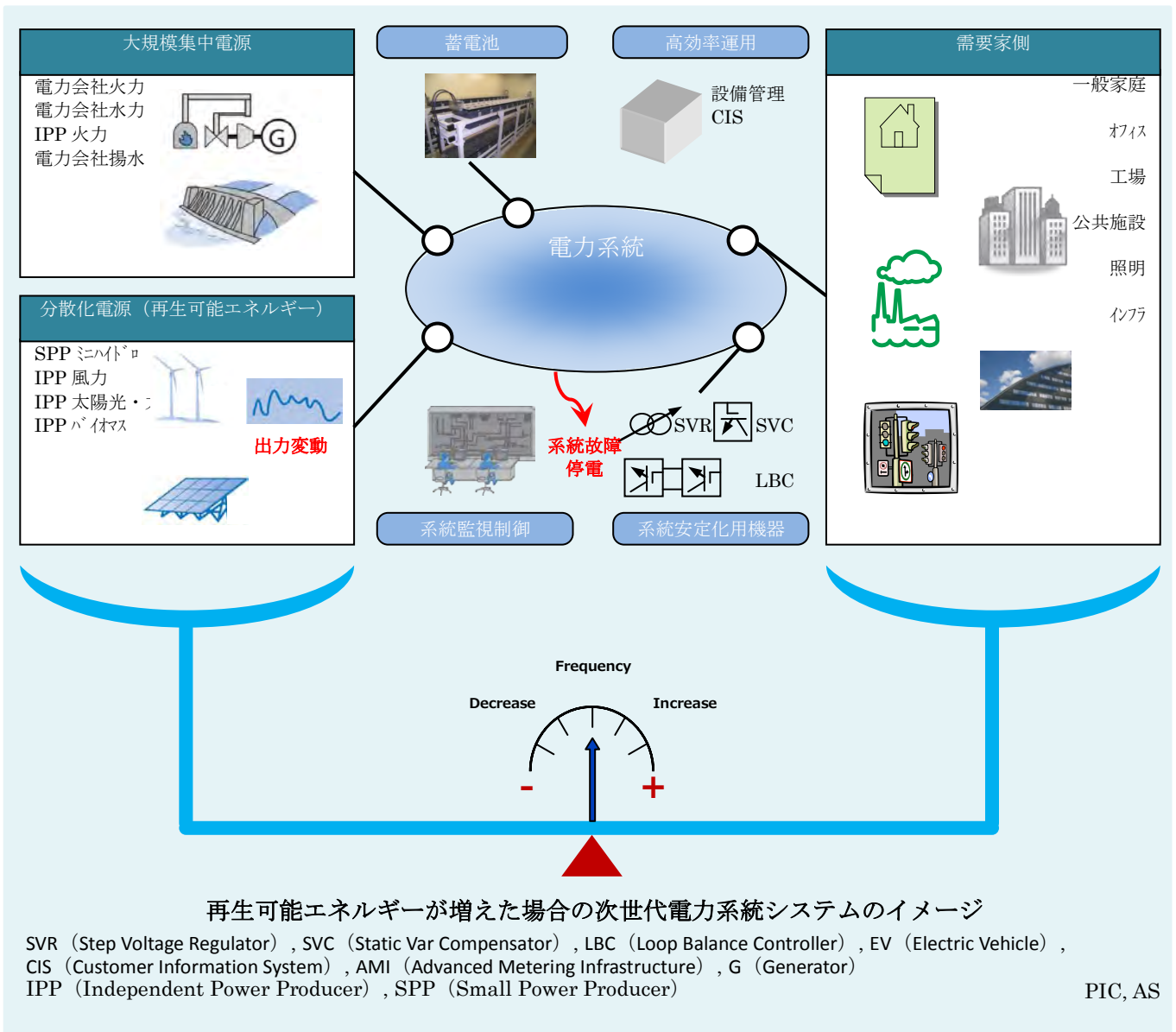


図 1-10 : 日本国内で予想される次世代電力システムシステム

日本国内でこれから増加するであろう再生可能エネルギーによる分散化電源に対応するために、次世代電力システムシステムは図 1-10 のように考えられている。(原子力に関しては予測不能のため除外した。)

電力システムの系統監視制御を行い、系統安定化用機器を組み入れ、需要家側の高効率運用を促し、電力システム側で蓄電池や揚水発電などの設備をバッファとして組み込めば、風力発電や太陽光発電、ミニ hidro の季節的、時間的に発電容量が変動し、電力システムに悪影響を及ぼす再生可能エネルギーの電力でも効率よく利用できるであろう。

日本国内において次世代の電力システムは構築途上であり、各電力会社は再生可能エネルギー、特に風力発電容量を全体の 10%に抑えているのが現状である。まだ再生可能エネルギーの利用がポテンシャルまで完全に利用出来る体制とはなっていない。

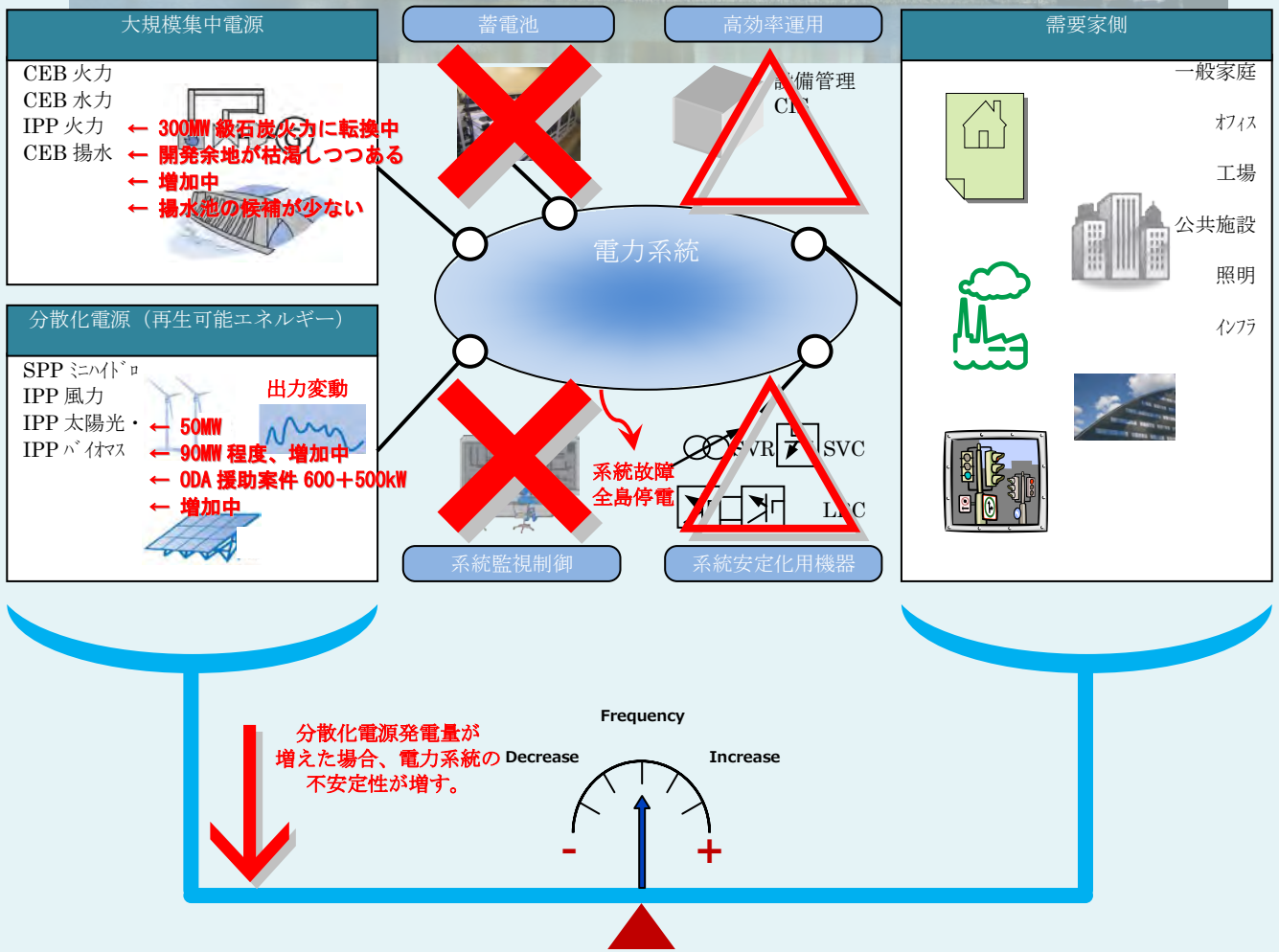
ドイツの実例では、2006 年 11 月に人為的な操作ミスが原因で送電線に過負荷が発生し、広域に事故が拡大して欧州の電力システムが東西に分離される事故が発生した。その際、風力発電の影響で事故復旧が遅れる現象が起こった。東地域は発電量に比べ需要が少なく、系統分離時に周波数が上昇し多くの風力発電機が停止した。事故復旧のため東西の周波数を定格に近づけ、連系線をつなぐ操作を実施した。周波数を定格に戻すために、まず火力発電機の出力を調整したが、東地域では周波数が定格に近い値に戻ってきた段階で、停止していた風力発電機が再起動し始めたため発電量が多くなり、再び東地域の系統周波数が上昇してしまう現象が発生し、東西の連系線の接続に手間取った。

スペインでは風力発電が多く導入されており、落雷などの事故が発生した際の瞬時電圧低下による、風力発電機の一斉停止が問題になっている。一斉停止が発生するとスペイン側の需要が多くなり、フランス側との連系線潮流が連系線容量を超えるため、保護リレーが働いてスペイン側が分離システムになるおそれがある。この対策として、10 MW以上の風力発電所の状況を常時把握する「CECRE（Control Center for Renewable Energies：再生可能エネルギーコントロールセンター）」が設置された。ここでは、系統内に事故が発生したときの瞬時電圧低下の影響をシミュレーションし、風力発電の停止量を把握、分散電源の出力を抑制する予防制御を実施している。

このように、風力発電の発電比率が高くなるに連れて、風力発電による常時周波数変動、瞬時周波数変動、瞬時電圧変動が発生、電力系統側での調整力や下げ代の不足により、系統故障を起こす可能性が高くなる。

スリランカの場合、日本、欧州よりもさらに電力系統は脆弱である。また、「3.1.3. 風力発電のオングリッド接続の問題点」の“The Structure of the Electricity Industry Implied by the Act”にあるように、スリランカの発電、送電、配電は複雑に入り組んでおり、IPP 事業者（CEB 子会社を含む）の割合も増えている。風力発電の調整力を担う火力発電は、同業他社である IPP 事業によるのではなく、CEB 所有の火力発電所が担っている。ところが、CEB の政策としては、旧式火力発電所を順次廃止して、ノロッチョライ（スリランカ西部）、トリンコマレー（スリランカ東部）、ハンバントタ（スリランカ南部）、ジャフナ（スリランカ北部）などに建設中、或いは建設予定の 300MW 級石炭火力発電所やコロンボ近郊のケラワラピティヤなどのコンバインドサイクル天然ガス発電所に転換を予定している。このような大規模火力発電所では、蒸気タービン、ガスタービン 1 基の容量は 100MW 級であるので、10～15MW 規模の風力発電所の調整力を担うことはできない。

このような CEB の政策が進めば、CEB との売電契約が成立したとしても、電力系統の不安定、調整力不足、下げ代不足が生じ、CEB が風力発電電力の買取を拒否した場合、当該事業の収益率の低下を招く。そのため、本プロジェクトの立地を予定しているハンバントタ地区のみならず、スリランカの電力系統全体の調査も併せて行った。



スリランカの現状の電力システムシステムのイメージ

SVR (Step Voltage Regulator), SVC (Static Var Compensator), LBC (Loop Balance Controller), EV (Electric Vehicle), CIS (Customer Information System), AMI (Advanced Metering Infrastructure), G (Generator), IPP (Independent Power Producer), SPP (Small Power Producer)

PIC, AS

図 1-11 : スリランカで予想される現状の電力システムシステム

昨年 10 月、スリランカ西部において、ノロッチョライ石炭火力発電所第一期工事（100MW×3 基、第三期工事までで合計 900MW）の稼働が報じられたが、中国製中古蒸気タービン 2 基が完成検査の不備のために CEB に引き渡せなかった。引渡しが終わった 1 基も定格出力 100MW に及ばない 60MW 程度の出力でしかなかった。その後もトラブルが続き、昨年 12 月は 35 日間運転を停止している。CEB のロードマップも修正を迫られるであろう。また、2015 年の発電容量の目標 2,500MW が達成できない場合、再生可能エネルギーが占める発電容量の上限 10%によって、再生可能エネルギーの総発電量も下方修正される可能性がある。

New Norochcholai coal power plant of Sri Lanka not operated for 35 days (<http://bit.ly/vdaC2A>)
Sun, Dec 25, 2011, 10:41 am SL Time, Colombo Page News Desk, Sri Lanka.

Dec 25, Colombo: The Power and Energy Ministry of Sri Lanka says the Norochcholai coal power plant has not been in operation for 35 days since it was commissioned in March this year due to scheduled and unscheduled repair work.

Power and Energy Minister Patali Champika Ranawaka has said the plant had not been operating for 35 days due to various reasons and the Ceylon Electricity Board (CEB) had incurred losses as a result.

According to the Minister, every non-operational day has cost the CEB Rs. 80 million.

The Minister has said that one of the main reasons for the non-functioning of the power plant was due to the system failure experienced when the plant was connected to the national grid.

Problems had later been experienced in the auxiliaries.

Ranawaka has explained that since it is a large plant and a new experience to the local employees and technicians it took a little time for them to adapt to the new system.

Even the unloading of coal had initially taken 25 days, but now it is done in 9 days.

図 1-12 は、CEB の新規発電所建設計画のロードマップである。(IPP、SPP 事業者を除く)

CEB の方針は、2010 年以降、新規の石油火力発電所は建設せず、水力発電所の新設も 200MW 程度が予定されている。その代わりとして、石炭火力発電所を構想している。2011 年に加算される

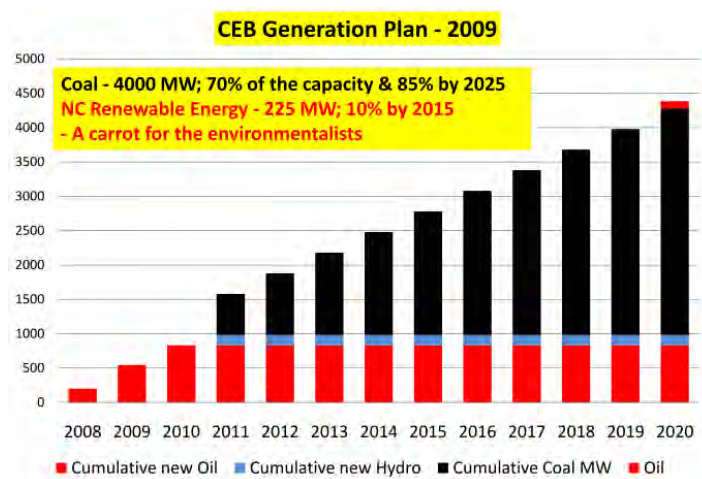


図 1-12 : CEB Generation Plan

石炭火力 600MW、2012 年の 900MW は、ノロッチョライ発電所のものであるが、既に現在この計画は遅延している。2025 年には石炭火力の累積発電容量は 4,000MW を、NC(Non-conventional) Renewable Energy は 225MW を予定している。この内、150MW 相当が風力発電所で占められると思われる。

しかしながら、既存 10~50MW 級の石油火力発電所を順次廃止し、300MW 級の石炭火力を新設する時、再生可能エネルギーの分散化電源の調整力をどの発電所に持たせ、下げ代をどう考えるか、エネルギー省、CEB に調査したが具体的な方策の説明は得られなかった。

ノロッチョライ石炭火力発電所周辺には、下記のように 4 風力発電所が設置され稼働中、

2 発電所が建設中・申請認可待ちである。合計 55MW の発電能力を持つことになる。

Developer	Output (MW)	Location	Operating Year
CEB	3 MW (0.6 MW x 5 nos.)	Hambantota	1999
Senok Wind Power (Pvt) Ltd	10 MW (1.5MW x 7 nos.) Total installed power : 9.75 MW Yearly estimated production : 24 GW.h (for an equivalent of 2500 hours of full load / year) 13 turbine(s) (puissance de 750 kW, diameter 59 m), Total wings surface : unknown	Puttalam	2010
Vidatamunai Wind Power (Pvt) Ltd	10 MW (1.5MW x 7 nos.) Total installed power : 3.2 MW Yearly estimated production : 8 GW.h (for an equivalent of 2500 hours of full load / year) 4 turbine(s) Made AE-59 (puissance de 800 kW, diameter 59 m), Total wings surface : 10936 m ²	Puttalam	April 2011 Rs 2.3 billion Owned by Hayleys Group
Seguwantivu Wind Power (Pvt) Ltd	10 MW (1.25MW x 8 nos.) Total installed power : 4 MW Yearly estimated production : 10 GW.h (for an equivalent of 2500 hours of full load / year) 5 turbine(s) Made AE-59 (puissance de 800 kW, diameter 59 m) Total wings surface : 13670 m ²	Puttalam	Rs 4.2 billion Owned by Hayleys Group and Nirmalapura Wind Power Ltd.
Nirmalapura Wind Power Ltd.	10 MW	Puttalam	April 2011 Rs 2.3 billion Owned by Vidatamunai Wind Power (Pvt) Ltd & Seguwantivu Wind Power (Pvt) Ltd

表 1-1 : Present Wind Farm Project Condition in Sri Lanka (Operating)

Developer	Output (MW)	Location	Operating Year
PowerGen Lanka	10 MW	Uppudaluwa, Puttalam	Under construction
Lanka Transformers	10 MW	Puttalam	Not commenced yet
K L S Energy Lanka	35 MW	Kankasanture	Not commenced yet

表 1-2 : Present Wind Farm Project Condition in Sri Lanka (Under Construction & Planning)

表 1-1、1-2 に示す、これら風力発電所は、ノロッチョライ石炭火力発電所に併設されている高圧変電所に接続されている。ノロッチョライの稼動状態を考えると、これら風力発電に対する調整力、下げ代が十分であるとは言えない。

「3.8. 利害関係者のコメント」で記したが、CEB の Transmission 担当者は、風力発電の増設にはあまり積極的でないのが現状である。つまり、

1. 風力発電の出力変動、それに伴う常時・瞬時周波数変動、瞬時電圧変動は、電力系統に対して思わしくない影響を与える。
2. 調整力を伴った既存発電所の近隣が新規風力発電所設置場所として望ましい。

という考えでいる。しかし、風力発電に対する調整力と下げ代の具体的な考えは得られなかった。

1.4. ホスト国の CDM に関する政策・状況等

1.4.1 CDM に関する取組み及び体制

スリランカは、1993年に気候変動枠組条約を批准し、環境・天然資源省(MENR、当時)が国家窓口及びCDMの指定国家機関(DNA)となっている。これらの機能は同省の気候変動局(CCD)が担当しているが、緩和策及び適応策の実施を促進するために、新たに CCD に気候変動事務局(CCS)を2008年4月に設置、同事務局の理事会は農業、医療、工業、各種産業及び都市計画関係省庁から構成されている。

スリランカでは、適応策に関する国家戦略、国家計画が策定されていないこと、また、緩和策においては、これまで5件の小水力発電案件及び2件のバイオマス案件がCDM事業として国連に承認されているものの、それ以降の案件形成が出来ていないことから、CDM推進に必要となる政策及びアクションプランの策定支援、並びにこれらの支援を通じた関係機関の能力強化について、日本に技術協力を要請した。

この要請について、活動の内容が広範にわたっていることから、活動支援の対象についてはスリランカの実情に合わせた課題を明確化し、支援内容を絞込むことが必要とされており、2009年9月に協力準備調査を実施し、緩和策について、スリランカの産業構造から小規模(事業の約9割が排出削減量1000トン以下)なものも多く、CDM案件の形成においては、プログラム化 CDM 推進に向けた国の制度整備・支援メカニズムが必要であること、また、CDM 候補案件の具現化にかかる技術・財政支援、ならびに CDM プロジェクト実施による排出権売買の促進を目的としたスリランカ・カーボン・ファンド(SLCF)が2008年4月に設立されているが、実態として未だ機能していない状態であり、CDM の実質的な推進において課題が多いことが確認された。

これを受けて、JICAの「CDM事業推進能力強化プロジェクト⁵」を採択、2009年11月に詳細計画策定調査を行い、CDM事業推進にかかる関係機関の能力強化を目的とした活動計画について先方政府と合意した。

1.4.2 スリランカの CDM 承認プロセスと環境影響評価の現状

スリランカでは、CDM プロジェクト国内承認が二段階で行われる。第一段階として、事業者は DNA に PIN を提出し、DNA は受領後二週間以内に審査し、指摘事項がなければ、In-Principle Letter of Approval (事前承認レター)が発行される。尚、PIN の審査はスリランカ環境天然資源省内のみで行われる。

第二段階では、事業者は PDD を DNA に提出し、DNA は受領後 30 日以内に審査を行う。PDD の審査には DNA のみならず、他の関係政府機関と CDM 専門家委員会が関わる。

各々の CDM プロジェクトは以下の4つの条件を含む持続可能開発のチェック項目で評価される。

⁵ The Project for Capacity Development of CDM Promotion in Sri Lanka (<http://bit.ly/wu1R80>)

- 1) 環境的貢献
- 2) 社会的貢献
- 3) 経済的貢献
- 4) 技術的貢献

また、第二段階では、承認済み環境影響評価書（EIA）、建設許可等のプロジェクト実施に必要な承認を提出する必要があるので、注意を払わなければならない。なお、有効化審査レポートを提出することが望ましいと言われているが、必須ではない。

図 1 - 13 にスリランカに於ける CDM プロジェクトの承認プロセスを示す。

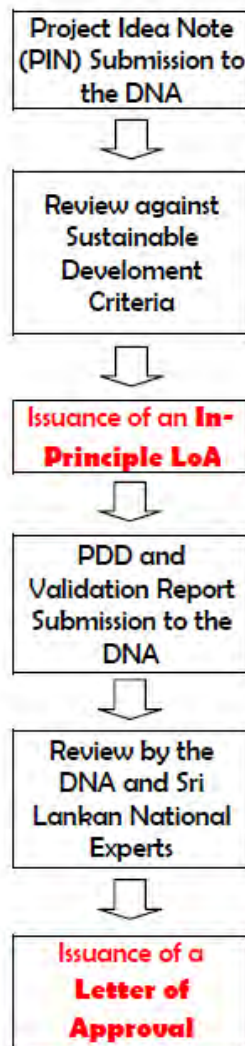


図 1 - 13 : スリランカに於ける CDM プロジェクトの承認プロセス

スリランカではすべてのプロジェクトで環境影響評価を行うことが義務付けられており、中央環境局（CEA⁶）により審査及び承認される。同局のウェブサイト（<http://www.cea.lk>）に環境影響評価の実施に関するガイダンスが掲載されている。また、CEAに登録されているいずれのコンサルタントも環境影響評価を行う資格を持っており、作成した報告書は最終的にはCEAによって審査され、承認される。

尚、外国投資家がスリランカ国内で実施するプロジェクトの場合は、スリランカ投資庁（BOI⁷）が窓口となっており、事業者の代理としてBOIがCEAとやり取りを行うことが可能である。その際のEIAの承認までの流れは、図 1-13 の通りとなっている。

⁶ Central Environmental Authority

⁷ Board of Investment of Sri Lanka

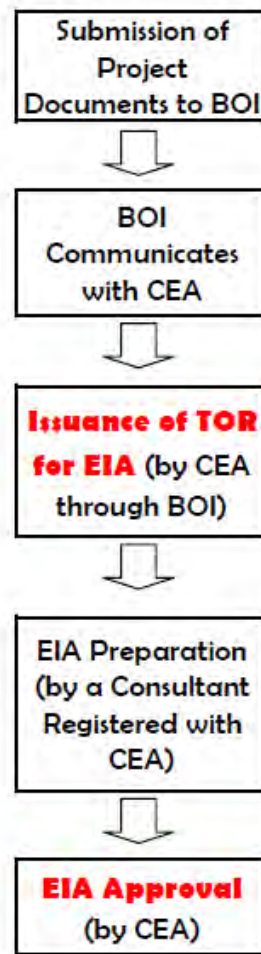


図 1-14 : 環境影響評価の実施と承認プロセス

まず、投資家がプロジェクトの書類をBOIに提出し、BOIはプロジェクトの登録を行う。次に、BOIが投資家の代わりにCEAに申請し、CEAは環境影響評価要項（ToR⁸）を作成し、BOI経由で事業者に引き渡す。

CEAに登録されているコンサルタントがToRに基づき、環境影響評価を行う。CEAは環境影響評価レポートを審査し、異議がなければ、それを承認するという流れとなっている。

1.4.3 スリランカにおける CDM 実施状況

スリランカ DNAによると、スリランカでは2011年10月20日現在でCDMプロジェクトは7件しか登録されていない。それに対して、3件が却下され、1件が取り下げられ、また有効化審査の段階で26件が止まっている。さらに、同国のDNAはCDM案件のPIN（Project Idea Note）に対しては116の事前承認レターを発行したが、PIN

⁸ Terms of reference

の段階から CDM EB による登録まで進んだプロジェクト（7 件）は全体の 10%以下である。

スリランカにおいて CDM の進まない主な理由としては、CDM ルールの複雑さに加え、事業者の経験不足、現地コンサルタントの能力・知識不足、海外事業者・投資家のスリランカ事情への理解不足等が挙げられる。その結果、必要な情報が充足されていない等、CDM 登録基準を満たしている PDD の質が担保されていないケースが多い。

ちなみに、今まで、スリランカで登録されている案件の中に、世銀案件 3 件と日本企業の案件 3 件が入っており、スリランカ事業者は独自に案件を登録するキャパシティ（能力）が不足していると DNA の代表との面談の際、話があった。

事業者のみならず、認定コンサルタントに関しても、SLSEA発効の“Renewable Energy Project Development: A checklist of steps to be taken by a project developer and a proposal for expediting approval cycles”（<http://bit.ly/y6HMhU>）、“ON-GRID RENEWABLE ENERGY DEVELOPMENT”（<http://bit.ly/wuh0Jp>）によれば、再生可能エネルギー案件のSLSEAの登録には、SLSEAに登録された“Registered of Accredited Consultants”の照査と書類作成、裏書（Endorsement）が必要であるが、これら認定コンサルタントは、風力、バイオマス、ミニ水力、太陽光などの再生可能エネルギー単体案件のコンサルタントはいるが、太陽熱のコンサルタントは存在せず、後述するハイブリッドシステムを照査、書類作成、裏書きできるコンサルタントも存在しない現状である。

現在、PIC⁹、鈴木氏がSLSEAと協議、現地企業のEMS¹⁰社の名義で鈴木氏が、太陽熱及びハイブリッドシステムの認定コンサルタント資格の登録申請を行なっている。

当該案件を通じて、スリランカ政府機関にハイブリッドシステムのプロポーザルを行い、グリッドの遊乱要因を低減させるハイブリッドシステムをスリランカに普及させることも考える。

⁹ P.I.CONCONSULTANS & CO.

¹⁰ Energy Management System Co. Ltd.、現地の省エネ、ESCO 案件を取り扱う建設会社

2. 調査の内容

2.1. 調査実施体制

高砂熱学工業株式会社が主たる事業者、即ちプロジェクトファイナンスによる現地 IPP 事業者のスポンサーという計画を策定中である。現時点において、エクイティ出資／金融機関借入の比率は決定していないが、高砂熱学工業株式会社が投資金全額を拠出する前提で計画中である。

UDA ハンバントタプロジェクト事務局は、本プロジェクト実施機関の1つ。本 FS 調査の現地調査を支援し、風力発電のグリッド接続後の設置地域の主需要家である ICC の設計・建設・運営を担当する政府部局であり、風力発電所用地の提供を申し出ている。調査の実施体制は、図 2-1、2-2 に示す通り。

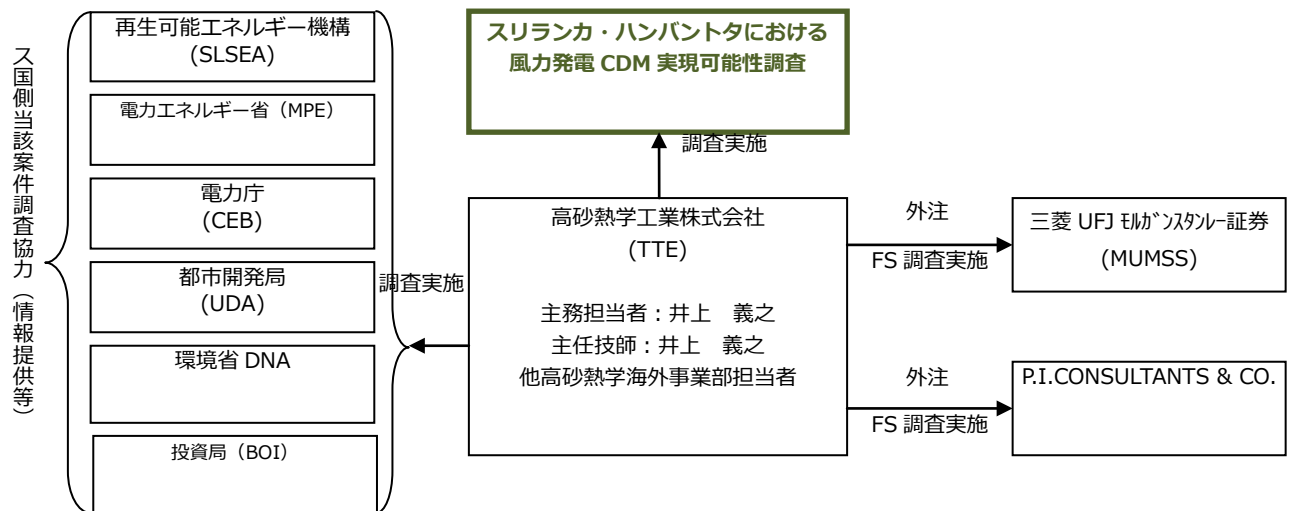
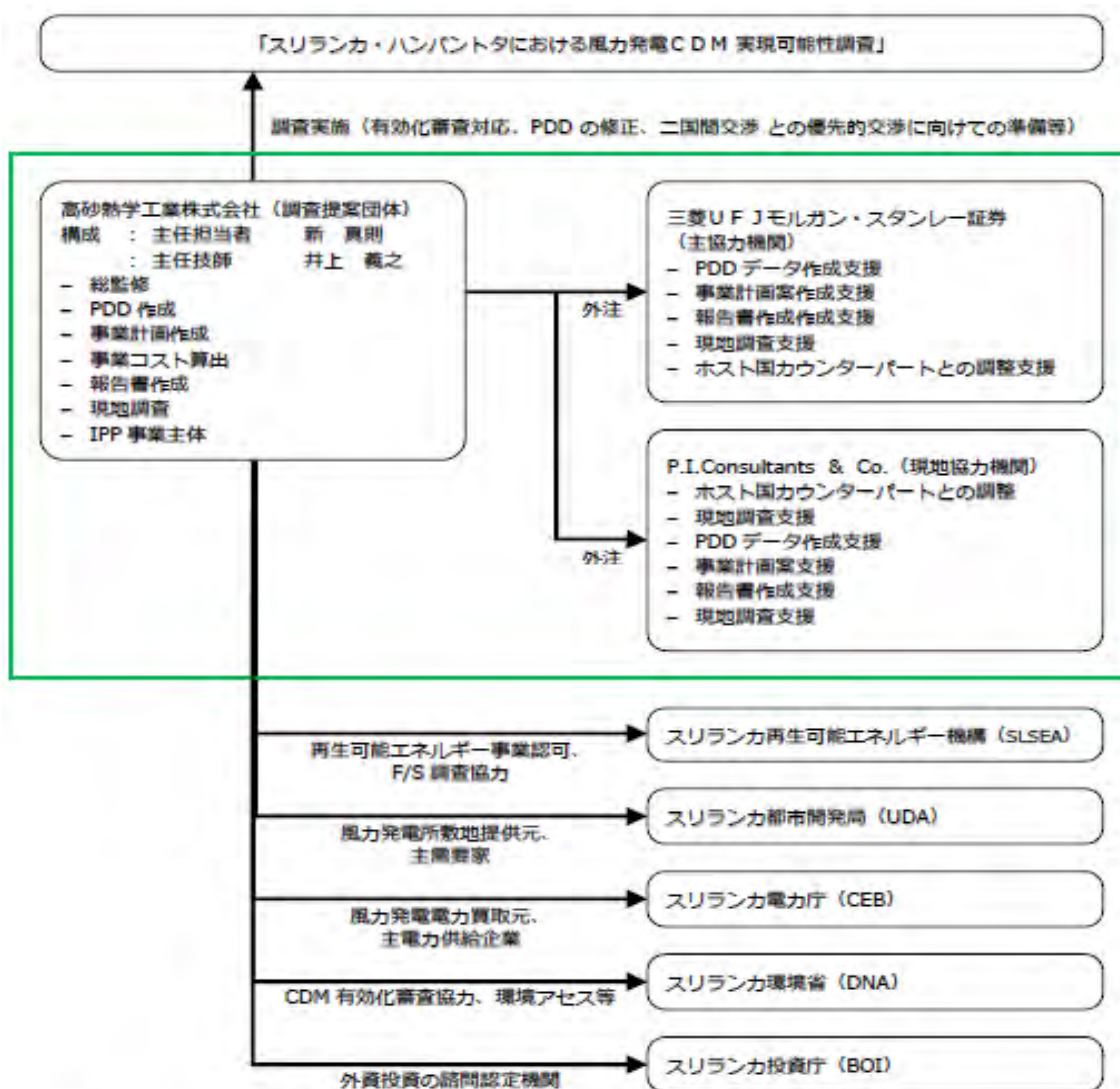


図 2-1 : 調査実施体制

- 再生可能エネルギー機構 (SLSEA)
再生可能エネルギー案件認可機関、当該案件の予定地ハンバントタソーラーパークの管轄機関
- 電力エネルギー省 (MPE) スリランカ全土の電力エネルギー計画・管理機関
- 電力庁 (CEB)
スリランカ全土の送電線網を管理運営する IPP 事業者の電力購買者
- 都市開発局 (UDA)
ハンバントタ地区の開発計画、建設を担当する政府機関、当該案件の再生可能エネルギーを活用したグリーンビルディング認定を検討
- 環境省 DNA 部局
スリランカの CDM 案件の許認可、申請、ニヶ国間協議などを扱う政府機関
- 投資局 (BOI)
スリランカの外資投資の窓口、タックスホリディの許認可を扱う政府機関

- 三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券株式会社（MUMSS）、
CDM プロジェクト実施に向けた調査全般の当該案件におけるサポート業務を実施。
PIN・PDD 作成補助、CO2 削減量の計算作業等の支援
- P.I.CONSULTANS & CO.（PIC）
スリランカ現地側政府機関へのアプローチ、現地調査の段取り、現地インフラ状況の調査等を実施



ホスト国で調査実施に関与する団体名とその役割は、以下の通りである。

- 1) スリランカ再生可能エネルギー機構 - 事業実施に際し、スリランカ再生可能エネルギー機構に再生可能エネルギーIPP 事業実施プロジェクトとしての申請を行い、認可を得ることが必要。
- 2) スリランカ都市開発局 - 主需費家建物の「ハンバントタ、インターナショナルコンベンションセンター」の運営元。風力発電所用地の提供元でもある。
- 3) スリランカ電力庁 - スリランカの送電網運営の政府管轄機関。風力発電電力の買取元。
- 4) スリランカ環境省 - 環境アセスメントの実施機関。DNA は環境省のスタッフで構成。
- 5) スリランカ投資庁 - 事業実施に際し、投資庁に外国投資プロジェクトとしての申請を行い、認可を得ることが必要。

図 2-2 : 調査実施体制

2.2. 調査課題

本プロジェクトは CDM として実施されるため、下記の課題について調査を行う。

- 当該プロジェクトに関する基礎情報や適用可能な CDM 方法論等。
- スリランカに於いて CDM プロジェクトの登録が進まない理由。
- スリランカにおける有効化審査・CDM 承認プロセス
- 環境影響評価の現状。
- 本プロジェクトの追加性証明方法。
- GHG 排出削減量を計算する為のグリッド排出係数算定のデータ収集。
- 当該プロジェクトに関する事業化調査。

2.3. 調査内容

- 当該プロジェクトに関する基礎情報や適用 CDM 方法論等

文献調査を行い、またスリランカの DNA、UDA 等の協議機関に事前ヒアリングを実施し、方法論の適用可能性に関する検討とプロジェクトに関する基礎情報の収集を行った。

- スリランカに於いては CDM プロジェクトの登録が進まない理由

CDM ルールの複雑さに加え、事業者の経験不足、現地コンサルタントの能力・知識不足、海外事業者・投資家のスリランカ事情への理解不足等が挙げられる。その結果、必要な情報が充足されていない等、CDM 登録基準を満たしている PDD の質が担保されていないケースが多い。このため、有効化審査で止まったりし、登録が却下されるプロジェクトが多くなっている。過去に 7 件しか登録されておらず、世銀案件 3 件、日本企業案件 3 件があり、現地コンサルタントが独自に案件を登録する能力に欠けている証拠となっている。

- スリランカにおける有効化審査・CDM 承認プロセス

スリランカ DNA はすでに多くの案件に承認をだしており承認プロセスに特に問題はみられない。

- 環境影響評価の現状

本プロジェクトの予定地となったソーラーパークの近傍では、既存の風力発電設備が稼働しており、環境影響評価は完了している。ソーラーパークは、居住区ではないため、周辺住民への影響は極めて少ないと考える。ソーラーパークに対する環境影響評価は既実施しており、この点については、特段の懸念はないことが明らかにされている。事業化の際には、正式に事業主として申請を行い、再確認をしていく予定である。

●本プロジェクトの追加性証明方法

文献調査を行い、「小規模 CDM 案件に関する追加性証明ガイドライン」と「マイクロスケール・プロジェクトの追加性証明のためのガイドライン」の適用可能性に関するポイントをまとめ、スリランカ DNA と協議を行った。

EB 63 で承認された 2 つのガイドラインの適用可否について検討を行った。

「小規模 CDM 案件に関する追加性証明ガイドライン」については、太陽光・太陽熱発電技術/沖合いの風力エネルギー/海洋技術のみが自動的に追加性を持つため、本プロジェクトは対象外となる。

「マイクロスケール・プロジェクトの追加性証明のためのガイドライン」の適用については、本プロジェクトはオフグリッド発電ではなく、容量は 1.5MW 以上なので、スリランカ DNA 推進技術に当てはまらない限り、適用できない。スリランカ DNA と協議を行い、スリランカに於ける 5MW 以下の風力発電を『追加的な技術』であると 2011 年 10 月に CDM 理事会へ推奨を依頼したが、承認は未だ降りていない。事業体として正式な申請を行えば、承認され、追加性証明が不要になるとの可能性が高い。

●GHG 排出削減量を計算する為のグリッド排出係数算定のデータ収集

CEB にヒアリングし、正式に過去 3 年間（2008 年～2010 年）のグリッドデータを手し、排出係数の算定を実施した。

●当該プロジェクトに関する事業化調査

事業化のプロセスとして、以下の手順で行うことが現地調査により確認できた。

- 1) 計画案提出 — SLSEA¹¹（スリランカ再生エネルギー機構）への基本計画・事業規模の FS 報告書などの提案書を提出する。
- 2) Proposed Previous Site Allocation — SLSEA（スリランカ再生エネルギー機構）に事前敷地収容要望書を提出する。ソーラーパークで検討するようにとの指示を SLSEA から得た。
- 3) 環境アセスメント調査 — スリランカ環境省に提出する。ソーラーパーク近傍に既設風力発電設備が稼動しており、調査不要になる可能性が高い。
- 4) LOI（Letter of Intent）— CEB（電力庁）に IPP 事業者として参入する意思がある旨の LOI を提出、グリーンビルディング（LEED 認証）を受けるための ICC（International Convention Centre）への再生可能エネルギーによる電力供給を行う旨を明記する。
- 5) SLSEA の認可を取得する。
- 6) CEB との Letter of Intent Agreement・Power Purchase Agreement、ICC との Letter of Intent Agreement を締結する。
- 7) 以上を PUCSL（Public Utilities Commission of Sri Lanka）に提出し、承認を取得

¹¹ Sri Lanka Sustainable Energy Authority

する。

- 8) Approval of Site Allocation（用地収容承認書）を取得する。
- 9) 環境省に CDM 案件として提出し、環境アセスメントの承認を取得し、UNFCCC へ提出する。
- 10) BOI¹²（投資庁）への登録、会社設立、事業を開始する。

¹² Board of Investment

3. 調査結果

3.1. プロジェクトの内容

3.1.1. 風況調査及び立地選定背景

本プロジェクトの計画段階では、立地候補として UDA が建設中の国際コンベンションセンター横の敷地が当てられたが、再生可能エネルギー機構、電力エネルギー省との協議の結果、再生可能エネルギー機構管理下のハンバントタ、ソーラーパークを予定地として検討している。

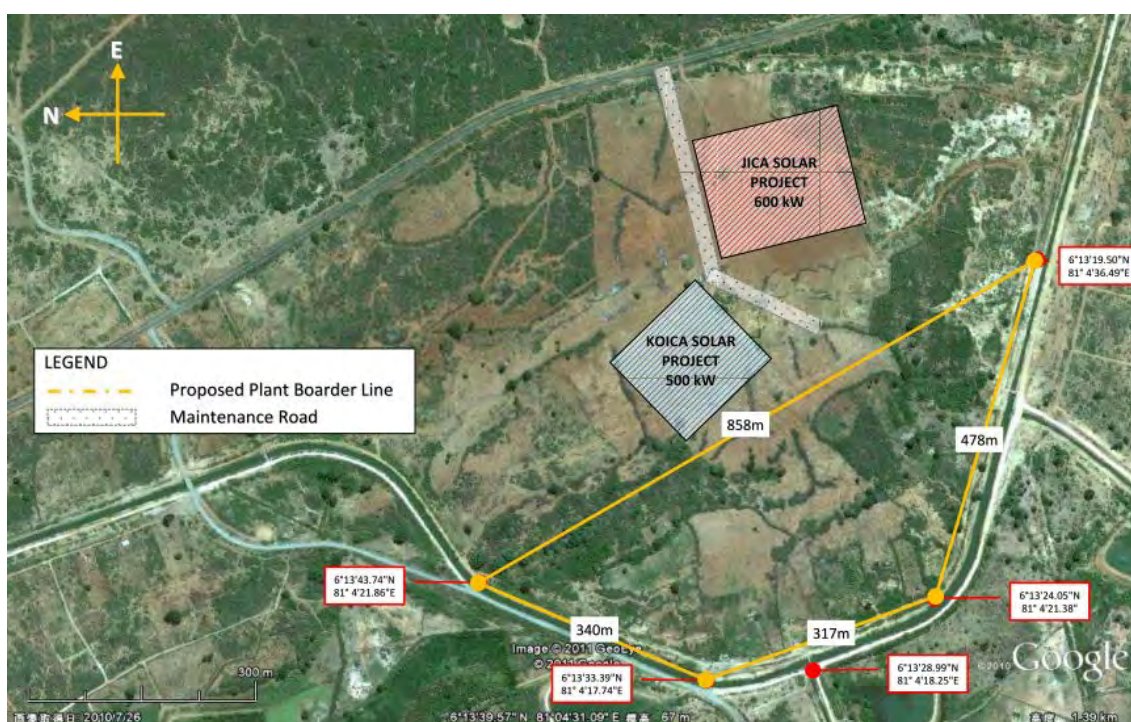


図 3-1-1 : ソーラーパーク敷地

図 3-1-1 に示すとおり、ハンバントタ、ソーラーパークは、600 エーカー（約 240 万 m^2 ）の規模で、当該案件の希望予定敷地は 29 エーカー（約 11 万 6,000 m^2 ）を予定している。ソーラーパークには、既に、JICA の無償援助による 600kW の太陽光発電所、KOICA の無償援助による 500kW の太陽光発電所が設置されている。

既設 JICA 太陽光発電所並びに KOICA 太陽光発電所は、既に 33kV の高圧でグリッド接続がなされており、当該案件へのグリッド接続への延長距離は 400m である。

ソーラーパークは、既に環境アセスメントを終了しており、当該案件の環境アセスメント適用は、風力発電タワーの環境影響（3.7.参照）を追加する程度である。

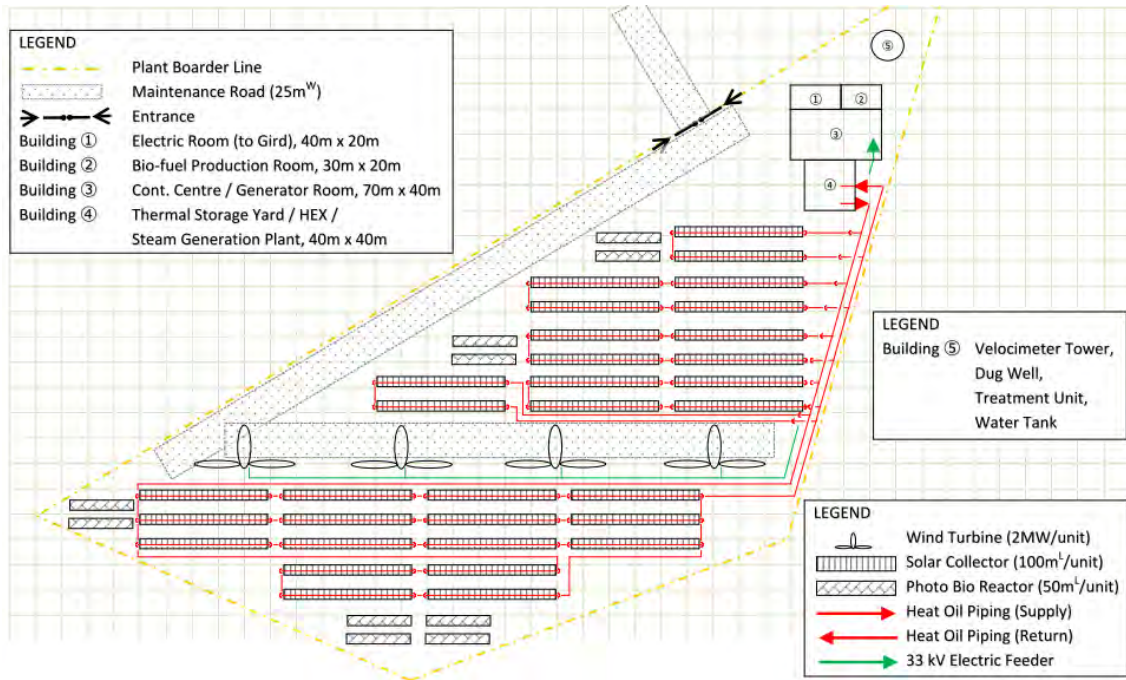


図 3-1-2 : ソーラーパーク敷地プロジェクト予定図 (1)

第 1 フェーズでは、2 基の 2MW 風力発電タービンを設置する。

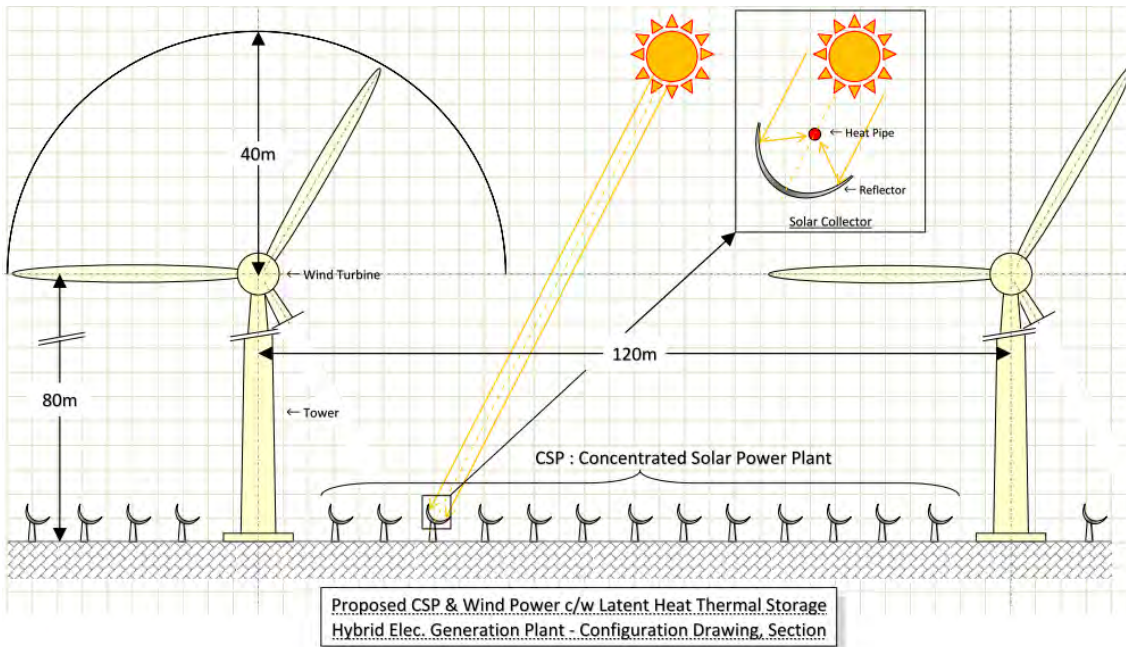


図 3-1-3 : ソーラーパーク敷地プロジェクト予定図 (2)

図 3-1-2、図 3-1-3 に示すとおり、第 1 フェーズステージ 1 では、2 基の 2MW

風力発電タービンを設置する。また、風力タワー間に第1フェーズステージ2で、小規模太陽熱発電（160kW×2=320kW）を設置する。

風力・風向測定は、UDA 他の資料を参考に計算を行ったが、敷地収用が認可された後に、50m 高さの風力・風向測定タワーを設置し、1 年の測定を行う予定である。



図 3-1-4 : ハンバントタ年間風速分布

図 3-1-4 に示すとおり、ハンバントタの年間風速分布には、一定の傾向がある。マニュアルでの測定では、モンスーン時に 13m/s 以上の風速を記録したが、モンスーン以外の季節の風速は平均 5m/s 以下と思われる。さらなる測定が必要である。



図 3-1-5 : プロジェクト完成予想図

図 3-1-5 にプロジェクト完成予想図を示す。

3.1.2. 実施計画

風力発電は、2つのフェーズに分けて実施される。現在、唯一の投資家であり事業主体のオーナーである高砂熱学株式会社（調査元）社内で、第1フェーズの初期投資資金計画を策定中である。第2フェーズは第1フェーズ次第である。

第1フェーズの実施結果によって第2フェーズの実施が決議されるため、CDMとしては第1フェーズのみ考慮する。風力タービンは、効率、コスト面からFS中である。

スリランカの既存風力発電所のタービンは1.5MWが主力であったが、各メーカーとも風力タービンの主力機種は、2MWに移行しつつある。よって、本プロジェクトの機種選定もUDAからの要望は3MWであるが、第1フェーズでは2MW×2基、第2フェーズも同様の2MW×2基、合計8MWで検討中である。フェーズ毎の実施計画は以下の通りである。

第1フェーズ

第1フェーズの定格出力2MW×2基=4MWを系統連系装置を介して既存グリッドに接続する。風力タービンの容量は、CEBの既存風力発電所600kW×5基=3MWより1MW多い。現在、CEBの既存風力発電所は2基が稼働中で、残り3基は数ヶ月～数年停止中である。これはCEBの方針で、順次既存タービンを停止しメンテは行わない、将来当該発電所は閉鎖するという計画に則っているためである。

そのため、本プロジェクトで再生可能エネルギー機構の認可が下り、CEBとの売電契約が締結した際には、ハンバントタ高圧変電所の第6フィーダー（CEB既存風力発電所で使用中）への接続が申請できる可能性がある。

現行のCEB既存風力発電所では、発電量が少ないため、電力変動の影響が少なく、第1フェーズ4MWでは、風力発電の超過電力による売電調整は発生しないと思われるがさらに調査が必要である。

2013年ハンバントタ開催予定の英連邦首脳会議（CHOGM）などの国際的なミーティングやスポーツ大会が予定されており、ハンバントタ地域（高圧変電所管轄内）での需要増が期待されるので、風力発電量の導入率は相対的に低下することが予想される。これは超過電力の発生量を下げ、グリッドの下げ代の余裕を高めるため、第1フェーズでの風力発電導入のグリッドに対する影響は少なくなると予想する。

表3-1に第1フェーズの計画を示す。

HAMBANTOTA WIND POWER STATION, Phase-1				
Construction Target : 2012 - 2013		Investment Amount : US\$ 7.0M		
None-Conventional Primary Source	Grid Connected (2013)			
	Unit	Numbers	Averaged Peak Capacity	Energy
Wind Electricity	2,000 kW	2	4,000 kW	7,884 MWh
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
Total			4,000 kW	7,884 MWh
Heat Storage Source	Unit	Numbers	Averaged Peak Storage Capacity	Energy
	-	-	-	-
-	-	-	-	-
Total			-	-

表 3-1 : 第 1 フェーズ

第 2 フェーズ

第 2 フェーズも定格出力 2MW×2 基=4MW を系統連系装置を介して既存グリッドに接続する。第 2 フェーズ稼働開始予定の 2014 年では、ハンバントタ国際空港のフェーズ 1（貨物のみ）は開港されている予定であり、ハンバントタ港のフェーズ 2 も開港予定である。また、国際的ホテルグループのハンバントタへの投資が増えているため、第 2 フェーズ稼働予定の 2014~2015 年は、さらに電力需要が高まることが予想される。

HAMBANTOTA WIND POWER STATION, Phase-2				
Construction Target : 2013 - 2014		Investment Amount : US\$ 7.0M		
None-Conventional Primary Source	Grid Connected (2014)			
	Unit	Numbers	Averaged Peak Capacity	Energy
Wind Electricity	2,000 kW	4	8,000 kW	15,768 MWh
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
Total			8,000 kW	15,768 MWh
Heat Storage Source	Unit	Numbers	Averaged Peak Storage Capacity	Energy
	-	-	-	-
-	-	-	-	-
Total			-	-

表 3-2 : 第 2 フェーズ

表 3-2 に第 2 フェーズの計画を示す。

しかしながら、「3.8.1. スリランカ政府機関のコメント」でも記したように、再生可能エネルギーの風力発電単体の導入は、CEB などから好ましくないと考えられている。そこで、基本計画はフェーズ 1、2 の風力発電を基幹として、太陽熱発電と熔融潜熱蓄熱槽の実証試験、商用運転を加えた、第 1 フェーズステージ 1、第 1 フェーズステージ 2、第 2 フェーズステージ 1、第 2 フェーズステージ 2 の 4 段階での実施計画を策定、

検討した。(詳細は、資料編を参照)

第1フェーズステージ1

これは上記、第1フェーズの通りの計画である。

第1フェーズステージ2

第1フェーズステージ2では、第1フェーズステージ1の風力タービン2基に加えて、160kWの蒸気タービン2基、容量320kWh×2基の蓄熱槽を追加して、ハイブリッド方式の実証試験を行う。表3-3に第1フェーズステージ2を示す。

HAMBANTOTA HYBRID POWER STATION, Phase-1, Stage-2				
Construction Target : 2013 - 2014		Investment Amount : US\$ 0.8M		
None-Conventional Primary Source	Grid Connected (2014)			
	Unit	Numbers	Averaged Peak Capacity	Energy
Wind Electricity	2,000 kW	2	4,000 kW	7,884 MWh
Concentrated Solar Power (Screw Steam Turbine)	160 kW	2	320 kW	2,243 MWh
Concentrated Solar Power (Radial Steam Turbine)	-	-	-	-
	-	-	-	-
	-	-	-	-
Total			4,320 kW	10,127 MWh
Heat Storage Source	Unit	Numbers	Averaged Peak Storage Capacity	Energy
Thermal Storage Unit by Phase Change Material	320 kWh	2	640 kWh	234 MWh
Thermal Storage Unit by Phase Change Material	-	-	-	-
Total			640 kWh	234 MWh

表3-3 : 第1フェーズステージ2

当該案件の場合、一次側の出力は風力は電力であり、太陽熱の出力は熱である。風力の電力がグリッドの調整力に関して問題がなければ、必ずしも蓄熱や蓄電の必要はなく、そのままグリッドに接続できる。

太陽熱の場合は、出力は熱エネルギーなので、発電する場合には二次側の蒸気タービンは必ず必要となる。太陽熱発電が高価と言われている理由は、この二次側の発電設備が必要だからである。太陽熱集光器自体はそれほど高価ではない。

また、太陽熱の出力の選択肢として、得られた蒸気や発電した電力を用いて、冷温水製造、氷蓄熱、海水・河川水浄化などにも用いることが出来る。太陽熱の場合は、一次側での発電ロスのない熱エネルギーそのものなので、冷温水製造、海水・河川水淡水浄化の効率は太陽光、風力、水力の場合よりも高い。

風力発電の場合、風力タービン・タワーの面積要件は少ない割に、乱流防止のためタワー間隔が80~120m程度必要なため、デッドスペースが多く、空間地利用は難しかった。

その空間地に太陽熱発電を付け加えてハイブリッド化することにより、土地の有効利用、風力発電のフラクチュエーション防止、実出力に対するイニシャルコスト (/kWh) の低減が図れる。

ハイブリッド化しないシングルでの太陽熱システムでは、太陽熱の特色である熱エネ

ルギーの一次側出力を用いて、さまざまな二次側出力（冷温水、飲料水等々）を可能とする特色が生かせず、特に、10MW 以下のミニ発電ではコストパフォーマンスが良いとは言えない。しかし、熔融塩蓄熱システムを持つ太陽熱発電システムは、他の再生可能エネルギーとの組合せでのハイブリッドでこそ真価を発揮する。

第2フェーズステージ1

第2フェーズステージ1では、第1フェーズステージ2の風力タービン2基、160kWの蒸気タービン2基、容量320kWh×2基の蓄熱槽に加え、5,000kWhの蓄熱槽2基を追加し、合計8MWとなった風力発電の超過電力を吸収し、平準化する実証試験を行う。

表3-4に第2フェーズステージ1を示す。

HAMBANTOTA HYBRID POWER STATION, Phase-2, Stage-1				
Construction Target : 2013 - 2014		Investment Amount : US\$ 10.5M		
None-Conventional Primary Source	Grid Connected (2014)			
	Unit	Numbers	Averaged Peak Capacity	Energy
Wind Electricity	2,000 kW	4	8,000 kW	15,768 MWh
Concentrated Solar Power (Screw Steam Turbine)	160 kW	2	320 kW	2,243 MWh
Concentrated Solar Power (Radial Steam Turbine)	-	-	-	-
	-	-	-	-
Total			8,320 kW	18,011 MWh
Heat Storage Source	Grid Connected (2015)			
	Unit	Numbers	Averaged Peak Storage Capacity	Energy
Thermal Storage Unit by Phase Change Material	320 kWh	2	640 kWh	234 MWh
Thermal Storage Unit by Phase Change Material	5,000 kWh	2	10,000 kWh	3,650 MWh
Total			10,640 kWh	3,884 MWh

表3-4 : 第2フェーズステージ1

第2フェーズステージ2

第2フェーズステージ2では、第2フェーズステージ1の機器に加えて、2,000kW蒸気タービン2基を追加し、合計定格12MWのハイブリッドシステム実証試験を行う。

表3-5に第2フェーズステージ2を示す。

HAMBANTOTA HYBRID POWER STATION, Phase-2, Stage-2				
Construction Target : 2014 - 2015		Investment Amount : US\$ 4.5M		
None-Conventional Primary Source	Grid Connected (2015)			
	Unit	Numbers	Averaged Peak Capacity	Energy
Wind Electricity	2,000 kW	4	8,000 kW	15,768 MWh
Concentrated Solar Power (Screw Steam Turbine)	160 kW	2	320 kW	2,243 MWh
Concentrated Solar Power (Radial Steam Turbine)	2,000 kW	2	4,000 kW	28,032 MWh
	-	-	-	-
	-	-	-	-
Total			12,320 kW	46,043 MWh
Heat Storage Source	Grid Connected (2015)			
	Unit	Numbers	Averaged Peak Storage Capacity	Energy
Thermal Storage Unit by Phase Change Material	320 kWh	2	640 kWh	234 MWh
Thermal Storage Unit by Phase Change Material	5,000 kWh	2	10,000 kWh	3,650 MWh
Total			10,640 kWh	3,884 MWh

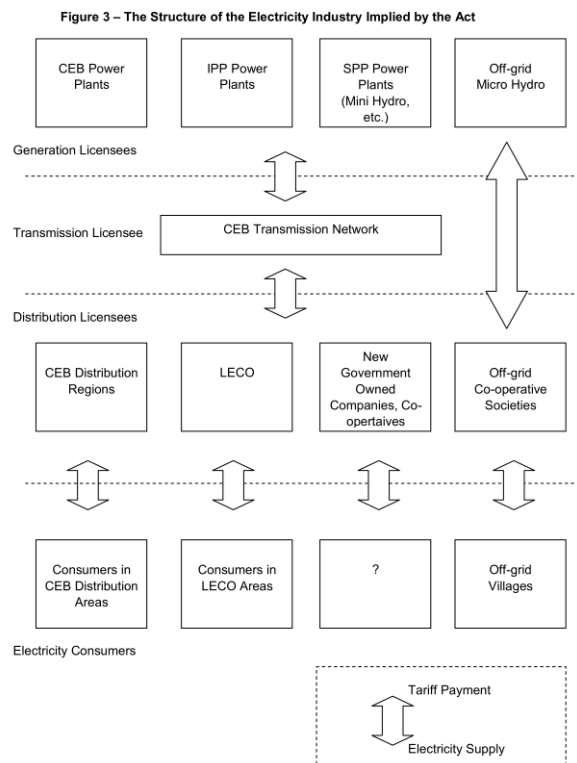
表3-5 : 第2フェーズステージ2

3.1.3. 風力発電のオングリッド接続の問題点

CEB の Mr. B A N Fernando にヒアリングし、風力発電単体のオングリッドへの接続は大変不安定なため（3. 1. 4 を参照）、CEB の Transmission Network 側としては、グリッドへの悪影響があるので困難とのコメントを得た。

一方、アジア開発銀行から融資を受け、再生可能エネルギーの発電容量（風力のみでなく、ミニ hidro、バイオマス、廃棄物等の発電も含む）を 2015 年までに、全発電容量の 225MW まで引き上げるという公約をしているため、CEB としてはエネルギー政策として、需要家側の FIT（コロombo圏以外は Rs 13）よりも高いノンコンベンショナル向け FIT（風力発電の場合 Rs 20）を支払って、再生可能エネルギーの中で最も不安定な風力発電を接続させているのが現状である。

図 3-2-1 に The structure of Electricity Industry Implied by the Act を示す。



出典：P.22, " The Electricity Act of 2009 and the Development of the Sector" on 30 Jun 2009

図 3-2-1 : The structure of Electricity Industry Implied by the Act

実際のところ、風力発電の発電容量が増加したとしても、グリッド全体の発電容量の増加にはつながらない。この理由は後述する。

本プロジェクトは、「ハンバントタにおける国際会議場向け風力発電 CDM 実現可能性調査」であるため、ナショナル・グリッドの調査内容は重要である。

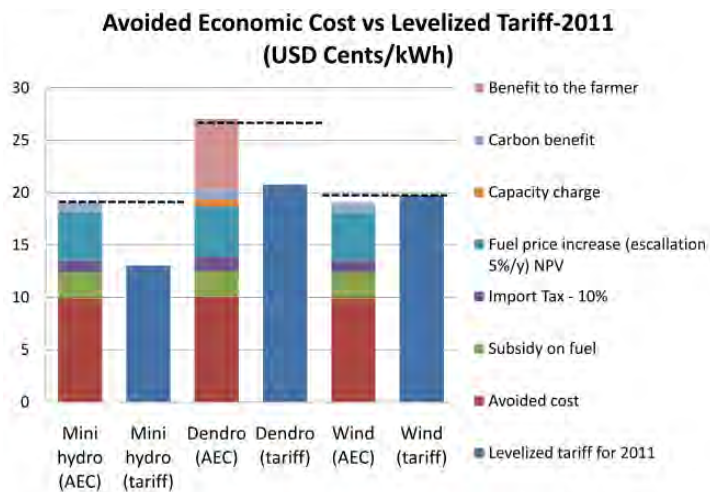


図 3-2-2 : Avoided Economic Cost vs Levelized Tariff-2011

図 3-2-2 に Avoided Economic Cost vs Levelized Tariff-2011 を示す。

調査の結果、スリランカで風力発電をはじめとする再生可能エネルギーの普及には様々な困難があり、IPP 事業者の参入が阻まれている、CDM 案件の成立数が少ない等が判明した。

3.1.4. 風力発電のオングリッド接続シミュレーション

本調査で、風力発電のオングリッド接続シミュレーションを以下の4つのケースについて行った。60分の計測で、最低風速 5.1m/s、最低発電量は 900kW、最大風速 11.2m/s、最大発電量は 6,800kW の場合の観測結果の例を図 3-3 で示した。

Case 1 — Wind Turbine Capacity 2MW x 4 nos. = 8MW

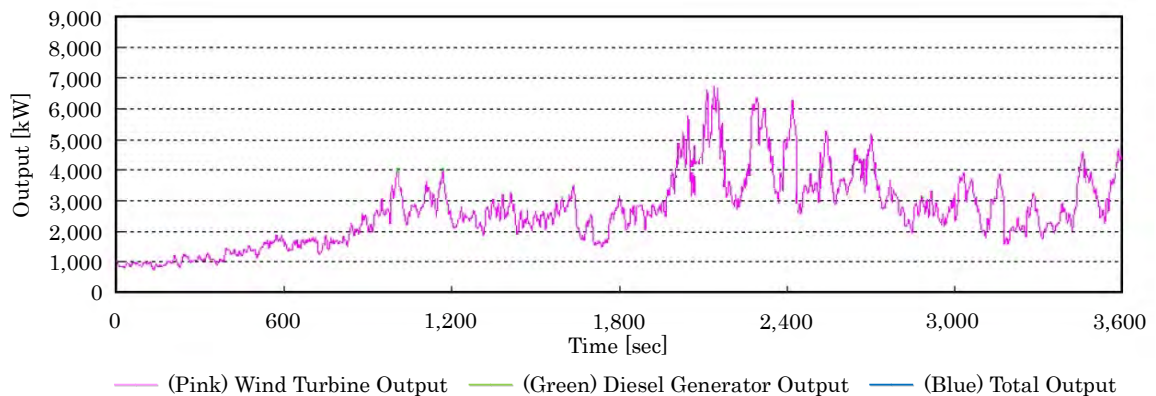


図 3-3 : Single Cycle Sustainable Energy – Wind Power Generation

Case 1 は風力発電の出力変動そのもので、そのままグリッドに接続するため、出力変動に伴う常時周波数変動、カットアウト時の瞬時電圧変動、周波数変動のリスクは、グリッド側が負う。スリランカの不安定なグリッドにおいては、特に夜間・早朝の需要家デマンドが少ないため、グリッドの調整力が不足し、グリッドを調整する火力発電所の下げ代よりも風力発電の出力が大きい場合、グリッドの電源が落ちる（全島停電する）可能性がある。そのため、ある一定量以上での買取を電力会社が認めないケースがあり、IPP 事業者は、その分、収益が減ることとなる。Case 1 の状態では、CEB は電力をグリッドに供給できない。

一方、Case 2 のように既存火力発電所の出力を調整して、風力発電の出力変動を打ち消すことができる。

Case 2 — Wind Turbine Capacity 2MW x 4 nos. = 8MW, Diesel Generation 9.7MW

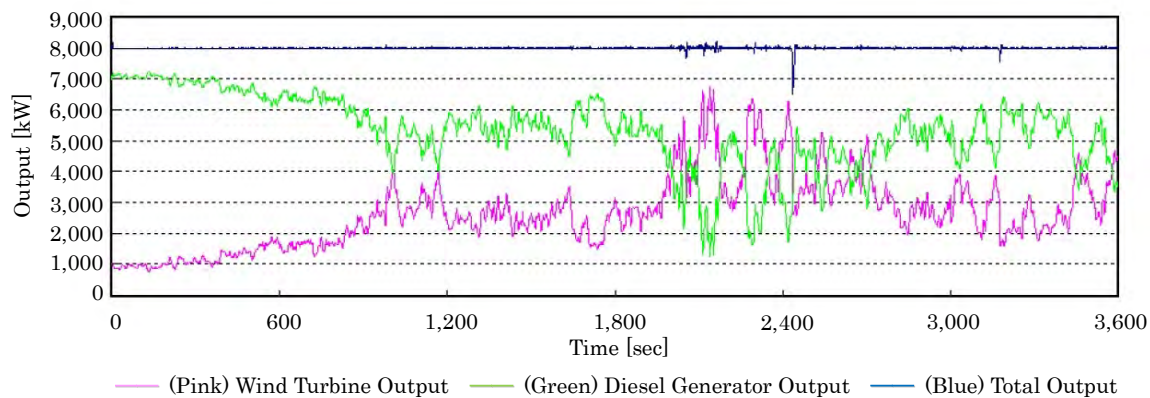


図 3-4 : Hybrid Sustainable Energy – Wind Power Generation adjusted by Existing CEB Diesel Power Generation

Case 2 は、常時出力目標を風力発電装置の定格出力 8,000kW に設定し、常時出力目標 8,000kW を達成するためには、風力発電出力が 8,000kW に届かない際の調整を加えたシミュレーション結果である。図 3-4 に示されるとおり、調整後、ピンク線の風力発電出力と緑線のディーゼル発電出力が 4,000kW を境にして上下反転、ほぼ上下対称となっている。

Case 2 の運転シミュレーションの最大出力の下限・上限の制御結果

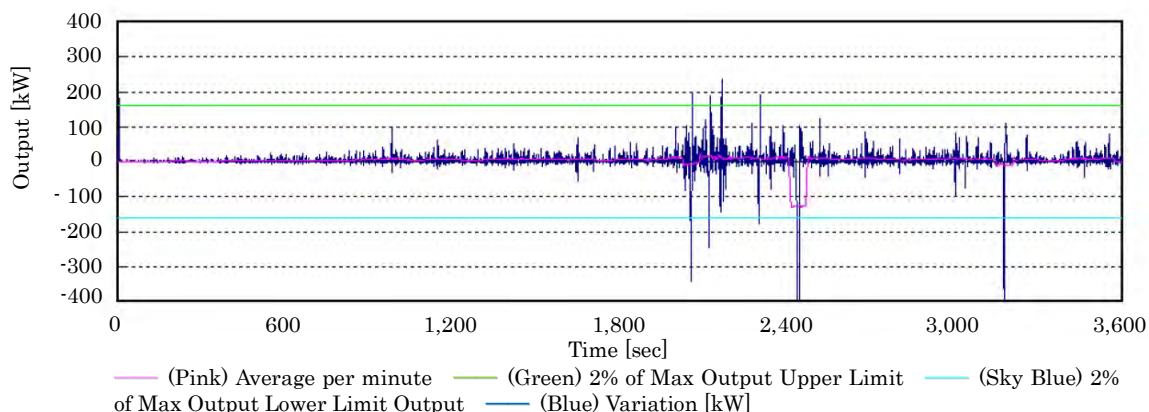


図 3-5 : Hybrid Sustainable Energy – Wind Power Generation adjusted by Existing CEB Diesel Power Generation

図 3-5 に示すとおり、Case 2 の場合の出力偏差は、上限値 (8,160kW)、下限値 (7,840kW) の範囲にほぼ収まっている。あたかも風力発電のグリッドへの接続は、うまく稼働し、グリッドの遊乱要因にならず、常時出力 8,000kW を出力可能なように思える。

しかしながら、実際のところ、以下のようないくつかの問題点が起こりうる。

1. グリッド側の火力発電は、定格負荷の 80% で最適運転できるとして、常時約 8,000kW の出力を維持できる。ところが、風力が発電し供給する分、ディーゼル発電機がその分の部分負荷運転をしていることになる。Case 1 の場合、グリッド側としては、風力発電出力 8MW に見合う火力発電を想定し、最低 900kW から最大 6,800kW を調整可能で、かつ連続運転可能な状態に保持しなければならない。
2. グリッド側の（風力発電出力に見合う）火力発電機の調整力がなんらかの理由で低下（例えば 2 基の内、1 基が停止）した場合、調整力は 50% となるので、それに合わせて、IPP 側の風力発電機の 4 台の内 2 台は停止せざるを得ない。よって、4 基とも発電可能にもかかわらず、売電収入も 50% となる。
3. グリッド側の（風力発電出力に見合う）火力発電機が故障、メンテナンスなどの理由で停止した場合、風力発電の不安定な出力を調整できなくなり、グリッドが落ちる可能性もある。その場合、風力発電所は停止せざるを得ない。よって、発電可能にもかかわらず、売電収入はゼロとなる。

Case 1、Case 2 では実際にオングリッドの状態がわからないので、ハンバントタ地区の現状に近い 110MW クラスの小規模グリッドを考え、そこに 8MW の風

力発電が追加されると想定する。

Case 3 — Wind Turbine Capacity 2MW x 4 nos. = 8MW on-grid condition at 18:00 daily peak

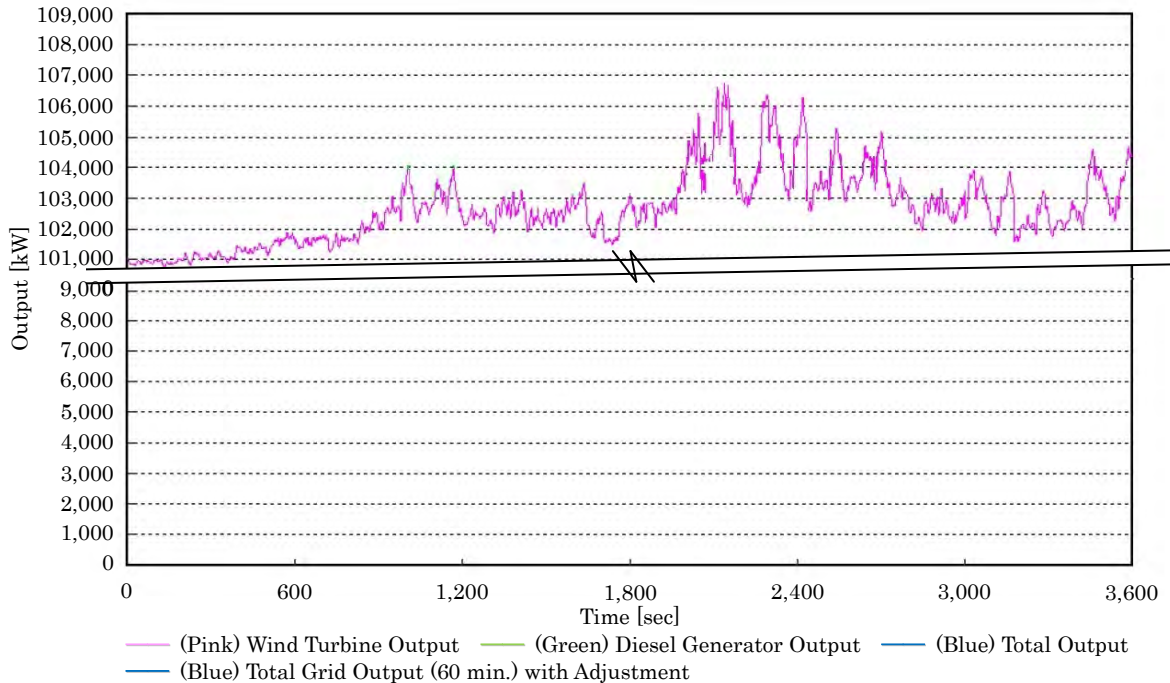


図 3-6 : Single Cycle Sustainable Energy – Wind Power Generation add to Grid

Case 3 は、110MW クラスの小規模グリッドに 8MW の風力発電が追加された場合である。グリッドの発電量は、調整前は図 3-6 のグラフのとおりとなる。この際の需要家側デマンドを、仮定として 3,600sec 間常時 108MW であったと仮定する。時間 0sec の際にはデマンドに 7MW 不足している。2,400sec 付近では 1~2MW 不足している。

Case 1 と同様であるが、グリッド全体の状態を理解できるであろう。また、110MW クラスの小規模グリッドに 8MW の風力発電所を追加しても、このグリッドの容量は 118MW とはならない。

なぜなら、110MW の既存水力・火力発電の内、定格 10MW 分の火力発電（最適効率 80%、スリランカの場合、現状ではディーゼル発電機）は風力発電の不安定な出力を補完し、需要家側デマンドを満たす調整を行うため、常にスタンバイを強いられるからである。

水力発電はベース電力であるので、風力発電の調整には回せない。稼働中のプッタラム、ノロッチャライの石炭火力は 100MW 級の蒸気タービンであるため、10~30MW 級の風力発電の調整力として利用するのは難しく、同じくベース電力である。よって、調整力を担当するのは、化石燃料を用いた既存ディーゼル

発電ということになる。

Case 4 — Wind Turbine Capacity 2MW x 4 nos. = 8MW on-grid condition, Diesel Generation 9.7MW at 18:00 daily peak

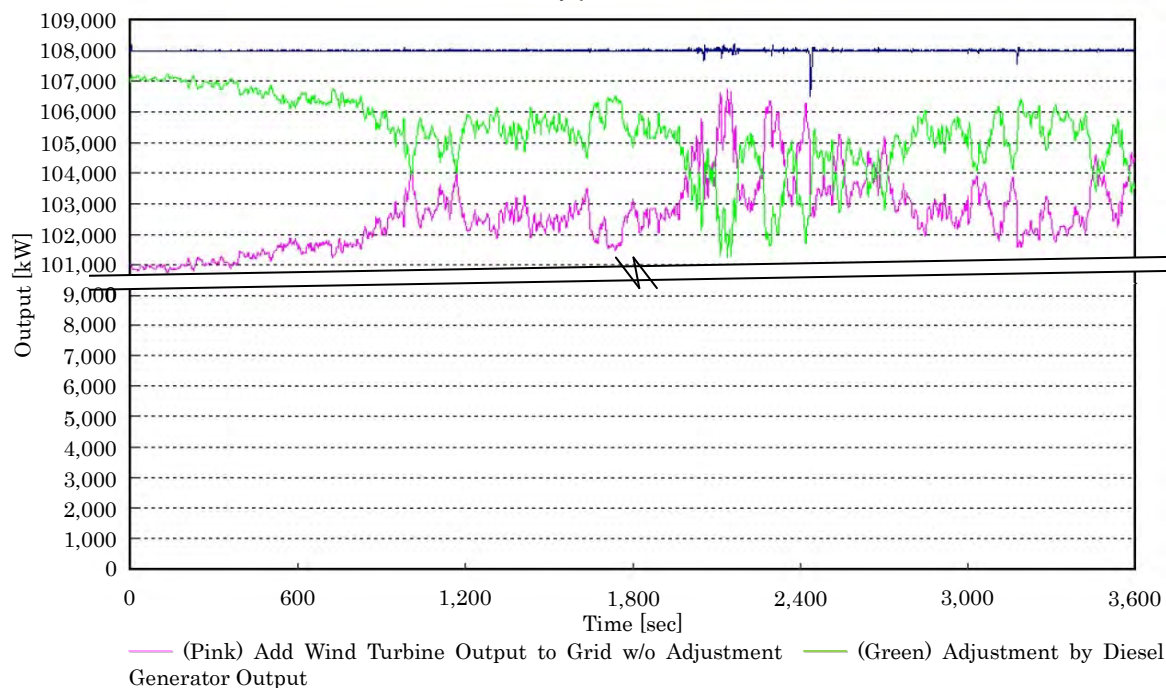


図 3-7 : Single Cycle Sustainable Energy – Wind Power Generation add to Grid adjusted by Fuel Power Plant

Case 4 は、図 3-7 のように、既存火力発電で補完的に調整を行なって、108MW のデマンドを維持する。しかしながら、

4. 自己調整力のない風力発電設備全般では、グリッドの安定を促すためにも、風力発電や同様な遊乱要因になりかねない太陽光、ミニ hidro 発電の合算発電容量をグリッドのその 10% 以下に抑えられているのが現状であり、再生可能エネルギーのポテンシャル以下に利用は制限されている。
5. 「3.1.3. 風力発電のオングリッド接続の問題点」の” The Electricity Act of 2009 and the Development of the Sector”のフロー図で、IPP のパワープラントには既存ディーゼル発電所が多くあるが、IPP 事業者ゆえ風力発電の調整力を期待できない。同じ IPP 事業者であるから売電収入が減る風力発電の調整など依頼できない。ミニ hidro、バイオマスも同様である。よって、風力発電の調整力は CEB 所有のパワーステーションで風力発電容量に見合う施設にしか期待できない。

3.2. ベースライン・モニタリング方法論

当該プロジェクトは、小規模方法論 AMS - I.D. “Grid Connected Renewable Electricity Generation”（バージョン 17）とその関連ツールの適用条件を充足することを下記の通り、確認した。

- 本プロジェクトは、セイロン電力庁（CEB¹³）のグリッドに電気を供給する。
- 本プロジェクトは、新規再生可能エネルギー発電事業である。
- 本プロジェクトの発電容量は 4.0 MW であるため、小規模プロジェクトの発電容量 15 MW の上限以下である。
- 本プロジェクトは熱電併給設備ではない。

また、本プロジェクトは、系統電源排出係数の算定のため、「Tool to calculate the grid emission factor for an electricity system」（バージョン 2.2.1）を適用する。

3.3. ベースラインシナリオ及びプロジェクトバウンダリーの設定

3.3.1. ベースラインシナリオの設定

本プロジェクトがなければ、同量の電力を系統電源から供給しなければならないので、系統電源がベースラインシナリオである。

ベースライン CO₂ 排出係数を求めるには、2 つのオプションがあり、事業者は選択できる。

- (a) 「電力システムに関する排出係数計算ツール」を用い、排出係数としてコンバインド・マージン係数（CM）を算出する。

又は

- (b) 既存系統電源の平均排出係数を算出し、プロジェクト実施後、最新のデータ（発電が行われた年度のデータ）に基づき、毎年更新すること。

オプション（a）の排出係数の算定のため、CEB の最新電力データ（2008 年－2010 年）を入手し、排出係数を算出した。排出係数は 0.6564 tCO₂e/MWh である。

¹³Ceylon Electricity Board

スリランカの系統電源の 50 %弱が水力等の再生可能エネルギーであるため、オプション (b) に則し算出された排出係数は 0.3189 tCO₂e/MWh であった。本プロジェクトでは、排出係数の高いオプション (a) を選択する。

オプション (a) の算出方法は下記の通りである。

ステップ1 プロジェクトが連結する電力システムの決定

このステップでは、プロジェクトが連結する電力システムを明らかにしなければならない。スリランカの電源の系統は 1 系統で、セイロン電力庁 (CEB) が管理しており、プロジェクト実施サイトである Hambantota も同系統により電力が供給されている。したがって、プロジェクトにより代替される電力は同系統により供給される電力である。

ちなみに、CEB は 1 年強の遅れで系統電源のデータを年間ごとに公開するが、CEB の統計部より自由に取り寄せることができる。

ステップ2 系統につながない電源 (off-grid plants) をプロジェクト電力システムに入れるか否かを決定

このステップは任意であるため、本事業では、系統につながっている電源のみを CM の算定に使用するとする。尚、CEB が公開しているデータは off-grid プラントも含まれているため、排出係数の算定の際、注意を払わなければならない。

ステップ3 OM排出係数の計算方法の選定

排出係数計算ツールのステップ 3 では、オペレーティング・マージン (OM) 排出係数の計算方法の選定をする。オペレーティング・マージンには以下の 4 種類の方法があり、グリッド情報の有無、発電所の種類等により、プロジェクト毎に算出方法を選択する。

1. 簡易 OM (Simple OM)
2. 簡易調整 OM (Simple adjusted OM)
3. 平均 OM (Average OM)
4. ディスパッチ・データ分析 OM (Dispatch Data Analysis OM)

上記 4 種類のどの方法を用いてもよいが、簡易 OM は直近 5 年間の平均もしくは、長期間の水力発電の平均における、低コスト/マスト・ラン発電所からの発電量がグリッドの年間総発電電力量の 50 %以内である場合のみ用いることが可能である。スリランカの過去 5 年間の低コスト/マスト・ラン発電所発電量が占める割合を表 3-6 に示す。それによると、スリランカの過去 5 年間の低コスト/マスト・ラン発電所からの発電量はグリッド発電量合計の 50 %以下であるため、簡易 OM の適用が可能である。

発電	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年
合計発電量 (GWh)	8,769	9,791	9,793	9,756	10,561
火力発電所合計発電量 (GWh)	5,314	5,842	5,654	5,849	4,844
低コスト/マスト・ラン発電所の合計発電量 (GWh)	3,455	3,949	4,139	3,907	5,717
合計発電量に占める波火力発電所の割合 (%)	60.60	59.67	57.74	59.96	45.87
合計発電量に占める低コスト/マスト・ラン発電所の割合 (%)	39.40	40.33	42.26	40.04	54.13
合計発電量に占める低コスト/マスト・ラン発電所の過去5年間の平均割合					43.23%

表 3-6： 過去5年間の低コスト/マスト・ラン発電所発電量の割合

排出係数を計算するために使用できるデータには、事前 (ex-ante) オプションと事後 (ex-post) オプションを選択することが可能である。

- ① **事前オプション**：PDD を DOE に提出する際に入手可能な最新3年間の発電量の加重平均を事前に算出する。クレジット期間中、排出係数のモニタリングと再計算は必要ない。
- ② **事後オプション**：提案プロジェクトによる系統電源の代替をした年の排出係数を、事後的に算出し、モニタリング期間中は毎年更新する必要がある。

前述の通り、CEB はグリッドデータが1年の遅れで公開され、またスリランカの電源ミックスに再生可能の割合が増えていくと予想されているため、排出係数が毎年更新されるとその値が低下すると予想される。したがって、本プロジェクトでは、事前オプションを採用する。

ステップ4 OM排出係数を算出

簡易 OM 排出係数は低コスト/マスト・ラン発電所以外の発電所の単位発電量当たりの加重平均 CO₂ 排出量として算出される。排出係数計算ツールの STEP 4 には、簡易 OM の計算方法として2つのオプションが示されている。

オプション A : 各発電所の発電量と発電所ごとの CO₂ 排出係数のデータを用いて算出

オプション B : 当該グリッドに接続する全ての発電所の発電総量と使

用燃料の種類別総消費量を用いて簡易算出

CEBの統計部はプラントごとの発電データを公開しているため、オプションAを選定した。尚、燃料消費量のデータが公開されていないため、オプションAの中にあるオプションA2（発電所の燃料別のデフォルト発電効率係数に基づき、CO₂ 排出係数を算定すること）を適用する。

OM 排出係数の算定に使われるスリランカのプラントは表 3-7 の通りである。

発電所名	発電タイプ	使用燃料
セイロン電力庁直轄の発電所		
Kelanitissa ガス発電所	ガス・タービン（5基）	ディーゼル
	ガス・タービン（1基）	ディーゼル
	コンバインド・サイクル	ナフサ
	コンバインド・サイクル	ディーゼル
Sapugaskanda ガス発電所	ディーゼル発電機	ディーゼル
	ディーゼル発電機	ディーゼル
独立発電事業者（IPP）		
Lakdhanavi	ディーゼル発電機	重油
Asia Power Ltd	ディーゼル発電機	重油
Colombo Power (Pvt) Ltd (BARGE MOUNTED)	ディーゼル発電機	重油
ACE Power Matara	ディーゼル発電機	重油
ACE Power, Horana	ディーゼル発電機	重油
AES Kelanitissa (Pvt) Ltd	コンバインド・サイクル	ディーゼル
Heladanavi (Pvt) Ltd	ディーゼル発電機	重油
Ace Power Embilipitiya Ltd	ディーゼル発電機	重油
West Coast Kerawalapitiya	ディーゼル発電機	天然ガス

表 3-7： 排出係数の算定に使われるプラントのリスト

OM 排出係数は、次式にて計算される。

$$EF_{grid,OMaverage,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{-----(1)}$$

$EF_{grid,OMaverage,y}$	y年度に於ける簡易OM CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /MWh)
$EG_{m,y}$	y年度に於ける発電所mがCEB系統に供給した電力量 (MWh)
$EF_{EL,m,y}$	y年度に於ける発電所mのCO ₂ 排出係数 (tCO ₂ e/MWh)
m	低コスト/マスト・ラン発電所以外の電力系統につながっている発電所
Y	データの年度分 (2008年—2010年)

ただし、

$$EF_{EL,m,y} = \frac{EF_{CO_2,m,i,y} \times 3.6}{\eta_{m,y}} \quad \text{-----(2)}$$

$EF_{EL,m,y}$	y年度に於ける発電所mのCO ₂ 排出係数 (tCO ₂ e/MWh)
$EF_{CO_2,m,i,y}$	y年度に於ける発電所mで使用された燃料iの平均CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /GJ)
$\eta_{m,y}$	y年度に於ける発電所m平均変換効率 (割合)
m	低コスト/マスト・ラン発電所以外の電力系統に接続されている発電所
y	データの年度分 (2008年—2010年)

過去 3 年間 (2005 年～2007 年) のデータに基づき算出された簡易 OM は、0.6955 tCO₂/MWh である。

ステップ5グリッドのビルド・マージン (BM) 排出係数の算出

排出係数計算ツールの STEP 5 によると、ビルド・マージン (BM) 排出係数の算出の対象となる発電所は、以下の2つのうち年間発電電力量の合計値が大きくなる方を選択しなければならない。

1. 直近に建設された5つの発電所
2. 直近に建設され新たにグリッドに接続された発電所で、グリッドにおける発電量の20%を占める発電所

2010年のデータ (表3-8を参照) によると、グリッドにおける発電量の20%を占める発電所の発電量が、直近に建設された5基の発電所からの年間発電電力量よりも大きいため、直近に建設され新たにグリッドに接続された発電所でグリッドにおける20%を占める発電所のデータを用いて、スリランカのBM排出係数を計算する。尚、CDM案件として登録されている発電所はBM排出係数の算定に使わない。

Plant Name	Fuel Type Used	Installation Year	Net Electricity Generation (GWh)	Cumulative annual electricity generation, AEG _{SET}	Share of AEG _{total}
Willpita WPP	風力	Oct-10	0.039	547.099	5.18%
Vidatamunai	風力	Jul-10	14.619	547.099	5.18%
Aggra Oya	水力	Jun-10	3.843	582.600	5.52%
West Coast Kerawalapitiya power station	天然ガス	May-10	547.099	547.099	5.18%
Segumanthivu	風力	May-10	17.646	564.745	5.35%
Mampuri	風力	May-10	17.855	582.600	5.52%
Ganthuna	水力	Mar-10	3.528	590.365	5.59%
Watakelle	水力	Jan-10	4.237	590.365	5.59%
Gangawerallya	水力	2009	1.302	591.667	5.60%
Bogandana	水力	2009	12.931	604.598	5.72%
Amanawala	水力	2009	4.915	609.513	5.77%
Pathaha Oya	水力	2009	3.888	613.401	5.81%
Nugedola	水力	2009	1.617	615.018	5.82%
Halathura Ganga	水力	2009	5.917	620.935	5.88%
Lower Atabage	水力	2009	1.310	622.245	5.89%
Soranathota	水力	2008	3.139	625.384	5.92%
Giddawa	水力	2008	8.744	634.128	6.00%
Palmerston	水力	2008	3.871	637.999	6.04%
Sheen	水力	2008	2.796	640.795	6.07%
Somerset	水力	2008	5.131	645.926	6.12%
Manelwala	水力	2008	8.222	654.148	6.19%
Loggal Oya	水力	2008	9.282	663.430	6.28%
Kadawala II	水力	2008	5.191	668.621	6.33%
Koswatta Ganga	水力	2008	5.650	674.271	6.38%
Blackwater	水力	2008	5.837	680.108	6.44%
Kadawala I	水力	2008	14.408	694.516	6.58%
Barcaple	水力	2008	7.741	702.257	6.65%
Lower Neluwa	水力	2007	6.458	708.715	6.71%
Kotankanda	水力	2007	0.828	709.543	6.72%
Kehelgagu Oya	水力	2007	10.168	719.711	6.81%
Batatota	水力	2007	11.165	730.876	6.92%
Forest Hill	水力	2006	0.704	731.580	6.93%
Guruluwana	水力	2006	7.720	739.300	7.00%
Gurugoda Oya	水力	2006	1.192	740.492	7.01%
Nilambe Oya	水力	2006	1.857	742.349	7.03%
Kalapathana	水力	2006	2.492	744.841	7.05%
Labuwewa	水力	2006	6.834	751.675	7.12%
Kudah Oya	水力	2006	7.755	759.430	7.19%
Gomala Oya	水力	2006	3.741	763.171	7.23%
Dunsiname	水力	2006	12.884	776.055	7.35%
Henfolde	水力	2006	10.171	786.226	7.44%
Coolbawan	水力	2006	2.380	788.606	7.47%
Ace Power Ambilipitiya Ltd power station	重油	2005	611.755	1,400.361	13.26%

Upper Korawaka	水力	2005	6.500	1,406.861	13.32%
Kalupahana	水力	2005	3.270	1,410.131	13.35%
Assupini Ella	水力	2005	17.903	1,428.034	13.52%
Kumburuneniwela	水力	2005	9.627	1,437.661	13.61%
Radella	水力	2005	0.672	1,438.333	13.62%
Wee Oya	水力	2005	18.798	1,457.131	13.80%
Kotapola	水力	2005	1.805	1,458.936	13.81%
Hemingford	水力	2005	0.458	1,459.394	13.82%
Heladanavi (Pvt) Ltd power station	重油	Dec-2004	636.840	2,096.234	19.85%

表 3-8: BM 排出係数の計算に使われるプラントのリスト

BM 排出係数は下記の通り、算定される。

$$EF_{grid,BM,y} = \frac{\sum_m EG_{m,y} \times EF_{EL,m,y}}{\sum_m EG_{m,y}} \quad \text{-----}(3)$$

$EF_{grid,BM,y}$	y年度に於けるBM CO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /MWh)
$EG_{m,y}$	y年度に於ける発電所mがCEB系統に供給した電力量 (MWh)
$EF_{EL,m,y}$	y年度に於ける発電所mのCO ₂ 排出係数 (tCO ₂ e/MWh)
m	直近に建設され新たにグリッドに接続された発電所で、グリッドにおける発電量の20%を占める発電所
y	データの年度分 (2008年—2010年)

尚、 $EF_{EL,m,y}$ が上記数式 (2) の通り、算定される。

上記のデータに基づき算出された BM は、0.446 tCO₂/MWh である。

ステップ6 グリッドのコンバインド・マージン (CM)

コンバインド・マージン (CM) 排出係数は、OM 排出係数と BM 排出係数の加重平均として算出される。尚、本プロジェクトは風力発電であるため、第1クレジット期間中にOMのウェイトは0.75、BMのウェイトは0.25となる。また、第2と第3のクレジット期間中にそれぞれの0.5のウェイトを使わなければならない。

先に算出された OM 排出係数と BM 排出係数より、スリランカの電力グリッドの排出係数は 0.6546 tCO₂/MWh と算出された。

なお、第61回 CDM 理事会の会議で承認された排出係数計算ツール (バージョン 2.2.1) により、登録案件数が 10 件以下のホスト国に対して、CM を求める際、ビルドマージン (BM) をゼロと設定し、オペレーティングマージン (OM) のみを考慮する「簡易化 CM」の方法が可能となったが、その際、OM を平均 OM 排出係数として算定しなければならないため、排

出係数は 0.3189 tCO₂e/yr となり、プロジェクトにとっては不利であるため、簡易 CM を使用しないと判断した。

3.3.2. プロジェクトバウンダリーの設定

AMS-I.D.では、プロジェクトバウンダリーに本プロジェクト発電設備と全ての系統電源が含まれる（図 3-8 を参照）。また、プロジェクトバウンダリー内における温室効果ガスの排出源は表 3-9 に示されている。

尚、本プロジェクトでの夜間の余剰電力をグリッドへ売電せずに、ハンバントタ港近傍の UDA 所有用地に周辺漁村向けとして設置が検討されている冷凍冷蔵庫（荷揚げされた魚の保存用）への直接電力供給を検討していたが、CEB との面談で、スリランカの法律上、電気グリッドを通して、特定の消費者に電気を供給することは認められていないことが明確になったため、全量をグリッドに供給することとなり、プロジェクトバウンダリーは変わらない。

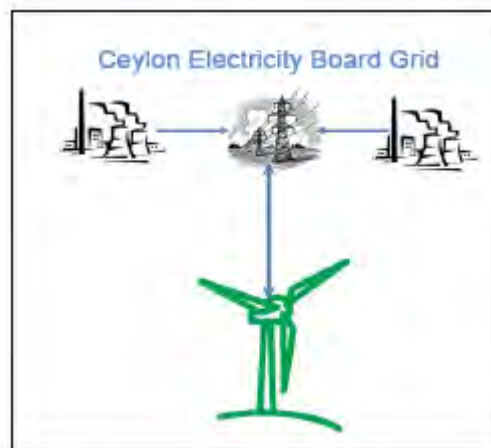


図 3-8 プロジェクトバウンダリー

	排出源	温室効果ガス	見込み	詳細
ベースライン	CEB 系統に接続している火力発電所	CO ₂	Yes	主な排出源
		CH ₄	No	算定に含まない
		N ₂ O	No	算定に含まない
プロジェクト	風力発電所	CO ₂	No	風力による発電は温室効果ガスの排出につながらない
		CH ₄	No	風力による発電は温室効果ガスの排出につながらない
		N ₂ O	No	風力による発電は温室効果ガスの排出につながらない

表 3-9: プロジェクトバウンダリー内の温室効果ガス排出源

3.4. モニタリング計画

本プロジェクトは、小規模方法論 AMS - I.D. “Grid Connected Renewable Electricity Generation” (バージョン 17) に基づき、モニタリング計画を作成する。主なモニタリング項目は、グリッドに供給された電力量とグリッドから輸入された電力量であり、それを使用し、排出削減量の算定に必要な純電力供給量を求める。

尚、自動的に純電力供給量を算定できる測定器があるが、スリランカではフィード・イン・タリフは純供給量に対してではなく、総供給量に対して支払われるので、このような電力量計の導入は望ましくないため、総供給量と総輸入量の測定器がそれぞれ設置される。

本モニタリング計画は、インド、スリランカを中心に登録された CDM プロジェクトのモニタリング実績とその結果、また現地調査で得られた情報に基づき、作成する。

3.4.1. モニタリング項目

モニタリング項目は下記の表 3-10、3-11 の通りとなる。

データ・パラメーター	EX_y
単位	MWh/y
説明	y 年度に於けるグリッドに供給する電力量
データソース	測定
値	7,008
適用されている測定方法・過程の簡単な説明	電力量計により継続的に測定。
(あれば) QA/QC 手順	CEBが電力量計（主メータ）をインストールする。CEBグリッドに供給している電力量をダブルチェックするため、チェックメーターを設置する。チェックメーターの読み取り値は、主にメーターの障害が発生した場合にも使用される。 測定結果の一貫性のため、売電量の記録（例：請求書、領収書、等）と相互チェックがなされなければならない。CEBと事業者は共同でCEBが所有している主メーターによる電力供給量の記録を読み取り、正確性を確認する。
その他	-

表 3-10 : y 年度に於けるグリッドに供給する電力量

データ・パラメーター	EI_y
単位	MWh/y
説明	y 年度に於けるグリッドから輸入された電力量
データソース	測定
値	0
適用されている測定方法・過程の簡単な説明	電力量計により継続的に測定。
(あれば) QA/QC 手順	CEBは電力量計（主メーター）をインストールする。CEBグリッドに供給している電力量をダブルチェックするため、チェックメーターを設置する。チェックメーターの読み取り値は、主メーターの障害が発生した場合にも使用される。 測定結果の一貫性のため、電力売却量の記録（例：請求書、領収書、等）と相互チェックがなされなければならない。CEBと事業者は共同でCEBが所有している主メーターによる電力供給量の記録を読み取り、正確性を確認する。
その他	-

表 3-11 : y 年度に於けるグリッドから輸入された電力量

3.4.2. モニタリングされたデータに基づき排出削減量の算定

モニタリングされたデータに基づき、排出削減量を下記の通り算定する。

まずは、純電力供給量を算定する。

$$EG_{BL} = EX_y - EI_y \quad \text{-----(4)}$$

EX_y	y年度に於けるグリッドに供給する電力量 (MWh)
EI_y	y年度に於けるグリッドから輸入された電力量 (MWh)

次は、ベースライン排出量を計算する。

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y} \quad \text{-----(5)}$$

$EG_{BL,y}$	プロジェクト実施により、y年度に於けるグリッドへの純供給量 (MWh)
$EF_{CO_2,grid,y}$	y年度に於けるグリッドCO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /MWh)

なお、

$$ER_y = BE_y \quad \text{-----(6)}$$

ER_y	y年度に於ける削減量 (tCO ₂ e/yr)
BE_y	y年度に於けるベースライン排出量 (tCO ₂ e/yr)

3.4.3. モニタリング機器の設置場所

モニタリング機器は CEB 所有の変電所に設置される必要があり、スリランカの法律遵守とモニタリング・データの品質の確保の面からも最も相応しい場所である。(図 3-9) を参照。

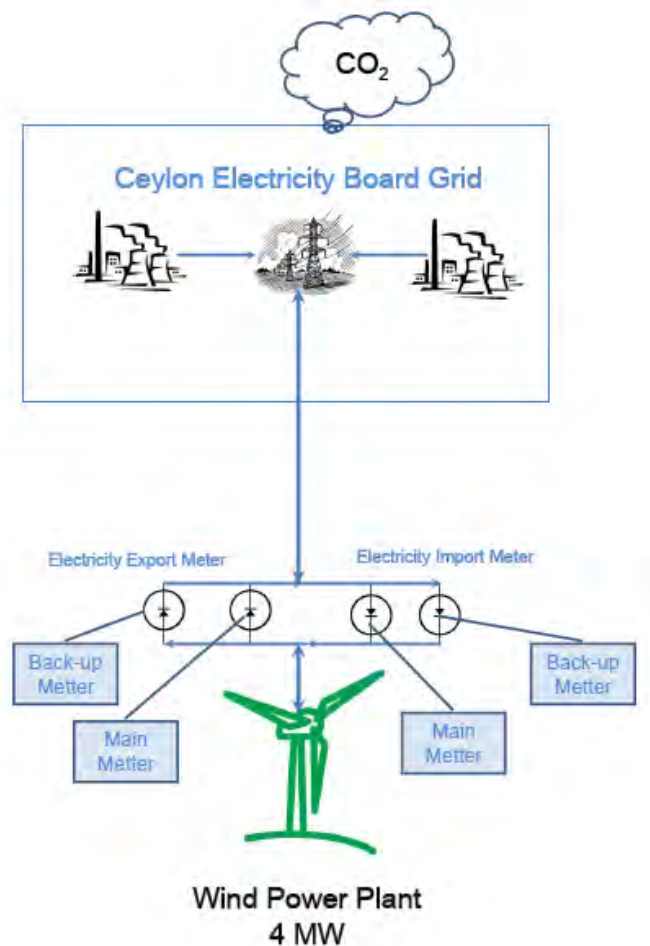


図 3-9： モニタリング機器の設置場所

3.4.4. モニタリング体制・組織

以下の図 3-10 は、本プロジェクトの排出削減量のモニタリング組織とその運用・管理体制の概要を説明している。事業者は前述のすべてのパラメータのモニタリングを行うため、「運用管理チーム」を編成する。このチームは、発電所長（ゼネラル・マネジャー）と数人のオペレータから構成する。発電所長の監督下にあるオペレータは、必要なパラメータのモニタリングを行い、データの記録と保管を担当する。オペレータはモニタリング機器の動作と測定値の読取ができるため、定期的に適切な研修を受け、オペレータのためにオペレーション・マニュアルも開発される。

品質管理・保証の手順は、前述のモニタリング項目諸表に記載されている通りを行う。

また、モニタリング・データはデータベースに入力し、そのデータベースを恒常に維持する。モニタリングの実施はモニタリング計画の要件を満たしていることを確認するため、月次モニタリング報告書が作成され、ゼネラルマネージャーによってレビューされる。

全てのモニタリング機器は CEB の専門家によって設置される。その機器は、スリランカの国家基準に基づき、定期的に較正される。機器の動作上の問題等は、経営陣に報告し、素早く対応できる体制を目指す。

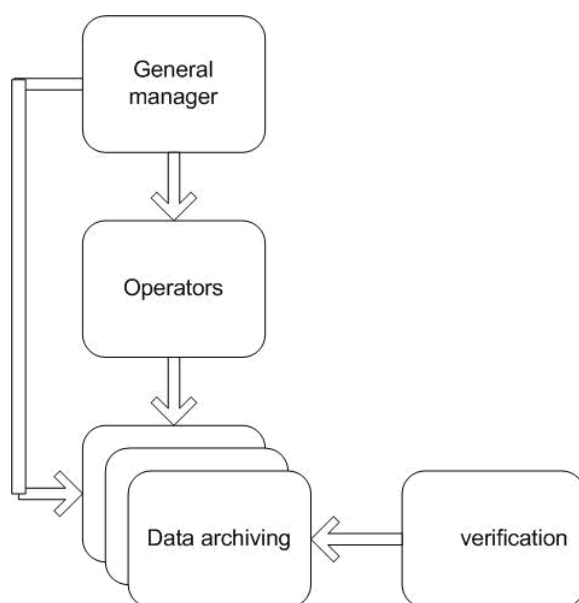


図 3-10 : モニタリング組織

3.5. 温室効果ガス排出削減量の算定

排出削減量の計算方法は下記の通りとなる。

ベースライン排出量 :

小規模方法論AMS-I.D.により、ベースラインは電力の純供給量 ($EG_{BL,y}$) とグリッドの排出係数 ($EF_{CO_2,grid,y}$) の積である。

ベースライン排出量は下記の通り算定される。

$$BE_y = EG_{BL,y} * EF_{CO_2,grid,y} \text{-----}(7)$$

$EG_{BL,y}$	プロジェクト実施により、y年度に於けるグリッドへの純供給量 (MWh)
$EF_{CO_2,grid,y}$	y年度に於けるグリッドCO ₂ 排出係数 (tCO ₂ /MWh)

プロジェクト排出量 : 無し

リーケージ : 無し

排出削減量 : $ER_y = BE_y$

年別の予想削減量を、下記の表 3-12 にまとめている。

	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年
風力発電 (tCO ₂)	4,599	4,599	4,599	4,599	4,599	4,599	4,599
合計 (tCO ₂)	4,599	4,599	4,599	4,599	4,599	4,599	4,599

表 3-12 : 年別の予想温室効果ガス排出削減量

3.6. プロジェクト実施期間・クレジット獲得期間

本プロジェクトでは、20 年間定額据え置き価格で検討を進めている。本調査終了後、プロジェクト実施して、2013 年中のプロジェクト完了を目指している。

風力発電設備の平均寿命は 20 年間を超えるのが一般的であるため、7 年間の 2 回更新可能なクレジット取得期間に設定し、プロジェクト寿命が終わるまで CER の売却より追加収入が得られるようにする。

3.7. 環境影響・その他の間接影響

風力発電所の建設は、建設される地域に対して概して環境面、生態系の両面において極めて限定的な影響しか与えない。当該案件予定地となったソーラーパークの近傍では、既存の風力発電設備が稼働している。モロトゥワ大学等による風力発電調査報告、及び近傍のハンバントタ国際空港の航空機離着陸と風力発電所立地の関連調査では、渡り鳥・近隣騒音等の問題はないとされているが、両調査とも既に終了後 3~7 年が経過している為、現状に適用可能かをスリランカ環境省にプロジェクト実施時に確認を行う。ソーラーパーク内は、居住区ではないため、周辺住民への影響は極めて少ない。

スリランカの環境保護法 で述べられている「環境汚染の原因となる建設プロジェクト」は、そのような建設プロジェクトに関する環境保護に関わる条項に則らなければならない。建設プロジェクトに関わる環境影響条項では、プロジェクト実施者は排出し得る汚染、環境へのプロジェクトによる影響を評価するとともに、保護的かつ治癒的な方法を持たなければならない。計画書は、建設プロジェクトに課される当局による初期の検査の後、承認を得るために環境保護局に対して特定された手続きで提出されるものとする。計画を行う省は、環境影響の記述が承認されるまで、建設プロジェクトの設計計画を承認しないものとする。

風力発電の地域は非常に広く、実際の建設地域は、それと比較して小さい。風力発電機の建設においては、隣接建設の技術的アプローチが採用されているため、高度な建設管理を行うことができる。また、地表面の乱れやダメージは、非常に小さい範囲に限定されると予想される。ここから、風力発電所の建設は、建設地域からそれた地域に対して概して環境面、生態系の両面において極めて限定的な影響しか与えないことが分かる。具体的には、ハンバントタ地域における風力発電事業による環境影響評価を以下に示す。

3.7.1. 騒音

騒音は主として、建設期間中に利用される機械音、車両音によって生じるものと、発電機の羽と風との摩擦によって生じるものがある。建設期間中、全ての機械は昼の間のみ運転され、騒音の水準は環境基準と比較しても矛盾しない程度に抑えられている。発電機が動き出すときには、ある種の騒音が発生するが、その影響が強いと考えられる距離的な範囲は、200m以内であり、500mより外側では騒音はほとんど弱められる。建設予定地のソーラーパーク内では、500mより外側の近隣の広範囲に及んで、企業や住民は存在しないことから、スリランカの標準的な騒音基準を満たしていると結論づけることができる。

3.7.2. 鳥への影響

鳥が風力発電機に衝突する可能性がある。既に同地域に建設されている風力発電機の観測結果によれば、風力発電機の運転は渡り鳥や近隣湖沼・ウォーターリザーバーに生息する鳥に対して影響を与えないことが示されている。当該プロジェクトは、同地域内のため、鳥たちへの影響は現状と同等であることが予想される。

3.7.3. 景観への影響

幾つかの国では、風力発電設備は地元住民によって反対されることがある。彼らの反対理由は、天然の景観が風力発電所によって損なわれると考えるために生じるものである。スリランカでは、風力発電所は、高い技術進歩およびクリーンな再生可能エネルギー技術の成功事例を示していることと認知されている。また、ソーラーパーク内の設置においては、地元住民の居住区からの視界の外にあり影響はないと想定される。

3.7.4. タービンブレードによる通信の乱れ

風力発電機の羽は、電磁波と微小波を発生させるもととなり得る。そして、テレビや放送用の信号、携帯電話、その他、船舶や航空機のための種類の制御システムを乱す可能性がある。金属製の羽は、通信に対して特に強い乱れを引き起こす原因であるが、炭素繊維や木製の羽は、通信に対して最も弱い乱れを与える。このため、それらの素材は、羽の製造において最も利用されている。ハンバントタ地域における既存の風力発電機からは、今のところ通信システムに対して何の影響も与えていない。かりに影響が出た場合には、低コストの光受信機と変換機を導入することで、その影響を修正することがで

きる。

3.7.5. 送電と配電による通信乱れ

送配電によるコロナ・ノイズの影響は、主として AM 放送で利用される低周波信号に影響を与える。コロナ・ノイズは、嵐が来るとより大きくなる。送配電の設計および設置段階では、放送局からの距離、受信基地、居住者は全て許容される最小距離よりも遠くにあることが確認されている。

本プロジェクトにおいては、ソーラーパーク内での系統係に関連する工事が発生するだけであり、問題はないと考えられる。

3.7.6. 水・土地利用への影響

ハンバントタの風力発電所は、年間降雨量 900mm 以下という乾燥気候に設置されるため、生活廃水が直接的に廃棄されてはいけない。それは、風力発電のための主要制御塔に近い、電圧上昇基地のそばの排水用の池に入れられた後、直接廃水されることがないように処理される。ハンバントタ地域の水資源地域における地下水の性質への影響を避けるために、廃水は水処理されて地下浸透されるように計らう。風力発電所の建設を通じて、サイトの生態環境は改善され、結果的には水や土地が汚染されたり、損失を受けることから守ることになる。

3.7.7. 大気の本

建設期間中に利用される機械や移動の際に発生する大気汚染物質は、大気に対して負の影響を与える。しかし、この影響は建設が終了すると除去される。風力発電はクリーンなエネルギーであるからその運転期間中、大気や水資源を汚染する物質を排出しないため、環境保護にとって非常に有益である。

3.8. 利害関係者のコメント

本調査では主に、①政府機関へのヒアリング（第1～4回現地調査）、②近隣住民へのステークホルダーミーティングを行い利害関係者のコメントを収集した。

①について、風力発電計画発案者の都市開発局は、本プロジェクトに関して極めて協力的である。CEBとSLS&EAは、ICC近傍は風力発電機と隣接しすぎるため、ソーラーパークへ代替敷地の提供を口頭で合意した。しかしながら、風力発電単体の設置は、グリッドへの遊乱要因となるので好ましくないとの意見があった。グリッドへの悪影響が頻発する現状では、新規の認可は困難とのコメントとなった。電力平準化を促す蓄熱システム併用の太陽熱発電とのハイブリッド化ができるのであれば、是非進めてほしいとの意見があった。

②について、ソーラーパークは政府機関敷地であり、居住区ではないので、周辺住民は特に関心がない。1999年から稼動している既設風力発電機を見慣れているので、景観上の問題はないとの意見があった。

3.8.1. スリランカ政府機関のコメント

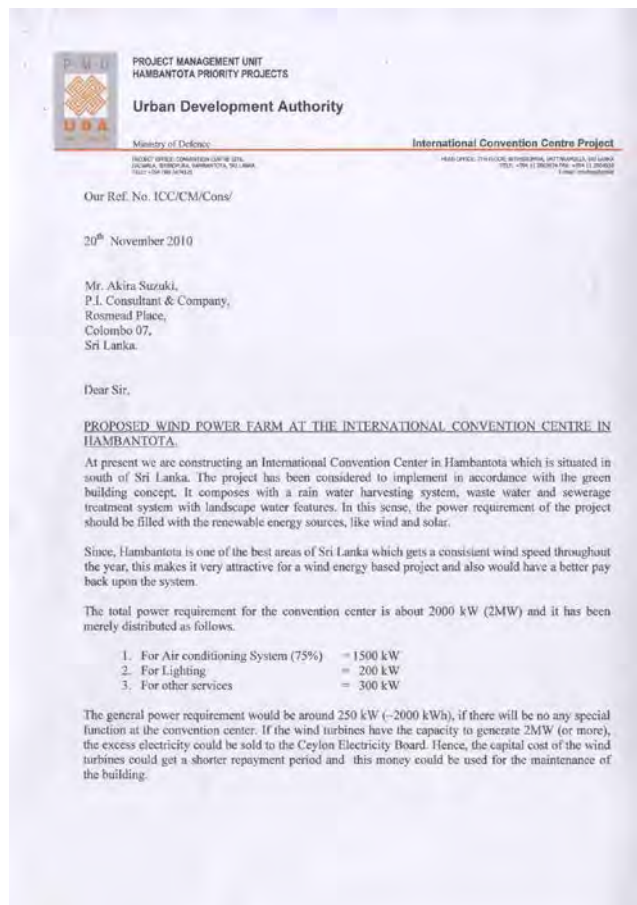
第1～4回現地調査にて、関連政府機関からのコメントを聴取した。

2010年11月20日に、スリランカUDAハンバントタプロジェクト室Mr. Ananda Samarasinghaより現地コンサルタントに風力発電計画の依頼があった。

その後、高砂熱学に投資調査の打診があり、UDAが提供するハンバントタインターナショナルコンベンションセンター（ICC）横の敷地に風力発電所設置を予定し、計画案を策定、2010年12月～2011年4月までの高砂熱学の事前調査で事業可能性はあると判断、当該調査を受託、調査を開始した。

しかしながら、ICC横の敷地に設置する風力タービンとICC建屋の離隔距離が120mであることが判明し、騒音・振動の点から設置場所として好ましくないことがわかった。

電力エネルギー省、再生可能エネルギー機構と協議した結果、代替敷地として、再生可能エネルギー機構が管理するハンバントタソーラーパーク内に29エーカーの敷地の提供は可能であるという口頭での合意を得た。



また、電力エネルギー省、再生可能エネルギー機構、CEB 共通して、風力発電単体の設置は、グリッドへの遊乱要因となるのであまり好ましくないとの意見があった。

機関／役職／氏名	コメント
電力エネルギー省 Additional Secretary Mr. Upali Daranagama ※ 全土の電力エネルギー管轄	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 現在の再生可能エネルギーの内、風力発電のおかれている状況は、1) 最初の風力発電の集中地域であるプッタラムは現在風力発電装置 58 基が稼働中、建設中であり、これ以上の認可は、グリッドの遊乱要因となるので認可されない、2) 次期予定地域であるマンナールは、土地の準備が終了し、総容量 100MW を想定して認可を将来開始するがグリッドの整備状況次第である、3) 風力発電所は出力の遊乱要因があるためグリッドが不安定になる。 ▪ 再生可能エネルギー機構へ土地使用要望書を提出してソーラーパーク内に設置するのなら当該案件は小規模であるため問題ないとする。 ▪ 高砂熱学から提案のあった風力発電と太陽熱発電の熔融塩蓄熱槽を用いたハイブリッド発電方式は遊乱要因が減るので賛成である。推進して欲しい。
再生可能エネルギー機構 Director General Dr. Thusitha Sugathapara ※ 認可機関、敷地管轄者	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 電力エネルギー省の意見と同様、ソーラーパーク内の設置ならば当該案件は小規模であるため問題ないとする。準備ができ次第、土地使用要望書を提出して欲しい。 ▪ 風力発電と太陽熱発電の熔融塩蓄熱槽を用いたハイブリッド発電方式は、既存の風力発電所に応用した場合にも適用できる可能性があり、当該方式の研究、実証を現地で推進して欲しい。
スリランカ電力局 (CEB) Chief Engineer, General Planning Mr. Samitha ※ オフテイカー、CDM 管理、FIT 管理	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 当該案件の風力発電所から CEB グリッドを介して ICC に電力供給をした場合、現行法律上は ICC はグリーンパワーを受電したと解釈されないと CEB は考える。この点は、環境省、エネ省、SLSEA、UDA と協議して調整すれば解決の方策は探れるかも知れない。 ▪ CEB の立場としては、風力単独の再生可能エネルギーに関して否定的である。グリッドの調整力を越える電力供給が起こりかねない。 ▪ ただし、風力発電と太陽熱発電の熔融塩蓄熱槽を用いたハイブリッド発電方式は、風力発電単体の問題点を解消する可能性があり、推進して頂きたい。
スリランカ電力局 (CEB) Deputy General Manager, Transmission Division, Energy Purchase Mr. B A N Fernando ※ オフテイカー、グリッド管理、買電管理	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 現在、CEB の当該地区での売電価格は LKR 13 台であり、現行の FIT との釣り合いがとれていないと指摘された。当該案件はハイブリッドの再生可能エネルギーであれば、新規売電単価を関係政府部局と調整の必要がある。 ▪ CEB の目標は、2015 年には電力需要の 10% を再生可能エネルギーで賄う計画で考えているが、風力発電単体の買電には否定的である。 ▪ ハイブリッド方式の感想は Mr. Samitha と同様、推進してもらいたい。

	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ハイブリッド方式の提案書を再生可能エネルギー機構に提出の折は、CEB にもレポート願いたい。
<p>スリランカ投資局 (BOI) Director, Promotion & MPU Mr. Virdharshan Fernando ※ 投資認可機関</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 各再生可能エネルギーによる IPP 事業は、それぞれ単独で会社を設立、増資などでの他の CPA 候補地への展開によるタックスホリデーの延長は認められない。ホールディング会社を設立して、各 IPP 事業会社を統括することは可能である。 ▪ 当該案件の 2 年間の施工期間は Tax Holiday には含まれない。 ▪ 外資の IPP 事業投資には賛同する。
<p>スリランカ投資局 (BOI) Director, Environment Management Mrs. M. A. Sherine Perera ※ 投資認可機関</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 環境調査において、旧敷地、新敷地とも、アビエーションサービスに関する影響報告（飛行障害要因タワー高さ、太陽熱集光器の反射等）、野生生物に対する影響報告、近隣住民に対する影響報告の調査を進めて欲しい。
<p>都市開発局 (UDA) Project Director/ Chief Consultant, Hambantota Priority Projects Mr. Ananda Samarasingha</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ICC 近傍の敷地は将来住宅地や商業建物で建築される可能性があり、また風向も望ましくないため、代替敷地の方が好ましいことがわかった。再生可能エネルギー機構、電力エネルギー省の代替敷地案に賛成する。 ▪ ICC に対するグリーンビルディング認可は政府政策に合致する。 ▪ CEB 指摘のグリッドを介した再生可能エネルギーでのグリーンビルディング申請が可能のように UDA としても政府部局へ働きかける。 ▪ 当該案件の夜間余剰電力を利用した漁業用冷凍冷蔵倉庫計画は UDA 内部で検討する。
<p>環境省 Assistant Director, Ministry of Environment & Natural Resources Ms. Anoja Herath</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ステークホルダーミーティングは、現地住民が周辺にいないことでもあり、UDA と協議した方が良い。 ▪ 用地確定後に、BOI の事業登録・再生可能エネルギー機構の認可が済み次第、環境アセスを実施して欲しい。 ▪ マイクロスケールの追加性証明ガイドラインの 2 (d) に関して、ス国 DNA が、特定の技術について、UNFCCC に対して、既に提出している。しかしながら、全ての条件が充足されていない為、UNFCCC より承認はまだ得ていない。従って、当該案件の適用に当たっては、環境省気候変動局ダイレクター、DNA 部局に報告する手順を踏む必要がある。 ▪ ポスト京都 2012 に関するスリランカの方針は、1) G-77/China の立場を支持するが、基本的には、ダーバン COP 会合の様子を静観する予定である。 ▪ スリランカは、NAMA（途上国による緩和措置）を提出しておらず、現在、検討中である。 ▪ 日本政府が提案している二国間取引には興味を持っているが、コミットメントは今のところ控えたい。

3.8.2. 近隣住民のコメント



当該案件の予定敷地は、再生可能エネルギー機構が管理する 600 エーカー（約 240 万㎡）のソーラーパーク敷地内に立地する。UDA の将来計画ではソーラーパーク周辺は農地として予定されていて、住宅地ではない。そのため、周辺 6km 四方にわたり、バナナプランテーションなどの農地は存在するが、居住者はいない。環境面において、近隣住民が存在しない以上、低周波などの騒音の影響はないと思われる。しかしながら、景観の問題、電力問題を聴取するため、2011 年 11 月 16 日、近隣のバナナプランテーションを運営する農家住民を中心にステークホルダーミーティングを開催、当該案件に対する意見を聞いた。



機関／役職／氏名	コメント
農民 アマラシンハ氏	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 風力発電所が設置されても自宅に電気は通じておらず、生活が向上するわけではないので我々には関係ない。 ▪ 案件敷地は自宅から離れているので問題はない。 ▪ CEBの既存風力発電所と同様なものであるなら見慣れていて問題はない。
農民 フェルナンド氏	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 政府機関の土地（ソーラーパーク）の中に設置するのなら、我々の農地が政府に収容されるわけでもないので我々には関係ない。 ▪ 太陽光発電所（ソーラーパーク内の JICA、KOICA の ODA 案件）設置で雇用が増えると考えたがまったく増えていない。誰も雇用されない。雇用が増えるなら歓迎する。
仏教僧 アーナンダ氏	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ソーラーパーク近隣の住民は、自宅に電力を引いても課金料金を払えるわけではないので、自宅に電気は来ていない。 ▪ 当該案件周辺の住民の問題は、電力問題ではなく、水問題であり、飲料水の確保が重要である。 ▪ 近隣住民は ICC 前の主道路横に設置されている CEB の既存風力発電所を 1999 年より十数年見慣れているので、景観上の問題はない。

以上のように、

1. 近隣住民で自宅に電力を引き込める住民は富裕層であり、ほとんどの農民の自宅には電気はない。そのため、発電量の増加やグリッド整備には無関心である。電力よりも BOP に関わる飲料水問題の方が重要である。
2. CEB の既存風力発電所は、敷地境界をフェンスでおおわれ、メンテナンススタッフは全員 CEB の職員で構成されている。現地住民からの雇用はない。当該案件では、風力発電のメンテは技術者とセキュリティースタッフ、若干名の雑用工で構成されるため、近隣住民の雇用促進には貢献しない。太陽熱発電を組合せた場合は、集光器の清掃などで近隣住民を雇用する必要があるが、現時点では雇用促進には貢献しない。
3. 600 エーカーという政府機関敷地内に設置するため近隣住民から隔離されていて、環境問題発生の恐れは少ない。

3.9. プロジェクトの実施体制

本プロジェクトの実施体制は図 3-11 に示す通り、高砂熱学工業株式会社の現地 IPP 法人がプロジェクトオーナーとして、ICC 向けに、電力庁（CEB）を介して、風力発電による電力を販売するものである。

高砂熱学工業株式会社－主たる事業者。現時点において、エクイティ出資／金融機関借入の比率は決定していないが、高砂熱学工業株式会社が現地 IPP 法人を設立し、投資金全額拠出する前提で計画之中である。

UDA ハンバントタプロジェクト事務局－本プロジェクト実施機関の1つ。本 FS 調査の現地調査を支援。風力発電のグリッド接続後の設置地域主需要家である ICC の設計・建築・運営を担当する政府部局。

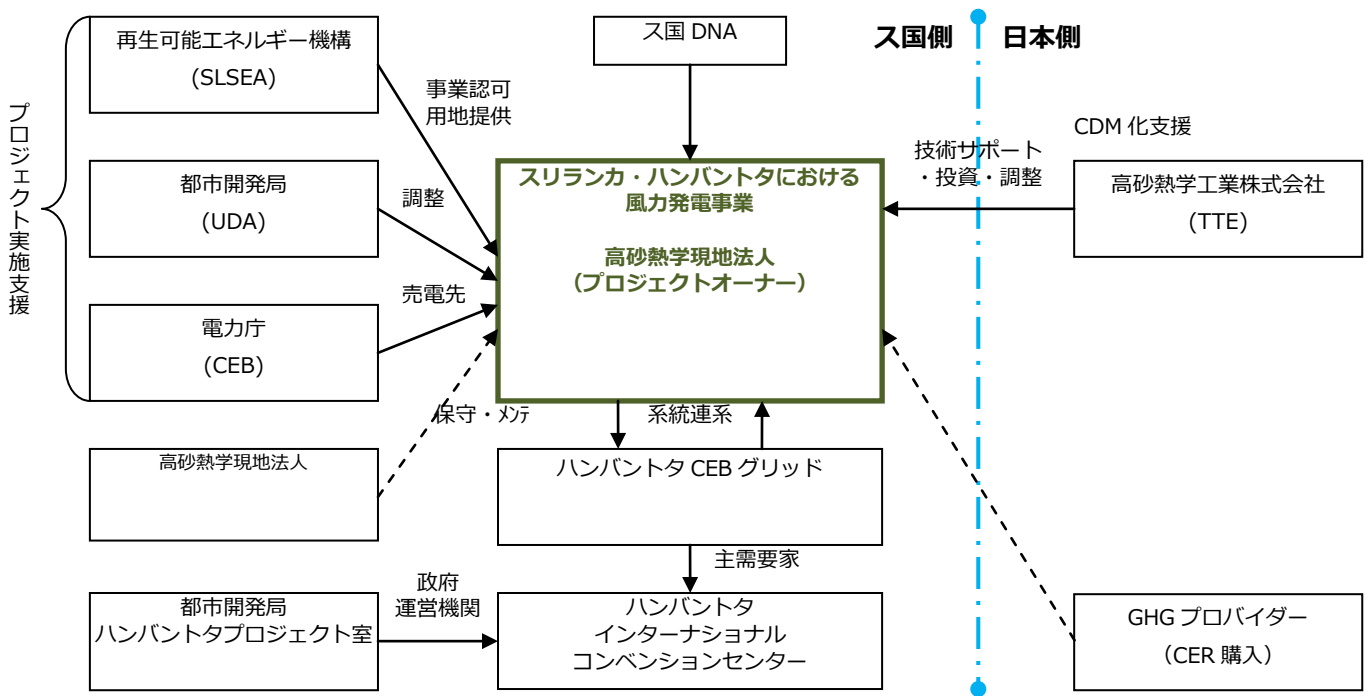


図 3-11 : プロジェクトの実施体制

3.10. 資金計画

高砂熱学工業株式会社が主たる事業者であり、現時点において、エクイティ出資／金融機関借入の比率は決定していないが、投資金全額拠出する前提で計画中的である。高砂熱学工業株式会社が、現地にて、電力省向けの風力発電による電力販売収入を目的とする IPP 法人（特別目的会社、SPECIAL PURPOSE COMPANY）の設立を計画中的である。

現時点の計画では、初期投資として、2基の2MW級風力発電装置および送電線を設置する予定である。また、初期投資額以外に、O&Mコストとして年間66万ドル（機器メーカーにより金額は変動する）必要であることが想定されている。

現在、風力発電機の低風速高効率対応の最新鋭機は2MWが主流であることが判明した。このため、当初計画していた1MWの機種では、2MWに比較して発電効率に劣り、将来のスペアパーツ等の保守にも問題が生じる可能性があることから、2MWの機種で計画することとした。

敷地検討を待って、フェーズ分けを行い、第1フェーズ2MW×2基、第2フェーズ2MW×2基の最終出力2MW×4基=8MWとすることも本調査で検討した。第2フェーズの実施は、第1フェーズでの機器が稼働後、実際の稼働状況等を確認してから再度検討することとなる。

表3-13に第1フェーズ資金計画を示す。

2基の2MW（第1フェーズ）級風力発電装置の場合			
風力発電プラント建設初期投資額	:	風力発電機（2基）	USD 3,900,000
		土木工事	410,000
		エンジニアリング、管理	890,000
合計	:		USD 5,200,000

表3-13 : 第1フェーズ資金計画

高砂熱学工業株式会社出資のIPP法人は、スリランカ投資庁のSection 17規程の会社に該当する。

3.11. 経済性分析

現状の段階では、初期投資額 520 万ドル、O&M コストとして年間 66 万ドルを必要資金として経済性分析を行う。ベンチマークとしては、2011 年 9 月 30 日に発表されたスリランカ商業銀行加重平均貸出金利 13.62%を設定している。

Feed In Tariff LKR s 19.7 LKR/KWh のフラットベースでの最長適用を申請予定である。風力発電機につき、1MW 3 基にて当初計画していたが、現状は 2MW 2 基での合計 4MW にて計画中である。

表 3-14, 15, 16, 17 に IRR 計算を示す。

		Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
初期投資コスト	設備導入等	5,200,000						
支出	O & M コスト(風力)		660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
収入	売電		1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333
	キャッシュフロー	-5,200,000	601,333	601,333	601,333	601,333	601,333	601,333
		Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14
初期投資コスト	設備導入等							
支出	O & M コスト(風力)	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
収入	売電	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333
	キャッシュフロー	601,333	601,333	601,333	601,333	601,333	601,333	601,333
		Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21
初期投資コスト	設備導入等							
支出	O & M コスト(風力)	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
収入	売電	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333
	キャッシュフロー	601,333	601,333	601,333	601,333	601,333	601,333	601,333

表 3-14 : CER 売却収益無しの場合 IRR 9.77%

		Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
初期投資コスト	設備導入等	5,200,000						
支出	O & M コスト(風力)		660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
	売電		1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333
収入	CER 売買からの収益 (@15USD)		68,985	68,985	68,985	68,985	68,985	68,985
	キャッシュフロー	-5,200,000	670,318	670,318	670,318	670,318	670,318	670,318
		Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14
初期投資コスト	設備導入等							
支出	O & M コスト(風力)	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
	売電	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333
収入	CER 売買からの収益 (@15USD)	68,985	68,985	68,985	68,985	68,985	68,985	68,985
	キャッシュフロー	670,318	670,318	670,318	670,318	670,318	670,318	670,318
		Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21
初期投資コスト	設備導入等							
支出	O & M コスト(風力)	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
	売電	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333
収入	CER 売買からの収益 (@15USD)	68,985	68,985	68,985	68,985	68,985	68,985	68,985
	キャッシュフロー	670,318	670,318	670,318	670,318	670,318	670,318	670,318

表 3-15 : CER 売却収益有りの場合 (過去数年平均 CER@15USD) IRR 11.40%

		Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
初期投資コスト	設備導入等	5,200,000						
支出	O & M コスト(風力)		660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
	売電		1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333
収入	CER売買からの収益(@7USD)		32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193
	キャッシュフロー	-5,200,000	633,526	633,526	633,526	633,526	633,526	633,526
		Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14
初期投資コスト	設備導入等							
支出	O & M コスト(風力)	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
	売電	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333
収入	CER売買からの収益(@7USD)	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193
	キャッシュフロー	633,526	633,526	633,526	633,526	633,526	633,526	633,526
		Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21
初期投資コスト	設備導入等							
支出	O & M コスト(風力)	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
	売電	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333	1,261,333
収入	CER売買からの収益(@7USD)	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193
	キャッシュフロー	633,526	633,526	633,526	633,526	633,526	633,526	633,526

表 3-16 : CER 売却収益有りの場合 (現在の CER@7USD)、IRR 10.54%

		Y1	Y2	Y3	Y4	Y5	Y6	Y7
初期投資コスト	設備導入等	5,200,000						
支出	O & M コスト(風力)		660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
	売電		1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533
収入	CER売買からの収益(@7USD)		32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193
	キャッシュフロー	-5,200,000	822,726	822,726	822,726	822,726	822,726	822,726
		Y8	Y9	Y10	Y11	Y12	Y13	Y14
初期投資コスト	設備導入等							
支出	O & M コスト(風力)	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
	売電	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533
収入	CER売買からの収益(@7USD)	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193
	キャッシュフロー	822,726	822,726	822,726	822,726	822,726	822,726	822,726
		Y15	Y16	Y17	Y18	Y19	Y20	Y21
初期投資コスト	設備導入等							
支出	O & M コスト(風力)	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000	660,000
	売電	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533	1,450,533
収入	CER売買からの収益(@7USD)	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193	32,193
	キャッシュフロー	822,726	822,726	822,726	822,726	822,726	822,726	822,726

表 3-17 : 電力販売収入が 15%増加した場合

CER 売却収益有りの場合 (現在の CER@7USD)、IRR 14.83%

1. CER 売却収益無しの場合 IRR 9.77% <
ベンチマーク 13.62%
 2. CER 売却収益有りの場合 IRR 11.40% <
ベンチマーク 13.62%
- (過去数年平均 CER@15USD)
3. CER 売却収益有りの場合 IRR 10.54% >
ベンチマーク 13.62%
- (現在の CER@7USD)
4. 電力販売収入が 15%増加した場合
CER 売却収益有りの場合 IRR 14.83% > ベンチマーク 13.62%
- (現在の CER@7USD)

上記の経済分析で、CER 価格は、過去数年間の平均市場価格（10 EURO/15 ドル）をベースに行ったが、現在 EU 炭素市場は低迷しており、2013 年以降の CER 価格は 5 ユーロ前後まで下がっている。尚、これは一時的な現象であり、ユーロ圏財政危機に加え、2012 年末に終わる EU ETS のフェーズ 2 の過剰供給も一つの原因であると考えられる。しかし、EU 議会では、2013 年以降の供給抑制政策が議論されており、今後、市場価格が回復する可能性がある。投資決定を行う際、過去数年間の平均市場価格を利用した方が相応しいと考えるが、現在価格による振幅の影響を示すため、5 ユーロ（7 ドル）をベースにした IRR 分析も行った。

この結果、CER 価格を過去数年の平均並びに現在の市場価格をベースにしても、IRR が改善するが、未だベンチマーク 13.62%を上回らない。

CER を現在の市場価格をベースにして、電力販売収入が 15%増加した場合にベンチマークを上回ることが確認できた。

BOO のみならず、BOT 方式でスリランカ政府に 20 年後の譲渡の提案、Feed In Tariff の変動オプション、投資庁規程の Tax Holiday の適用（払込資本金の金額による Tax Holiday の年数）など、事業認可実現に向けてのアプローチを検討中である。

政治リスク、為替リスク並びにインフレーションリスクも調査中である。また、収容敷地の譲渡条件、グリッド延長工事などコストの不明点の調査を今後進めていく。政治経済状況の変化に応じて、ベンチマークの修正が必要になることが予想される。

最新の風力発電機の大型化、コスト増並びにグリッド接続、土地取得費用等は初期投資額の増加要因であるが、他方で、高効率発電機による発電量並びに CO2 削減量の増加が見込まれる。

ソーラーパーク内は、近傍で稼働中の既設風力発電設備よりも、風況、風速の優れた場所であることが確認できており、実際に継続した風況測定を進めてデータ収集をして

いく予定である。このため、更に CO2 削減量増加を伴う IRR 向上に寄与できると考える。

3.12. 追加性の証明

本プロジェクトは小規模 CDM プロジェクトであるため、小規模 CDM プロジェクトの追加性証明ガイドライン（投資障壁による追加性の立証）若しくは「マイクロスケール・プロジェクトの追加性証明のためのガイドライン」が適用可能である。

小規模 CDM プロジェクトの追加性証明ガイドラインを適用する場合は、投資障壁を立証する必要がある。そのための投資データを確認し、正確なプロジェクト IRR を算定する。

一方、マイクロスケール・ガイドラインを適用する場合、当該プロジェクトが「マイクロスケール・プロジェクトの追加性証明のためのガイドライン」の適用条件を満たすためには、対象事業が DNA の推奨する技術や方策であることが必要である。

マイクロスケールの適用については、スリランカ DNA と協議を行い、DNA は 2011 年 10 月に CDM 理事会へ推奨を依頼したが、2011 年 11 月末現在、CDM 理事会からの承認は未だ下りていない。従って、本報告書では本プロジェクトに対して、小規模 CDM プロジェクトの追加性証明ガイドラインを適用し、投資障壁を証明する。

まず、本プロジェクトが実施されない場合は、二つの代替シナリオが考えられる。

シナリオ 1： GEB グリッドよりの電力供給（現在慣行の継続）

シナリオ 2： 本プロジェクトの CDM 無しの実施

以下に示すように代替シナリオ 1 の場合は、投資障壁のため、実現不可能である。それに対し、シナリオ 2 である GEB グリッドからの電力供給は、追加投資が要求されていないため、投資障壁が存在しない。従って、CDM がなければ、シナリオ 1 しか実行可能ではない。

投資の障壁を実証するために、ベンチマーク分析が適用される。税引前のエクイティ IRR は 20 年間プロジェクト寿命に亘り、計算される。2011 年 9 月 30 日に発表されたスリランカ商業銀行加重平均貸出金利 (13.62%) をベンチマークとし、IRR と比較する。「投資分析評価ガイドライン」により、それは相応しいベンチマークである。

IRR を算出するにあたり、表 3-18 のデータを使用する。

項目	値	単位
初期投資コスト	5,200,000	USD
O&M コスト (年)	660,000	USD
電力販売により収入	1,261,333	USD

プロジェクト寿命	20	years
IRR (CER無し)	9.77 %	

表 3-18 : 投資分析に於けるデータ

IRRはベンチマークより低いため、通常の投資プロジェクトとしては魅力的ではなく、CDMがなければ、CO₂排出量が高いシナリオ 1 が行くと証明される。

投資分析の有効性を確認するため、感度分析を行う。結果、表 3-19 の通りとなる。

ケース		10% 増加	10% 減少
ケース 1	投資コスト	8.43 %	11.35 %
ケース 2	電力販売による収入	12.71 %	6.59 %

表 3-19 : 感度分析の結果

感度分析の結果、どのケースも IRR はベンチマークより下回るため、プロジェクトは投資対象としては魅力的ではなく、追加性があると判断する。

3.13. 事業化の見込み

本プログラム CDM 事業検討に参画している高砂熱学工業（調査提出元兼務）は、早期の事業化に向けて検討を進めている。高砂熱学工業は、CDM 案件として当該風力発電事業を実施することが、同社の企業イメージの向上と、将来的なエネルギー分野への進出に繋がることから、提案事業の実施に向けて強い意欲を示している。

現行のスリランカ再生可能エネルギー向け Feed in Tariff (LKR\$ 19.7/kWh) 20 年フラットベースで、3.11 で示したとおり、高効率風力発電機を採用して CDM 売却収益有りの場合、IRR14%前後が見込まれる。（現行のベンチマークは 13.62%）スリランカ政府機関各所の協力状況や市場環境を考慮した場合、事業化の見込みは現時点では非常に高いと考えられる。

但し、当該案件の投資額 US\$ 5~6M の場合、Tax Holiday の有効期間が 5~6 年であることから、本事業の 2012 年中の国連登録と 2013 年以降の枠組みが決定した段階で、追加投資を見込んで（Tax Holiday の最長期間 8 年に該当する US\$ 8M 以上）、BOI と投資の猶予期間（規定では 2 年間の払込資本完了）の延長を 2012 年問題を理由に協議し、その後、プロジェクトを開始することも検討する。

しかしながら、第 4 回現地調査にて、CEB ではグリッドへの遊乱の問題が深刻となっており、新規の風力発電単体の設置は、認可されない方向となることが確認された。電力平準化を促す蓄熱システム併用の太陽熱発電とのハイブリッド化ができるのであれば、前向きに検討してほしい旨のコメントを得た。

現段階においては、高砂熱学工業株式会社及び現地事業会社（高砂熱学工業株式会社のプロジェクトファイナンスによる現地 FPI 会社）の風力・太陽熱併用のハイブリッド発電の技術的な課題の解決並びに 2012 年以降の投資スタンスが未確定であり、最終的

な事業化については、スリランカ政府の新規設定のハイブリッドFITの適用が不可欠となる。

2012年内へのCDM登録を目指した取り組みを引き続き行っていく。

4. コベネフィットに関する調査結果

定量評価に向けての調査は、「コベネフィット定量評価マニュアル第1.0版」を参考に行った。評価分野の選択は、AMS-I.D.では、プロジェクトバウンダリーに本プロジェクト発電設備と全ての系統電源が含まれる。当該案件は、全量をグリッドに供給する。評価分野は「大気質改善」分野とする。二酸化炭素を主な排出源とし、風力による発電は温室効果ガスの排出につながらない。

4.1. 背景

当該案件で得られるコベネフィットは、グリッドに接続されている全島の石油燃料発電所から排出される大気汚染物質排出量の削減である。「3.3.1. ベースラインシナリオの設定」にて述べたが、スリランカではCEB、IPP事業者などの石油燃料発電機が現在稼働している（発電機の詳細は表3-7、8を参照）。発電所設置年が昨年、2010年と比較的新しい発電機もある。しかし、2000年代初頭に設置された発電所も数多く、老朽化が進むにつれて、発電単位あたりのSOx、NOx等の大気汚染物質排出量が増加してくる。また、CEBの方針として、石油燃料発電所は順次閉鎖し、石炭火力発電所が将来増加してくるであろう。

石炭火力発電所に十分な大気汚染防止が施されていない場合、石油燃料発電所以上の発電単位あたりのSOx、NOx等の大気汚染物質排出量が増加してくる。現在、石炭火力発電所で稼働しているのはノロッチョライ火力第1フェーズ(定格300MW)であり、それも昨年11月下旬より原因は不明であるが停止している。そのため、当該調査では、石炭火力発電所の将来影響等の調査は困難であり含めなかった。

4.2. ホスト国における環境汚染対策等効果の評価

定量評価に向けての調査は、「コベネフィット定量評価マニュアル第1.0版」を参考に次のステップの通り行った。

1) 評価分野の選択

AMS-I.D.では、プロジェクトバウンダリーに本プロジェクト発電設備と全ての系統電源が含まれる。本プロジェクトは、全量をグリッドに供給する。評価分野は「大気質改善」分野

表 1-4 コベネフィット型温暖化対策評価手法 — 評価シート案 —

コベネフィットの分類		具体的なコベネフィット分野	評価指標	選択した評価指標	選択した評価手法			評価結果
大分類	中分類				Tier1	Tier2	Tier3	
環境保全	環境汚染防止	水質汚濁防止	COD					
			臭気					
			窒素					
		大気質改善	リン					
			硫酸化合物					
			窒素化合物					
	廃棄物管理	煤塵						
		収塵エアロカパー率						
		廃棄物収集率						
		リサイクル率						
		廃棄物量						
		COD						
		臭気						
	自然資源保護	森林資源保全、水資源保全、土地資源保全、天然資源保全等						
経済インフラ整備	電力・エネルギー確保	電力安定供給、地方電化、発電効率向上等						
	運輸交通	公共交通機関の整備、移動・流通の効率化等						
生産セクター支援	農業	農業基礎整備、畜産業基礎整備等						
	鉱工業	鉱工業基礎整備、基幹産業種の育成等						
社会インフラ整備	教育	教育研究基礎整備等						
	保健・人口	医療基礎整備、生活基礎整備等						
	水供給・衛生	上水道整備、衛生基礎整備等						

色のセルは、今後の評価対象分野として引き続き検討していく範囲

とする。

2) 評価指標の選択

大気質改善分野では、SOx、NOx、煤塵、CO₂ が表 4-1（マニュアルの表 2-2）にて評価指標として掲載されている。表 4-2（マニュアルの表 4-1）にて本プロジェクトにおいて対象となる評価指標を示す。

評価指標	指標の説明	指標の使い方	当該案件における対象評価指標
硫黄酸化物 (SOx)	石油や石炭などの燃料を燃やした際に、含有されている硫黄 (S) が酸化されて生成される大気汚染物質。	プロジェクトの実施による化石燃料使用量の減少量から硫黄酸化物の削減効果を評価する。	×
窒素酸化物 (NOx)	物を燃やした際に生じる窒素と酸素の化合物であり、工場・事業所、自動車、家庭など多種多様な排出源から排出される。ほとんどが、一酸化窒素として排出されるが、大気中で酸化して二酸化窒素となる。	プロジェクトの実施による時間あたりの NOx 排出量の減少量から窒素酸化物の削減効果を評価する。	×
ばいじん	石炭や石油などの燃料を燃やした際に発生するすす等の固体の粒子。	プロジェクトの実施によるばいじん量の減少量から、ばいじんの削減効果を評価する。	×
CO ₂	施設の運転や自動車等に使用される化石燃料の燃焼もしくは電力消費に伴う温室効果ガス。	プロジェクトの実施による化石燃料（電力）使用量の減少量から温室効果ガスの削減効果を評価する。	◎

表 4-1 : (出典:「コベネフィット定量評価マニュアル、第 1.0 版概要版、環境汚染対策、表 2-2『大気質改善分野における評価指標』」)

	排出源	温室効果ガス	見込み	詳細
ベースライン	CEB 系統に接続している火力発電所	CO ₂	Yes	主な排出源
		CH ₄	No	算定に含まない
		N ₂ O	No	算定に含まない
プロジェクト	風力発電所	CO ₂	No	風力による発電は温室効果ガスの排出につながらない
		CH ₄	No	風力による発電は温室効果ガスの排出につながらない

		N ₂ O	No	風力による発電は温室効果ガスの排出につながら ない
--	--	------------------	----	------------------------------

表 4-2 : (「3.3.2.プロジェクトバウンダリーの設定、『表 4-1 プロジェクトバウンダリー内の温室効果ガス排出源』)

5. 持続可能な開発への貢献に関する調査結果

本プロジェクトは、再生可能エネルギー発電となるため、スリランカの輸入化石燃料への依存度を緩和し、エネルギー自給率の向上と貿易収支の改善に繋がる。また、電力不足に直面しているスリランカ南部の発電容量の増加に寄与し、地域経済、およびスリランカの経済の活性化に繋がるものとする。

また、漁業用冷凍冷蔵倉庫を設置した場合、漁業開発・地域間格差の是正が期待できる。冷凍冷蔵施設が十分に設置されていないハンバントタ周辺地区では、漁獲の大きな部分が腐敗などで遺棄されている。大量消費地のコロombo・ゴールなどへも漁獲が移送できないでいる。

将来的に、オフグリッド供給が認められれば、当該風力発電プロジェクトの夜間電力により、漁業用冷凍冷蔵倉庫のスーパークーリング（-50℃以下）を行うことにより、昼間の電力消費をせず、ピーク負荷を増大させることなく冷凍冷蔵施設の運用が行われる。これにより、漁獲の遺棄の減少、漁業商品の販路の拡大が期待でき、夜間の風力発電の調整力のバッファーとしても活用できる予定である。