

二国間クレジット制度(JCM)案件組成調査 最終報告書(概要版)	
調査案件名	JCM 案件組成調査「エネルギー管理システム(EMS)を用いた太陽光発電・蓄電池利用システム」
調査実施団体	パシフィックコンサルタンツ株式会社(受託者) T.T. Network Infrastructure Japan 株式会社(共同実施者)
ホスト国	モルディブ

1. 調査実施体制:

国	調査実施に関与した団体名	受託者との関係	実施内容
日本	T.T. Network Infrastructure Japan	共同実施者	<ul style="list-style-type: none"> 電力需要調査 電力設備全体の現状調査 システム全体設計 システム導入便益の試算
日本	InterAct	外注先	<ul style="list-style-type: none"> 事業性検討
日本	東京電力	外注先	<ul style="list-style-type: none"> ディーゼル発電設備の調査 配電設備の調査
日本	東芝	外注先	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池の仕様検討 エネルギー管理システムの仕様検討
モルディブ	Energy Consultancy Pvt. Ltd.	外注先	<ul style="list-style-type: none"> 法制度の調査 現地調整
モルディブ	Renewable Energy Maldives Pvt. Ltd.	外注先	<ul style="list-style-type: none"> 太陽光発電設備の調査 事業運営体制の検討

2. プロジェクトの概要:

調査対象プロジェクトの概要	
プロジェクトの概要	隣接する住民島とリゾート島の電力網を接続して電力事業を統合し、再生可能エネルギーを大量に導入してディーゼル燃料の消費を減らし、温室効果ガス(GHG)の排出を大幅に削減する。具体的には、両島の電力供給に責任を持つSPCを設立し、連系線を新設して両島の電力網をつなぎ、発電所をフラ島に集約する。土地に余裕があるフラ島に太陽光発電(PV)、風力発電、それらの短期・長期変動を吸収するリチウムイオン電池、ディーゼル発電機(DG)も含めてすべての装置を最適制御するエネルギー管理システム(EMS)を導入する。同時に、老朽化したDGを需要に見合った効率のよい構成に変更する。フラ島の配電網についても、PV導入と需要増加に対応できるよう一部強化する。リゾートと住民島需要家に低炭素電力を安定的に供給する。
予定代表事業者	パシフィックコンサルタンツ株式会社
プロジェクト実施主体	パシフィックコンサルタンツ株式会社

	株式会社 InterAct Renewable Energy Maldives Pvt. Ltd. ※事業開始までに SPC を設立する予定		
初期投資額	1,621,700(千円)	着工開始予定	2015年11月
年間維持管理費	685,300(千円)	工期(リードタイム)	12カ月(2カ月)
投資意志	各社 SPC に出資予定	稼働開始予定	2016年10月
資金調達方法	太陽光発電設備などには環境省の JICA 連携基金や設備補助事業、そのほかの初期投資と補助残額には JICA 海外投融資と自己資金の充当を計画する。投資回収と維持管理費にはリゾートと住民島需要者への電力販売収入を充てる。		
GHG 削減量	588 (tCO ₂ /年) ※プロジェクト期間(20年間)の平均値		

3. 調査の内容及び結果

(1) プロジェクト実現に向けた調査

①プロジェクト計画

ア 設備計画

プロジェクトでは、住民島(フラ島)と Four Seasons Resort (FSR) のあるリゾート島(クダフラ島)の両島の電力網を接続して電力事業を統合し、再生可能エネルギーを大量に導入してディーゼル燃料の消費を減らし、GHG の排出を大幅に削減する。具体的には、両島の電力供給に責任を持つ SPC を設立し、連系線を新設して両島の電力網をつなぎ、発電所をフラ島に集約する。土地に余裕があるフラ島に PV、風力発電、それらの短期・長期変動を吸収するリチウムイオン電池、DG も含めてすべての装置を最適制御する EMS を導入する。同時に、老朽化した DG を需要に見合った効率のよい構成に変更する。フラ島の配電網についても、PV 導入と需要増加に対応できるよう一部強化する。

PV は、フラ島に合計 1,239kW 導入する。太陽電池モジュールは役場、集会所、学校、発電所などの公共施設と FSR 従業員寮など公有地に立つ建物の屋根と、港などに新たに建設する日よけを兼ねた屋根を中心に設置する。モジュールは、設置に必要な面積が相対的に小さく、高温域でも出力低下が相対的に小さいパナソニックの HIT を採用する計画である。

風力発電設備は合計 40kW 導入する。ゼファーの 5kW 風車 Zephyr9000 を 8 台設置する。

DG は、フラ島発電所に 1MW 規模のものを 4 台設置する。合わせて、付随設備の更新・整備と環境対策も実施する。

大量に導入する PV を安定的に利用するために、フラ島発電所敷地内に出力 1,000kW、容量 1,210kWh の蓄電池システム (Battery Energy Storage System: BESS) を導入する。空き地に約 16m×22m のコンクリート基礎を築き、その上にコンテナに入れた蓄電池を設置する。東芝のリチウムイオン電池 SCiB™ (Super Charge Ion Battery) を採用することを想定している。

大量に導入する PV を安定的に利用するために EMS を導入する。EMS はフラ島発電所の発電機制御盤がある部屋に設置する。東芝の μEMS (マイクロ EMS) を採用することを想定している。

フラ島からクダフラ島への送電設備も整備する。十分な供給信頼度が求められるため、仮に 1 つの設備が不具合となった場合にも供給支障が生じないように 2 回線で電力を供給する。

ほかに、配電設備を増強する。

イ 実施体制

プロジェクト実施までに、フラ島役場と FSR の同意を得て、両者に電力を供給する SPC を設立する。SPC は基本的に、現在フラ島役場が実施している発電、配電を含む電力事業を設備とともにすべて引き継ぐ。フラ島需要家への電力の販売、集金などは SPC が行う。SPC は新たに FSR と長期契約を結び、中圧で電力を供給する。

SPC は Renewable Energy Maldives、パシフィックコンサルタンツと InterAct が主体となって設立する。強固な技術サポート体制を構築して現地関係者に安心感を与えるために、東芝、TTNI、東京電力の参画を得る方向で調整する。

大口顧客となる FSR は、フラ島の発電設備に頼ることを不安視している。事故だけでなく、フラ島とのトラブルから意図的に送電を止められることを恐れている。このため、経営面や運転管理面についても安心感を高めるために、FSR には出資や運営委託という形で SPC に参加することもオプションとして提示している。

フラ島役場については、土地、建物、配電設備などを SPC に長期契約で貸し付け、電力事業の運営権を付与することを想定している。

日常の運営管理は 9 人の社員が行う。発電所は従来どおり 3 交代制勤務とする。電気工学などについて専門性が高い者を所長に迎えるなどして、要員の能力を底上げする。

ウ 事業収益性

(ア) 発電計画

フラ島とクダフラ島の将来の電力需要を想定し、発電計画を作成した(表 1)。PV (Solar) の発電量は日射量、設備容量、経年による出力低下、システムロスをもとに算出した。風力 (Wind) については、期待される平均風速とメーカーカタログから発電量を推定した。DG (Diesel) の発電量は、想定される電力需要に送配電などの電力ロスを加え、PV と風力の発電量を差し引いて求めた。

(イ) 設備投資と資金調達

設備については、PV のみ 11 年目に PCS (インバータ) の交換を見込むが、ほかは 20 年間使用することを前提に設計し、機材選定を行った。初期投資額は 1,351 万米ドルになる。11 年目には PCS 交換費用 62 万米ドルが必要となる(表 2)。

資金調達案を表 3 に示す。初期設備投資費用 1,351 万米ドルのうち PV システム、風力発電機、蓄電池 (BESS)、EMS、通信システム の 783 万米ドル分について、「リープフロッグ型発展の実現に向けた二酸化炭素排出抑制対策事業費補助金」もしくは設備補助事業の活用を想定している。2 分の 1 補助として、補助金を 391 万米ドル見込む。自己資金を 100 万米ドルとし、残額 860 万米ドルには JICA 海外投融資などの活用を想定する。

(ウ) 運営・維持管理費用

運営・維持管理費用の積算結果を表 4 に示す。設備の減価償却は、PV インバータ以外は 20 年等価償却とし、PV インバータは 10 年等価償却とした。維持管理費には PV、風力発電機、DG、BESS、送配電設備などの費用が含まれる。運営料 (Operating fee) とは、フラ島役場が SPC に貸与する土地、建物、配電設備などと、付与する電力事業の運営権の対価として SPC が役場に支払う費用である。ローン費用は借入額の 4% とし、5 年間据置後、5 年間かけて元金均等で返済することを想定した。

(エ) 電力販売収入

電力料金は、モルディブエネルギー庁（Maldives Energy Authority: MEA）が設定した料金表に準拠して設定するが、再生可能エネルギー導入の便益を需要家も得られるようにする。FSR は MEA 料金から 40%引き、フラ島事業者用とフラ島家庭用は MEA 料金から 20%引きとした。これに基づき電力販売収入と収益を試算した（表 5）。

(オ) 事業性

ここまでの前提や試算に基づき計算すると、投資回収年は 7 年、IRR（20 年）は 15.1%となる。補助金が得られない場合は、投資回収年は 9 年、IRR は 9.7%となる。

表 1 発電計画（MWh/年）

Year	1	5	10	15	20
Solar	1,919	1,919	1,843	1,766	1,689
Wind	73	73	73	73	73
Diesel	11,489	13,491	16,112	16,710	17,380
Total	13,482	15,484	18,028	18,549	19,142

表 2 設備投資費用（千米ドル）

Item	Initial investment	Replacement
Solar PV system	3,379	
Solar inverters (Year 11)		620
Wind turbines	660	
Diesel generators	2,531	
Powerhouse upgrade	811	
BESS	2,677	
EMS	1,100	
Communication system	12	
Grid connection	1,320	
Distribution network upgrade	381	
Other	644	
Total	13,514	620

表 3 資金調達（千米ドル）

Item	Amount	Loan terms
Subsidy	3,914	
Equity	1,000	
Loan	8,601	Interest rate: 4%
Total	13,514	

表 4 維持管理費用（千米ドル）

Year	1	5	10	15	20
Depreciation	707	707	707	707	707
Diesel fuel	3,276	3,847	4,594	4,765	4,956
Maintenance	180	209	682	274	311
Salary	122	122	122	122	122
Operating fee	80	108	138	153	169
Loan interest	344	344	34	0	0
Total	4,708	5,337	6,277	6,020	6,264

表 5 電力販売収入と収益（千米ドル）

Year	1	5	10	15	20
Four Seasons	3,613	4,066	4,714	4,714	4,714
Huraa Business	1,269	1,450	1,639	1,777	1,938
Huraa Domestic	339	461	588	649	717
Total	5,220	5,977	6,940	7,140	7,368
Net profit	435	544	563	952	939

②プロジェクト許認可取得

ア 電力事業に関する許認可

プロジェクトでは発電と配電を行うため、電気事業ライセンスの取得が必要である。モルディブではリゾート島が自前で行う発電・配電についてもライセンス取得が義務づけられているため、リゾートは電力事業者として登録し、発電所の認定も受けている。電力事業ライセンスの申請・取得手続きは事例が多いため、規則に従って淡々と実施すれば問題はないことがわかっている。

イ 環境影響評価

フラ島とクダフラ島をつなぐ海底ケーブルを敷設するには、環境影響評価（EIA）の実施が必要である。既設水道管に沿って敷設するが、海岸に影響を与える行為と見なされ、EIA が必要となる。現地の専門コンサルタントによると、こうした事例は多くあり、認められない可能性は低いとのことである。

フラ島北部への風力発電機の設置も EIA の対象となる可能性が高い。樹木を 10 本以上伐採する場合

は EIA の実施が義務づけられている。

通常、EIA の審査期間は 2 カ月程度である。申請書類に工期を記すが、通常は審査完了後、12 カ月以内に着工することが求められる。社会的側面も審査されるため、フラ島住民と FSR との関係に問題がないことも説明する必要がある。

③日本技術の優位性

ア 蓄電池と EMS の優位性

(ア) リチウムイオン電池

リチウムイオン電池は一般に、他の蓄電池と比較して、①単位体積あたりや単位重量あたりの蓄電容量が大きい（高エネルギー密度）、②充電したエネルギーの中から放電で取り出せるエネルギーの割合が多い（高エネルギー効率）などの利点を有する。特に離島や屋内に設置する場合など、設置スペースが限られた用途では、高エネルギー密度で体積が小さいリチウムイオン電池は優位であると言える。

プロジェクトで採用する東芝 SCiB™ は、他社のリチウムイオン電池に比べて以下の点で優れた性能を有している。

- ・ 従来のリチウムイオン電池の 3 倍の速度での充放電が可能（急速充放電特性）
- ・ 0～100%の全領域で使用しても寿命を損なわない（広い実効充電率レンジ）
- ・ サイクル寿命が 12,000 回（従来リチウムイオン電池の 3 倍以上）（長寿命特性）
- ・ 低温特性に優れ、寒冷地の用途にも耐えられる（低温特性）
- ・ 材料の特性から内部短絡が生じても熱暴走を起こさない（安全性）

(イ) EMS

プロジェクトでは東芝の監視制御システム μ EMS を採用する。他社のシステムと比較した場合の優位性は以下のとおり。

- ・ 再生可能エネルギーの発電予測を行う
- ・ 再生可能エネルギーを可能な限り活用するための蓄電池運用計画を策定する
- ・ DG や可制御負荷に制御指令を与え、電力系統の需給バランスを維持する
- ・ 急峻な出力変動を平滑化するための指令を数秒単位で蓄電池に与えることで、再生可能エネルギーが系統に及ぼす悪影響を最小限にとどめる

イ 東芝離島マイクログリッドソリューションの優位性

東芝離島マイクログリッドソリューションは、DG、再生可能エネルギー、SCiB™、 μ EMS で構成される。 μ EMS の機能により、電力需要と再生可能エネルギー発電量を予測し、数十分単位の電力供給スケジュールを策定する。この供給スケジュールに基づき、DG と蓄電池に対して制御信号を送り、燃料費が最適になるような運用を行うことで、経済性と電力品質の両立を実現する。システム導入により、① PV 導入可能量の増加、②短周期変動吸収による DG 出力安定化、③DG の運転最適化、④DG 運転台数削減、⑤PV 大量発電時の出力抑制回避などの効果が得られ、これによりディーゼル燃料の焚き減らしを実現する。

東芝離島マイクログリッドソリューションをプロジェクトに適用した場合のシミュレーション結果から、本ソリューション導入によって、系統容量の約 58%の PV を中心とした再生可能エネルギーの大量導入が可能であることが分かった。2015 年を例にとると、BAU と比べて 15%以上燃料費を削減でき

る。

④MRV 体制

プロジェクトのモニタリング項目は、DG の発電量、需要端での電力供給量である。いずれも通常の電力事業で記録するデータであり、特別な研修は必要ない。計測・記録は SPC 社員が日常業務の一環で実施する。MRV の概念、適切にデータを記録することの重要性、報告プロセスやサイクルについては、プロジェクト開始時に改めて教育する。

DG 発電量については、現在、適切な電力量計が設置されていないため新設する。需要端での電力供給量は、現在も電力量計の検針が定期的に行われているためこれを継続する。クダフラ島については、新たにリゾートの配電網と発電所からの連系線の接点に電力量計を導入する。

プロジェクト実施時のモニタリング体制は、①発電所管理者、②発電所員、③会計担当の 3 役で構成する。発電所管理者がモニタリング活動全体の責任者であり、モニタリング報告書の作成、データの品質確保、データ保管等に対して責任を持つ。発電所員は、ディーゼル発電機の発電量の測定と各需要家の検針を担当する。会計担当は検針結果の確認と集計・報告を担当する。

⑤ホスト国の環境十全性の確保と持続可能な開発への寄与

プロジェクトの実施が環境に大きな悪影響を及ぼす可能性はほとんどない。機材が耐用年数を迎えた際に適切な処理が必要となるが、問題となることが多い蓄電池については、有害物質を含まないリチウムイオン電池の使用を想定している。

プロジェクトは、エネルギーのほぼすべてを輸入化石燃料に頼る地域に、より安価で、GHG、騒音、排ガスなどを発生しない地域資源を活用した電源である PV と風力発電を導入する。このプロジェクトは大きく 2 つの点で画期的である。1 つめは、小規模系統に多くの PV を導入し、電力コストの低減と GHG の排出削減を可能にすることである。

2 つめは、リゾートと住民島が電力供給で協力する先進事例となることである。両者は通常、独自にインフラを持つなど、協力関係は非常に限定的である。プロジェクトでは、共同で電力供給に取り組むことで、より多くの再生可能エネルギーの導入、電力設備全体の効率化、電力コストの低減、土地の有効活用などが実現できることに加え、民間による外島部での電力ビジネスのモデル構築が可能になる。土地の制約により PV などの導入はできないが支払い能力が高い安定顧客であるリゾートと、そのほぼ対極にある住民島を顧客に組み合わせることにより、経済性とサービス強化を両立した民間電力ビジネスが実現される。このことは、当該地域住民・リゾートにとってプラスであるばかりでなく、外島部電力インフラの更新・低炭素化を進めたい政府にとっても朗報である。プロジェクトの実施は、モルディブ政府の大きな開発目標であるカーボンニュートラルの達成に資する。

⑥今後の予定及び課題

これまでの調査から、プロジェクトの事業性については確認できた。今後、プロジェクトを実現するためには、フラ島役場と FSR の参加同意が必要である。両者には、2014 年 12 月に実施した協議で事業計画素案を説明し、工程表を提示した。これに対し FSR は、検討の時間がもっと必要であると回答した。さらなる協議については、繁忙期に入るため 3 月まで難しいとのことであった。無理に判断を迫るのであれば、否定的なことしか言えないと述べた。その後、2015 年 2 月中旬に、FSR 支配人に検討状況を確認したが、何ら進展していないとのことであった。

こうしたことから、少し時間をおいて次の協議を行い、引き続きプロジェクト実現を目指す。同時に、FSR は慎重な姿勢を崩していないため、リゾートの実質的オーナーのシンガポール企業 HPL への働きかけを計画する。

フラ島役場については、プロジェクト実現を期待する姿勢に変更はない。FSR の同意の方向性が決まれば、フラ島役場・住民への便益確保などの条件面について、詳細な協議に入ることができると想定している。

(2) JCM 方法論作成に関する調査

①適格性要件

- 【要件 1】 プロジェクトは発電と配電を行い、当該地域の唯一の電力供給者である。
- 【要件 2】 ディーゼル発電により全電力を供給している小規模グリッドに、太陽光発電を導入する。
- 【要件 3】 蓄電池と EMS を併用したシステムを導入する。
- 【要件 4】 IEC の性能規格 (IEC 61215、IEC 61646、IEC 62108 のいずれか) と安全性規格 (IEC 61730-1 および IEC 61730-2) の認証を受けた太陽電池モジュールを使用する。
- 【要件 5】 変換効率が 19%以上で、温度係数 (Pmax) が $-0.29\%/^{\circ}\text{C}$ あるいはそれより優れた性能を有する太陽電池モジュールを使用する。
- 【要件 6】 3 倍速での 0~100%の充放電を 12,000 回繰り返しても、80%以上の電池容量を維持する蓄電池を使用する。
- 【要件 7】 太陽光発電の出力を予測し、蓄電池の運用計画を作成し、ディーゼル発電と蓄電池を制御することができる EMS を導入する。
- 【要件 8】 ディーゼル発電機の新設を伴う場合は、発電効率が新設前に運転されていたすべての発電機と等しいかそれより高効率な発電機を導入する。
- 【要件 9】 プロジェクトから電力供給を受けるすべての需要家は、プロジェクトからのみ受電しているか、プロジェクトの供給電力を計測するための機器を備えている。

要件 1~3 は、プロジェクトの前提を規定した基本的な要件である。

要件 4 と要件 5 は、太陽電池モジュールに関する適格性要件である。使用するモジュールの性能 (要件 4) や発電効率・温度特性 (要件 5) を客観的に評価するための要件として設けた。

要件 6 は、蓄電池に関する適格性要件である。蓄電池は、短時間で大量の電力を充放電できる性能が必要であり、同時に長期間繰り返し使っても性能が低下しにくいことも求められる。適格性要件は、プロジェクトで採用予定の SCiB™ を想定し、メーカーが示す本製品の特徴を的確に示す表現とした。

要件 7 は、EMS に関する適格性要件である。プロジェクトでは、PV を最大限活用する方針から、BESS とともに DG を制御できる性能が EMS には求められる。適格性要件は、プロジェクトで採用予定の東芝製 μ EMS を想定した表現とした。

要件 8 は、DG に関する適格性要件である。プロジェクトの大きな目的は、PV などの導入による GHG の排出削減である。プロジェクトは新たに DG も導入するが、既設 DG より効率が悪いものを導入してしまうと、目的達成に逆行することになる。このため、新設する DG は既設 DG と同等、もしくはより高効率な発電機に限定した。

要件 9 は、モニタリングパラメータである需要端電力供給量が正しく計測されるための適格性要件である。プロジェクトの範囲は発電だけでなく、需要家への配電も含まれる。本方法論では、プロジェク

トの電力供給量を需要端で計測する必要がある。計測した電力量には、プロジェクト以外の電源から供給された電力が含まれてはならない。実際には、現在はフラ島役場と FSR 以外に電力を供給している者はいないため、1 つの計測器が複数の電源から供給された電力を計測するという問題は生じていない。今後もそうした問題はまず起きないと考えられるが、プロジェクトの内容を正確に規定するために必要な要件であるため定めた。

②リファレンス排出量の設定と算定、およびプロジェクト排出量の算定

ア BaU 排出量

モデルタイプでは、ディーゼル発電による電力供給が一般的である。PV は高額な初期投資が障壁であるため、導入量は限定的である。とくに小規模グリッドへの導入は、系統安定化システムへの投資も必要になるため、より困難である。こうした現状に基づき、BAU シナリオは、ディーゼル発電のみでプロジェクト対象地域に電力供給を行うと想定する。

イ リファレンス排出量

リファレンス排出量は、プロジェクトで供給する電力すべてを最も効率がよいディーゼル発電機で供給した場合の CO₂ 排出量である。需要端での電力供給量に、ディーゼル発電機の排出係数を乗じて算出する。需要端での電力供給量は、電力量計により計測する。ディーゼル発電機の排出係数はデフォルト値を設定する。

$$RE_p = ES_{\text{project},p} \times EF_{\text{diesel}}$$

- RE_p : 期間 p におけるリファレンス排出量 [tCO₂/p]
- ES_{project,p} : 期間 p におけるプロジェクトの電力供給量（需要端） [MWh/p]
- EF_{diesel} : ディーゼル発電機の CO₂ 排出係数 [tCO₂/MWh]

ウ プロジェクト排出量

プロジェクト排出量は、プロジェクトで使用するディーゼル発電機が消費するディーゼル燃料の燃焼に伴う CO₂ 排出量である。ディーゼル発電機の発電量に排出係数を乗じて算出する。ディーゼル発電機の発電量は、発電機の制御盤に設ける電力量計により計測する。ディーゼル発電機の排出係数はデフォルト値を設定する。

$$PE_p = DG_{\text{project},p} \times EF_{\text{diesel}}$$

- PE_p : 期間 p におけるプロジェクト排出量 [tCO₂/p]
- DG_{project,p} : 期間 p におけるプロジェクトのディーゼル発電量 [MWh/p]
- EF_{diesel} : ディーゼル発電機の CO₂ 排出係数 [tCO₂/MWh]

③プロジェクト実施前の設定値

ディーゼル発電機の排出係数は 0.533 tCO₂/MWh をデフォルト値として設定する。これは、パラオを対象とした JCM 方法論案「Displacement of Grid and Captive Genset Electricity by a Small-scale Solar PV

System」で採用されているデフォルト値である。発電効率が49%のディーゼル発電機を使用した場合の値に相当する。

このパラオの方法論案を作成した際、企業の技術論文や研究機関の論文などを参考に、①今後ディーゼル発電機の効率が飛躍的に上昇する可能性が低いこと、②現在の技術レベルにおいてディーゼル発電機が達成可能な最高効率が49%未満であることを確認し、Additional Information にまとめている。この確認結果と保守性原則の観点に基づき、パラオの方法論案は発電効率49%のディーゼル発電機を使用した場合の排出係数をデフォルト値として設定している。

プロジェクトの方法論についても、この考え方を踏襲してディーゼル発電機の排出係数のデフォルト値を設定する。

(3) JCM プロジェクト設計書 (PDD) の作成に関する調査

①環境影響評価

モルディブには、EIA に係る法規制として「Environmental Impact Assessment Regulation 2012」が存在する。これによると、プロジェクトで間違いなく EIA が必要となる工事は、フラ島とクダフラ島をつなぐ海底ケーブルの敷設である。沿岸域に改変を加える行為は EIA の対象となる。フラ島北部への風力発電機の設置も EIA の対象となる可能性が高い。樹木を10本以上伐採する場合は EIA の実施が義務づけられている。このことは、環境保護庁へのヒアリングでも確認済みである。PV の導入は EIA の対象になっていない。

先に述べたとおり、通常、EIA の審査期間は2カ月程度である。申請書類に工期を記すが、通常は審査完了後、12カ月以内に着工することが求められる。社会的側面も審査されるため、フラ島住民と FSR との関係に問題がないことも説明する必要がある。

②現地利害関係者協議

プロジェクトの主な利害関係者は、フラ島役場、フラ島住民、FSR、Hotel Properties Limited (HPL)、MEE、STELCO である。以下に、各利害関係者の意向や協議状況について記す。

・フラ島役場と住民

フラ島役場は、初回面談時から終始一貫してプロジェクトの実現を支持している。役場が最も重視していることは、住民が負担する電力コストを現行水準以下に抑えることである。役場は現在、住民が負担すべき電力料金に補助を出しているが、この補助金に相当する金額をプロジェクトに負担・吸収させたい考えである。

住民には、フラ島役場が開いた住民説明会にて、プロジェクト構想を説明した。説明会では、電力プロジェクトについては、このプロジェクトの調査が終了するまで、他の調査には協力しないということが決まり、プロジェクトの独占提案権を得た。

・FSR

プロジェクトの構想は2013年10月のFSR財務責任者らとの面談をきっかけに持ち上がった。FSRが協力する意向であったため調査を開始したが、その後、人事異動で経営陣が交代したこともあって、プロジェクトへの参加について、消極姿勢に転じている。電力の安定供給の観点から、フラ島に発電インフラを集中させて同島に電力供給を依存することは、不安だとしている。

・ MEE

MEE は構想段階から一貫してプロジェクトの実現を支持している。リゾートと住民島を組み合わせた再生可能エネルギーによる電力事業が実現すれば、類似事業の全国展開に結びつく画期的な成果だと考えている。

・ STELCO

STELCO はフラ島を含む地域を所管する国有電力会社である。フラ島は役場が電力事業を行ってきたが、役場が事業を停止した場合、STELCO に供給責任が生じる可能性が高い。プロジェクトの運営には関心を示していないが、プロジェクトの技術には関心を示している。

③モニタリング計画

当該プロジェクトでは、ディーゼル発電機の発電量と電力供給量を計測する。電力供給量は、供給端ではなく、需要端で計測する。具体的には、各需要家に設置した電力量計で計測する。

モニタリングは SPC が実施する。モニタリング体制は、①発電所管理者、②発電所員、③会計担当の 3 役で構成する。発電所管理者がモニタリング活動全体の責任者であり、モニタリング報告書の作成、データの品質確保、データ保管等に対して責任を持つ。発電所員は、ディーゼル発電機の発電量の測定と各需要家の検針を担当する。会計担当は検針結果の確認と集計・報告を担当する。

ディーゼル発電機の発電量については、発電機の制御盤に設ける電力量計により、毎日測定する。電力供給量は、各需要家に設置した電力量計により計測する。毎月、発電所員は検針を行う。計測に使用する電力量計は、STELCO の認可を受けたモルディブの国内基準に合致したものを使用する。

④計測機器の校正

ア 電力量計への要求精度

モルディブでは、MEA が定める「Metering Scheme Regulation」に電力量計への要求精度が定められている。中圧・低圧別に基準が設定され、低圧は三相・単相別に基準がある。IEC 規格の要件に準拠したものとなっている。

イ 電力量計の検定規則

Metering Scheme Regulation では、電力量計の検定規則も定められている。電力量計の検定試験は、MEA の認可を受けた検定機関だけが実施できることになっているが、現在この認可を受けているのは STELCO のみである。電力量計の使用者は、STELCO の検定を受けた計器を購入する必要がある。検定未通過の計器を使用する場合は、STELCO に依頼して検定試験を受け、合格しなければならない。検定を通過した計器には、検査証（試験合格証明書）が発行される。計器の所有者は、この検査証を有効期間中保管する必要がある。有効期間は最長 20 年である。電力量計本体にも、検定通過を証明するシールが貼付される。有効期限が切れた後は、再度受検する必要がある。

プロジェクトは、こうした規定に合致した電力量計を使用する。