

二国間クレジット制度(JCM)実現可能性調査 最終報告書(概要版)

調査案件名	JCM 実現可能性調査「3.7MW 流れ込み式小水力発電」
調査実施団体	日本エヌ・ユー・エス株式会社
ホスト国	インドネシア

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
ホスト国	PT. Fajar Futra Energi Toraja	パートナー	必要な許認可の取得および提案者の目的に合致した調査の実施、協力。
日本	株式会社 ニュージェック	外注	適切な調査・解析の実施と報告、ならびに課題の解決策の提示、現地の状況を踏まえた実効性のある土木設計の実施。
日本	東北電力株式会社	外注	運営計画をレビューし、現地の状況を踏まえつつ、より安定的な電力供給の実現が可能となるような運営計画案の提示。
ホスト国	PT. CDM Indonesia Jaya	外注	事業に必須または留意が必要な許認可や法令の調査、MRV 方法論作成に係る現地情報調査、調整の実施。
日本	一般財団法人 日本品質保証機構	外注	提案者が作成した MRV 方法論案についての適切なレビューの実施。
日本	株式会社東芝	協力	流量、地質、地形等情報に沿った最適な水車を、CFD 解析により設計。発電機、付帯設備の提案と設計。

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	当該プロジェクトは、インドネシア・南スラウェン州タナトラジャ県における、環境に配慮した流れ込み式小水力発電による売電事業である。当地域は電力需要が増大しているが、供給不足が深刻であり、既存電力は化石燃料を用いた発電が主である。当該プロジェクトによりグリッド電力の GHG 排出削減に貢献し、地域の電力安定供給に寄与する。		
予定代表事業者	日本エヌ・ユー・エス株式会社		
プロジェクト実施主体	日本エヌ・ユー・エス株式会社 (JapanNUS、以下、「企画立案者」という。)ならびに PT.FFET (以下、「事業パートナー」という。)の共同出資による合弁会社		
初期投資額*	1,800,000(千円)	着工開始予定*	未定
年間維持管理費*	20,000(千円)	工期(リードタイム)*	35 ヶ月
投資意志*	企画立案者がマイノリティ出資を検討	稼働開始予定*	未定
資金調達方法*	初期投資費用は、総額の 3 割を提案者である企画立案者と事業パートナーがエクイティ出資し、残り 7 割を銀行借入とする計画である。このうち、バンクローンは JANUS が日本の金融機関から調達する計画である。維持管理費用は、初年度を除き、運転経費等として費用計上しており、売電売上から支出する計画である。		
GHG 削減量*	14,493(tCO2/年)		

* 中間報告時からの変更事項については、本文中にその内容と理由を追記した。

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

○ 工事計画

現地調査の結果等に基づき、事業パートナーによる調査結果における工事計画のレビューを行った。本計画の全体工程は、土地収用の開始から運転開始まで 24 ヶ月である。主な見直し項目、及び工程見直しの考え方を下表に整理した。

表 1 主な見直し項目、及び工程見直しの考え方

見直し項目	原工程	見直し後工程	工程見直しの考え方
土地収用	1 か月	4 か月 (+3 か月)	・ インドネシア及び現地の状況によるが、原工程の 1 ヶ月では困難と考え、4 ヶ月程度必要と想定する。
設計レビュー	2 か月	6 か月 (+4 か月)	・ 入札に必要な図書作成までの設計・入札図書作成とし、ペンストックルート沿いの詳細調査、発電所近傍の調査、設計を含め、6 ヶ月とする。
土木・金物 建設工事	19 か月	21 ヶ月 (+2 か月)	<ul style="list-style-type: none"> 取水堰(取水口含む)については、100m³/日程度のコンクリート製造能力を有するアジテーカー(4.5m³級)を利用し、また基礎コンクリートと取水堰のコンクリートの施工にそれぞれ 1 日かかるとすると、必要な工期は 4 か月となる。 全長 1,200m のペンストックについては、鉄管(6m/本)の現地溶接(200 ヶ所)に 2 日、設置に 0.5 日かかるとすると、鉄管据付に必要な工期は 11 か月となる。また、岩石掘削を実施する前にルート測量及び設計を終えている必要があり、それぞれ 1 ヶ月を想定する。 岩石掘削については、追加調査を行いその規模等を正確に把握する必要があるものの、仮に 450m の岩石破壊が必要で、ブレーカーを用いた人力破壊(3 人/パーティで 3 パーティ導入、施工歩掛 2m³/日/パーティ)を前提とすると、約 7 ヶ月かかることになる。 沈砂池など、その他の工事については、規模から施工可能な工期とする。

見直し後の全体工程は 35 ヶ月(+11 か月)となり、開発には約 3 年を要すると想定される。

○ 運用計画

事業パートナーが運用する既存発電所での実績に加えて、インドネシアにおいて長年にわたり運用されてきた小水力発電所(流れ込み式/約 4MW)において現地調査を行い、そこで得た運転実績情報を参考に、運用計画の検討を行った。主な検討結果を下表に整理した。

表 2 運用計画に係る主な検討結果

実施事項	主な実施内容(案)
日常運転	<ul style="list-style-type: none"> 運転体制については、24 時間で監視できる体制を確立する 運転に関して、マニュアルを用意する 作業の報告に関して、運転実績の報告様式を準備する 運転員が交代する際には、前・後の監視員が 1 時間程度オーバーラップして引き継ぐとともに、管理記録簿の作成による社内情報共有化を行う 記録の保管にあたっては、責任者まで確認作業を実施する
巡視・日常点検	<ul style="list-style-type: none"> パトロール員を常駐させる 巡視・日常点検の実施内容について、発電設備状況の把握、メンテナンス等を実施する 記録の保管にあたっては、責任者まで確認作業を実施するとともに、書類での確認を行う
定期点検・オーバーホール	<ul style="list-style-type: none"> 年度点検について、ランナ磨耗が激しい地区など、2~3 年に一度行う外部点検だけでは設備把握が不十分と判断される地点では臨時点検を実施する 内部点検について、5~6 年に 1 度、分解点検/部品交換を行う
作業管理マニュアル	<ul style="list-style-type: none"> 作業管理にあたり、感電事故を未然に防ぐための思想として、停止計画や作業領域の確認を行う 作業中の操作、機器の試験方法、作業時間の確認についてマニュアルに盛り込む 作業の中止および延期、作業終了時について、安全に作業を中断するため、具体的な連絡手順と鍵管理についてマニュアルに盛り込む
事故時対応	<ul style="list-style-type: none"> 異常の同定を実施し、資材が足りており、メンテナンスが可能な場合、メンテナンスを実施し、困難な場合は計画ミーティングを実施する

<ul style="list-style-type: none"> ・ 緊急を要する場合は、直ちにメンテナンス準備を開始し、緊急を要さないものは保守計画ミーティングを行う ・ 作業中に重大な事故が発生した場合は、関係機関に報告し処置の指示を仰ぐとともに、事故処置の完了後速やかに関係箇所へ報告する

○ 資金計画

インドネシア国内銀行の融資金利(企業融資の場合、通常 10~17%/年の幅がある)が今後、一桁台前半まで下がるとは考えにくく、当該プロジェクトでの活用は難しいと判断した。

日本国内銀行には当該プロジェクトの概要、規模等について情報提供の上、デット・エクイティ・レシオ、融資額、融資通貨、担保の要否、融資金利/金利条件、返済方法、期間等について確認した。

今後は、企画立案者による日本国内銀行からの借入(JV に転貸)、出資、JCM スキームの活用を柱とした、より詳細な資金調達手段の検討が必要である。

○ 収益性評価

次の前提条件に基づき当該プロジェクトの収益性評価を行った。

- ・ 初期投資額は 1,800 百万円、維持管理費は 20 百万円/年¹とする
- ・ 借入金/自己資本は 7/3 とする
- ・ 年間平均流量は 5.9m³/s(設備利用率 65%)とする²
- ・ 100 年確率最大洪水量は 190m³/s とする
- ・ 売電期間は 20 年間とし、売電価格は 11.6 円/kWh(1~8 年)、8.1 円/kWh(9~20 年)とする

これら前提条件に基づき試算を行った結果、JCM 補助金(発電機器に対する半額補助)が得られなかった場合の Project-IRR は 3.0%(投資回収 13 年)となった。一方、本補助金を得られた場合は 6.3%(投資回収 8 年)である。

○ 課題

当該プロジェクトの課題をクニカル、リーガル、ファイナンシャルの観点から整理した。

表 3 当該プロジェクトの課題

項目	課題	
テクニカル	構造物の基礎岩盤	取水堰地点は砂質土堆積物で形成されており、現設計の構造物基礎では着岩していないと想定される。また、発電所地点も堆積物が厚く、現設計では着岩しない可能性がある。ボーリング調査、及び何らかの基礎補強策が必要。
	軟弱地盤の地すべり	サイト周辺の地質は軟弱であり、地下水位が高い場合、雨期に法面の地すべりが発生するリスクがある。地下水位の観測、及び法面安定対策が必要。
	巨礫対策	構造物配置と施工が可能な範囲が著しく限定されており、巨礫を回避することが困難な場合、工事費が増大する可能性がある。(収益性評価では、この工事費増大の影響を考慮した。)
	年間平均流量	降雨量から流量を推定する流出解析では、特に乾期における実測流量による補正が必要。
	100 年確率最大洪水量	長期間の観測データを備えた近傍の雨量観測所から新規で雨量データを追加して高水解析を更新した上で、主に取水堰の設計への影響を洗い出すことが必要。
リーガル	投資ネガティブリスト	企画立案者によるマジョリティ出資はコンプライアンス上、困難であることから、事業パートナーと妥協点が見いだせなければ投資は困難と判断せざるを得ない。
ファイナンシャル	収益性評価の精度向上	すべてのテクニカル面の不確定要素の解決には至っていないことから、収益性評価に精度向上の余地が残る。
	リスクに見合った投資効果の確保	地形・地質リスク、流量等の不確定要素を明確にするための追加調査コストの負担、投資ネガティブリスト等を考慮すると、リスクに見合った投資効果が得られるか懸念がある。

¹ 維持管理費は当初 10 百万円/年と試算していたが、別の費目として計上していた保険費用を維持管理費に含めるとともに、運転開始から 2020 年までの間実施することとしていた MRV を、よりコンサバな収益性評価を行う観点から、事業期間(20 年間)継続すると仮定したため、費用が増大した。

² 当調査開始時は 3.7MW であったが、その後の検討により 3.585MW に変更となった。

②プロジェクト許認可取得

当該プロジェクトの許認可は、簡易な実現可能性調査を行ったうえで、投資調整庁及び法務省に対して開発主体となる会社の設立手続きと許認可を取得し、当該県に対してサイト開発許可を申請する流れである。

その後、売電先である PLN により、オペレーション及び資金調達の可能性審査が行われる。その結果を踏まえて、エネルギー鉱物資源省より事業組成許可を受ける必要がある。

環境面では、環境管理プログラム及び環境モニタリングプログラムである UKL-UPL の承認を環境省から得る必要がある。なお、環境影響評価は、規模要件に満たないため不要である。

現在、当該プロジェクトは、以上の段階までの許認可を取得しているところである。

今後、必要となる許認可は、企画立案者の投資参加決定後に、事業パートナーに増資を行いJV化する手続きで、当該JVを外国投資企業として登記する必要がある。

取得済みの許認可主体は、事業パートナーが設立したSPCであるが、企画立案者の増資により外国投資企業化した場合も、上記取得済み許認可はJVが引き継ぐことが可能である。

JV化後には、エネルギー鉱物資源省より、一時的な電力供給ライセンスを取得したうえで、電力購入契約の締結を行い、ファイナンシャルクローズを経て正式な電力供給ライセンス取得といった流れとなる。

③日本技術の優位性

当該プロジェクトで採用予定の技術は、CFD解析である。CFD解析技術は、発電所が立地する河川の流量や水車ランナの形状等の条件をコンピュータに入力することで、水車内の水流や水圧を三次元でシミュレーションすることができるものである。この技術を通して、サイトの状況に最適な水車形状を設計でき、高効率かつ故障リスクの低い水車導入に寄与することが期待できる。一方、競合製品であるレディメイド水車は、導入対象地点での条件と効率測定条件が異なるため、導入地点で仕様と同等の数値を保証するものではなく、サイトに最適化されていないといった理由から、効率低下や故障といった問題が早々に発生するリスクが高い。CFD解析技術の高さを客観的に評価した数値としては、図に示すCFD解析技術の世界的なコンペティションである「Turbin99 Workshop」の結果を参照することができる。

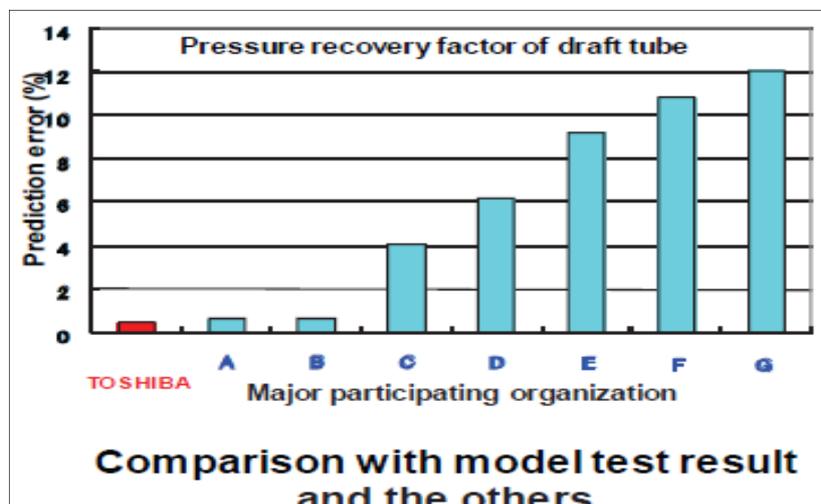


図1 コンペティションにおけるCFD解析技術の比較結果

採用予定の技術のメーカーである株式会社東芝は、このコンペティションにおいて3回連続で優勝しており、概ね0.5%以下の誤差範囲の再現性を実現するCFD解析技術を有することが示されている。CFD解析そのものは単にシミュレーション技術ではあるものの、高い再現性を得るうえでは、模型試験や実機導入経験から性能が確認されているモデルをベースラインとして選定したうえで、そのデータを用いた補正が再現性の高さにもっとも寄与するものである。すなわち、サイトへの水車発電機最適化実績の多寡が、シミュレーション結果の正確性に反映されることを意味する。

④MRV 体制

当該プロジェクトにおいて、MRV 方法論(案)に基づき、モニタリング対象となるパラメータは、導入した水車発電機による年間の総発電量(EGy)と当該プロジェクトが電力を供給する電力系統の CO₂ 排出係数(EFgrid)の 2 つのみである。これら 2 つのパラメータのモニタリングについて、現在の暫定的な体制を図 2 に示す。

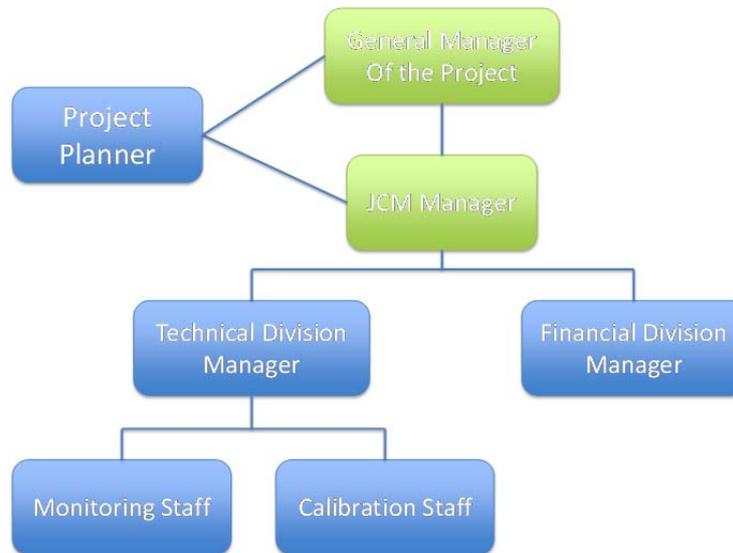


図 2 モニタリング体制(案)

上図で示された技術部門の Monitoring Staff は、自動的に記録される電力量の確認と保存状況のチェックなどが主要な作業となる。技術部門の Calibration Staff は、電力計などモニタリングに必要な機器に対して、国家規準(あるいは国際基準や計器メーカーのマニュアル)に従った校正作業を担当する。その作業の管理者が、技術部門長となる。財務部門は、PLN に対する販売電力量の伝票の管理を担当する。この伝票は、電力計によりモニタリングされた値のクロスチェック用であり、非常に重要なデータである。これらのモニタリング作業の統括をするのが、JCM Manager である。

企画立案者は、モニタリングプロセスにより記録されたデータ及び伝票の写し等を受け取り、それらの確認作業を行い、Monitoring Report の作成を担当する。また、もう一つのモニタリングパラメーターであるインドネシアの系統電力の CO₂ 排出係数についても、適宜チェックを行う作業も担当する。

モニタリング機器である電力計については、JCM で必要とされるだけでなく、PLN に対する電力販売事業の根幹となる販売電力量を計測する機器であることから、高い信頼性と耐久性を有するものを選択する予定である。

JCM の観点から見れば、そのモニタリングデータ及びクロスチェック用の電力販売に関する伝票は、通常の発電所の運用よりも長期の保管が必要なものであり、また情報の形態が電子データと紙という異なる媒体でもあることから、データ及び情報の保管に関しては、管理マニュアルを整備し、JCM Manager 及び担当者への周知を徹底することを考えている。管理マニュアルを用いての教育プログラムは、基本的に年に一度、あるいは人事異動があった直後に実施することを考えている。

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

当該プロジェクトにおいては、規模要件から環境影響評価が不要であることを確認済みである。その一方、当該プロジェクトは、インドネシア法である「2009 年 32 号 環境保護と管理に関する法律」に基づき、環境管理プログラム及び環境モニタリングプログラムである UKL-UPL の実施・作成による環境許可を得る必要がある。UKL-UPL は、事業実施に際して事前に事業者が策定する環境管理・モニタリングプログラムであり、策定内容に従って3か月ごとに環境影響を評価し、報告することが義務付けられている制度である。当該プロジェクトにおいて、この UKL-UPL は、許認可権者である県環境部局より承認済みとなっており、当該国の基準上、当該プロジェクトは環境への悪影響を及ぼさないものと判定されていると言える。

さらに、環境への悪影響の評価のため、株式会社国際協力銀行の環境社会配慮事項チェックリストに従い検討した。その結果、ダムによる堰止めをせず、維持流量を確保する流れ込み式水力発電事業においては、下流への影響

や減水区間の環境影響も生じにくいものと考えられた。開発地域の土地利用に関しても、当該土地所有住民との合意は得られている状況となっている。悪影響の回避のため、今後実施設計を進めていく中で新たな課題が抽出された際には、当該国法や所轄官庁の見解等を踏まえ対策を行う方針である。

環境への好影響及び持続可能な開発への寄与としては、当該プロジェクトの実施により再生可能エネルギー源により得た電力をグリッドに供給することが可能となる点である。温室効果ガスの排出を伴わず、対象地域における電力品質を向上させ、住民生活や企業の事業活動を下支えする効果が期待できる。電力は、ベーシックヒューマンニーズの充足および包摂的な成長と貧困削減のために必要なインフラとして欠かせないものと位置づけられており、インドネシアの中でもインフラ整備が十分ではないスラウェシ島における電力事業はホスト国の発展に大きく寄与するものと考えられる。

⑥今後の予定及び課題

当該プロジェクトの今後の予定は、事業パートナーと方針を決定したうえで、実施設計に移行し詳細設計等を行い、最終的な事業性評価を経て投資決定を行うといった流れとなる。まず第 1 には、事業パートナーとの調査結果を踏まえた今後の方針協議を行う。この内容は当調査によりあきらかとなった課題についての対処方針の合意を得ることを目的としたものである。当該プロジェクトにおいて、本 JCM F/S により判明した課題を下記に整理する。

- ・ 当初より拡充の必要があった事業パートナーによる調査結果のレビューにより、流量及び地質に係る詳細な追加調査の必要性、及び脆弱な地質の強化に係る追加的土木工事の必要性が明らかとなった。
- ・ 上記レビュー結果に伴い、工事費用が増大する懸念が生じた。
- ・ 外資投資規制をコンプライアンス上問題の無い形で回避できないことから、企画立案者はマイノリティ出資に留まらざるを得ないこととなった。

この中で、追加調査、及び追加的土木工事の必要性について、事業パートナーは最小限に留め、調査費用、及び土木費用を抑える方針であるのに対し、企画立案者はリスクを最小化するため、最大限の対策を施す姿勢であるという認識の違いがある状況となっている。また、外資規制に係る点について、事業パートナーはマジョリティ出資者を期待していたことから、企画立案者がマイノリティ出資に留まる方針であることを懸念しており、マイノリティ出資の場合には、事業へのコミットを現段階において明確にすることや、経営方針の主導権を事業パートナーが握るといった要件が必要との見解を示している。事業パートナーのこうした見解は、企画立案者の経営方針上受け入れることはできない状況である。

よって、当調査により明らかとなった課題の対象方針について、引き続き協議、交渉を続けていく必要が生じている。次のステップである実施計画に進むためには、協議、交渉の結果を待つ必要がある状況となっている。

(2) JCM 方法論作成に関する調査

①適格性要件

中間報告において提案した MRV 方法論案で示していた適格性要件案について、中間レビューにおいて、追加的な要件がないかの検討と発電効率や規模など定量的な規準を盛り込むことの検討を行うよう指摘があった。具体的に検討した要素技術は、空冷式水車軸受け、電動サーボモーター、電磁ブレーキ、刷子ブラシの 4 つであり、これらは全てオイルレスに貢献できる技術である。このうち、規模などにかかわらず利用可能なものは電動サーボモーターであり、この技術は適格性要件の候補となりうるかもしれないと考えている。しかし、CO₂ 排出量の削減には貢献しないため、今回要件としては入れていない。定量的な要件の候補として、発電効率、故障率、保守・メンテナンス性、ライフサイクルコストの 4 項目について検討したが、定量化することが極めて難しく、要件としての採用は見送らざるを得ないという判断に至った。

また、提案している MRV 方法論(案)は、第三者検証機関のレビューを受けており、その結果、要件 3 の CFD 解析について最適化の評価基準を設けることを考慮せよという指摘があった。これについても水車発電機メーカーと共に検討したが、その解析プロセス、用途、結果の位置付けなどから一律の評価基準を設けることは困難という結論に至った。また、第三者検証機関からは本方法論案の適用について、新規、増設、リプレースのいずれか明確にせよという指摘があり、それについては「新設」のみへの適用とした。以上のことから、適格性要件は下記の表に示すものとなった。

表 4 MRV 方法論適格性要件(案)の改訂案

要件 1	プロジェクトで採用する水力発電システムは、流れ込み式水力発電でなければならない。なお、本方法論は、新規の水力発電プロジェクトに適用するものとする。
要件 2	プロジェクトは、国家規模の電力系統または地域の電力系統へ、あるいは特定の電力消費者の施設へ、電力託送などの契約上の約定により国家電力系統か地域電力系統を通して電力供給を実施するものでなくてはならない。
要件 3	プロジェクトで用いられる水車は、CDF 解析を通して最適化されたものでなければならない。

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

中間レビューにおいて、報告したリファレンスシナリオについて、一般的なレディ・メイドの製品が導入されるというのがリファレンスシナリオとなり得ない理由を明確にせよ、及びグリッド電力に基づくリファレンス排出量の計算は純削減量となり得ないので補正係数(例えば、10%)の導入を検討せよという指摘があった。検討した結果、レディ・メイド製品の導入がリファレンスシナリオとなり得ないことが示され、補正係数の導入も難しいということが分かり、リファレンスシナリオは当初の通りとした。

リファレンスシナリオは、当該プロジェクトで発電する電力が系統電力を代替する(つまり、化石燃料を用いて発電されている系統を流れる電力が使われる代わりに、再生可能エネルギーである水力で発電した電力(CO₂排出係数はゼロ)が使用されるというシナリオ)ことにより、CO₂排出削減が達成されるというものである。ゆえに、リファレンス排出量は、下記の式により定義される。

$$RE_y = EG_y * EF_{grid}$$

ここで、

RE _y =	Reference emissions in year y (t CO ₂ /year)
EG _y =	The quantity of net electricity generated by the project which is supplied to the grid in year y (MWh/year)
EF _{grid} =	CO ₂ emission factor for the regional grid in Indonesia which is connected by the project (tCO ₂ /MWh)

当該プロジェクトで導入予定の 3.585MW 水車発電機は、乾期と雨季の河川水量の違いを考慮して 2.457MW と 1.128MW の 2 台の水車を導入し、その合計値が設備容量となっている。想定される年間稼働率は 65%となっており、年間発電量(EG_y)は下記の値となる。

$$EG_y = 3.585(\text{MW}) \times 24 \times 365 \times 0.65 = 20,413 (\text{MW}/\text{year})$$

提案している MRV 方法論に基づき、ここでは EF_{grid} として Ex-ante = 0.710 (tCO₂/MWh)を採用する。ゆえに、リファレンス排出量は、下記のとおり算出される。

$$\begin{aligned} RE_y &= EG_y \times EF_{grid} \\ &= 20,413 (\text{MW}/\text{year}) \times 0.710 (\text{tCO}_2/\text{MWh}) \\ &= 14,493 (\text{tCO}_2/\text{year}) \end{aligned}$$

プロジェクト排出量はゼロであることから、提案している MRV 方法論に基づき算定したプロジェクトによる温室効果ガスの排出削減量は、14,493 tCO₂/年となる。

③プロジェクト実施前の設定値

中間報告において、プロジェクト実施前の設定値(いわゆる「デフォルト値」)として、インドネシア政府が公表している系統電力の CO₂ 排出係数をプロジェクト実施前の設定値として扱っていた。しかし、この値は、毎年変更されるものであり、プロジェクトの実施時期により採用される値が異なることや、プロジェクトの運転期間中でも毎年数字が変わる

ことから、プロジェクト実施前の設定値としてはふさわしくないという指摘を MRV 方法論(案)のレビューを依頼した第三者検証機関より受けた。

この指摘は確かにその通りであり、第三者検証機関の指摘に従い、モニタリング対象となるパラメータという扱いに分類することとした。ゆえに、MRV 方法論(案)において、プロジェクト実施前の設定値はないものとする。