

インドネシア共和国

インドネシア国
西ジャワ州水力発電
改修・運営維持管理事業準備調査
(PPP インフラ事業)
(予備調査 (単独型))

業務完了報告書

2022 年 11 月

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

株式会社 長大

民連
JR(P)
22-082

要 約

株式会社長大は、インドネシア国有電力・Perusahaan Listrik Negara (PLN) 傘下の P 社が保有する水力発電所の改修および運用・維持管理 (RO) を行う事業を検討している。対象は西ジャワ州バンドン市近郊に位置する“A”発電所と“B”・“C”発電所で、いずれも 1920~50 年代に稼働して老朽化・陳腐化が著しい。本調査の主な目的は、対象となる発電所の現状を確認・分析して改修計画を作成し、事業費概算・財務分析を行うとともに、ビジネス・ファイナンス面のスキームを検討し、P 社を含むインドネシア側の関係者と事業実現に向けた協議・調整を行うことである。

第 2 章では、P 社提供資料および現地調査に基づき、検討対象の発電所の各機器・部位、操業環境、運営状況に関して確認・評価を行う。“A”発電所は、各約 6.6MW の 3 ユニットで構成される調整池式発電所で、1 号機と 2 号機が 1925 年に、3 号機が 1934 年に運転を開始した。水車発電機の主要設備は 1995 年に改修されているが、オーバーホールで設備健全性を確認する必要がある。過去 8 年間 (2014~21 年) の設備利用率は約 42% である。調整池式における最適な設備利用率は 45~50% 程度で、それをやや下回る水準となっている。“B”発電所は 1.05MW の調整池式発電所で、その下流に 0.7MW の自流式発電所である“C”発電所が位置する。両発電所とも、1923 年の運転開始から現在まで大規模改修を行っておらず、自動化を含め近代的な設備への更新が必要である。“B”発電所の過去 8 年間の設備利用率は 28% だが、2019・20 年は 10% 台と極端に低い。これは、水車の効率低下や軸受温度異常などにより、出力が制限されていることが要因である。一方、同期間の“C”発電所の設備利用率は 51% と高い。

第 3 章では、インドネシアの電力需要および電源構成を概観し、今後の電源開発における課題・ニーズを整理する。また、検討対象の発電所を所有する P 社の情報も纏める。2021 年からの 10 年間で、国内電力需要は年平均 4.9% で成長すると見込まれ、40.6GW を新設する計画である。このうち約 4 分の 1 に相当する 10.4GW を水力発電が賄う想定である。水力発電は、火力発電と比較してイニシャルコストが嵩む点に特徴があるが、この低減には適正な事前調査や基本・詳細設計に基づく発電設備の計画が重要となる。P 社は国内 23 ヶ所で水力発電所を所有・運営しているが、耐用年数を大幅に超えているものも存在する。2060 年のカーボンニュートラル実現に向けては、新設のみならず、老朽化・陳腐化した発電所の出力強化や運用効率化も求められている。

第 4 章では、第 3 章で見た現地の課題・ニーズを踏まえ、日本メーカーの優位性を検討する。水車や発電機などの主要機器において、日本メーカーは主に中国やインドの海外メーカーに対してコスト面で大きく劣る。コスト低減は最優先だが、日本メーカーの強み・特徴を活かした付加価値の提供が重要となる。その 1 つがアフターサービスで、特に保証期間が過ぎれば故障・事故時の対応が皆無で、早い段階から性能低下する状況が数多く見られる現地においては、メンテナンス体制が武器になる。併せて、国内外企業と連携し、その企業の海外拠点を活用することで、現地製品の使用を拡大してコスト低減に寄与し得る。

第 5 章では、検討対象の発電所について、現地調査で把握した老朽・劣化度合いを勘案し、改修範囲を検討する。1995 年に固定子巻線などが部分更新された“**A**”発電所では、発電機を流用して水車ランナなど水車効率の回復に資する機器を取り替える「部分更新」と、水車および発電機の「一括更新」を検討する。最大出力を現行と比較して、部分更新で 200kW、一括更新で 500kW 増加することができる。運転開始以来、約 90 年に亘って設備更新が行われていない“**B**”・“**C**”発電所は「一括更新」のみ検討する。一括更新により最大出力は、“**B**”発電所で 100kW、“**C**”発電所で 90kW 増加することができる。

第 6 章では、改修や運用・維持管理（O&M）に要する費用や、改修による発電増加量を試算する。まず、第 5 章の更新案について、経済産業省資源エネルギー庁「水力発電計画工事費積算の手引き」（平成 25 年 3 月）（以下、「手引き」）とメーカー参考見積に基づく 2 パターンで事業費を概算する。“**A**”発電所を部分更新する場合はいずれのパターンでも 22 千円/kW、一括更新する場合は「手引き」に基づく 85 千円/kW になる。“**B**”発電所の一括更新に要する費用は、「手引き」に基づく 209 千円/kW、参考見積に基づく 126 千円/kW になる。“**C**”発電所の一括更新では、それぞれ 322 千円/kW と 243 千円/kW である。なお、変電機器の国内調達などによるコスト低減の余地がある。点検費用は年平均で、“**A**”発電所で約 15 百万円、“**B**”発電所で約 6 百万円、“**C**”発電所で約 2 百万円である。また、発電電力量に関しては、過去 8 年間（2014～21 年）と比較して、“**A**”発電所では部分更新で 9%、一括更新で 10%、“**B**”発電所では一括更新で 65%、“**C**”発電所では一括更新で 26%の増加を見込む。

第 7 章では、本事業のビジネス・スキームを検討する。本事業では、長大や PT AMCO Hydro Indonesia などが出資する特別目的会社（SPC）と P 社が RO 契約を締結し、P 社が所有する検討対象の発電所の改修およびその後の運用・維持管理を SPC が行う。P 社は、発電電力の全量を電力販売契約（PPA）に基づいて PLN に販売し、SPC にこの売電収入の一部を支払う。なお、“**A**”発電所と“**B**”・“**C**”発電所は 1 つの PPA となっている。直近の PPA は 2022 年末までで、P 社と PLN が合意すれば、改修による設備容量の増強を受けて売電価格を値上げすることに法的制約はない。

第 8 章では、エクイティとデットの調達および保証の取り付けについて、関係者にヒアリングを行って検討した。潜在的な投資家として S 社 と、潜在的な融資元として地場の I 社 と、加えて政府保証機関と初回協議を行った。いずれの企業・機関とも、協議を継続する。

第 9 章では、第 5 章で検討した更新計画について、複数のシナリオを用いてリターンを試算する。その結果は下表のとおりである。“**A**”発電所では、部分更新であれば現行の売電価格でもリターンが見込めるが、一括更新の場合、自己資本内部収益率（EIRR）15%を確保するには売電価格を引き上げなければならない。“**B**”・“**C**”発電所も同様に現行の売電価格では事業性が見込めず、EIRR15%を確保するには売電価格を大幅に引き上げなければならない。

本事業によるリターン見込み（実質価格ベース）

発電所	更新内容	タリフ	事業費根拠	CapEx (10 億 IDR)	PIRR	EIRR
“A”	部分	現行	「手引き」	56.3	10.40%	10.81%
	部分	現行	メーカー見積	54.5	10.84%	11.43%
	一括	現行	「手引き」	201.1	▲5.25%	▲7.93%
	一括	調整後	「手引き」	207	13.81%	15.75%
“B”・“C”	一括	現行	「手引き」	115.5	▲13.69%	▲17.08%
	一括	現行	メーカー見積	74.5	▲10.27%	▲13.38%
	一括	調整後	「手引き」	119.6	13.37%	15.08%
	一括	調整後	メーカー見積	77	13.95%	15.93%

第 10 章では、RO 契約締結に向けたプロセスや本事業にかかる法令・許認可などを整理するとともに、事業実施スケジュールを示す。本事業では、P 社が一般入札を通じて RO の調達を行う可能性が高い。RO 事業にあたっては外資規制を受けることはないが、投資額が土地・建物の価値を除いて最低 IDR 20 billion、発行済・払込資本金が最低 IDR 10 billion であることが求められる。RO の調達プロセスの開始から運転開始までに要する期間は 2 年強と想定する。

第 11 章では、本事業による CO₂ 排出抑制および環境改善の効果を算出する。水力発電のためもともと CO₂ 排出は少ないが、出力強化と運用効率化による発電量の増加で他電源を代替できると仮定すると、“A”発電所で年間 3,815ton、“B”・“C”発電所で年間 3,698ton、計 7,513ton の CO₂ 排出削減を見込む。また、改修工事である本事業は新設と異なり、環境社会面の影響は生じさせない。

目 次

要 約	i
目 次	iv
図表目次	xii
略 語	xv
第 1 章 調査概要	1
第 2 章 対象サイトの現状確認・分析	2
2.1 発電所の設備概要と操業環境	2
2.1.1 “A”発電所の設備概要と操業環境	2
2.1.2 “B”・“C”発電所の設備概要と操業環境	3
2.2 発電設備の現状と評価	4
2.2.1 “A”発電所の現状と評価	4
2.2.2 “B”発電所の現状と評価	6
2.2.3 “C”発電所の現状と評価	7
2.3 発電所の運営状況	7
2.3.1 発電実績	7
2.3.2 発電所の使用水量	8
2.3.3 水車の性能評価	9
第 3 章 市場ニーズと市場規模・需要予測	12
3.1 インドネシアの電力事情	12
3.1.1 電力需要	12
3.1.2 電源開発	13
第 4 章 日本メーカーの優位性とその強化策	16
4.1 日本メーカーの優位性を活かした高度な O&M の構築	16
4.2 日本メーカーの現地展開に向けて	16
第 5 章 インフラシステムの基本的な設計	18
5.1 発電所全体計画	18
5.1.1 リハビリの方法の整理	18
5.1.2 水車機器の新技術	19
5.1.3 水力発電設備のシステム構成	21
5.2 システム設計	24
5.2.1 “A”発電所の更新計画	24
5.2.2 “B”発電所の更新計画	31
5.2.3 “C”発電所の更新計画	34
第 6 章 事業規模等	37
6.1 概算事業費の算出	37
6.1.1 “A”発電所の更新費用	37
6.1.2 “B”発電所の更新費用	38
6.1.3 “C”発電所の更新費用	39

6.2	発電原価の計算.....	40
6.3	改修後の発電増加量.....	41
6.3.1.	発電電力量の計算方法.....	41
6.3.2.	年間可能発電流量.....	42
6.3.3.	年間発電電力量の計算.....	42
6.4	O&M フェーズの費用.....	44
6.4.1.	水力発電所の点検周期.....	44
6.4.2.	点検周期と費用.....	44
第7章	ビジネス・スキームと関連契約.....	47
7.1	本事業のビジネス・スキーム.....	47
7.2	本事業に係る主要な契約.....	47
7.2.1.	PPA.....	47
7.2.2.	RO 契約.....	48
7.3	リスク分析.....	48
第8章	ファイナンス・スキーム.....	50
8.1	資金調達方法.....	50
8.1.1.	エクイティ（日本企業の出資可能性）.....	50
8.1.2.	デット（金融機関などによる融資可能性）.....	50
8.2	保証.....	50
第9章	財務分析.....	51
9.1	本事業によるリターン見込み.....	51
9.1.1.	“A”発電所におけるリターン.....	51
9.1.2.	“B”・“C”発電所におけるリターン.....	53
第10章	受注・事業実施スケジュール.....	55
10.1	P社とのRO 契約.....	55
10.1.1.	P社とのRO 契約締結にかかるプロセス.....	55
10.1.2.	RO 契約に係るP社との協議状況.....	55
10.2	本事業にかかる規制・ライセンスなど.....	55
10.3	関連する法令一覧.....	56
第11章	CO₂排出抑制量と環境改善効果.....	60
11.1	CO ₂ の排出抑制量.....	60
11.2	環境社会影響.....	60
	参考文献.....	61

図表目次

図 2-1	“A”水系の概要	3
図 2-2	“B”発電所の取水口	3
図 2-3	“B”水系の概要	4
図 2-8	“A”発電所 流況曲線	8
図 2-9	“B”発電所 流況曲線	9
図 2-10	“C”発電所 流況曲線	9
図 2-11	流量測定結果から推定した既設水車特性（総合効率）	10
図 2-12	流量測定結果から推定した既設水車特性（水車効率）	11
図 3-1	PLN の販売電力量の推移	12
図 3-2	RUPTL 2021-2030 の販売電力量予測	12
図 3-3	電源構成（2020 年末時点）	13
図 3-4	設備容量の推移	13
図 3-5	追加設備容量	14
図 5-1	新設計ランナと従来設計ランナの効率特性比較	19
図 5-2	油圧式サーボモータと電動式サーボモータのシステム構成	20
図 5-3	立軸機のシステム構成例（油圧サーボ）（“A”発電所の更新設備のシステム構成例）	22
図 5-4	横軸機のシステム構成例（油圧サーボ化）（“B”発電所および“C”発電所の更新設備のシステム構成例）	23
図 5-5	横軸機のシステム構成例（電動サーボモータ採用例）	24
図 5-6	試算に用いる水車特性曲線（“A”発電所：更新前）	25
図 5-7	試算に用いる水車特性曲線（“A”発電所：部分更新後）	26
図 5-8	“A”発電所における主な更新・修理箇所（部分更新）	28
図 5-9	試算に用いる水車特性曲線（“A”発電所・一括更新後）	29
図 5-10	試算に用いる水車特性曲線（“B”発電所・一括更新後）	32
図 5-11	試算に用いる水車特性曲線（“C”発電所・一括更新後）	35
図 6-1	年間可能発電流量	41
図 6-2	3 発電所の 8 ヶ年平均発電流量	42
図 6-3	点検周期の例（“A”発電所の場合）	46
表 2-1	“A”発電所の設備概要	2
表 2-2	“B”発電所および“C”発電所の設備概要	4
表 2-3	“A”発電所の現地調査結果と評価	5
表 2-4	“B”発電所の現地調査結果と評価	6
表 2-5	“C”発電所の現地調査結果と評価	7
表 5-1	最高有効落差における最大出力（“A”発電所・部分更新）	26
表 5-2	部分更新案の諸元（“A”発電所）	27

表 5-3	部分更新機器（“A”発電所）	27
表 5-4	最高有効落差における最大出力（“A”発電所・一括更新）	29
表 5-5	一括更新案 水車発電機の諸元（“A”発電所）	30
表 5-6	一括更新案の更新機器（“A”発電所）	30
表 5-7	最高有効落差における最大発電力（“B”発電所・一括更新）	33
表 5-8	一括更新案の水車発電機の諸元（“B”発電所）	33
表 5-9	一括更新機器（“B”発電所）	33
表 5-10	最高有効落差における最大発電力（“C”発電所・一括更新）	36
表 5-11	一括更新の水車発電機の諸元（“C”発電所）	36
表 6-1	“A”発電所の更新費用と建設単価	37
表 6-2	“A”発電所の増出力・増電力量に対する建設単価（参考）	37
表 6-3	“A”発電所の更新費用と建設単価	38
表 6-4	“A”発電所の増出力・増電力量に対する建設単価（参考）	38
表 6-5	“B”発電所の更新費用と建設単価	38
表 6-6	“B”発電所の更新費用と建設単価	39
表 6-7	“C”発電所の建設単価	39
表 6-8	“C”発電所の建設単価	40
表 6-9	3 発電所更新別の耐用年均等化発電原価	40
表 6-10	年経費算出諸元	40
表 6-11	年間可能発電流量の試算結果	42
表 6-12	“A”発電所の設備更新計画別の発電電力量の試算結果	43
表 6-13	“B”発電所の発電電力量の計算結果	43
表 6-14	“C”発電所の発電電力量の計算結果	43
表 6-15	点検周期の目安	44
表 6-16	“A”発電所の点検費用（千円）	45
表 6-17	“B”発電所の点検費用（千円）	45
表 6-18	“C”発電所の点検費用（千円）	45
表 7-1	これまでに締結された PPA 一覧	48
表 7-2	主なリスク	49
表 9-1	各シナリオでのリターン見込み（実質価格ベース）	51
表 9-2	P 社の年間利益（“A”部分更新：現行タリフ・「手引き」）	52
表 9-3	P 社の年間利益（“A”部分更新：現行タリフ・見積）	52
表 9-4	P 社の年間利益（“A”一括更新：現行タリフ・「手引き」）	52
表 9-5	P 社の年間利益（“A”一括更新：調整後タリフ・「手引き」）	53
表 9-6	P 社の年間利益（“B”・“C”一括更新：現行タリフ・「手引き」）	53
表 9-7	P 社の年間利益（“B”・“C”一括更新：現行タリフ・見積）	53
表 9-8	P 社の年間利益（“B”・“C”一括更新：調整後タリフ・「手引き」）	54
表 9-9	P 社の年間利益（“B”・“C”一括更新：調整後タリフ・見積）	54
表 10-1	投資関連法令	56
表 10-2	法人関連法令	57

表 10-3	O&M 関連法令	58
表 10-4	RO 契約関連法令	59
表 11-1	CO ₂ 排出抑制量 (年間)	60

略 語

略語	英語／インドネシア語	日本語
BOT	Build-Operate-Transfer	一括事業請負後譲渡（建設・運用・譲渡）
CapEx	Capital Expenditure	資本的支出
CFD	Computational Fluid Dynamics	数値流体力学
EIRR	Equity Project Internal Rate of Return	自己資本内部収益率
F/S	Feasibility Study	フィージビリティ・スタディ
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
IDR	Indoensia Rupiah	インドネシア・ルピア
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
JEC	Japanese Electrotechnical Committee	電気規格調査会
O&M	Operations and Maintenance	運用・維持管理
PIRR	Project Internal Rate of Return	事業内部収益率
PLC	Programmable Logic Controller	プログラマブルロジックコントローラ
PLN	Perusahaan Listrik Negara	インドネシア国有電力会社
PPA	Power Purchase Agreement	電力販売契約
RO	Rehabilitate-Operate	改修および運用・維持管理
RTM	Right to Match	マッチする権利
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	電力供給事業計画
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition	産業監視制御システム
SPC	Special Purpose Company	特別目的会社

地図



出所：国連のホームページ

注

出所の記載がない図表は、長大が作成または撮影。

為替レートは $1 \text{ JPY} = 110 \text{ IDR}$ (2022年8月9日、www.exchangerates.org.uk)。

第1章 調査概要

インドネシアでは電力需要が年平均約 7～8%で成長している。2050 年までのエネルギー政策の大枠を定めた「国家エネルギー政策 (Kebijakan Energi Nasional)」では、世界的な脱炭素化の動きを踏まえ、2025 年までに再生可能エネルギー (以下、「再エネ」) の比率を 1 次エネルギーベースで 23%にする計画である。これに基づき、国有電力会社・Perusahaan Listrik Negara (PLN) は、電力供給総合計画 (RUPTL) 2021-2030 において、今後 10 年間で設備容量を 40.6GW 増強し、そのうち約 4 分の 1 に相当する 10.4GW を水力発電が担う計画で、水力による安定した電力供給が引き続き重要となる。

他方、水力発電所は PLN グループだけで全国 152 ヶ所に上るが、多くが 50 年以上前に設計された発電所で効率的な運用が難しく、新規増設のみならず既存設備の運用効率化が課題となっている。

本事業では、株式会社長大 (以下、「長大」) が出資する特別目的会社 (SPC) が、PLN 系の独立系発電事業者 (IPP) である P 社と改修および運用・維持管理 (RO) 契約を結び、既存水力発電所 2 ヶ所の施設改修 (より高効率の発電タービンへの交換など) および運用・維持管理 (O&M) を行う。これは、出力や発電効率を向上させるとともに、発電機重故障による停電リスクを低減し、同国におけるクリーンで安定的な電力供給に資するものである。本事業の対象は、PLN グループ保有の水力発電所のうち、稼働開始年が 1920～50 年代と古く、かつ電力需要地に比較的近い西ジャワ州バンドン市 (Bandung) 近郊の 2 つの発電所 (“A” 19.56MW、“B”・“C” 3.85MW) とする。

本調査の主な目的は、対象となる発電所の現状を確認・分析して改修計画を作成し、事業費概算・財務分析を行うとともに、ビジネス・ファイナンス面のスキームを検討し、P 社を含むインドネシア側の関係者と事業実現に向けた協議・調整を行うことである。また、インドネシアにおける水力発電所の改修ニーズやそこにおける日本メーカーの優位性についても検討する。

第2章 対象サイトの現状確認・分析

2.1 発電所の設備概要と操業環境

本事業は、インドネシア・西ジャワ州バンドン市近郊に位置する“A”発電所と“B”・“C”発電所を対象とする。

2.1.1. “A”発電所の設備概要と操業環境

“A”発電所は、バンドン市の南に所在する。灌漑用の湖に建設されたダム-1 とダム-2 の放流水を利用する”D”発電所の下流に位置し、その発電放流水を用いて1日間の負荷変動を調整する調整池式発電所である。”D”発電所、“A”発電所、“E”発電所と同じ水系にカスケード¹で建設されている。1925年に1号機と2号機が、1934年に3号機が運転を開始した。水車発電機の主要設備は、1995年に改修工事が行われた。P社提供資料と機器銘板に基づき、設備概要を表2-1に示す。なお、基準落差と考えられる208mの記載がある。

表 2-1 “A”発電所の設備概要

	オリジナル		改修後	
	1、2号機	3号機	1～3号機	
定格出力 (kW)	6,520	6,520	6,520	
運開年	1925年	1934年	1995年	
水車	水車形式	立軸フランシス	立軸フランシス	立軸フランシス
	台数	2台	1台	3台
	水車出力 ^{2 3} (kW)	6,600 (9,000PK)	6,600 (9,000PK)	6,600
	有効落差 (m)	208	208	208
	使用水量 (m ³ /s)	3.9	3.65	3.65
	水車効率 (%)	83	89	90
発電機	発電機形式	同期発電機	同期発電機	同期発電機
	容量 (kVA)	8,000	8,000	7,250
	電圧 (kV)	6.3	6.3	6.3

“A”発電所は、谷幅450m、右岸側にあるオフィスまでの標高差が約100m、左岸のヘッドポンドまでの標高差は約210mと、急峻な谷底に位置する。発電所への進入道路はなく、保守員や資材の搬入・搬出ルートは90年以上使用されているウィンチ（捲揚機）のみである。発電した電力は、ウィンチに並行して設置されたケーブルピット内の送電線を通じて、オフィス隣の PLN “A”変電所に送電される。

¹ カスケードとは、何段も連なった発電所の構成形態。

² 水車出力は、有効桁数を先頭から2桁としたため、単位換算した数値と合わない。

³ PK は、オランダ語の馬力表記で、1PK=1PS=735.5W。

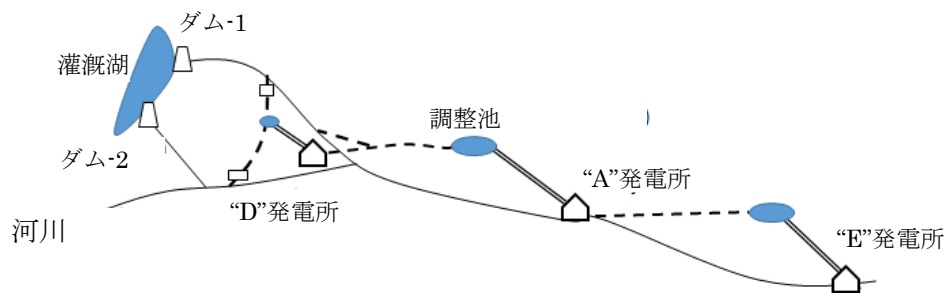


図 2-1 “A”水系の概要

2.1.2. “B”・“C”発電所の設備概要と操業環境

“B”発電所はバンドン市北の住宅街に位置し、“B”発電所の下流には“C”発電所がある。“B”発電所は、ダムの放流水を利用する調整池式発電所で、“C”発電所⁴は“B”発電所の発電流量の全量と他の河川流量の一部を利用する自流式発電所である。両発電所とも 1923 年に運転を開始してから現在まで、大規模改修を実施せずに運転が続けられている。しかし、設備自体が陳腐化しており、自動化を含め近代的な設備への更新が必要となっている。また、開始時期は不明だが、“B”発電所の取水堰上流から飲料水工場（または浄水施設）が $0.3\text{m}^3/\text{s} \times 2$ の取水を行っている。



図 2-2 “B” 発電所の取水口

P 社提供資料と機器銘板に基づき、設備概要を表 2-2 に示す。

⁴ “C” 発電所は” B” 発電所の一部とみる。

表 2-2 “B”発電所および“C”発電所の設備概要

		オリジナル	
		“B”発電所	“C”発電所
定格出力 (kW)		1,050	700
運開年		1923 年	1923 年
水車	水車形式	横軸フランシス	横軸フランシス
	台数	3 台	1 台
	水車出力 ⁵ (kW)	1,100 (1,500PK)	750 (1000PK) ⁶
	有効落差 (m) ⁷	104	44
	使用水量 (m ³ /s)	1.36	2.25
発電機	発電機形式	同期発電機	同期発電機
	容量 (kVA)	1,500	1,000
	電圧 (kV)	6.3	6.3

機器の搬出入に関して、“B”発電所は問題ない。他方、“C”発電所では、機材・資材の搬入路が狭く曲がりくねっている。特に、ペンストック（水圧鉄管）の途中から道路はなく、階段になっているため、リハビリ工事において大きな障害となる。

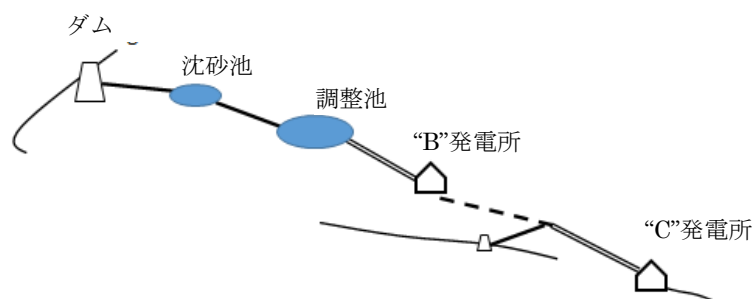


図 2-3 “B”水系の概要

2.2 発電設備の現状と評価

現地調査で収集した情報と、発電所主要機器の運転状況などから、各発電所の設備に関して健全性評価を行った。

2.2.1. “A”発電所の現状と評価

⁵ 水車出力は、有効桁数を先頭から 2 桁としたため、単位換算した数値と合わない。

⁶ “C”発電所の有効落差と使用水量から計算される水車効率⁶は 0.536 で、水車出力は 750 (PK) ではなく 750 (kW) と思われる。

⁷ 有効落差に関して P 社は詳細なデータを保有していない。

“A”発電所の現地調査結果と評価を表 2-3 に示す。

表 2-3 “A”発電所の現地調査結果と評価

機器	主要部位	調査結果	評価
水車	ランナ ガイドベーン シートライナ	1995 年に水車効率を 90% とし、ランナ性能を改善した。予備ランナの使用実績がないことから、使用中のランナは約 20 年間使用していることになる。キャビテーションや異常な振動はないものの、上カバーからの漏水や周囲の漏油があり、効率低下が進んでいるものと推定できる。	至近年の記録では、2017・18 年に 3 号・1 号のガイドベーンとシートライナを取り替えているが、水車発電機全体を分解・点検するオーバーホールを実施していない。オーバーホールを実施し、ランナなど損耗部位の交換や高応力部の非破壊検査など、定期的に設備健全性を確認する必要がある。
	制圧機	不動作なく良好な状態である。ただし、設計最大水圧上昇値が不明である。	低比速度 (62) 水車なので撤去は困難である。継続して使用可能である。
	入口弁	1995 年に更新している。動作状況は良好である。	設備の健全性を確認するためオーバーホール時の非破壊検査を実施する必要がある。
	调速機	PLN の開発したアナログガバナに更新している。	デジタルガバナへの更新時期である。
	圧油装置	計測・制御機器の老朽化が顕著である。	計測・制御機器の更新時期である。
発電機	本体	1995 年に固定子巻線など主要な部位を更新している。絶縁種別を B 種から F 種、力率を 80% から 90% に変更した。	固定子巻線の劣化が始まる時期であり、定期的な絶縁診断試験を実施し、巻線の寿命を見極める必要がある。
	励磁装置	1995 年に静止型 (サイリスタ式) 励磁装置に更新し、2016 年に励磁装置盤を更新した。	継続して使用可能である。
	軸受	軸受温度は、許容値以内で、良好な状態を維持している。	継続して使用可能である。
制御装置	制御盤 保護盤	制御盤と保護盤は計器類の劣化が顕著で、信頼度が低下している。	監視・制御装置の更新時期である。

2.2.2. “B”発電所の現状と評価

“B”発電所の現地調査結果と評価を表 2-4 に示す。

表 2-4 “B”発電所の現地調査結果と評価

機器	主要部位	調査結果	評価
水車	ケーシング ランナ ガイドベーン	水車ケーシングは、ねずみ鋳鉄製 (FC) と推測する。この材質で 90 年以上使用すると、摩耗・腐食により水車全体の強度低下、老朽化が考えられる。また、ランナには、溶接補修による変形・欠陥が発生している。	車ケーシング、ランナは既に使用限界にある。
	入口弁	建屋外に設置されており、内部からチェーン・ギアを介して手動で開閉する。	動化とチェーンレス化が必要である。
	調速機	機械式ガバナで、速度検出はベルトである。また、水車の始動は手動である。	械式ガバナは、デジタルガバナへの更新時期である。車の起動／停止も自動化が必要である。
発電機	本体	固定子巻線はコンパウンド絶縁で、既に寿命レベルに達している。	新しい絶縁方式に更新が必要である。
	軸受け	軸受け温度が異常に上昇することから、軸受けの減耗やスラスト量の変化が考えられる。	軸受メタルの交換、スラスト量の測定が必要である。
制御装置	制御盤 保護盤	計器類などの損傷がみられ、老朽化が著しい。	監視・制御装置の更新時期である。

2.2.3. “C”発電所の現状と評価

“C”発電所の現地調査結果と評価を表 2-5 に示す。

表 2-5 “C”発電所の現地調査結果と評価

機器	主要部位	調査結果	評価
水車	ケーシング ランナ ガイドベーン	水車ケーシングは、ねずみ鋳鉄製（FC）と推測する。この材質で 90 年以上使用すると、摩耗・腐食により水車全体の強度低下、老朽化が考えられる。	水車ケーシング、ランナなどが既に使用限界にある。
	入口弁	建屋外に設置されており、内部からチェーン・ギアを介して手動で開閉する。	自動化とチェーンレス化が必要である。
	调速機	機械式ガバナで、速度検出はベルトである。また、水車の始動は手動である。	自動化が必要である。
発電機	本体	固定子巻線は、コンパウンド絶縁で、既に寿命レベルに達している。	新しい絶縁方式に更新が必要である。
制御装置	制御盤 保護盤	計器類などの損傷がみられ、老朽化が著しい。	監視・制御装置の更新時期である。

2.3 発電所の運営状況

検討対象の各発電所における発電電力量と設備利用率の実績を整理し、使用水量の分析を行った後、水車の性能を評価する。

2.3.1. 発電実績

検討対象の各発電所における 2014～21 年の発電電力量⁸および設備利用率を取り纏める。

2.3.1.1. “A”発電所の発電実績

“A”発電所における 2014～2021 年の発電実績は、平均発電電力量 70,491kWh、平均電力⁹8,047kW で、設備利用率¹⁰は約 42%となる。経験的に調整率の大きな発電所は、最適設備利用率を約 45～50%とし、自流式より小さい値となっている。“A”発電所は調整池式発電所であるので、調整率の大きな発電所に該当する。

⁸ 発電電力量の実績は P 社の運転データに基づく。

⁹ 平均電力 (kW) = 発電電力量 (MWh) × 1000 / (365 × 24)

¹⁰ 設備利用率 (%) = 発電電力量 (MWh) / { 定格出力 6.52 (MW) × 3 台 × 365 × 24 }

2.3.1.2. “B”発電所の発電実績

“B”発電所における 2014～2021 年の発電実績は、均発電電力量は 8,030MWh、平均電力は 917kW である。設備利用率は、2019 年と 2020 年が 10% 台と極端に低く、8 ヶ年平均でも約 28% と低い水準にある。調整式ではあるものの設備利用率が非常に悪い。

振動測定調査において、ガイドベーンを 100% 開いても最大出力に達せず、出力を 650kW (60% 出力) 付近まで上げると軸受温度が制限値近くまで上昇し、最大出力をとれないことが判明した。水車の効率低下や軸受温度異常などによって、出力が制限されていることが設備利用率低下の直接的な要因である。

2.3.1.3. “C”発電所の発電実績

“C”発電所における 2014～2021 年の発電実績は、均発電電力量は 3,516MWh、平均電力は 360kW、設備利用率は 51% と高く、比較的水出状況が良好である。

2.3.2. 発電所の使用水量

River 流況曲線は、実地での測水流量資料がないことから、“A”および“B”の集水域における降雨、および河川水位のデータに基づき、水文解析モデル (Hec-HMS) で論理的に予測した過去 10 年間 (2009～18 年) の平均河川流量である。この流量は、流量観測による実測データと水文解析モデルとの相関が検証されておらず、精度の問題が残る。

Intake 流量は、P 社が取水路の水位を計測し、それを水位／流量換算曲線を使って変換した流量であり、Intake 流量曲線は、過去 8 年間 (2014～21 年) の日平均流量を求め、大きい順位に並べたものである。

年間可能発電流量は、River 流況曲線と Intake 流量曲線のどちらを使用するかによって異なる。事業規模等の算出に当たって、River 流況曲線を使用すれば過大評価になる恐れがあることから、本検討においては Intake 流量曲線を使用する。

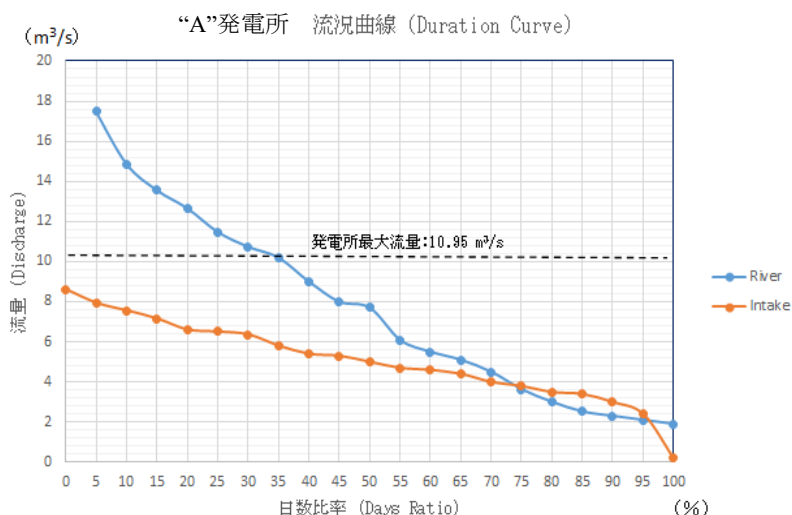


図 2-4 “A”発電所 流況曲線

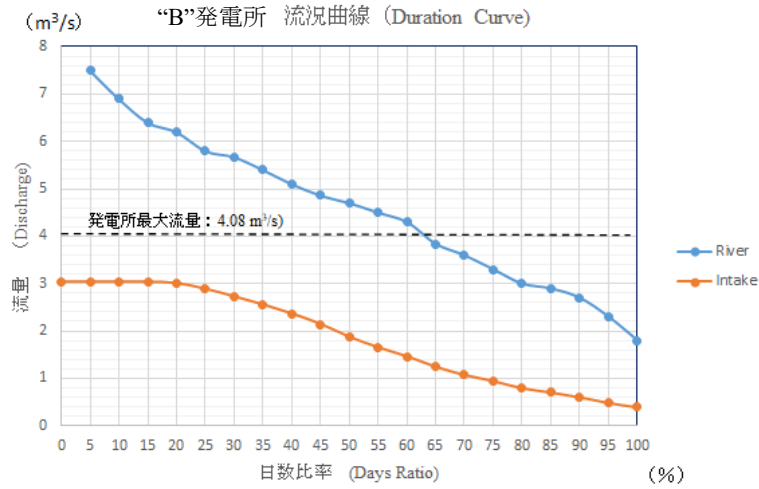


図 2-5 “B”発電所 流況曲線

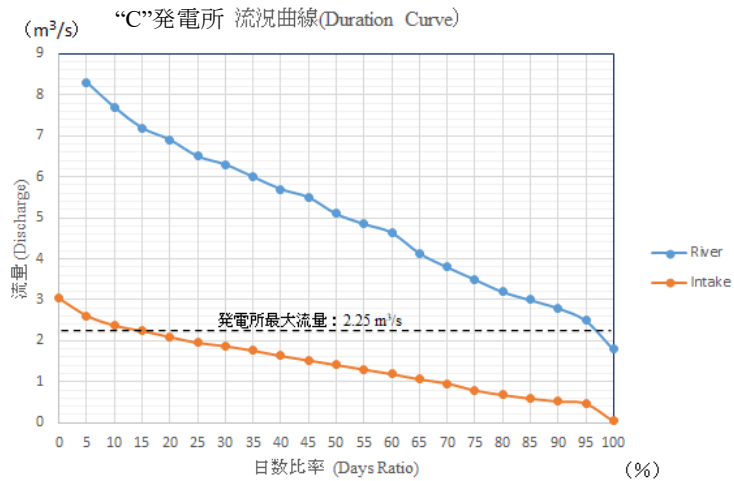


図 2-6 “C”発電所 流況曲線

2.3.3. 水車の性能評価

“A”発電所の流量測定データから 2・3 号機の現在の効率を算出（推定）した。基準落差（208m）に換算した総合効率 η と水車効率 η_T の比較を図 2-7 および図 2-8 に示す。

表中のオリジナル効率（想定）は、設備概要にある水車効率をベースに、「中小水力発電ガイドガイドブック（新訂 5 版）」¹¹、「ハイドロバレー計画ガイドブック」¹²、「水力開発ガ

¹¹ 一般財団法人新エネルギー財団「中小水力発電ガイドブック（新版 5 版）」（2019 年 5 月）

¹² 経済産業省資源エネルギー庁「ハイドロバレー計画ガイドブック」（2005 年 3 月）

イドマニュアル」¹³などを参照して、近年の水車性能改善技術などを考慮しつつ、本事業の検討用として策定したものである。今後、出力規模の試算にも用いる。

図は、定格流量（3.65m³/s）における効率低下は小さいものの、軽負荷側での効率低下が大きいことを示している。ただし、軽負荷の効率低下は、測定点が少ないので流量の誤差が大きくなっている可能性がある。また、予備ランナを使用した実績がないことを考えると、約20年間で約10%、年間で約0.4~0.6%の効率低下であると推定できる。

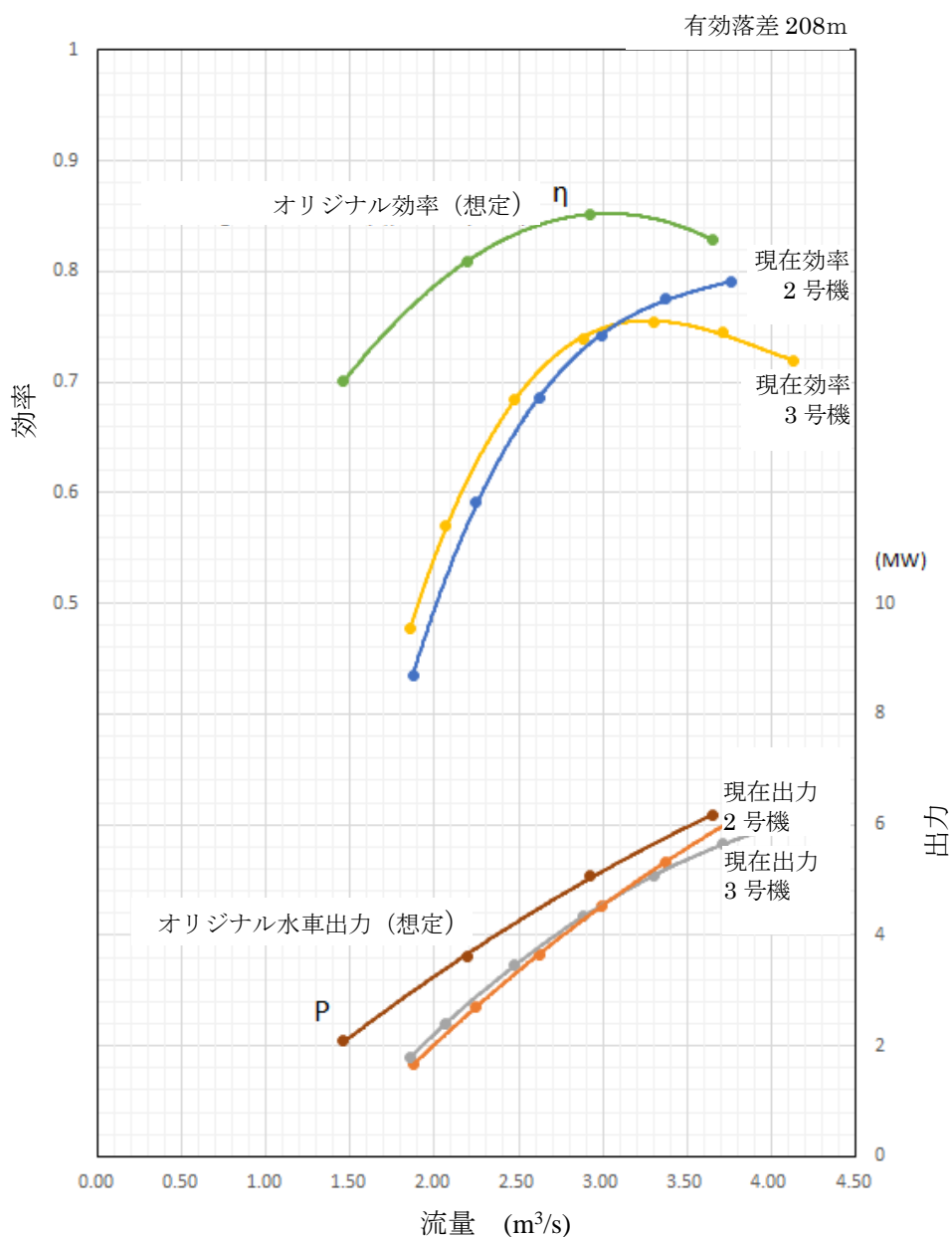


図 2-7 流量測定結果から推定した既設水車特性（総合効率）

¹³ 独立行政法人国際協力機構・電源開発株式会社・株式会社開発設計コンサルタント「水力開発ガイドマニュアル」（2011年3月）

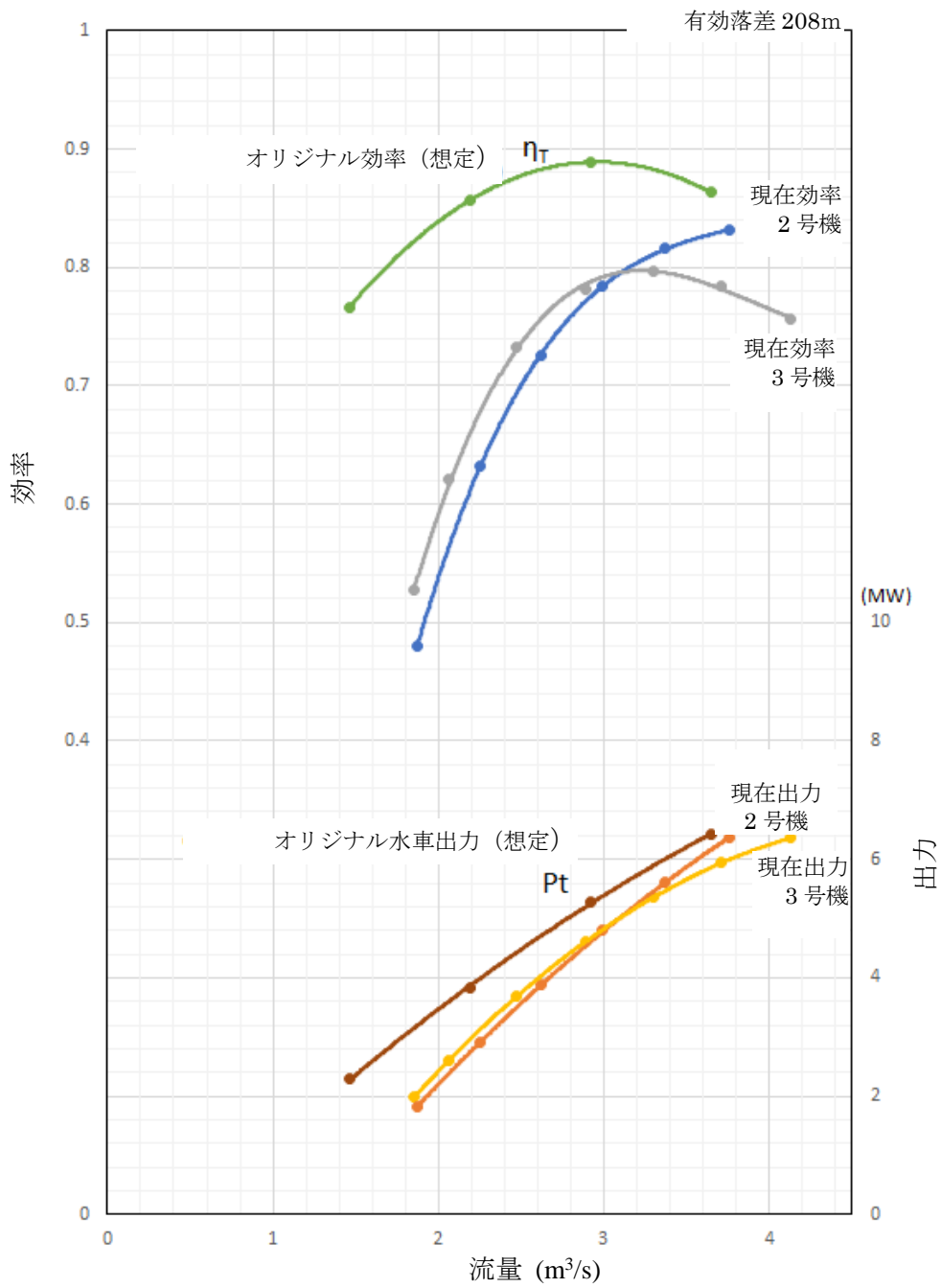


図 2-8 流量測定結果から推定した既設水車特性（水車効率）

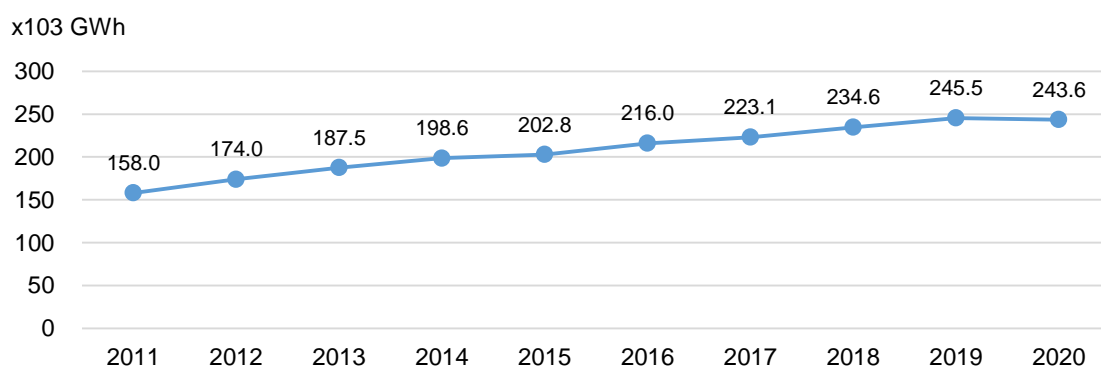
第3章 市場ニーズと市場規模・需要予測

3.1 インドネシアの電力事情

インドネシアの電力需要および電源構成を概観したうえで、今後の電源開発の方針およびその中での課題・ニーズを整理する。また、本事業の対象となる発電所を所有するP社の情報も整理する。

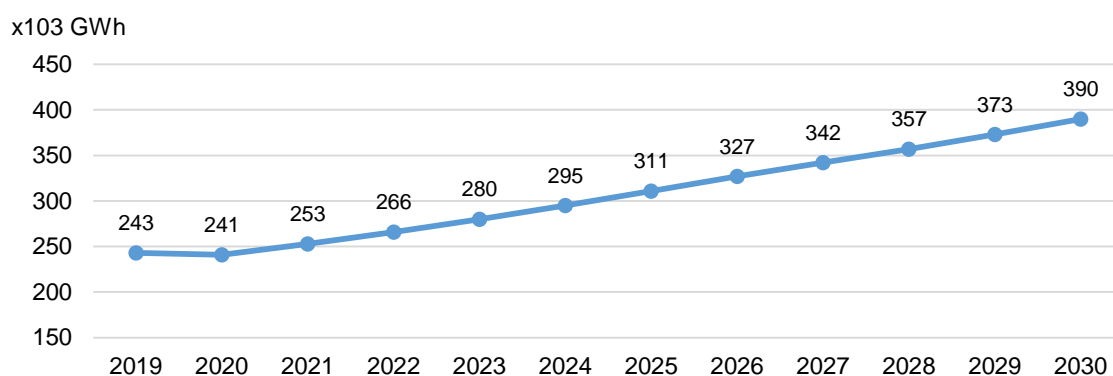
3.1.1. 電力需要

インドネシアの国内電力需要は、毎年約7~8%で成長している。これに対応するため、数次のクラッシュプログラムを打ち出して新規電源開発を進めている。PLNはRUPTL 2019-2028年で、今後10年間の電力需要成長率を年平均6.4%と見込み、2028年までに発電設備容量を約60GW増設することとしていたが、COVID-19パンデミックを受け、RUPTL 2021-2030では2021~30年の10年間の電力需要成長率を年平均4.9%とし、発電設備容量の増加分を40.6GWと下方修正した。



出所：PLN Annual Report

図 3-1 PLNの販売電力量の推移



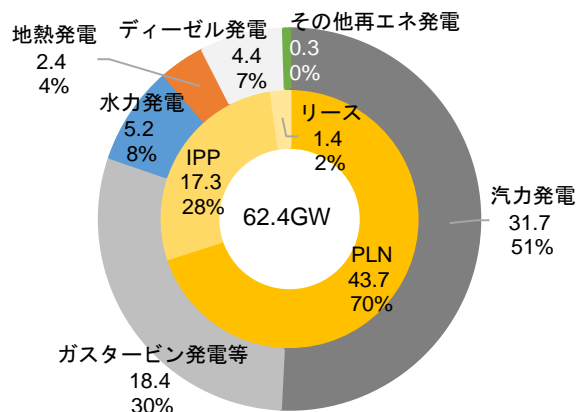
出所：RUPTL 2021-2030

図 3-2 RUPTL 2021-2030の販売電力量予測

3.1.2. 電源開発

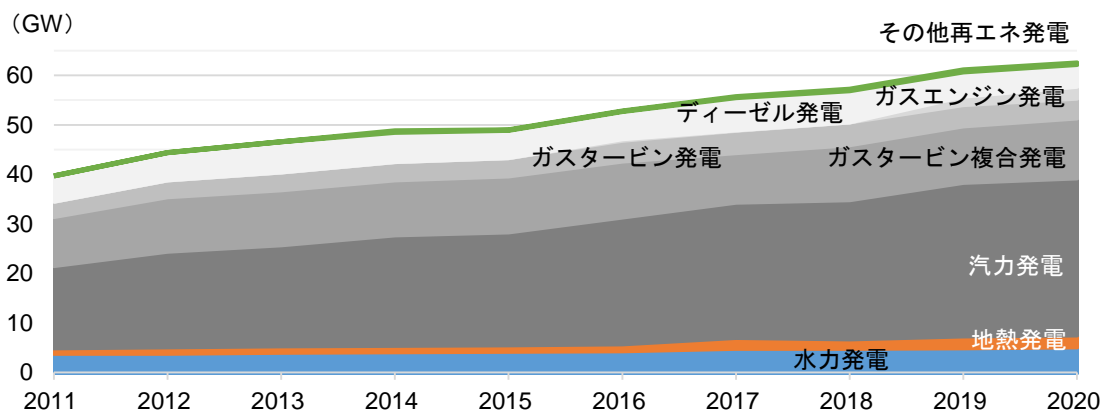
3.1.2.1. 電源構成

2020年12月現在、インドネシアの発電所の総設備容量は62.4GWで、PLN 43.7GW、民間17.3GW、リース1.4GWで構成される。発電種別では、火力発電51%、ガスタービン発電・ガスタービン・コンバインド発電・ガスエンジン発電30%、ディーゼル発電7%、水力発電8%、地熱発電4%で、残りはその他再エネ発電である。



出所：RUPTL 2021-2030

図 3-3 電源構成（2020 年末時点）

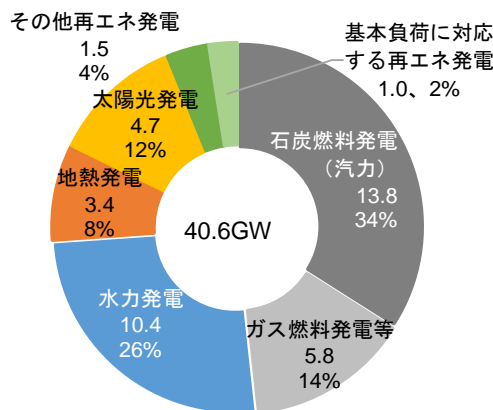


出所：RUPTL 2021-2030

図 3-4 設備容量の推移

3.1.2.2. 電源計画

前述のとおり、COVID-19 パンデミックで2020年の電力成長率は0.79%に過ぎなかったことから、パンデミック終息後の需要の不確実性を考慮して、RUPTL 2021-2030年では、今後10年間の電力需要成長率を年平均4.9%と想定し、追加設備容量を40.6GWとしている。これはRUPTL 2019-2028の年平均6.4%よりも低い。



出所：RUPTL 2021-2030

図 3-5 追加設備容量

しかし、クラッシュプログラム¹⁴はほとんどが建設段階に入っており、まもなく稼働を開始する。COVID-19 パンデミックで需要が増加しない状況にあつて供給過剰になる可能性がある。PLN は過剰供給のリスクまたは影響を軽減するための取り組みを実施するとしている。

他方、国際的な温室効果ガス排出量削減の動向に合わせ、インドネシア政府は国別削減目標¹⁵を、2030 年までに、追加的な対策を講じなかった場合 (BAU¹⁶) と比較して 29%減、国際支援を活用して最大 41%削減を目指すとし、遅くとも 2060 年までに温室効果ガス排出量を実質ゼロにするカーボンニュートラルを達成すると発表した。

同国の目標である「カーボンニュートラル 2060」の達成に向け、PLN は 2025 年から再エネ使用を 23%以上とするエネルギーミックスを約束し、再エネによる追加発電容量を 16.1GW としている。中でも水力発電と小水力発電は最大で、容量全体の 22%に相当する 8.9GW となっている。

3.1.2.3. 電源開発に係る課題・ニーズ

インドネシアでは、旺盛な電力需要の伸びに対応するため、官民連携を政策に掲げ、1985 年電力法で電力インフラ事業を民間に開放した。この政策は、多額の資金が必要な電力インフラ整備にあたって、電力会社は限られた予算を送電線や変電所などの流通系の建設に優先配分し、電源には民間資金を活用するものである。このため、民間による電源開発への期待は非常に高い。

2021 年から 10 年間の電源開発容量は、COVID-19 パンデミックを受けて下方修正されたものの、なおその量は 40.6GW と、現在の発電設備の約 60%に相当する大きなインフラ投資となっている。さらに、電源開発にあたっては、「カーボンニュートラル 2060」の達成に向

¹⁴ クラッシュプログラム：直訳は突貫工事。第 1 次プログラムは 2006～2010 年の 5 年間に、第 2 次プログラムは 2015～2019 年の 5 年間に、共に非石油系燃料の発電所 1000 万 kW を建設する計画

¹⁵ 自国が決定する貢献 (Nationally Determined Contribution : NDC)

¹⁶ Business as Usual

け、再エネの割合を増やすとし、中でも水力発電と小水力発電は、新たな電源開発量の 22% を占める 8.9GW と大きな期待を持たれている。

水力発電の特徴は、汽力発電やガスタービン発電は燃料費でランニングコストが嵩むのに対し、ダムや水路などの土木工事費が嵩んでイニシャルコストが高くなるものの、適切にメンテナンスすることで長期間使用できることから、ランニングコストは少ない点にある。嵩むイニシャルコストの低減には、適正な発電施設の計画が欠かせない。精密な流況の確認とそれに基づく適正な発電機器の選定、地質地形の確認など、事前調査とその分析・評価に基づく基本設計・詳細設計が重要である。

第4章 日本メーカーの優位性とその強化策

4.1 日本メーカーの優位性を活かした高度な O&M の構築

水車や発電機などの主要機器は、日本メーカーと主に中国やインドの海外メーカーとで約2倍程度の価格差があり、特に制御装置の価格差が大きく、日本メーカーはコスト面で大きく劣る。

日本では、固定価格買取制度（FIT）を活用した3万kW以下の中小水力開発や、既設水車発電機の増出力を目的とした更新工事が積極的に実施されている。中小水力発電機器の市場は比較的によく、FIT発足当初には、海外メーカーとの受注競争に打ち勝つためのコスト低減を中心とした技術革新が期待された。しかし、日本ユーザーは高性能・高品質のニーズが強く、オーダーメイドが支配的で、海外規格と日本基準の違い、品質・機能面を重視した要求仕様の高さなどから海外メーカーの参入を阻害している。このため、海外製品との競争機会が減少し、コストダウンを重視しつつも、高コスト体質から抜け切れず、価格競争で劣勢になっている。

現地への進出にあたっては、基本的にイニシャルコスト低減が最優先だが、日本製機器のブランドイメージやアフターフォローなど現地ニーズに適応した高い付加価値を提供できれば、日本メーカーの強み・特徴を活かすことが可能となる。その1つは、日本では当然の如く充実しているアフターサービスである。インドネシアの水力発電所では、保証期間が過ぎれば故障・事故時の対応は皆無で、早い段階から性能低下する状況が数多く見られる。日本メーカーが競争のための付加価値を付けるポイントはここにあつて、メンテナンスを実施できる工事店や代理店とのネットワークを構築するなど、メンテナンス体制の整備が海外戦略の大きな鍵を握る。

現地の運転ノウハウを持つ企業との連携は、情報通信技術（ICT）や運転情報データ分析技術の導入により、予防保全・予兆検知などの設備診断技術の高度化を可能とし、メンテナンスコストの削減や利用率の向上による発電コストの削減などを図ることができる。高度なO&Mによる発電所運営管理と繋がるアフターサービス体制の構築など、新しいビジネスモデルを実現する。

4.2 日本メーカーの現地展開に向けて

インドネシアにおける水力開発は、品質の高い水力発電機器の重要性を認識・理解しつつも、資本費回収の観点からイニシャルコストを重視せざるを得ない実情がある。ユーザー側のニーズに配慮した構成・品質・価格を提供できる環境整備が必要で、高い技術力とコスト競争力を保持できる新たな発想によるビジネスモデルの構築がより重要となっている。

日本メーカーはリスクのある海外進出に消極的な傾向にあり、国際競争力を高めるための長期的な視点でのコスト戦略を模索することが重要になっている。例えば、国内では設計・エンジニアリングを主体とし、海外（主にアジア）拠点における水車や発電機、制御装置の製造を視野に、現地のパートナーとなり得る会社と合弁企業を立ち上げるなどの戦略が必要である。国内外企業との連携や、その企業の海外拠点（ネットワーク）の活用は、現

地製品の使用拡大によるイニシャルコスト低減を可能とする。

また、海外での受注活動に消極的な日本メーカーが現地進出するにあたっては、技術力や価格競争力のある国内外企業と連携・支援できるノウハウを持つコンサルタント企業が重要な役割を担う。現地コンサルタント企業との連携により、新規案件の組成や日本製品のアピール、フィージビリティ・スタディ（F/S）評価への技術的なリソースの注入などが期待できる。

日本メーカーの海外進出を促進するためには、コストという高いハードルを克服するとともに、海外市場におけるリスク低減やリスク移転のための高度なリスクコミュニケーション体制の構築などが必要である。

第5章 インフラシステムの基本的な設計

5.1 発電所全体計画

水力発電所は、全体に占める土木工事費が大きく、初期投資が他の電源と比較して高くなるが、適切な保守により 100 年を超える寿命を維持することができる。また、水車や発電機などの機械装置も適切な周期で補修や取替を行えば長期運転を維持することが可能となる。このため、機械装置は設備診断検査を定期的実施し、機器の欠陥や損傷などを捉え、適切な時期に改修・改造を行うなどの予防保全に努めることが重要となる。

ダムや水路などの発電所の諸元を変更する「再開発 (Redevelopment)」は、新設と同等な工事となり、実測による河川流量データが必須である。P 社はそのデータを保有していないため、河川流量は水文解析モデルで推測したが、水文解析モデルと測水データの相関性が検証できておらず、精度上の問題が残る。したがって、本事業の検討から「再開発」は除外する。また、台数の変更も大規模な土木工事となることから、検討から除外する。

さらに、検討対象の 3 発電所とも、非破壊検査など各種設備診断検査が実施されていないため、現地調査結果を基に、老朽度合い・劣化度合いを勘案し、部分更新および一括更新の 2 項目で、その改造範囲・内容を検討する。

検討に際しては、今後 20~30 年以上の安定運転が可能となるように下記の観点で改造案を検討することとする。

- プラントの安全性、信頼性の向上
- 機器使用限界の延長、性能回復
- 保守費用の低減
- 出力、効率、最大出力、発生電力量の改善

5.1.1. リハビリの方法の整理

- 部分補修 (Partial Repair) : 性能を維持するため、ランナなどのエロージョンを補修 (オーバーホール)
 - ・ 水車関係 : ランナのキャビテーション補修 (溶接修理)
 - ・ 発電機 : 発電機内部の点検、清掃
- 部分更新 (Partial Replacement) : ランナ更新や固定子コイル更新のように、劣化が顕著な部分を更新し、初期性能近くまで性能 (効率など) の改善を図る
 - ・ 水車関係 : ランナの取替、シートライナ、カバーライナ (固定部) の取替
 - ・ 発電機 : 発電機固定子コイルの取替、発電機コアの取替
- 一括更新 (Full Replacement) : 発電設備を一括更新。埋設物を含めた主要機器更新の大規模な変更工事

- ・ 水車、発電機を一括更新（スクラップアンドビルド）
- 再開発（Redevelopment）：ダムや水路などの発電所の諸元を変更。新設と同等な工事
 - ・ ダムや水路などの発電所の諸元を変更する工事
 - ・ 新設と同等な工事となり、実測による河川流量データは必須

5.1.2. 水車機器の新技术

(1) ランナの高性能化設計技術

発生電力の増加には、ランナの高性能化による水車全体の最適設計が不可欠である。主にランナとガイドベーンの更新によって、水車の最高効率点を移行し、部分負荷効率の向上と最大流量点での出力の増加が可能となる。

フランスランナの構造自体に異なる点はないが、従来の設計は最大出力点の効率を重視していたのに対し、新設計では、すべての運転領域でランナ内の流れを最適にし、全ての点で水車効率を最適化する。数値流体力学（CFD）の三次元流れ解析によって、水車の最高効率だけでなく、部分負荷における運転特性が向上するランナ形状の設計ができるようになり、従来設計ランナと比較して約 1～3%程度の効率向上が可能となる。次図に従来設計ランナと新設計ランナの効率特性の例を示す。

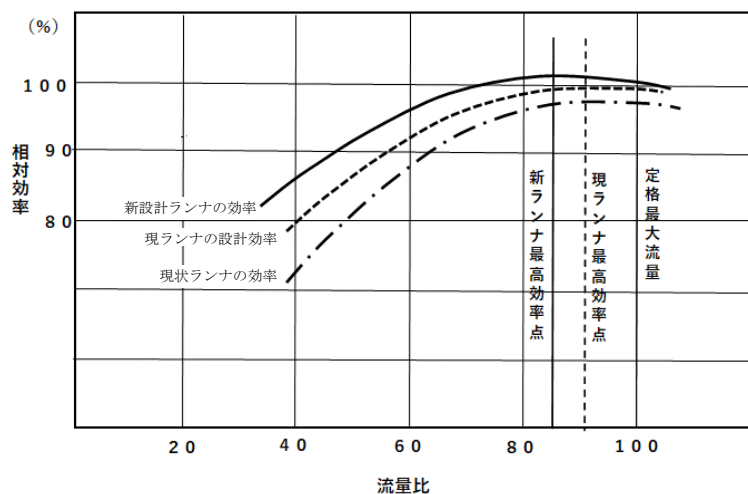


図 5-1 新設計ランナと従来設計ランナの効率特性比較

既に水車全体の最適設計技術は確立している。また、日本では、低流量領域の部分負荷における安定運転を重視したランナ設計が標準となっている。年間に大きな流量変化がある流れ込み式中小水力発電に有効であることが理由である。さらに、このランナ高性能化技術は、新規の水車だけでなく、既設水車のランナ更新においても採用が可能である。

a. “A”発電所への適用

“A”発電所は、1995 年の更新時に水車効率が 83.1%から 90%に向上していることから、近

代的な設計がなされているものとする。水車効率 90%は、低比速度フランシス水車の限界に近い値になっている。

CFD を適用した新設計とすることで、最高効率の改善は小さいものの、全領域、特に軽負荷側の効率改善効果は大きいと考える。ただし、1990 年代の上記効率値は、全流量流域における水車効率曲線がないこと、実際に現地で効率測定を実施していないことを考慮すると信憑性の乏しい値である。

b. “B”発電所および“C”発電所への適用

“B”発電所および“C”発電所については、設計上の水車効率が不明で比較困難だが、1920 年代の設計であることを考慮すると新設計の効果は大きくなる。

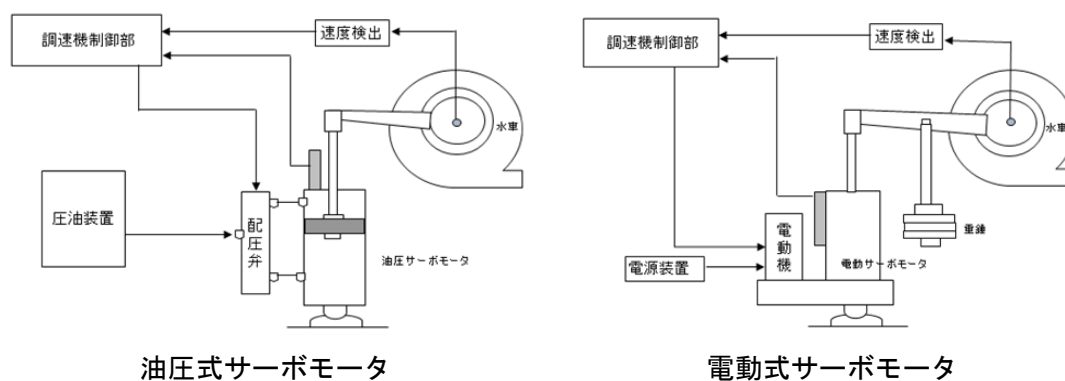
(2) 水車機器の合理化

水車機器の合理化は、構造・形状を簡略化することで達成できる。鋳鉄製 8 分割水車ケーシングを標準エルボ溶接形成した等断面ケーシングに、流入湾曲部を省略したスピードリング、および厚板一体上カバーの採用など、簡素化・簡略化し、経済性の向上を図る。また、水車・発電機をパッケージ化し、ベースを共有化することによる据付工事の短縮を図る。

(3) 水車付属装置の合理化

水車付属装置の合理化は、電動化、油レス、水レスのメンテナンスフリー技術の導入である。インドネシアでの実績はないが、ガイドベーンおよび入口弁の電動化、無給水自冷軸受など、補修インターバルの延伸を可能とするメンテナンスフリー技術の採用を図る。

ただし、これら技術の採用には技術移転が重要となることから、サポート協力会社の探索など、導入ニーズと導入に容易性を勘案するなど詳細な検討が必要となる。例として、ガイドベーンの駆動モータについて、油圧式サーボモータと電動式サーボモータの構成を図 5-2 に示す。



出所：ターボ機械協会編「ハイドロタービン」

図 5-2 油圧式サーボモータと電動式サーボモータのシステム構成

(4) 発電機機器の新技术

発電機は、定格容量の規模、回転数の高低、駆動機である水車の形式によって構造が異なるため、一般的には多種少量生産品である。しかも、小容量機は、計画・設計における標準化の必要性があるものの、発電機のコストが発電所建設費に占める割合が小さいことから、その発電所に最も適した機能設計を重視する傾向が強い。

こうした中、発電機の絶縁クラスを上げることは重要な要素であり、機器の小型軽量化のためには、F種絶縁の採用など絶縁技術の高度化は必須となる。

一般に水力発電には、配電系統安定性を考慮し、突極形三相同期発電機を採用している。他方、インドネシアでは近年、円筒形三相同期発電機が多く採用されているが、配電系統上の支障は生じていないという。この円筒形同期発電機は、突極形同期発電機と比較して約20～30%安価で、コスト面で有利である。

また、保守面においては、軸受に冷却水を使用しない自冷式軸受の採用によって設備の合理化および低コスト化を図る。

(5) 制御・保護装置の新技术

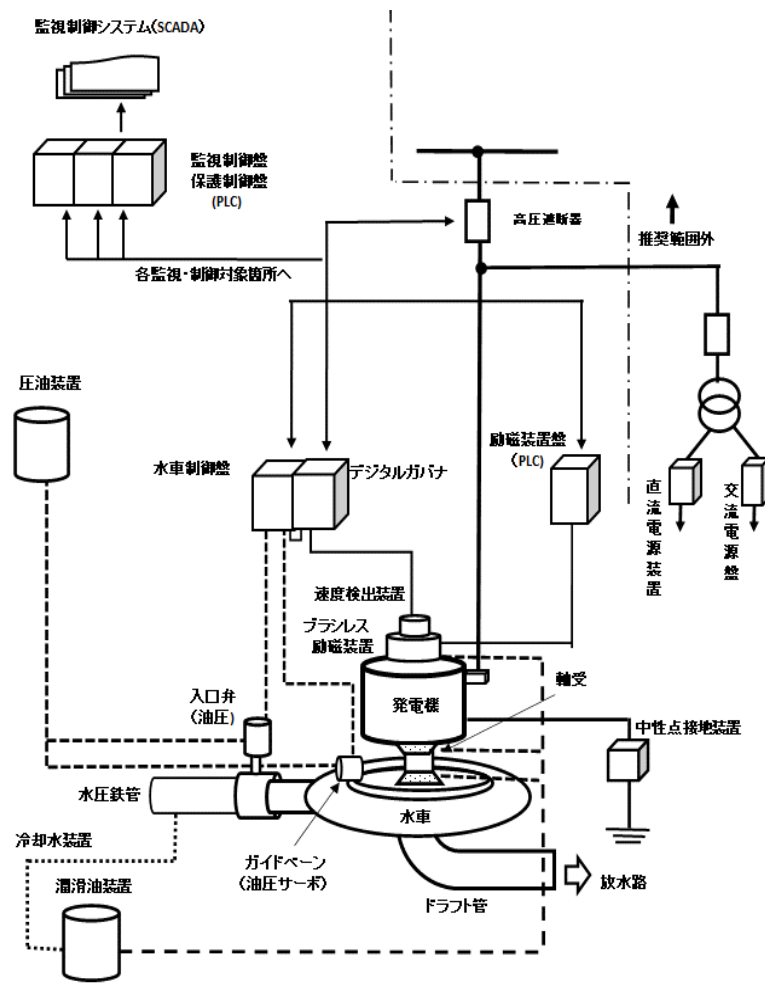
制御・保護装置は、地点特性や発電出力を考慮する要素が少ないので、基本的に仕様を満足できる汎用品を組み合わせ使用して使用する。汎用品は一般産業分野での著しい技術開発によって高性能化しているものがあり、これを適用することでコストダウンが可能となる。特に、流れ込みの発電所であり、特殊な仕様の必要がなく、基本的な発電機の始動・停止および標準的な保護とすることで、一般産業用 Programmable Logic Controller (PLC) や汎用保護継電器の適用が可能となる。制御装置は PLC を使用したシステムに更新して、ヒューマンマシンインターフェースとして Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) を採用し、監視制御の高信頼度化を図る。

- 一般産業用 PLC や汎用保護継電器を用いた監視・制御・保護を一体化した監視制御システム
- 水車発電機の始動・停止のシーケンシャル制御化
- 計測および保護装置の集約化
- 水位調整運転による運転の自動化

5.1.3. 水力発電設備のシステム構成

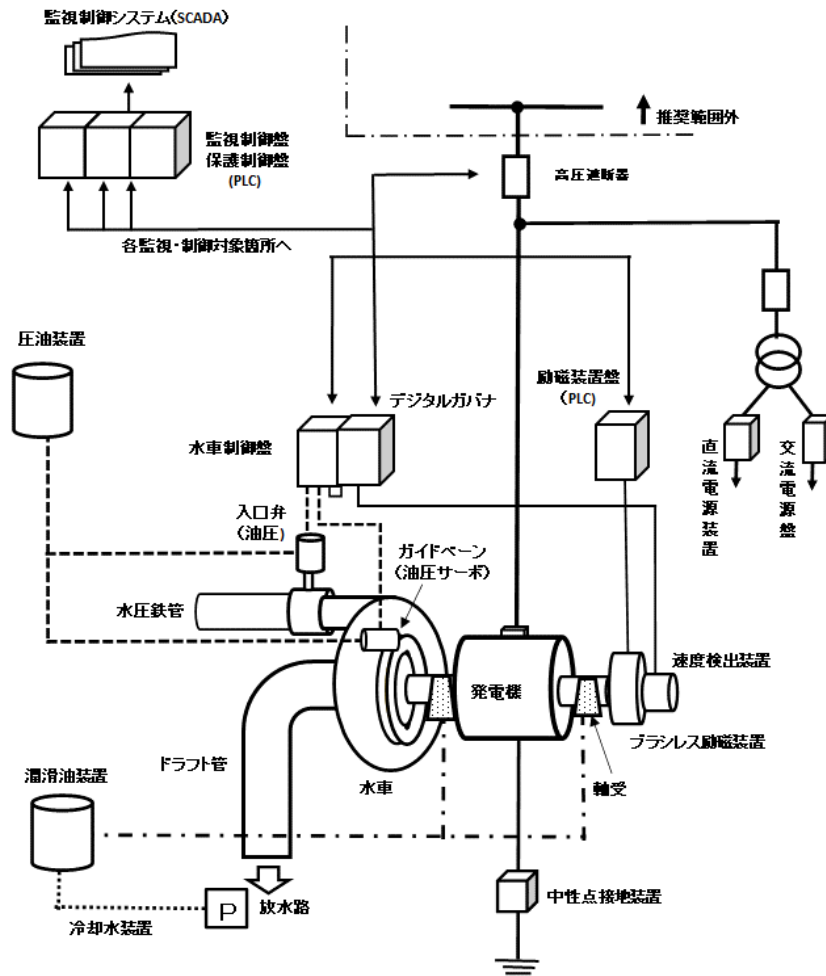
図 5-3 に立軸機、図 5-4 に横軸機の油圧サーボにおけるシステム構成例を示す。前者は“A”発電所、後者図 5-4 は“B”・“C”発電所の更新設備のシステム構成例である。

日本では環境面などから電動サーボの採用が普及しているが、インドネシアでは採用実績がないことから、技術移転および導入ニーズなどを考慮して採用の可否を判断する必要がある。参考に横軸機における電動サーボのシステム構成例を図 5-5 に示す。



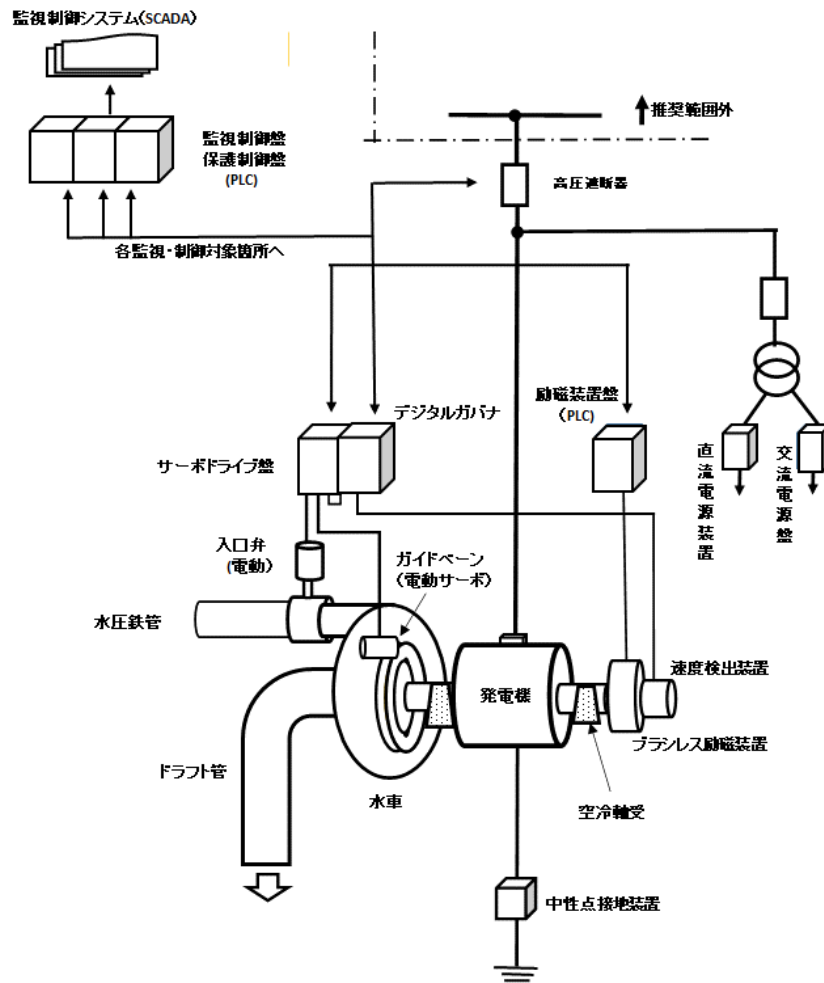
SCADA : Supervision Control And Data Acquisition
 PLC : Programmable Logic Controller

図 5-3 立軸機のシステム構成例（油圧サーボ）
 (“A”発電所の更新設備のシステム構成例)



SCADA : Supervision Control And Data Acquisition
 PLC : Programmable Logic Controller

図 5-4 横軸機のシステム構成例（油圧サーボ化）
 （“B”発電所および“C”発電所の更新設備のシステム構成例）



SCADA : Supervision Control And Data Acquisition
 PLC : Programmable Logic Controller

図 5-5 横軸機のシステム構成例（電動サーボモータ採用例）

5.2 システム設計

検討対象の各発電所に関して、発電設備の効率向上、環境負荷低減、建設・運転保守コスト低減を図るシステム設計（更新計画）を策定する。

5.2.1. “A”発電所の更新計画

“A”発電所は、1925年の運開後、1995年に大規模改造を実施している。発電機には改造銘板が付いており、固定子巻線、励磁装置など主要部品の更新が確認できる。

水車については、改造銘板がなく詳細は不明だが、運開時の水車効率（1・2号機 83%、3号機 89%）が更新後は 90%に変更されていることから、ランナおよびガイドベーンなどの効率に影響を及ぼす部品が更新されたものと推定できる。ただし、1990年代の水車設計に

において、低比速度水車の水車効率が 90%とあるのは高過ぎて信憑性に乏しい。

発電機は、1995 年に固定子巻線などが部分更新されているので、発電機を流用し、水車ランナなど水車効率の回復に資する機器を取り替える「部分更新案」と、水車および発電機の「一括更新案」を検討する。

検討のための条件を以下に示す。

- 最大使用流量は、既設と同じとする。
 - ・ 発電所の最大使用水量：10.95m³/s（1 台当たりの最大使用水量：3.65m³/s）
- 調整池を有する発電所は、発電量調整能力を活用すると有効落差が大きく変化することから、基準有効落差以外の落差で使用すると効率が低下する。したがって、基準有効落差の検討が重要となる。しかし、P 社は落差や効率に関する情報を有さないため、基準有効落差は表 2-1 にある 208m を用いる。また、最高有効落差は、本事業で作成した水圧鉄管路の縦断面図を基に水路損失を計算して求める。この計算結果、最大出力時の最高有効落差は 212.85m となる。
 - ・ 基準有効落差：208m
 - ・ 最高有効落差：212.85m
- 1995 年の改造では水車効率が 90%となっているが、1990 年代の設計技術や低比速度水車であることを考えると、当時の技術では 87～88%程度の水車効率が妥当である。また、水車出力 9,000PK（6,600kW）から水車効率を計算すると 89%（水車出力/水車入力）になる。このため、既設水車のオリジナルの最高水車効率を 89%と仮定する。
 - ・ オリジナルの水車最高効率：89%
- 水車特性曲線は、「中小水力発電ガイドガイドブック」、「ハイドロバレー計画ガイドブック」、「水力開発ガイドマニュアル」などを参考に、近年の水車性能改善技術などを考慮しつつ、本事業の検討用として策定する。水車効率は、水車の比速度から最高効率を推定し、その値に相対係数を乗じて各流量点における効率を算出する。出力規模の試算に用いる水車特性曲線を 図 5-6 に示す。

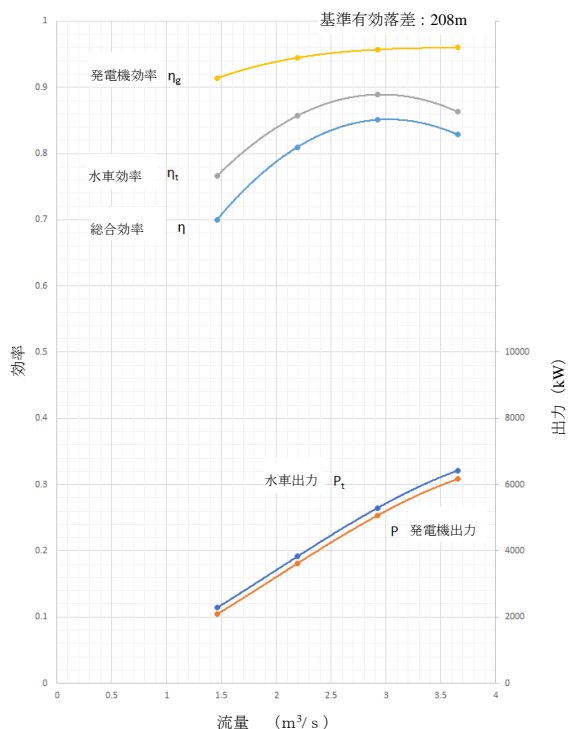


図 5-6 試算に用いる水車特性曲線
("A"発電所：更新前)

5.2.1.1. “A”発電所の部分更新案

水車設備は基礎を含め流用し、経済性を重視した更新計画を検討する。

(1) 更新案の概要

- 半埋設ケーシングとドラフトチューブを流用し、水車ランナ、ガイドベーン、流水に接する摩耗部品であるライナ類を更新する。新ランナは、流体解析技術を適用した新設計とし、ガイドベーンと組み合わせることで水車内の流れを適正化することで水車性能の改善を図る。また、ガイドベーン操作機構の無給油化など保守簡素化のための新技术を適用する。
- 監視・制御装置は流用する。

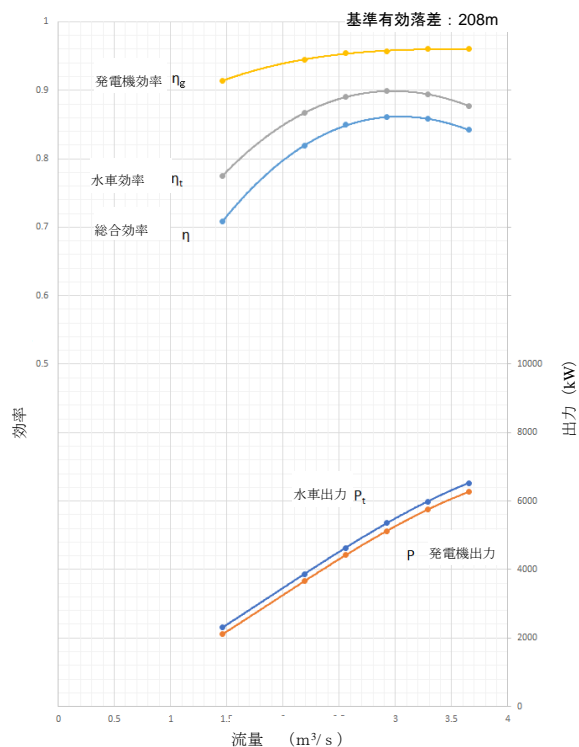


図 5-7 試算に用いる水車特性曲線
 (“A”発電所：部分更新後)

(2) 水車発電機の出力の試算

検討のための前提条件に基づき、水車発電機の最大出力を試算する。水車の最大効率が、新設計ランナの採用で 90%に改善したとして、水車および発電機の出力規模を求める。部分更新案では既設（推定）と比較して、発電所最大出力を 200kW 増加することができる。

表 5-1 最高有効落差における最大出力 (“A”発電所・部分更新)

	1 台当たりの出力		発電所最大出力 (kW)
	水車出力 (kW)	発電機出 (kW)	
既設 (推定)	6,600	6,300	19,000
部分更新案	6,700	6,400	19,200
増加出力	100	100	200

(3) 水車発電機の諸元

部分更新案の水車発電機の諸元を表 5-2 に示す。

表 5-2 部分更新案の諸元 (“A”発電所)

機器	仕様		
水車 (A-1)	立軸フランシス水車		
	最大有効落差	m	212.85
	最大使用流量	m ³ /s	3.65
	水車出力	kW	6,700
	回転数	min-1	600
発電機 (既設流用)	立軸三相同期発電機 (Thyristor Exciter)		
	定格容量	kVA	7,250
	力率		0.9

(4) 更新機器

更新機器の一覧を表 5-3 に示す。

表 5-3 部分更新機器 (“A”発電所)

	機器	種別		内容
		新製	補修	
A-1	立軸フランシス水車			
A-1-1	ケーシング		○	点検、非破壊検査、補修塗装
A-1-2	ドラフトチューブ		○	点検、補修塗装
A-1-3	ランナ	○		新設計、SCS6 (13Cr-4Ni)
A-1-4	上カバー関係	○		上カバー、シートライナ、カバーライナなど
A-1-5	ボトムリング関係	○		ボトムリング、シートライナ、カバーライナなど
A-1-6	下カバー関係	○		
A-1-7	主軸封水装置	○		カーボンパッキン
A-1-8	水車軸受	○		油自蔵、自己潤滑
A-1-9	制圧機		○	オーバーホール、非破壊検査 キャビテーション補修
A-1-10	主軸		○	主軸スリーブ取替、ランナキー溝加工、振れ見
A-1-11	ガイドベーン関係	○		SCS1、ガイドリング、レバー、リンク、無給油軸受
A-1-12	入口弁	○		
A-2	水車付属装置	○		圧油装置、給水装置
A-4	PLC を使用した制御・保護一体制御盤	○		デジタルガバナ、自動電圧調整装置、発電機保護
A-5	PLC を使用した共通制御装置	○		自動同期装置、母線保護
A-6	SCADA を採用した監視制御装置	○		

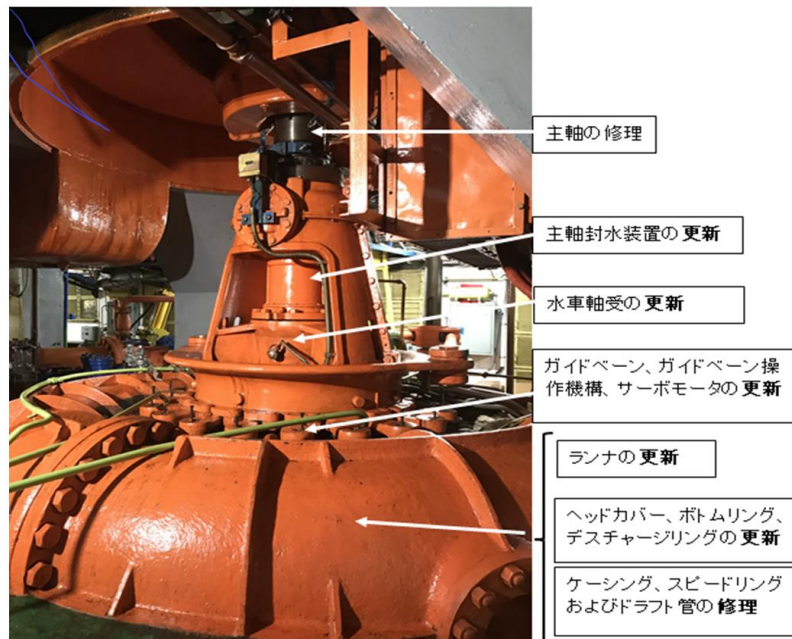


図 5-8 “A”発電所における主な更新・修理箇所（部分更新）

5.2.1.2. “A”発電所一括更新案

3 台全てを一括更新する計画である。水車・発電機の基礎および放水路構築物への影響が極力小さくなるような水力発電機器の設計が重要となる。

(1) 一括更新案の概要

- 水車は埋設ケーシングとし、ケーシング、ドラフトチューブを含め水車・発電機のを一括更新する。
- 水車の回転数を 600min^{-1} から 750min^{-1} に変更し、比速度を高くすることで水車効率の向上と水車発電機全体の小型化を図る。これにより、最大出力および年間発電電力量の増加と更新費用の低減が期待できる。しかし、高い水車回転数を採用することで、水車据付位置が変更になり、水車基礎の改修範囲が大きくなる。
- 水車は流体解析技術を適用し、ケーシングのステーベーンからドラフトチューブまでの水車全体の流れを最適化し、水車全体の効率向上を図る。この最適化は高性能ランナと新設計ガイドベーンとの組み合わせによって得られるところ大きい。
- ガイドベーン操作機構の無給油化、発電機のブラシレス化（Brushless Exciter）など、保守簡素化のための新技術を適用した機器に更新する。
- 監視・制御装置は、PLC を適用した分散型制御システムに更新し、監視制御・保護の高信頼度化を図る。

- 一括更新案は、発電所への搬入路がウィンチのみであり、その能力や老朽度合いによって機器設計や工事費に多大な影響を与える。現在も予備ランナはウィンチで発電所に搬入できず、使用されていない。このことから、本案はウィンチの能力や仮設設備などによって大きな制約を受けることになるので、具体的な計画に際してはより詳細な検討が必要となる。

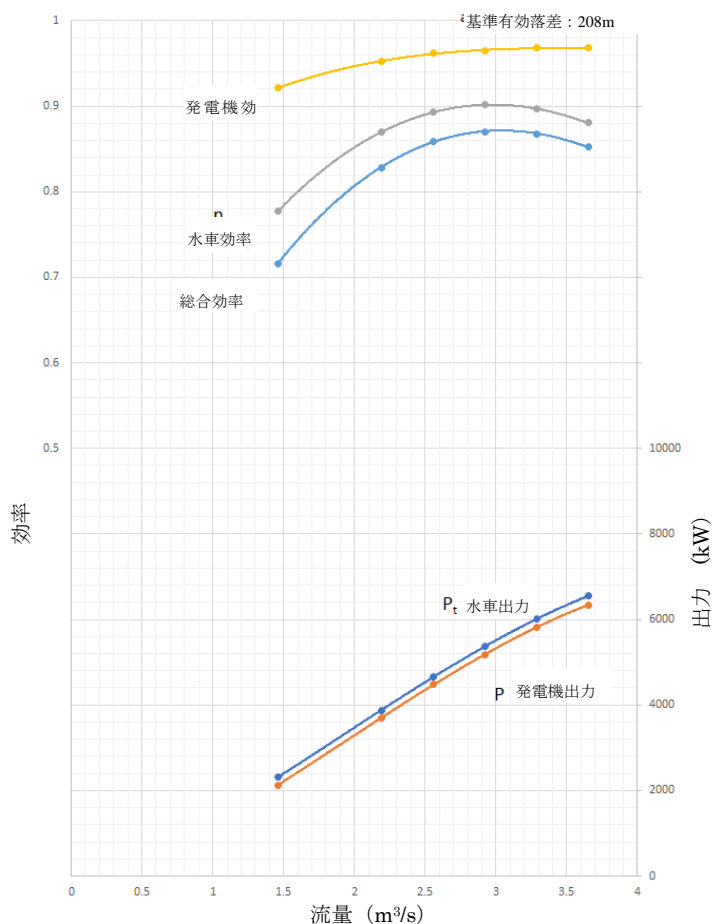


図 5-9 試算に用いる水車特性曲線（“A”発電所・一括更新後）

(2) 水車発電機の出力の試算

検討のための条件に基づき、水車発電機の最大出力を試算する。最大水車効率は、一括更新案では 90.3%に改善が可能とし、水車および発電機の出力を試算する。一括更新案では、既設（推定）と比較して、発電所最大出力を 500kW 増加することができる。

表 5-4 最高有効落差における最大出力（“A”発電所・一括更新）

	1 台当たりの出力		発電所最大出力 (kW)
	水車出力 (kW)	発電機出力 (kW)	
既設 (推定)	6,600	6,300	19,000
一括更新案	6,700	6,500	19,500
増加出力	100	200	500

(3) 水車発電機の諸元

一括更新案の水車発電機の諸元を表 5-5 に示す。

表 5-5 一括更新案 水車発電機の諸元 (“A”発電所)

機器	仕様		
水車 (A-1)	立軸フランシス水車		
	最大有効落差	m	212.85
	最大流量	m ³ /s	3.65
	水車出力	kW	6,700
	回転数	min ⁻¹	750
発電機 (A-3)	横軸三相同期発電機 (Brushless Exciter)		
	定格容量	kVA	7,250
	力率		0.9

(4) 更新機器

更新機器の一覧を表 5-6 に示す。

表 5-6 一括更新案の更新機器 (“A”発電所)

	機器	内容
A-1	立軸フランシス水車	
A-1-1	ケーシング	
A-1-2	ドラフトチューブ	
A-1-3	ランナ	新設計、SCS6 (13Cr-4Ni)
A-1-4	上カバー	シートライナ、カバーライナなど
A-1-5	ボトムリング	シートライナ、カバーライナなど
A-1-6	下カバー	カバーライナなど
A-1-7	主軸封水装置	カーボンパッキン
A-1-8	水車軸受	油自蔵、自己潤滑
A-1-9	主軸	
A-1-10	ガイドベーン関係	ガイドリング、レバー、リンク、無給油軸受
A-1-11	入口弁	
A-2	水車付属装置	圧油装置、給水装置
A-3	立軸同期発電機	
A-3-1	同期発電機	
A-3-2	ブラシレス励磁装置	
A-3-3	潤滑油装置	
A-4	PLC を使用した制御・保護一体制御盤	デジタルガバナ、自動電圧調整装置、発電機保護
A-5	PLC を使用した共通制御装置	自動同期装置、母線保護
A-6	SCADA を採用した監視制御装置	

5.2.2. “B”発電所の更新計画

“B”発電所は、1923年に運転を開始してから約90年を経過しているにもかかわらず、設備更新が行われておらず、水車発電機器全体の老朽化の顕在化とともに、陳腐化が進行している。例えば、水車调速機が機械式であることや、発電設備の始動がすべて手動であることなど発電設備の近代化・自動化が急務である。よって、本計画は一括更新として検討する。検討のための条件を以下に示す。

- 最大使用流量は、既設と同じとする。
- 最大使用水量：4.08m³/s（1台当たりの最大使用水量：1.36m³/s）
- 最高有効落差は、本事業で作成した水圧鉄管路の縦断面図を基に、水路損失を計算して求める。（基準有効落差は、発電所の概要で104mとした。しかし、有効落差に関してP社は詳細なデータを保有していないことから、本事業で作成した水圧鉄管路の縦断面図を基に求める。）
- 最高有効落差：100.45 m
- 水車出力1,500PK（1,100kW）から水車効率を計算すると、運開時の水車効率は約79%（水車出力/水車入力（1,390kW））と推定できる。1990年代の設計技術では妥当な水車効率で、これを既設水車の最高水車効率と仮定する。
- オリジナルの水車最高効率：79%
- 水車特性曲線は、「中小水力発電ガイドガイドブック」、「ハイドロバレー計画ガイドブック」、「水力開発ガイドマニュアル」などを参考に、近年の水車性能改善技術などを考慮しつつ、本事業の検討用として策定する。水車効率は、水車の比速度から最高効率を推定し、その値に相対係数を乗じて各流量点における効率を算出する。

5.2.2.1. “B”発電所の一括更新案

“B”発電所は、“A”発電所と同様に放水路構築物の図面がないことから、水車発電機の基礎および放水路構築物への影響が小さい更新計画とし、既設と同じ台数の一括更新3台案を検討する。

(1) 更新計画の概要

- ケーシング、ドラフトを含め水車・発電機のすべてを一括更新する。水車の回転数を750min⁻¹から1,000min⁻¹に変更し、比速度を高くすることで水車効率の向上と水車発電機全体の小型化を図る。これにより、最大出力および年間発電電力量の増加と更新費用の低減ができる。しかし、水車の回転数を高くすることで、水車据付位置が変更となり、水車基礎の改修範囲が大きくなる。
- 水車は、ケーシングのステーバーンからドラフトまでの水車全体の流れを最適化する流体解析技術を適用する。この高性能ランナと新設計ガイドバーンとを組み合わせ

せ水車全体の効率向上を図る。また、ガイドベーン操作機構の無給油化など、保守簡素化のための新技术を適用する。

- 発電機はブラシレス化（Brushless Excitor）を適用し、保守の簡素化を図る。
- 監視・制御装置は、PLC を適用した分散型制御システムに更新し、監視制御・保護の高信頼度化を図る。

(2) 水車発電機の出力量の試算

検討のための前提条件に基づき、水車発電機の出力量を試算する。水車の最大効率は 89% に改善が可能とし、水車および発電機の出力量を求める。一括更新案では、既設と比較して発電所最大出力を 100kW 増加することができる。

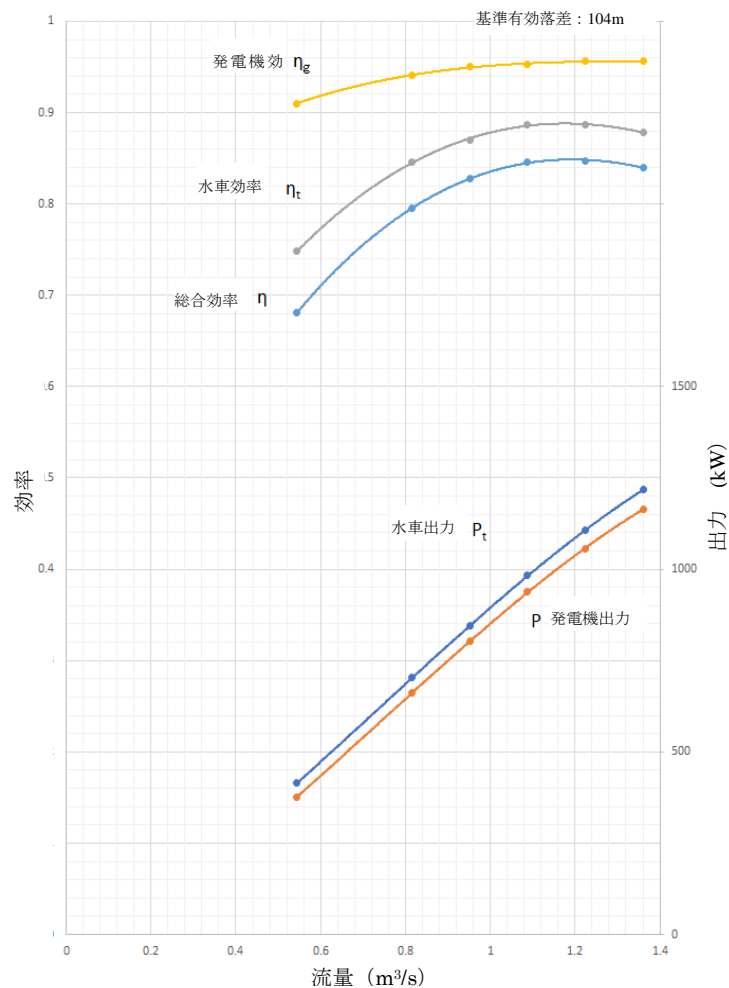


図 5-10 試算に用いる水車特性曲線（“B”発電所・一括更新後）

表 5-7 最高有効落差における最大発電力（“B”発電所・一括更新）

	最高有効落差 100.45 m		発電所最大出力 (kW)
	水車出力 (kW)	単機最大出力 (kW)	
既設（推定）	1,130	1,090	3,270
一括更新案	1,180	1,120	3,360
増加出力	—	30	100

(3) 水車発電機の諸元

一括更新案の水車発電機の諸元を表 5-8 に示す。

表 5-8 一括更新案の水車発電機の諸元（“B”発電所）

機器名	仕様		
水車 (A-1)	横軸フランシス水車		
	最高有効落差	m	100.45
	最大流量	m ³ /s	1.36
	水車出力	kW	1,180
	回転数	min ⁻¹	1,000
発電機 (A-3)	横軸三相同期発電機 (Brushless Exciter)		
	定格容量	kVA	1,200
	定格電圧	kV	6.3
	力率		0.9

(4) 更新機器

更新機器の一覧を表 5-9 に示す。

表 5-9 一括更新機器（“B”発電所）

	機器	内容
A-1	横軸フランシス水車	
A-1-1	ケーシング	
A-1-2	ドラフトチューブ	
A-1-3	ランナ	新設計、SCS6 (13Cr-4Ni)
A-1-4	上カバー	シートライナ、カバーライナなど
A-1-5	ボトムリング	シートライナ、カバーライナなど
A-1-6	下カバー	カバーライナなど
A-1-7	主軸封水装置	カーボンパッキン
A-1-8	水車軸受	油自蔵、自己潤滑
A-1-9	主軸	

A1-10	ガイドベーン関係	ガイドリング、レバー、リンク、無給油軸受
A-11	入口弁	
A-2	水車付属装置	圧油装置、給水装置
A-3	横軸同期発電機	
A-3-1	同期発電機	
A-3-2	ブラシレス励磁装置	
A-3-3	潤滑油装置	
A-4	制御装置	
A-4-1	PLCを使用した制御・保護一体制御盤	デジタルガバナ、自動電圧調整装置、発電機保護
A-4-2	PLCを使用した共通制御盤	自動同期装置、母線保護
A-4-3	SCADAを採用した監視制御装置	
A-4-4	直流電源装置	
B-1	閉鎖配電盤	6.3kV 発電機 Cub、発電機中性点接地 Cub 6.3kV Feeder Cub
B-2	変圧器	所内変圧器
B-3	非常用発電装置	

5.2.3. “C”発電所の更新計画

“C”発電所は、1923年に運転を開始してから約90年を経過しているが、設備更新が行われておらず、水車発電設備全体の老朽化とともに、陳腐化が顕在している。例えば、水車調速機が機械式であり、水車を手動で始動しなければならないなど、水車発電機設備の自動化・近代化が急務である。よって、本開発では一括更新として検討する。

検討のための条件を以下に示す。

- 流況曲線から最大使用流量は、既設と同じとする。
 - ・ 最大使用水量：2.25m³/s
- 最高有効落差は、本事業で作成した水圧鉄管路の縦断面図を基に、水路損失を計算して求める。(基準有効落差は、発電所の概要で44mとした。しかし、有効落差に関してP社は詳細なデータを保有していないことから、本事業で作成した水圧鉄管路の縦断面図を基に求める。)
 - ・ 最高有効落差：42.76 m
- 設備概要では、水車出力が750PK(552kW)となっているが、発電実績からみて750kWの間違いと思われる。運開時の水車効率は約76%(水車出力/水車入力(970kW))と推定できる。この数値は、1990年代の設計技術では妥当な水車効率である。これを新設計ランナと設備全体の近代化によって改善する。
 - ・ オリジナルの水車最高効率：76%

- 水車特性曲線は、「中小水力発電ガイドガイドブック」、「ハイドロバレー計画ガイドブック」、「水力開発ガイドマニュアル」などを参考に、近年の水車性能改善技術などを考慮しつつ、本事業の検討用として策定する。水車効率は、水車の比速度から最高効率を推定し、その値に相対係数を乗じて各流量点における効率を算出する。

5.2.3.1. “C”発電所の一括更新案

(1) 更新計画の概要

“C”発電所も同様に放水路構築物の図面がないことから、水車発電機の基礎および放水路構築物への影響が小さい更新計画とする。

- 水車発電機の回転数は、 750min^{-1} （比速度 192）と $1,000\text{min}^{-1}$ （比速度 257）を選定できる。 $1,000\text{min}^{-1}$ を採用すると小型化ができるが、水車効率が劣るとともに、水車基礎の改修範囲が大きくなるため、既設と同じ回転数 750min^{-1} を採用する。

(2) 水車発電機出力規模の試算

水車の最大効率は 89%に改善が可能とし、水車および発電機の出力規模を求める。既設と比較して発電所出力を 90kW 増加することができる。試算に用いる水車特性曲線を図 5-11 に示す。

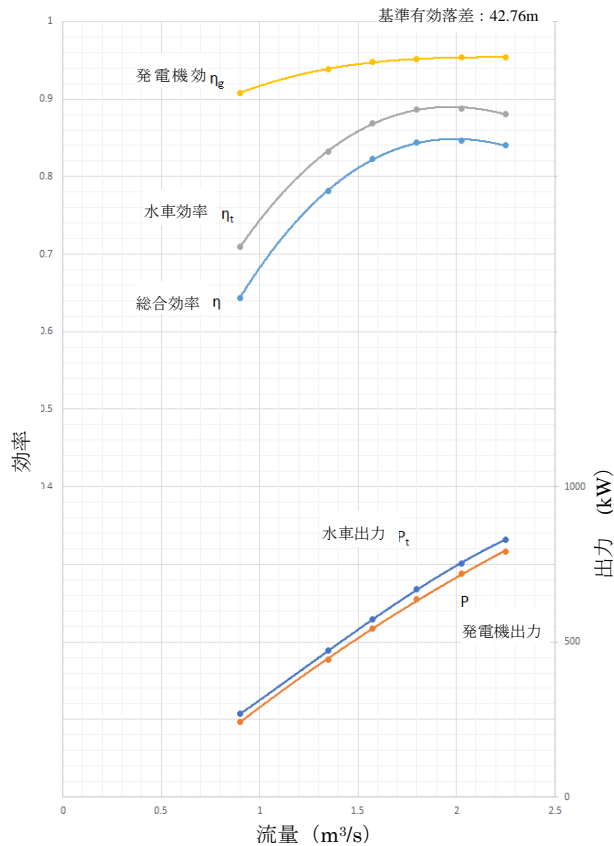


図 5-11 試算に用いる水車特性曲線（“C”発電所・一括更新後）

表 5-10 最高有効落差における最大発電力（“C”発電所・一括更新）

	最高有効落差 42.76 m		発電所最大出力 (kW)
	水車出力 (kW)	単機最大出力 (kW)	
既設 (推定)	—	700	700
一括更新案	830	790	790
増加出力	—	90	90

(3) 水車発電機の諸元

一括更新の水車発電機の諸元を表 5-11 に示す。

表 5-11 一括更新の水車発電機の諸元（“C”発電所）

機器名	仕様		
水車 (A-1)	横軸フランシス水車		
	有効落差	m	42.76
	最大流量	m ³ /s	2.25
	水車出力	kW	830
	回転数	min ⁻¹	750
発電機 (A-3)	横軸三相同期発電機 (Brushless Exciter)		
	定格容量	kVA	880
	定格電圧	kV	6.3
	力率		0.9

(4) 更新機器

更新機器の内容は、“B”発電所と同じである。

第6章 事業規模等

6.1 概算事業費の算出

第5章で計画した更新案について、「手引き」（平成25年3月）に基づくパターンと、メーカーの参考見積に基づくパターンで事業費を概算する。

6.1.1. “A”発電所の更新費用

(1) 「手引き」に基づく事業費

更新別の更新費用は、部分更新で441百万円、一括更新案で1,658百万円となる。また、kW当たりの建設単価は、部分更新で22千円、一括更新で約74～80千円であり、kWh当たりの建設単価は、部分更新で5.8円、一括更新で約18.7～21.3円である。

新設あるいは再開発と違い、機械装置のみの更新のため、建設単価が小さく、いずれの更新計画案も投資回収率が良くなる。さらに、更新機器のうち低圧・高圧閉鎖配電盤などをインドネシア国内で調達できれば、コストダウンの余地が広がる。

表 6-1 “A”発電所の更新費用と建設単価

項目	単位	部分更新	一括更新
水車形式		立軸フランシス水車	立軸フランシス水車
最大有効落差	m	212.85	
最大流量	m ³ /s	10.95 (3.65×3)	
最大出力	kW	19,200 (6,410×3)	19,500 (6,490×3)
水車出力	kW	6,680×3	6,700×3
発電電力量	MWh	76,714	77,715
建設工事費	百万円	441	1,658
kW当たりの建設単価	千円/kW	22	85
kWh当たりの建設単価	円/kWh	5.75	21.3

表 6-2 “A”発電所の増出力・増電力量に対する建設単価（参考）

項目	単位	部分更新	一括更新
増出力	kW	200	500
増電力量	kWh	6,223	7,224
建設工事費	百万円	441	1,658
増kW当たりの建設単価	千円/kW	2,205	3,316
増kWh当たりの建設単価	円/kWh	70.9	229.5

(2) メーカーの参考見積に基づく事業費

表 6-3 “A”発電所の更新費用と建設単価

項目	単位	部分更新
水車形式		立軸フランシス水車
最大有効落差	m	212.85
最大流量	m ³ /s	10.95 (3.65×3)
最大出力	kW	19,200 (6,410×3)
水車出力	kW	6,680×3
発電電力量	MWh	76,714
建設工事費	百万円	426
kW 当たりの建設単価	千円/kW	22
kWh 当たりの建設単価	円/kWh	5.55

表 6-4 “A”発電所の増出力・増電力量に対する建設単価（参考）

項目	単位	部分更新
増出力	kW	200
増電力量	kWh	6,223
建設工事費	百万円	426
増 kW 当たりの建設単価	千円/kW	2,130
増 kWh 当たりの建設単価	円/kWh	68.5

6.1.2. “B”発電所の更新費用

(1) 「手引き」に基づく事業費

“B”発電所の更新費用は 704 百万円で、kW 当たりの建設単価は 209 千円、kWh 当たりの建設単価は 53 円である。新設あるいは再開発などと違い、機械装置のみの更新費用のため建設単価が小さく投資回収率が良くなる。また、更新機器のうち低圧・高圧閉鎖配電盤などの変電機器をインドネシア国内で調達できれば、コストダウンの余地が広がる。

表 6-5 “B”発電所の更新費用と建設単価

項目	単位	一括更新
水車形式		横軸フランシス水車
最大有効落差	m	100.45
流量	m ³ /s	4.08 (1.36×3)
最大出力	kW	3,360 (1,120×3)
水車出力	kW	1,180×3
発電電力量	MWh	13,256
建設工事費	百万円	704
kW 当たりの建設単価	千円/kW	209
kWh 当たりの建設単価	円/kWh	53

(2) メーカーの参考見積に基づく事業費

表 6-6 “B”発電所の更新費用と建設単価

項目	単位	一括更新
水車形式		横軸フランシス水車
最大有効落差	m	100.45
流量	m ³ /s	4.08 (1.36×3)
最大出力	kW	3,360 (1,120×3)
水車出力	kW	1,180×3
発電電力量	MWh	13,256
建設工事費	百万円	422
kW 当たりの建設単価	千円/kW	126
kWh 当たりの建設単価	円/kWh	32

6.1.3. “C”発電所の更新費用

(1) 「手引き」に基づく事業費

“C”発電所の更新費用は 255 百万円、kW 当たりの建設単価は 322 千円、kWh 当たりの建設単価は 64 円である。新設あるいは再開発などと違い、機械装置のみの更新費用であるので建設単価が小さく投資回収率が良くなる。また、更新機器のうち低圧・高圧閉鎖配電盤などの変電機器をインドネシア国内で調達できれば、コストダウンの余地が広がる。

表 6-7 “C”発電所の建設単価

項目	単位	一括更新
水車形式		横軸フランシス水車
最大有効落差	m	42.76
流量	m ³ /s	2.25
最大出力	kW	790
水車出力	kW	830
発電電力量	MWh	3,963
建設工事費	百万円	255
kW 当たりの建設単価	千円/kW	322
kWh 当たりの建設単価	円/kWh	64

(2) メーカーの参考見積に基づく事業費

表 6-8 “C”発電所の建設単価

項目	単位	一括更新
水車形式		横軸フランシス水車
最大有効落差	m	42.76
流量	m ³ /s	2.25
最大出力	kW	790
水車出力	kW	830
発電電力量	MWh	3,963
建設工事費	百万円	192
kW 当たりの建設単価	千円/kW	243
kWh 当たりの建設単価	円/kWh	48.5

6.2 発電原価の計算

年経費は、水力発電所を運営するための年間の経費であり、これを基に耐用年均等化発電原価を試算する。「ハイドロバレー計画ガイドブック」の年経費算出諸元を用いて算出する。返済期間は、建設費が機械装置のみであることから、機械装置の耐用年数である 22 年を用いる。耐用年均等化発電原価は、次の式で求めることができる。

$$\begin{aligned} \text{耐用年均等化発電原価 (円/kWh)} &= \text{年均等化経費 (円)} / \text{年間発生電力量 (kWh)} \\ &= \text{kWh 当たりの建設単価 (円/kWh)} \times \text{建設経費率 (0.07334)} \end{aligned}$$

表 6-9 3 発電所更新別の耐用年均等化発電原価

	“A”発電所		“B”発電所	“C”発電所
	部分更新	一括更新	一括更新	一括更新
発電原価 (円/kWh)	0.4	1.6	3.7	4.7

耐用年均等化発電原価の試算に用いた算出諸元を表 6-10 に示す。

表 6-10 年経費算出諸元

項目	諸条件・諸数値	
原価償却費	原価償却法	定率法
	残存率	10%
	耐用年数	返済期間と同値
金利		2%
固定資産税		建設費/初年度簿価×簿価×1.4%
人件費		建設費×0.17%
修繕費	初年度率	建設費×0.310%
	年増加率	建設費×0.019%

その他経費		建設費×0.31%
一般管理費		(固定資産税+人件費+修繕費+その他経費) ×12%
割引率		2%

出所：経済産業省資源エネルギー庁「ハイドロパレー計画ガイドブック」（2005年3月）」

海外におけるコスト試算例として、国際エネルギー機関（IEA）によるものがある。これによると、小規模な新設水力発電所（100kW～300MW）の発電原価は、4～8円である。

本検討案は、機械装置のみの更新であるため、発電原価の変動要素が少なく、採算の見通しが容易な案件といえる。ただし、国あるいは地域の特性や、機器の構成によっては変動する可能性もあるので、事業化に際しては注視および把握すべき情報となる。

6.3 改修後の発電増加量

検討対象の各発電所における更新後の発電電力量を試算する。

6.3.1. 発電電力量の計算方法

(1) 年間可能発電流量

8ヶ年平均発電流量を大きい順に並べた流量曲線を基に、年間可能発電流量を求める。図6-1のように流量曲線を分割し、それぞれの「流量×日数×24h」を求め、その総和が年間可能発電流量となる。

$$\text{年間可能発電流量} = \Sigma \{ (Q_1 \times D_1 \times 24) + (Q_2 \times D_2 \times 24) \cdot \cdot \cdot + (Q_n \times D_n \times 24) \}$$

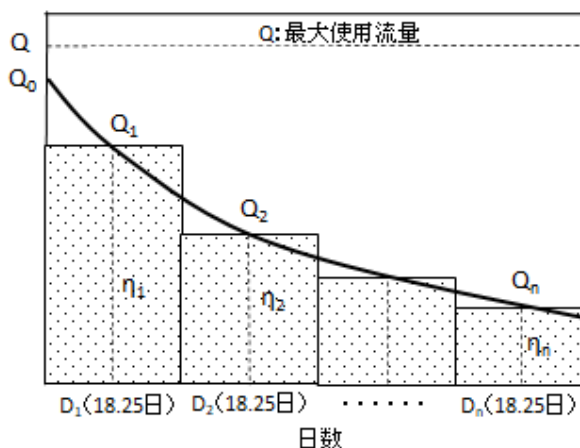


図 6-1 年間可能発電流量

(2) 年間発電電力量

分割部の可能使用流量に、分割部の中心流量に対応する基準落差における総合効率から年間可能発生電力量を求める。

$$\text{年間可能発生電力量} = 9.8 \times \text{基準落差} \times \Sigma \{ (Q_1 \times D_1 \times 24) \times \eta_1 + \cdot \cdot \cdot + (Q_n \times D_n \times 24) \times \eta_n \}$$

(3) 流量設備利用率

流量設備利用率は、下記の計算式で求める。

$$\text{流量設備利用率} = \text{年間可能発電流量} / (\text{最大使用流量} \times 365 \times 24)$$

6.3.2. 年間可能発電流量

2.2 項の発電流量曲線を使用し、前項の計算式に基づいて年間可能発電流量を求める。

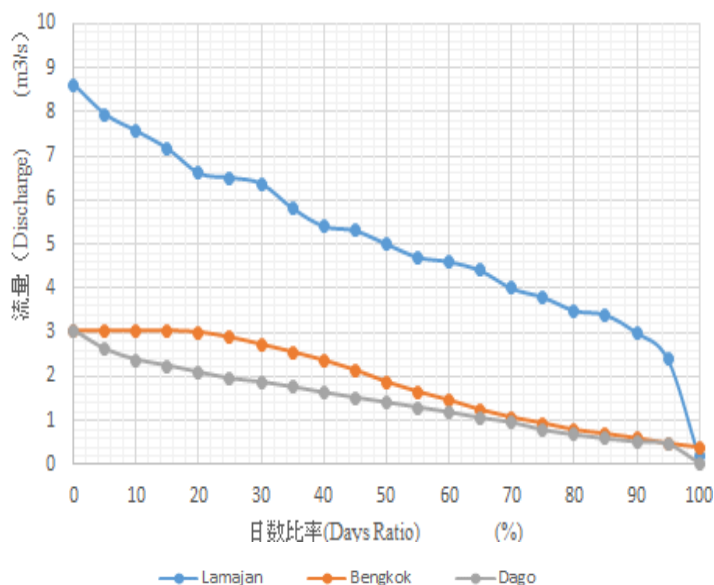


図 6-2 3 発電所の 8 ヶ年平均発電流量

表 6-11 年間可能発電流量の試算結果

	“A”発電所	“B”発電所	“C”発電所
発電所最大使用流量 (m³/s)	10.95	4.08	2.25
最大平均発電流量 (m³/s)	8.60	3.03	3.03
年間可能発電流量 (m³/s-day)	44,584	16,316	12,111
流量設備利用率 (%)	46	46	61

6.3.3. 年間発電電力量の計算

更新によって、過去 8 年間の平均発電電力量と比較し、“A”発電所で約 10%、“B”発電所で約 65%、“C”発電所で約 26%という、大幅な発電電力量の増加が見込まれる。

6.3.3.1. “A”発電所の年間発電電力量

表 6-11 の年間可能発電流量と図 5-7 の総合効率曲線から、更新計画別の年間発電電力量を試算した結果を表 6-12 に示す。試算結果と過去 8 年間 (2014~21 年) の平均発電電力量

を比較すると、部分更新で9%、一括更新案で10%の増電力量が可能となる。また、設備利用率は各案とも約45%程度まで改善する。

表 6-12 “A”発電所の設備更新計画別の発電電力量の試算結果

	8ヶ年平均	部分更新	一括更新
最大出力 (kW)	19,000	19,200	19,500
発電電力量 (MWh)	70,491	76,714	77,715
増加電力量 (MWh)	—	6,223	7,224
増加率 (%)	—	8.8	10.2
設備利用率 (%)	42.4	45.4	45.5

6.3.3.2. “B”発電所の年間発電電力量

表 6-11 の年間可能発電流量と図 5-10 の総合効率曲線から、一括更新 3 台の年間発電電力量を試算した結果を表 6-13 に示す。試算結果と過去 8 年間の平均発電電力量を比較すると、発電電力量は約 65%と大幅な増加を見込む。また、設備利用率も約 45%に向上する。

表 6-13 “B”発電所の発電電力量の計算結果

	8ヶ年平均	一括更新
最大出力 (kW)	3,270	3,360
発電電力量 MWh)	8,030	13,256
増加電力量 (MWh)	—	5,226
増加率 (%)	—	65
設備利用率 (%)	28	45

6.3.3.3. “C”発電所の年間発電電力量

表 6-11 の年間可能発電流量と図 5-11 試算に用いる水車特性曲線 (“C”発電所・一括更新後) の総合効率曲線から、一括更新の年間発電電力量を試算した結果を表 6-14 に示す。試算結果と過去 8 年間の平均発電電力量を比較すると、発電電力量は約 26%の増加を見込む。また、設備利用率は約 57%に向上する。

表 6-14 “C”発電所の発電電力量の計算結果

	8ヶ年平均	一括更新
最大出力 (kW)	700	790
発電電力量 (MWh)	3,156	3,963
増加電力量 (MWh)	—	807
増加率 (%)	—	26
設備利用率 (%)	51.5	57.3

6.4 O&M フェーズの費用

検討対象の各発電所における点検費用を概算する。

6.4.1. 水力発電所の点検周期

水力発電所のメンテナンスは、水車・発電機（主機）を分解して行う精密点検と、分解をせずに外部・内部からの目視による点検やギャップなどの寸法測定を行う外部点検、内部点検や水車効率測定試験・部材の寸法測定などを行う中間精密点検とを組み合わせて行う。

外部点検・内部点検・中間精密点検は、主機を分解せずに機器の異常の有無を点検するのに対し、精密点検は、主機を分解して外部・内部点検では見られない部分を詳細に点検する。主機は、百分の数ミリという精度で据え付けられる精密機械で、わずかなギャップの変化や磨耗によって運転に支障をきたす可能性がある。このため精密点検は、磨耗や損傷が予想される箇所、例えばランナ、回転部を支える軸受、ガイドベーン軸、サーボモータなどの摺動部、腐食が発生しやすい冷却水管などを詳細に点検する。また、ケーシング、主軸などは非破壊検査を実施し、亀裂、材料欠陥等を検査する。さらに、キャビテーションや土砂によって生じたランナ、ガイドベーン、各部ライナなどの壊食部や侵食部の修理や磨耗部品を取り替え、機能・性能の回復（主に効率の回復）を図る。

水車効率は、IEC（JEC）の規定に基づき現地で絶対流量測定を実施し、メーカー保証効率や経年による効率低下を定期的に確認・把握することが必要である。効率低下による損失費用と取替に伴う費用（均等費用）を算出し、両者の合計が最小となる使用年数を求めれば、最も経済的な精密点検周期を求めることができる。

一般的な水力発電所の点検周期の目安は、表 6-15 のとおりである。発電所の実態に合わせて設定することになる。

表 6-15 点検周期の目安

初 回 点 検	運開 1 年経過後
外 部 点 検	省略あるいは 1 回/2 年程度
内 部 点 検	1 回/2~4 年
中間精密点検	精密点検の中間（水車効率測定などの試験・測定）
精 密 点 検	1 回/8~15 年（経済的な修理周期で決定）

6.4.2. 点検周期と費用

検討対象の 3 発電所における点検周期と費用を示す。

耐用年数（日本の税法上の耐用年数）を 22 年間とした場合に必要とする点検費用は、“A”発電所で計 336 百万円、年平均約 15 百万円である。“B”発電所および“C”発電所も同様に、必要点検費用はそれぞれ、計 132 百万円と計 44 百万円、年平均約 6 百万円と約 2 百万円である。また、図 6-3 に“A”発電所の点検周期の例を示す。

表 6-16 “A”発電所の点検費用（千円）

点検項目	内容	費用	回数	合計
内外部点検 (3年毎整備)	消耗品交換 試運転・調整	3,000	4	12,000
中間精密点検 (6年毎整備)	部品交換 検査・試験	10,000	2	20,000
オーバーホール (12年目整備)	分解・部品交換 試運転・調整	80,000	1	80,000
1台当たりの点検費用（耐用年数22年）				112,000
3台合計				336,000
耐用年数における年平均費用				15,273

表 6-17 “B”発電所の点検費用（千円）

点検項目	内容	費用	回数	合計
内外部点検 (3年毎整備)	消耗品交換 試運転・調整	1,000	4	4,000
中間精密点検 (6年毎整備)	部品交換 検査・試験	5,000	2	10,000
オーバーホール (12年目整備)	分解・部品交換 試運転・調整	30,000	1	30,000
1台当たりの点検費用（耐用年数22年）				44,000
3台合計				132,000
耐用年数における年平均費用				6,000

表 6-18 “C”発電所の点検費用（千円）

点検項目	内容	費用	回数	合計
内外部点検 (3年毎整備)	消耗品交換 試運転・調整	1,000	4	4,000
中間精密点検 (6年毎整備)	部品交換 検査・試験	5,000	2	10,000
オーバーホール (12年目整備)	分解・部品交換 試運転・調整	30,000	1	30,000
点検費用（耐用年数22年）				44,000
耐用年数における年平均費用				2,000

点検種別	点検周期目安	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40						
(a) 初回点検	運開1年後	①	②	③																																											
(b) 外部点検	省略あるいは 1回/2年																																														
(c) 内・外部点検	1回/2~4年			①	②	③				①	②	③				①	②	③				①	②	③				①	②	③				①	②	③				①	②						
(d) 中間精密点検	精密点検の中間					①	②	③													①	②	③																								
(e) 精密点検(OH)	1回/7~15年												①	②	③												①	②	③																①	②	③
点検費用 (百万円)			1	1	1	5	5	5	1	1	1	1	80	80	80	1	1	1	5	5	5	1	1	1	80	80	80	1	1	1	5	5	5	1	1	1	80	80	80	1	1	1	1				
備 考	<p>1. 点検周期の例 外部点検： 省略 内・外部点検： 1回/3年 精密点検： 1回/12年</p> <p>2. 中間精密点検（水車効率測定など検査・試験） 水車効率測定（竣工時の受入試験を実施し、その後定期的を実施） 非破壊検査は精密点検で実施</p> <p>3. 停止に日数 (a) 5日 (b) 1日 (c) 2日 (d) 3日 (e) 35~40日</p> <p>4. ランナは予備ランナを使用し、12年周期で随時入替、2回修理後に更新</p> <p>注1) ①：1号機 ②：2号機 ③：3号機 注2) OH：オーバーホール</p>																																														

図 6-3 点検周期の例（“A”発電所の場合）

第7章 ビジネス・スキームと関連契約

7.1 本事業のビジネス・スキーム

本事業では、長大や PT AMCO Hydro Indonesia（以下、「AMCO 社」）などが出資する SPC と P 社との間で RO 契約を締結し、SPC が P 社保有の既存水力発電所 2 ヶ所で、より高効率の発電タービンへの交換などの施設改修、および O&M を行う。更新による発電電力量の増加は 6.3.3 で述べたとおりである。

P 社は、発電電力の全量を電力販売契約（PPA）に基づいて PLN に販売し、SPC にこの売電収入の一部を支払う。なお、PPA は発電所の更新工事を踏まえて改訂する予定である。

また、タービンは日系企業などから調達し、O&M は AMCO 社がサブコントラクターとして実施する。

7.2 本事業に係る主要な契約

P 社-PLN 間の PPA の内容について整理し、当該 PPA の主要条件を踏まえて P 社-SPC 間の RO 契約のタームシートを策定する。

7.2.1. PPA

P 社は、発電電力の全量を PPA に基づいて PLN に販売している。

7.2.1.1. 現在の事業スキーム

検討対象の各発電所に関して、現在の事業スキームでは、機器・設備を含む発電所および土地は P 社が、送電設備は PLN が所有する。また、O&M は P 社内部で行っている。

7.2.1.2. PPA の締結状況

P 社と PLN の間で締結された PPA を表 7-1 に示す。P 社より提供された“PPA 2018”と“PPA 2021”の内容は確認できたが、“PPA 2013”と“PPA 2015”については確認できていない。ただし、“PPA 2013”と“PPA 2015”は“PPA 2018”で引用されており、いずれも有効だと考える。“PPA 2021”によると、“A”発電所と“B”・“C”発電所は共に 1 つの PPA となっている。

これまで PPA の期間は 4~5 年であった。“PPA 2018”の暫定条項によれば、期限内に PPA が更新されなかった場合、PPA の条件は維持される。したがって、PPA の有効期限が切れ、PPA が改訂されていない状況でも、P 社が発電をする限り、最新の PPA の条件に基づいて PLN が電力を購入することとなる。

表 7-1 これまでに締結された PPA 一覧

タイトル	署名日	有効期限
Amendment and Restatement of PPA (“PPA 2013”)	12/4/2013	12/31/2017
Amendment and Restatement of PPA (“PPA 2015”)	6/12/2015	不明
Amendment and Restatement of PPA (“PPA 2018”)	3/2/2018	1/1/2023
Amendment and Restatement of PPA (“PPA 2021”)	28/10/2021	1/1/2023

7.2.1.3. PPA の主要条件

PPA では、最小送電端出力と、最大送電端出力が定められている。テイク・オア・ペイ条項によって、PLN は PPA が定める送電端出力または正味発電電力の範囲内であれば P 社から電力を買い取る義務があり、PLN 側の過失でそれができなかった場合、P 社は補償を受けられる。

支払い通貨はインドネシア・ルピア (IDR) で、タリフは PPA により契約されている。ただし、このタリフは、資本コスト回収と O&M コスト回収 (固定・変動) のコンポーネントのみで、実際に支払われる金額にはさらに、特定できなかった水利用料 (変動) や為替損益などによる調整といったその他コンポーネントも含まれる点に留意が必要である。タリフは 6 ヶ月ごとにレビューが行われる。また、P 社と PLN が合意すれば、更新工事による設備容量の増強を受けてタリフを調整 (値上げ) することに関して法的制約はない。

資産の抵当や権利譲渡に関しても、両社が合意する限り、法的制約はない。P 社および/または PLN が権利・義務を譲渡・移転・売却する場合も同様である。また、金融機関及び SPC の預かり知らぬところでの資産売却及び譲渡が行われないように、P 社とは契約書上にて制約を付記することを想定している。それに伴い、P 社と PLN 間で締結されている PPA の改訂も必要になる。他方、全体的な仕様に影響を与え得る資産の取替や設計変更にあたっては、PPA を改訂しなければならない。

さらに、現時点では円借款は想定していないが、仮に円借款で進める場合には、将来的に対処方針の検討が必要である。

7.2.2. RO 契約

上記 PPA の内容を踏まえつつ、P 社—SPC 間で結ぶ RO 契約のタームシートを策定した。

なお、RO 契約のフィーは、PLN への販売電力量 (kWh) × SPC への利益配分 (IDR/kWh) とする想定である。

7.3 リスク分析

本事業に係る主なリスクを表 7-2 に示す。

表 7-2 主なリスク

リスク	内容	対応策
リーガル	許認可（ライセンス）および法令の変更リスク	RO 事業に関しては、電力支援サービス事業のライセンス取得で外国資本 100%が可能である。他方、同ライセンス取得には有資格エンジニアの登録や実地試験の通過等、要件項目を満たす必要がある。ライセンス取得を支援している現地エージェント企業と協議し、要件項目を詳細に確認する。
エンジニアリング・調達・建設 (EPC)	更新工事に関連する建設、契約、保管、輸送の品質リスク	RO 事業では、タービン設備一式を納入するメーカーの選定が特に重要である。入札では、技術的性能だけでなく、業務スコープを詳細に確認して漏れないようにすることで、想定外の追加コスト発生を防ぐ。また、設計、製作、輸送、据付の一連のスケジュールについても、詳細項目を確認することで、発生するであろうリスクを事前に特定し、顕在化したとしても適切に対応できるように備える。
送電線	需要、送電線の未整備（整備遅延）、停電、送電ロスのリスク	本事業地は電力需要地から近く、既に整備されている PLN の送電システムと連携する予定である。今後、PLN と協議し、詳細なグリッドスタディの上、系統連系に係る承認を得る。
エンドユーザー	オフテイカー (PLN) とオペレーター (P 社) に関わるリスク	今後何らかの理由で PLN 及び PLN グループにおけるリストラクチャリングが行われる場合に、RO 契約に基づいて担保権の実行や債権保全が実施できるよう、リーガル面での対策を弁護士事務所と協議する。
不可抗力	自然災害や政府起因の不可抗力リスク	自然災害等の保険で保障できる事項については、保険料とのバランスを考慮しながら、付保内容を確認する。政府起因によるリスクに対しても、IIGF や民間保険会社に詳細を確認し、総合的に検討していく。
財務	為替差損、インフレリスク	本事業の収入は現地通貨建てを想定しており、資金調達も同通貨で行う。他方、タービン設備等の事業費は外貨建て（米ドルやユーロ）の想定で、一時的に為替リスクが生じる。但し、長期的には、現地通貨による収入に対し、事業運営費も同通貨であるため、事業継続という観点でのリスクは限定的である。
社会・環境	環境的な悪影響（コミュニティ、水、大気、土壌等）	本事業は発電所内の既存設備の入れ替えで、社会的・環境的に与える影響は非常に限定的である。一方で、入れ替え時の工事等で影響がないよう管理に努める。
パンデミック	COVID-19 等のパンデミックによる需要への影響	本事業は電力需要地に隣接しており、電源としての競争力（発電コスト及びベースロード・ピークロードの対応）があるため、パンデミックが発生したとしても、優先的に PLN に対して売電ができるものとする。
カントリーリスク	輸入制限、暴動や大規模デモ、戦争、破壊行為、経済危機等	カントリーリスクにおける保険等の活用も、保険費用とのバランスを考慮しつつ、検討していく。

第8章 ファイナンス・スキーム

8.1 資金調達方法

本事業への日本企業による出資や地場の金融機関などによる融資の可能性、および保証の取り付け可能性について、関係者へのヒアリングを通じて検討した。

8.1.1. エクイティ（日本企業の出資可能性）

潜在的な投資家として、S社と、オンラインで協議を行った。同社として出資への関心を示すものの、本事業にかかるリスクに関してより詳細を確認したいとのことであった。特に、前述のとおり PPA の期間が短いことから、PLN の意向でタリフが引き下げられる可能性に懸念を持っている。同社としては、マイノリティで最長 10 年間の参加で、自己資本内部収益率（EIRR）15%は確保したいとのことであった。同社とは協議を継続する。

8.1.2. デット（金融機関などによる融資可能性）

潜在的な融資元の金融機関として、I社 および M社と、それぞれオンラインで協議を行った。両行ともに協議を継続する。

I社からは、事業内容を精査する必要があるものの、融資期間は 6~7 年が妥当とのコメントを得た。

M社に関しては、インドネシアの水力発電における本事業の意義を理解してもらえ、融資を前向きに検討してもらえそうである。同行としては、融資期間はインドネシア・ルピア建ての変動金利で最大 10 年とのコメントを得た。担保として、発電所アセットおよび P社から SPC への振り込み用口座が求められる。他方、PPA の期間が短いことを懸念しており、P社から SPC への支払いは、発電量や売電価格に紐づけずに固定するよう助言があった。

8.2 保証

PPA に基づく PLN からの支払いに対する保証供与の可能性に関して、政府保証機関と、オンラインで協議を行った。政府保証機関の保証対象は公共契約機関となる政府機関または国有企業で、本事業が保証を受けるためには官民連携（PPP）スキームである必要がある。同基金とは協議を継続する。

第9章 財務分析

9.1 本事業によるリターン見込み¹⁷

検討対象の各発電所におけるリターン見込みを、複数のシナリオを用いて試算した。なお、特に P 社との利益配分や契約期間、P 社-PLN 間でのタリフの見直しなどに関しては、P 社と協議を継続する。

表 9-1 各シナリオでのリターン見込み（実質価格ベース）

発電所	更新内容	タリフ	事業費根拠	CapEx (10 億 IDR)	PIRR	EIRR
“A”	部分	現行	「手引き」	56.3	10.40%	10.81%
	部分	現行	メーカー見積	54.5	10.84%	11.43%
	一括	現行	「手引き」	201.1	▲5.25%	▲7.93%
	一括	調整後	「手引き」	207	13.81%	15.75%
“B”・“C”	一括	現行	「手引き」	115.5	▲13.69%	▲17.08%
	一括	現行	メーカー見積	74.5	▲10.27%	▲13.38%
	一括	調整後	「手引き」	119.6	13.37%	15.08%
	一括	調整後	メーカー見積	77	13.95%	15.93%

9.1.1. “A”発電所におけるリターン

いずれのシナリオも、以下の共通条件に基づく。

- 設備容量：19.2 MW
- 設備利用率：46%
- RO 契約期間：20 年

9.1.1.1. “A”発電所を部分更新した場合のリターン

(1) 現行タリフ・「手引き」に基づく事業費の場合

“A”発電所を部分更新した場合、年間発電電力量は 76.71 GWh を見込む。また、「手引き」に基づく資本的支出 (CapEx) は、IDR 56.29 billion である。更新実施と未実施における P 社の利益比較を表 9-2 に示す。この条件の下、SPC の事業内部収益率 (PIRR) は 10.4%、EIRR は 10.81% を見込む。

¹⁷ 事業費は日本円からインドネシア・ルピアに換算している。

表 9-2 P 社の年間利益（“A”部分更新：現行タリフ・「手引き」）

	更新なし	更新あり
1-10	IDR 1,776 million	IDR 1,910 million
11-20		IDR 2,064 million
20 年間合計	IDR 35,513 million	IDR 39,738 million

(2) 現行タリフ・メーカーの参考見積に基づく事業費の場合

CapEx をメーカーの参考見積に基づくものにする、IDR 54.51 billion である。更新実施と未実施における P 社の利益比較を表 9-3 に示す。この条件の下、SPC の事業内部収益率（PIRR）は 10.84%、EIRR は 11.43%を見込む。

表 9-3 P 社の年間利益（“A”部分更新：現行タリフ・見積）

	更新なし	更新あり
1-10	IDR 1,776 million	IDR 1,910 million
11-20		IDR 2,064 million
20 年間合計	IDR 35,513 million	IDR 39,738 million

(3) 調整後タリフの場合

現行タリフでも事業性が確認できたため、調整後タリフによる試算は行わない。

9.1.1.2. “A”発電所を一括更新した場合のリターン

(1) 現行タリフ・「手引き」に基づく事業費の場合

“A”発電所を一括更新した場合、年間発電電力量は 77.72GWh を見込む。また、「手引き」に基づく CapEx は、IDR 201.15 billion である。更新実施と未実施における P 社の利益比較を表 9-4 に示す。この条件の下、SPC の PIRR は▲7.93%、EIRR は▲5.25%で、事業性が見込めない。

表 9-4 P 社の年間利益（“A”一括更新：現行タリフ・「手引き」）

	更新なし	更新あり
1-10	IDR 1,776 million	IDR 1,935 million
11-20		IDR 2,091 million
20 年間合計	IDR 35,513 million	IDR 40,256 million

(2) 調整後タリフ・「手引き」に基づく事業費の場合

現行タリフでは事業性が見込めないため、タリフを IDR 750/kWh に上げて再試算する。この場合、年間売電収入は IDR 58.3 billion を見込む。また、「手引き」に基づく CapEx は、IDR 207 billion である。更新実施と未実施における P 社の利益比較を表 9-5 に示す。この条

件の下、SPC の PIRR は 13.81%、EIRR は 15.75%を見込む。

表 9-5 P 社の年間利益（“A”一括更新：調整後タリフ・「手引き」）

	更新なし	更新あり
1-10	IDR 5,287 million	IDR 6,994 million
11-20		IDR 10,880 million
20 年間合計	IDR 105,737 million	IDR 178,743 million

9.1.2. “B”・“C”発電所におけるリターン

いずれのシナリオも、以下の共通条件に基づく。

- 設備容量：4.175MW
- 設備利用率：47%
- RO 契約期間：20 年

9.1.2.1. “B”・“C”発電所を一括更新した場合のリターン

(1) 現行タリフ・「手引き」に基づく事業費の場合

“B”・“C”発電所を一括更新した場合、年間発電電力量は 17.22GWh を見込む。また、「手引き」に基づく CapEx は、IDR 115.55 billion である。更新実施と未実施における P 社の利益比較を表 9-6 に示す。この条件の下、SPC の PIRR は▲13.69%、EIRR は▲17.08%で、事業性が見込めない。

表 9-6 P 社の年間利益（“B”・“C”一括更新：現行タリフ・「手引き」）

	更新なし	更新あり
1-10	IDR 282 million	IDR 429 million
11-20		IDR 463 million
20 年間合計	IDR 5,636 million	IDR 8,919 million

(2) 現行タリフ・メーカーの参考見積に基づく事業費の場合

CapEx をメーカーの参考見積に基づくものにする、IDR 74.48 billion である。更新実施と未実施における P 社の利益比較を表 9-7 に示す。この条件の下でも、SPC の PIRR は▲10.27%、EIRR は▲13.38%で、事業性が見込めない。

表 9-7 P 社の年間利益（“B”・“C”一括更新：現行タリフ・見積）

	更新なし	更新あり
1-10	IDR 282 million	IDR429 million
11-20		IDR 463 million
20 年間合計	IDR 5,636 million	IDR 8,919 million

(3) 調整後タリフ・「手引き」に基づく事業費の場合

現行タリフでは事業性が見込めないため、タリフを IDR 1,700/kWh に上げて再試算する。この場合、年間売電収入は IDR 29.27 billion を見込む。また、CapEx は「手引き」に基づく IDR 119.59 billion とする。更新実施と未実施における P 社の利益比較を表 9-8 に示す。この条件の下、SPC の PIRR は 13.37%、EIRR は 15.08% を見込む。

表 9-8 P 社の年間利益（“B”・“C”一括更新：調整後タリフ・「手引き」）

	更新なし	更新あり
1-10	IDR 1,902 million	IDR 3,272 million
11-20		IDR 4,994 million
20 年間合計	IDR 38,032 million	IDR 82,651 million

(4) 調整後タリフ・メーカーの参考見積に基づく事業費の場合

同様に、タリフを IDR 1,150/kWh に上げ、CapEx をメーカーの参考見積に基づく IDR 76.99 billion として再試算する。この場合、年間売電収入は IDR 19.8 billion を見込む。更新実施と未実施における P 社の利益比較を表 9-9 に示す。この条件の下、SPC の PIRR は 13.95%、EIRR は 15.93% を見込む。

表 9-9 P 社の年間利益（“B”・“C”一括更新：調整後タリフ・見積）

	更新なし	更新あり
1-10	IDR 1,286 million	IDR 1,894 million
11-20		IDR 2,411 million
20 年間合計	IDR 25,728 million	IDR 43,048 million

第10章 受注・事業実施スケジュール

10.1 P社とのRO契約

P社とのRO契約締結に向けたプロセスを概観した上で、同社との協議状況を述べる。

10.1.1. P社とのRO契約締結にかかるプロセス

国有企業ならびにその子会社・関連会社による物品・役務の調達は、“Ministry of State Owned Enterprises Regulation No. PER-08/MBU/12/2019 on General Guidelines on the Implementation by State Owned Enterprises of the Procurement of Goods and Services (MSOE Reg 8/2019)”に基づき、一般入札、指名入札、または直接指名を通じて行われる。

(1) 一般入札

P社グループに属さないSPCやP社グループとのコンソーシアムがROのコントラクターとなる場合、マスメディアなどを通じて広く応札者を募る一般入札で調達が行われる。本事業でも、この入札方式が用いられる可能性が最も高い。

(2) 指名入札

正当な理由があり、PLNおよびP社が認めた場合、P社が予め選んだ事業者だけが参加する指名入札で調達を行うこともできる。

(3) 直接指名

SPCがP社のグループ会社で、一定の条件を満たす場合、特定の事業者に発注する直接指名で調達できる可能性がある。本事業は該当しない。

10.1.2. RO契約に係るP社との協議状況

P社とは、RO契約についての協議を継続している。P社が本事業に資本参画する場合のメリット・デメリット、及びタリフの引き上げが大きな論点である。また今後、複数のタービンサプライヤーから見積を取得し、より精緻な事業費に基づいて、協議を具体化していく。

10.2 本事業にかかる規制・ライセンスなど

RO事業に関して外資規制はなく、外国資本の事業者による100%所有が可能である。他方、本事業が該当する産業分類¹⁸においては、投資額が土地・建物の価値を除いて最低IDR 20 billion、発行済・払込資本金が最低IDR 10 billionに設定されている。

¹⁸ インドネシア標準産業分類(KBLI)2020に基づく、RO事業は次の産業に分類される：KBLI 35121（電力供給の設置・運用）、KBLI 43211（メンテナンスを含む電気設備の設置）。

また、RO 事業の実施には、以下に示す 3 つのライセンスを取得する必要がある。

- 電力支援サービス事業 (Izin Usaha Jasa Penyedia Tenaga Listrik)
- 事業者識別番号 (Nomor Induk Berusaha)
- 事業体認証 (Sertifikasi Badan Usaha)

10.3 関連する法令一覧

表 10-1 投資関連法令

法令番号・年	法令名	法令の概要
Law No. 25 of 2007 (amended by Law No. 11 of 2020)	Investment (Law No. 25 of 2007) and Job Creation (Law No. 11 of 2020)	<ol style="list-style-type: none"> 1. foreign investment in Indonesia shall be conducted in the form of Indonesian limited liability company (“PT”) which shall be located in Republic of Indonesia territory 2. foreign investor (could be any foreign individual, foreign business entity, or foreign government) can conduct their investment in several means, namely by: <ul style="list-style-type: none"> • Establishing a new PT and taking ownership in shares at the time of establishment; • Participating their capital, together with any Indonesian partner in an existing PT or by establishing new joint venture company; or • Taking other means in accordance with the provisions set out under relevant laws and regulations. 3. Linked to Presidential Regulation No. 49/2021, the foreign investment in RO Project shall be conducted by injecting foreign capital to a local legal entity in Indonesia, whether it is a new established company or an existing company
Presidential Regulation No. 10 of 2021 as amended by Presidential Regulation No. 49 of 2021	Business Sector	<ol style="list-style-type: none"> 1. Indicates the four business sectors that are open for foreign investment 2. Linked to Law No. 25 of 2007 (as amended by Law No. 11 of 2020), the foreign investment in RO Project shall be conducted by injecting foreign capital to a local legal entity in Indonesia, whether it is a new established company or an existing company

表 10-2 法人関連法令

法令番号・年	法令名	法令の概要
Law No. 40 of 2007 (amended by Law No. 11 of 2020)	Limited Liability Company or <i>Perseroan Terbatas</i> (“PT”) (Law No. 40 of 2007) and Job Creation (Law No. 11 of 2020)	<ol style="list-style-type: none"> 1. The company to perform RO Project should be established by at least 2 (two) persons. 2. Definition of “person” is an individual (could be Indonesian or foreign citizen) or a legal entity (could be Indonesian or foreign legal entity). 3. The company shall be registered to the Ministry of Law and Human Rights registry and obtain its legal status, along with all relevant certificate and/or business license. 4. Minimum foreign investment value per KBLI is IDR 10,000,000,000 (ten billion Rupiah), exclude of the land and building values owned by the foreign investor. Since the RO Project required two KBLIs, the minimum investment value will be IDR 20,000,000,000 (twenty billion Rupiah), exclude land and building value.
Law No. 7 of 2011	Currency	<ol style="list-style-type: none"> 1. All transactions related to payments or settlement of any other obligations, and/or other financial transactions in the territory of Republic of Indonesia shall use Rupiah currency.
Government Regulation No. 62 of 2012 (“GR No. 62/2012”).	Electric Power Support Services Business	<ol style="list-style-type: none"> 1. To conduct RO Project, the company is required to obtain IUJPTL that shall be granted by the Minister of Energy and Mineral Resources when the majority of the company’s shares are held by foreign investor.
Minister of Finance Regulation No. 196/PMK.03/2007 (“MOF Reg No. 196/2007”), lastly amended by Minister of Finance Regulation No. 123/PMK.03/2019.	Procedures of Bookkeeping Using Foreign Languages and Units of Currency Other Than Rupiah and the Obligation to Submit Annual Income Tax Notification Letter of the Corporate Taxpayer	<ol style="list-style-type: none"> 1. In principle, company shall use Rupiah currency for its bookkeeping. 2. In the event the company wishes to use other currency than Rupiah for its bookkeeping, it shall obtain a written approval from the Minister of Finance of the Republic of Indonesia. 3. Other than Rupiah currency and Bahasa Indonesia, the company is only allowed to use US Dollar currency and English for its bookkeeping.
Minister of Energy and Mineral Resources Regulation No. 12 of 2021 (“MEMRR No. 12/2021”).	Classification, Qualification, Accreditation, and Certification of Electric Power Support Service Business	<ol style="list-style-type: none"> 1. Stipulates several conditions which shall be met by the company to obtain the SBU which needed as a proof of formal acknowledgment of the suitability of classification and qualifications on the ability of business actors in the business sector of electric power support services.

表 10-3 O&M 関連法令

法令番号・年	法令名	法令の概要
Law No. 30 of 2009 (amended by Law No. 11 of 2020)	Electricity (Law No. 30 of 2009) and Job Creation (Law No. 11 of 2020)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Indicates that electricity business consists of: <ul style="list-style-type: none"> ・ electric power provision business, and ・ electric power support business. 2. Moreover, it indicates that electric power support business shall consist <ul style="list-style-type: none"> ・ electric power support services business, and ・ electric power support industry business. 3. Electric power support services business shall be conducted by state-owned enterprises, regional-owned enterprises, private enterprises, public service entities, and cooperatives that have certification, classification, and qualifications
Central Bureau of Statistics Regulation No. 2 of 2020 (“KBLI 2020”)	Indonesia Business Field Standard Classification	<ol style="list-style-type: none"> 1. The proper KBLI to perform RO Project are KBLI 35121 and KBLI 43211. 2. KBLI 35121 describes the industry classification for those operating businesses carried out by other parties for generating facilities that produce electrical energy, electric power transmission system facilities, and electricity distribution systems. 3. KBLI 43211 description includes activities for the construction, installation, maintenance, reconstruction of electrical installations at generators, transmissions, substations, distribution of electric power, power supply systems, and electrical installations for residential and non-residential buildings, such as the installation of low-voltage electricity networks. This also includes the installation and maintenance of electrical installations in civil buildings, such as roads, railways, and airfields.

表 10-4 RO 契約関連法令

法令番号・年	法令名
Law No. 25 of 2007 (amended by Law No. 11 of 2020)	Investment (Law No. 25 of 2007) and Job Creation (Law No. 11 of 2020)
Law No. 40 of 2007 (amended by Law No. 11 of 2020)	Limited Liability Company or Perseroan Terbatas (“PT”) (Law No. 40 of 2007) and Job Creation (Law No. 11 of 2020)
Law No. 20 of 2008 (amended by Law No. 11 of 2020)	Small, Micro, and Medium Business (Law No. 20 of 2008) and Job Creation (Law No. 11 of 2020)
Law No. 30 of 2009 (amended by Law No. 11 of 2020)	Electricity (Law No. 30 of 2009) and Job Creation (Law No. 11 of 2020)
Law No. 7 of 2011	Currency
Government Regulation No. 5 of 2005	Establishment, Management, Supervision, and Dissolution of State-Owned Enterprise
Government Regulation No. 62 of 2012	Electric Power Support Services Business
Government Regulation No. 5 of 2021	Organization of Risk-Based Business Licensing
Government Regulation No. 25 of 2021	Implementation of the Energy and Mineral Resources Sector.
Presidential Regulation No. 35 of 2015	Cooperation between the Government and Business Entity in the Provision of Infrastructure
Presidential Regulation No. 63 of 2019	Use of Indonesian Language
Presidential Regulation No. 10 of 2020 (amended by Presidential Regulation No. 49 of 2021)	Investment Business Fields
Central Bureau of Statistics Regulation No. 2 of 2020	Indonesia Business Field Standard Classification (KBLI 2020)
Investment Coordinating Board Regulation No. 4 of 2021	Guidance and Procedures of Risk-based Business Licensing and Investment Facility
Minister of Finance Regulation No. 196/PMK.03/2007 (lastly amended by Minister of Finance Regulation No. 123/PMK.03/2019)	Procedures of Bookkeeping Using Foreign Languages and Units of Currency Other Than Rupiah and the Obligation to Submit Annual Income Tax Notification Letter of the Corporate Taxpayer
Minister of Energy and Mineral Resource Regulation No. 10 of 2017 (amended by Minister of Energy and Mineral Resource Regulation No. 10 of 2018)	Principles within Power Purchase Agreement
Minister of Energy and Mineral Resource Regulation No. 50 of 2017 (lastly amended by Minister of Energy and Mineral Resources Regulation No. 4 of 2020)	Utilization of Renewable Energy for the Provision of Electricity Power
Minister of State-Owned Enterprises Regulation No. PER-08/MBU/12/2019 of 2019	General Guidance of Goods and Services Provision of State-Owned Enterprises
Minister of Energy and Mineral Resources Regulation No. 5 of 2021	Standard of Business Activity and Product on the Organization of Risk-based Business Licensing of Energy and Mineral Resources Sector
Minister of Energy and Mineral Resources Regulation No. 12 of 2021	Classification, Qualification, Accreditation, and Certification of Electric Power Support Service Business

第11章 CO₂ 排出抑制量と環境改善効果

11.1 CO₂の排出抑制量

検討対象の発電所はいずれも水力発電のため、現状で既に CO₂ 排出が抑制されている。本事業では、これらの発電所に対して、出力強化と運用効率化を図り発電量を増加させることを目的とする。よって、本事業により増加する発電量で上乗せされる CO₂ の排出抑制量を、本事業における CO₂ の排出抑制量として算出した。

排出係数は、公益財団法人地球環境センター「令和4年度から令和6年度二酸化炭素排出抑制対策事業費等補助金（二国間クレジット制度資金支援事業のうち設備補助事業）公募要領」（令和4年4月6日発行）に基づく。ジャワの場合は、以下のとおりである。

【ケース1】グリッド電力のみを代替：0.613 tCO₂/MWh

【ケース2】グリッド電力および所内自家発電の両方を代替：0.533 tCO₂/MWh

今回は、新設ではなく改修なので、発電量の増加分に上記の排出係数を掛けて算出した。増加分は売電に回すため、ケース1の0.613を用いた。

想定される CO₂ 排出抑制量（年間）は、表 11-1 のとおりである。

表 11-1 CO₂ 排出抑制量（年間）

発電所名	発電量 (MWh)		排出係数 (tCO ₂ /MWh)	CO ₂ 抑制量 (tCO ₂)		本事業の実施 による CO ₂ 抑制効果 (tCO ₂)
	現状	リハビリ後		現状	リハビリ後	
“A”	70,491	76,714	0.613	43,211	47,026	3,815
“B”・“C”	11,186	17,219		6,857	10,555	3,698
本事業の実施による CO ₂ 抑制量の合計 (tCO ₂)						7,513

11.2 環境社会影響

本事業は既存の老朽化した水力発電所のリハビリテーションであり、事業実施により土地の改変等は生じないため、環境社会面への影響は原則生じない。なお、新規電源の場合は、環境管理プログラムおよび環境モニタリングプログラム（UKL-UPL）が必要となる。

参考文献

一般財団法人新エネルギー財団「中小水力発電ガイドブック（新版5版）」（2019年5月）

経済産業省資源エネルギー庁「ハイドロバレー計画ガイドブック」（2005年3月）

国立研究開発法人新エネルギー・産業技術総合開発機構「NEDO 再生可能エネルギー技術白書（第2版）」（2014年2月） 第8章 中小水力発電

独立行政法人国際協力機構・電源開発株式会社・株式会社開発設計コンサルタント「水力開発ガイドマニュアル」（2011年3月）

一般社団法人ターボ機械協会「ハイドロタービン（初版第1刷）」（1991年6月）

一般社団法人日本機械学会「機械工学便覧 応用システム編 γ2 流体機械」（2007年8月）