

二国間クレジット制度に係る実現可能性調査 最終報告書

1. 調査対象プロジェクト

(1) 調査対象プロジェクトの概略

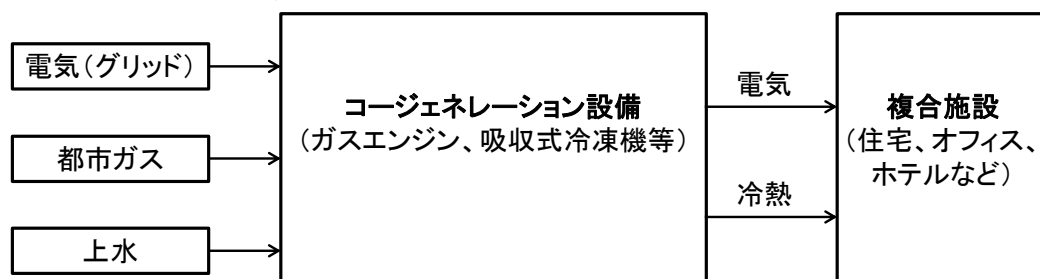
本プロジェクトは、ジャカルタ特別州内のオフィス、ホテル、マンションからなる複合開発エリアに都市ガスを燃料としたコージェネレーションシステムを導入し、エリア内への電力及び冷熱供給を行うものである。高効率ガスエンジン及び冷凍機を導入することで、GHG 排出削減に寄与し、安全性、安定性を兼ね備えた地域エネルギー事業のモデルを構築する。

本システムは、以下 2 点において GHG 排出量削減効果がある。

- 石炭火力を中心としたグリッド電力が、より低炭素の燃料である天然ガスを燃料とした高効率ガスエンジン発電に代替されることによる削減効果。
- ガスエンジンからの廃熱の有効利用に伴うエネルギー利用の高効率化による削減効果。

本調査では、下図に示す高効率ガスエンジン、吸収式冷凍機等から構成されるコージェネレーションシステムの導入を検討する。

図表1 コージェネレーションシステムの概要



ジャカルタ特別州内では系統からの電力供給が不安定な部分がまだあり、多くのオフィス等で非常用発電機(ディーゼルエンジン)を保有する。本コージェネレーションの導入により系統電力とガスの複数のエネルギー源を持つことになり、エネルギーの供給の安定性が向上する(ガスエンジンの機種によっては非常用発電機の機能も兼用することが期待できる)。

(2) 調査対象プロジェクトを実施する背景及び理由

日揮株式会社は、インドネシアでのコージェネレーションシステムによる地域エネルギー供給事業の構築を検討している。現地開発会社の A 社はジャカルタ中心部で新規の開発計画を進めている。施設計画を進めるにあたり、コージェネレーション導入が環境性とエネルギーコストの削減をもたらし、他の開発エリアと差別化に繋がると考えている。

インドネシアのエネルギー政策としては、国家エネルギー政策(KEN)(2004年)、国家エネルギー管理ブループリント2005-2025(2005年)、国家エネルギー政策に関する大統領令(2006年)があり、また、事業レベルとして、国家電力総合計画(RUKN)(ESDM, 2008年)と電力事業計画

(RUPTL) (PLN, 2012 年)がある。

国家エネルギー政策(KEN) (2004 年)では、「国益を満たすエネルギー供給の保障」をビジョンとし、「エネルギー供給能力の向上」、「エネルギー生産の最適化」、「省エネルギー」を主要政策とし、2020 年までの目標を掲げている。

国家エネルギー管理ブループリント 2005-2025(2005 年)では、KEN に基づき、一次エネルギー供給の将来予測、個別エネルギー技術の 2025 年までの展開(ロードマップ等)を示している。このブループリントによる 2025 年の一次エネルギーミックスでは、石炭が全体の 32.7%、ガスが 30.6%、石油が 26.2%となっている。

国家エネルギー政策に関する大統領令(2006 年)では、石炭、天然ガスおよび再生可能エネルギーの開発を推進し、一次エネルギー供給量に占める石油の比率を大幅に低下させるとしている。

2014 年には、新国家エネルギー政策(KEN)が策定され、約 10 年ぶりの改訂となった。その政策の中で、エネルギー供給に占める天然ガスの割合を 2025 年に 22%以上、2050 年に 24%以上にすることを目標としている。また、国内で産出する石炭や天然ガスは、国内の需要の増加を見込み段階的に輸出を減少、最終的に完全に停止するとしている。

経済成長に伴い急増する電力需要を満たすため、インドネシア政府は 2015 年から 2019 年の 5 年間で 35GW(うち、10GW は国営電力会社(PLN)、25GW はIPP)の電源を追加的に整備する計画を発表した。また、2015 年 3 月の安倍総理大臣とジョコインドネシア大統領の共同声明においても、35GW の電源整備プログラムに協力することで合意している¹。さらに、エネルギー鉱物資源省は、民間部門の全発電能力に対する割合が 2019 年には 32%、2024 年には 41%まで拡大すると期待し、民間投資を加速させるための施策を推進している²。

インドネシアでは、電力需要の拡大に発電施設の供給能力が追い付いておらず、全国的な電力不足となっている³。また、電力の品質が悪く、瞬停や停電が発生するため⁴、ホテルや工場は施設の全容量をまかなえる自家発電設備を導入している。

本調査においてインドネシア国エネルギー鉱物資源省電力総局にヒアリングを行ったところ、電力需要の急増に伴い電力供給が不足していることから、民間セクターからの投資を期待しており、コージェネレーション事業に対する投資も促進しているとのことであった。また、インドネシア政府は石油の輸入量を抑制し、国内の資源(天然ガス・石炭)を国内需要向けに利用する政策を推

¹ インフラ輸出等を通じたエネルギー産業の国際展開に係る協議会(第 1 回)配布資料

² エネルギー鉱物資源省大臣規則(2015 年 No.74 K/21)

³ 年 6~7%の経済成長に伴い電力需要も過去 5 年間で 8.5%上昇しているものの、発電設備の設置上昇率は 6.5%の上昇と、需要に対して供給は追いついていない状況である。このため、今後 5 年間で 35,000MW の新規建設が必要となり、インドネシア政府としても政策目標として掲げている。(出所: 35,000MW の発電目標を説明する政策パンフレット)

⁴ PLN 統計(2014)によると、ジャカルタ都市圏の年間停電時間は 3.87 時間/件、停電回数は 2.45 回/件であり、インドネシア全土平均(5.81 時間/件、5.58 回/件)と比較して停電頻度は少ない。しかし、本調査の中でジャカルタ州内の複数の施設にヒアリングを行った結果では 1 回/月との回答もある。詳細については、3. (1)1)②a)参照。参考として、2010 年の東京電力管内の実績は、2 分/件、0.05 回/件となっている。

進中であるため、天然ガスによる発電を進めることは電力源の多様化の点からも意義が高い。

インドネシア国技術評価応用庁(BPPT)が過去に行ったインドネシアにおけるコージェネレーションに関する調査及び実証試験についてヒアリングした結果によれば、2004 年時点ではインドネシアにおける導入済みコージェネレーションは 25 基、発電容量は 1,203MW であったが、2014 年時点では 678 基、4,775MW に増加している。また、エネルギー需要の多い 7 産業セクター(鉄鋼、繊維、紙・パルプ、肥料、セメント、窯業、食品・飲料)におけるコージェネレーションの導入可能容量は合計 5,186MW である。その中で商業施設へのコージェネレーション導入可能容量は 123MW と予想しているため、本プロジェクトの横展開の可能性も十分考えられる。

2. 調査実施方針

(1) 調査課題及び調査内容

本調査ではまずガスエンジンの導入事例調査を行うことで現状を把握する。また、事業を実施する上では関係省庁や PLN、PGN などのステークホルダーの理解が重要となることから動向調査を実施するとともに、関連法令調査を行う。エネルギー供給事業は原料としてのガス価格、販売価格としての電気料金の影響が大きいため、これらの動向を把握する。以上を踏まえ、適用スキーム、システムの検討、事業性試算の前提条件を設定し、経済性を検討する。

以上より、主な調査項目は以下である。

- 項目1: ガスエンジンの導入事例の把握
- 項目2: オフィス・ホテル・住宅におけるエネルギー供給の現状把握
 - ・電気・ガスの供給状況、エネルギー需要等
- 項目3: 関係省庁・PLN・PGNの動向
- 項目4: エネルギー価格の動向
- 項目5: 関連法令調査
- 項目6: 本件での適用スキームの検討
- 項目7: 事業性検討の前提条件の設定
- 項目8: システム検討の前提条件とシステム検討
 - ・プロジェクトの範囲の設定、システム検討等
- 項目9: 経済性の検討

(2) 調査実施体制

本調査の実施体制を以下に示す。

図表2 調査実施体制

名称	関係	調査内容
日揮株式会社	受託者	全体の取り纏め(法制度調査、事例調査、概略設計)
X 社	外注先	法制度(政策・制度・許認可)に関わる調査、先行事例調査
Y 社	外注先	コージェネレーションに関する概略設計の検討支援
Z 社	外注先	コージェネレーションシステム事業に係る基礎調査

(3) 調査実施スケジュール

本調査の実施スケジュールを以下に示す。

図表3 調査実施スケジュール

業務内容	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月
現地調査		■	■	■		■	■
法制度調査(政策動向、業界動向、関連法制度、周辺インフラ計画、EIA)		→				→	
事例調査(地域エネルギー、コジェネ導入状況・市場・効果、エネルギー需要、エネルギー価格)		→				→	
事業条件設定(エネルギー需要の見積り、スキーム検討、スコープの設定)		→					
システム設計				→	→		
プロジェクト計画(資金計画、工事計画、運営計画、スケジュール、モニタリング)				→			
事業性の検討				→			
会議・報告等	キックオフ会議		進捗状況報告書の提出			最終報告書提出	▼ ホスト国協議会
報告書作成					→		

現地調査の内容を以下に示す。

図表4 現地調査の内容

回	期間	訪問先	面談内容
1	9月20日 ～26日	投資調整庁(BKPM)	本プロジェクトに関連する政策・法制度・許認可に関わる調査
		エネルギー鉱物資源省 (ESDM)再生可能エネルギー/省エネルギー総局	
		環境省	
		国営電力会社(PLN)	
		エネルギー鉱物資源省 (ESDM)電力総局	
		技術評価応用庁(BPPT)	
		ジャカルタ特別州環境局	
2	10月14日 ～24日	ジャカルタ特別州エネルギー局	法制度下で可能な事業スキーム法制度とガス・電気の料金・接続
		エネルギー鉱物資源省 (ESDM)電力総局	
		国営ガス会社(PGN)	
		国営電力会社(PLN)	
3	11月23日 ～28日	エネルギー鉱物資源省 (ESDM)電力総局	複合施設への電力供給に関する法制度、電気料金、許認可取得手順
		国営電力会社(PLN)	
		ジャカルタ特別州エネルギー局	
4	1月26日 ～30日	現地ビルを管理企業	電気・空調設備、系統連携
		国営電力会社(PLN)	
5	2月22日	IPB International Convention Center, Bogor	ホスト国協議会に出席・調査内容を説明

3. プロジェクト実現に向けた調査結果

(1) プロジェクトの実現性に関する調査結果

1) プロジェクト計画

① ガスエンジンの導入事例把握

ガスエンジンが導入されている Plaza Indonesia は、ジャカルタの中心部に位置する複合施設であり、商業施設内には多くの高級ブランドショップがテナントとして入っている。施設概要を以下に示す。

図表5 Plaza Indonesia の概要

所有	Plaza Indonesia Realty 社
開業	1990 年開業
周辺施設	住宅、オフィス、ホテル
総床面積	62,747 m ²

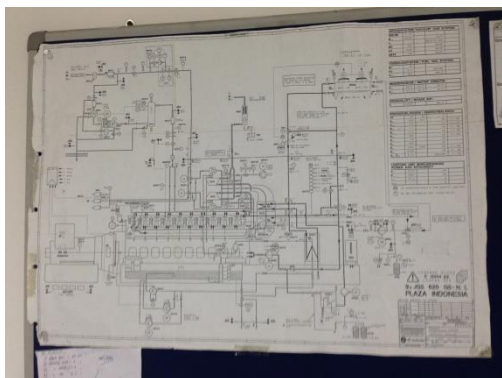
(出典: Plaza Indonesia Realty 社のウェブサイト⁵を参考に日揮作成)

Plaza Indonesia では、停電対策として GE 製ガスエンジン(2.7MW×9 台)を導入しており、電力需要の約 75%をカバーしている。

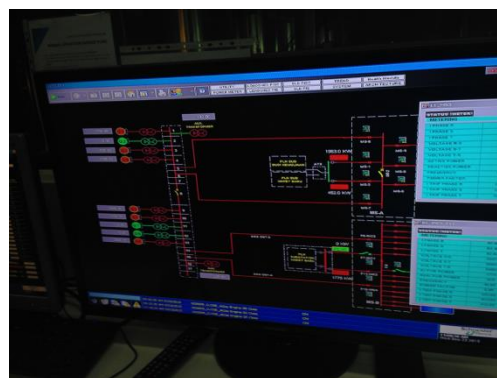
現地でのヒアリングの結果によれば、インドネシアではまだエネルギーの高効率化に伴う省エネルギーという概念自体があまり普及していない。本プロジェクトでは、まずコージェネレーション設備を導入する側にメリットが理解されることが重要である。

図表6 施設内外の写真

GE ガスエンジンの図面



オペレーション画面



⁵ <http://www.plazaindonesiarealty.com/>

ガスエンジン



②オフィス・ホテル・住宅におけるエネルギー供給の現状把握

(a) 電力供給・ガス供給の状況

電力供給・ガス供給の停止状況について、ジャカルタ州内のビルオーナー/管理会社、ホテル事業者、商業施設にヒアリングした結果を以下に示す。ガス供給停止に比べ、停電の頻度は高い。

図表7 電力供給・ガス供給の状況

	オフィス A	オフィス B	ホテル	商業施設
停電の頻度	月 1 回 (最大 2 時間)	3~4 回/年 (2 時間/回)	月 1 回 (瞬停が多い)	—
ガス停止の頻度	2 回/年	— (ガス利用無し)	過去 1 回	1 回/5 年

(出典:ビルオーナー/管理会社、ホテル事業者、商業施設へのヒアリング調査結果により日揮作成)

(b) エネルギー消費動向の見解

本プロジェクトは、これから新設される施設に対するエネルギーの供給であるため、その施設で想定される電力需要および冷熱需要を予測する必要がある。以下では文献調査やヒアリング調査を行い、他の施設のエネルギー消費量を収集した。

i) 床面積 1m² 当りの電力消費量

<公表文献①の事例>

文献⁶では、ジャカルタ特別州内の3つの種類のビル(テレビ局、気象庁庁舎、国立図書館)の電力消費量を測定し、年間電力消費量を推定した結果を掲載している。この文献から各ビルの推定年間電力消費量と床面積を抜粋し、床面積 1m² 当りの電力消費量を計算した。

⁶三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券株式会社「平成 25 年度アジアの低炭素社会実現のための JCM 大規模案件形成可能性調査事業 インドネシア国ジャカルタにおける省エネ推進ファイナンススキーム構築実施可能性調査事業」(2014.03)

図表8 床面積 1m² 当りの電力消費量の事例(公表文献より計算)

建物	①床面積	②推定年間 電力消費量	床面積 1m ² 当り 電力消費量(②/①)
テレビ局 (12 階建)	10,000 m ²	2,772,900 kWh	277 kWh/年/m ²
国立図書館 (11 階建)	5,500m ²	1,082,148 kWh	197 kWh/年/m ²
気象庁庁舎 (12 階建)	15,009m ²	3,842,556 kWh	256 kWh/年/m ²

(出典: 三菱 UFJ モルガン・スタンレー証券株式会社、平成 25 年度アジアの低炭素社会実現のための JCM 大規模案件形成可能性調査事業「インドネシア国ジャカルタにおける省エネ推進ファイナンススキーム構築実施可能性調査事業」(2014.03)を参照し日揮作成)

<公表文献②の事例>

文献⁷では、毎年約 900 件前後の日本国内ビルを調査し、エネルギー消費量(電気、ガス、油)を分析している。文献中に掲載されている建物別の床面積 1m² 当りの電力消費量を抜粋し、以下に示す。

図表9 床面積 1m² 当りの電力消費量の事例(日本の場合)

建物の種類	床面積 1m ² 当り電力消費量
事務所	129 kWh/年/m ²
デパート・スーパー	224 kWh/年/m ²
店舗・飲食店	197 kWh/年/m ²
ホテル	160 kWh/年/m ²
病院	201 kWh/年/m ²
学校	119 kWh/年/m ²
マンション	171 kWh/年/m ²
その他	148 kWh/年/m ²
全平均	153 kWh/年/m ²

(出典: 一般財団法人日本ビルエネルギー総合管理技術協会「建築物エネルギー消費量調査報告」(2014.04)より日揮作成)

ii) 冷熱

<賃貸オフィス B の事例>

この賃貸オフィスでは、VRV 空調が導入されている。各フロアのゾーン(区切り)毎のメータが設置されていないため、想定する冷熱負荷に対して、仮想的に電力消費量を計算し、電気料金相当額を空調費用として請求している。この計算において、床面積 18.8m² 当りの冷熱負荷が 1 冷凍トン(USRT)であると想定されている。この想定を用いて、年間冷熱負荷を計算すると、以下となる。ただし、賃貸オフィスの稼働時間を平日の 8 時間とする。

年間冷熱負荷＝

$$8 \text{ 時間/日} \times 20 \text{ 日/月} \times 12 \text{ ヶ月/年} \times 1 \text{ USRT} \times 3.516 \text{ kW/USRT} / 18.8\text{m}^2 = 359 \text{ kWh/年/ m}^2$$

⁷一般財団法人日本ビルエネルギー総合管理技術協会「建築物エネルギー消費量調査報告」(2014.04)

＜本プロジェクトでの冷熱販売価格＞

本プロジェクトでは、必要な冷熱を COP 6.0 の冷凍機で製造した場合の電気料金相当額を徴収するとする。

③関係省庁・国営電力会社(PLN)・国営ガス会社(PGN)の動向

本プロジェクトに関する見解を関係省庁、国営電力会社(PLN)および国営ガス会社(PGN)にヒアリングし、結果を以下に示す。

図表10 本プロジェクトに対する関係省庁および電力・ガス会社の見解

エネルギー 鉱物資源省 (ESDM) 電力総局	<ul style="list-style-type: none"> ▪ インドネシア全体では電力供給能力が不足しているため、電力事業に関して民間投資を期待している。 ▪ 特定の地域で公共に対して配電・売電を可能とする Business Area License 取得に対しては、1地域1事業者が原則。 ▪ Business Area License を保有する PLN の電力供給能力が不足していれば、他の事業者が Business Area License を取得することは可能。
国営電力会社 (PLN)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ こうした事業を PLN が電力供給するのが困難な地域で Business Area License を取得して進めてほしい。
国営ガス会社 (PGN)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ コージェネレーションの普及に対して支援する。

(出典:現地政府関連部署へのヒアリング調査結果により日揮作成)

④エネルギー価格の動向

(a) 電気料金の動向

＜定義、範囲＞

電気料金は、以下の目的別に分けられ、容量別に単価が設定されている。

図表11 国営電力会社(PLN)の電気料金カテゴリ

カテゴリ	記号	内容
家庭用	R	家庭用に電気を利用する個人または慈善団体。例えば、居住用の家、賃家、個人所有のアパート、公営アパート、社宅、学生寮。
業務用	B	物品販売、サービス業、宿泊業、銀行業、会社の事務所、有限会社(CV)、株式会社(PT)、法人もしくは個人の商店、倉庫事業、等。
産業用	I	原料を加工し、製品等を生産する活動を行う事業等。
政府用	P	政府関連事務所(大統領官邸、市庁舎、大使館、国連事務所、国営テレビ局等)および道路灯等。
鉄道用	T	インドネシア鉄道会社が運営する公共輸送分野に関わる会社。
社会福祉用	S	病院、クリニック、宗教施設、孤児院、学校、研究所等。
バルク	C	独自の配電網を所有する等、一定の条件を満たす協同組合(KUD)
特別サービス	L	<ul style="list-style-type: none"> ▪ 特定の期間に限定して電力供給する場合。建物の建設期間、自家発電機のリプレース時等に利用。 ▪ 優先的に電力供給を行うプレミアム契約と自家発電導入時に系統連携する場合のプレミアム契約。

(出典:表中の産業用と特別サービスのカテゴリの内容については、国営電力会社(PLN)へのヒアリング結果による。その他のカテゴリについては、PLN ウェブサイト <http://www.pln.co.id/>を参考に日揮作成)

国営電力会社(PLN)へのヒアリングによると、マンションやオフィスビルのオーナー/管理会社または管理組合(P3RS)が国営電力会社(PLN)から電気購入するときの料金カテゴリは、B(業務用)である。ビルオーナー/管理会社へのヒアリングによれば、B-3(業務用200kVA超、中圧)で契約しているとの回答を得ている。

一方、国営電力会社(PLN)から優先的に電力供給(停電頻度が少ない)を受ける場合や国営電力会社(PLN)から受電をしながら自家発電機(ガスエンジン等)による発電・電力供給を同時に行う場合(系統連携する場合)は、通常より高い電気料金の特別サービス(プレミアム契約)で契約する必要がある、との回答を得ている。プレミアム契約はいくつかの種類があり、系統連携が可能なものはプレミアム・プラチナとプレミアム・ゴールドである。

＜過去の電気料金の変遷＞

業務用と家庭用の電気料金カテゴリの種類は以下を以下に示す。

図表12 業務用と家庭用の料金カテゴリの種類

用途	記号	受電容量	電圧	電気料金体系 (2016年2月時点)			
業務用	B-1	450 VA 900 VA 1,300 VA 2.2～5.5 kVA	低圧	補助金の対象			
		B-2			6.6～200kVA	低圧	変動制
		B-3			200 kVA～	中圧	変動制
家庭用	R-1	450 VA 900 VA	低圧	補助金の対象			
		1,300 VA			低圧	変動制	
	R-2	2,200 VA	低圧	変動制			
	R-3	6.600 VA～	低圧				

(出典: 国営電力会社(PLN)のウェブサイト <http://www.pln.co.id/>と時事通信社報道を参考に日揮作成)

現在の電気料金は、インドネシア原油価格(ICP)、US ドル・ルピアの為替レート、インフレ率に連動して調整される変動制料金体系(業務用では6.6kVA以上、家庭用では1,300VA以上の顧客)と、補助金の対象で低価格に設定されている料金体系(主に受電容量の小さい業務用・家庭用の小口顧客)がある。

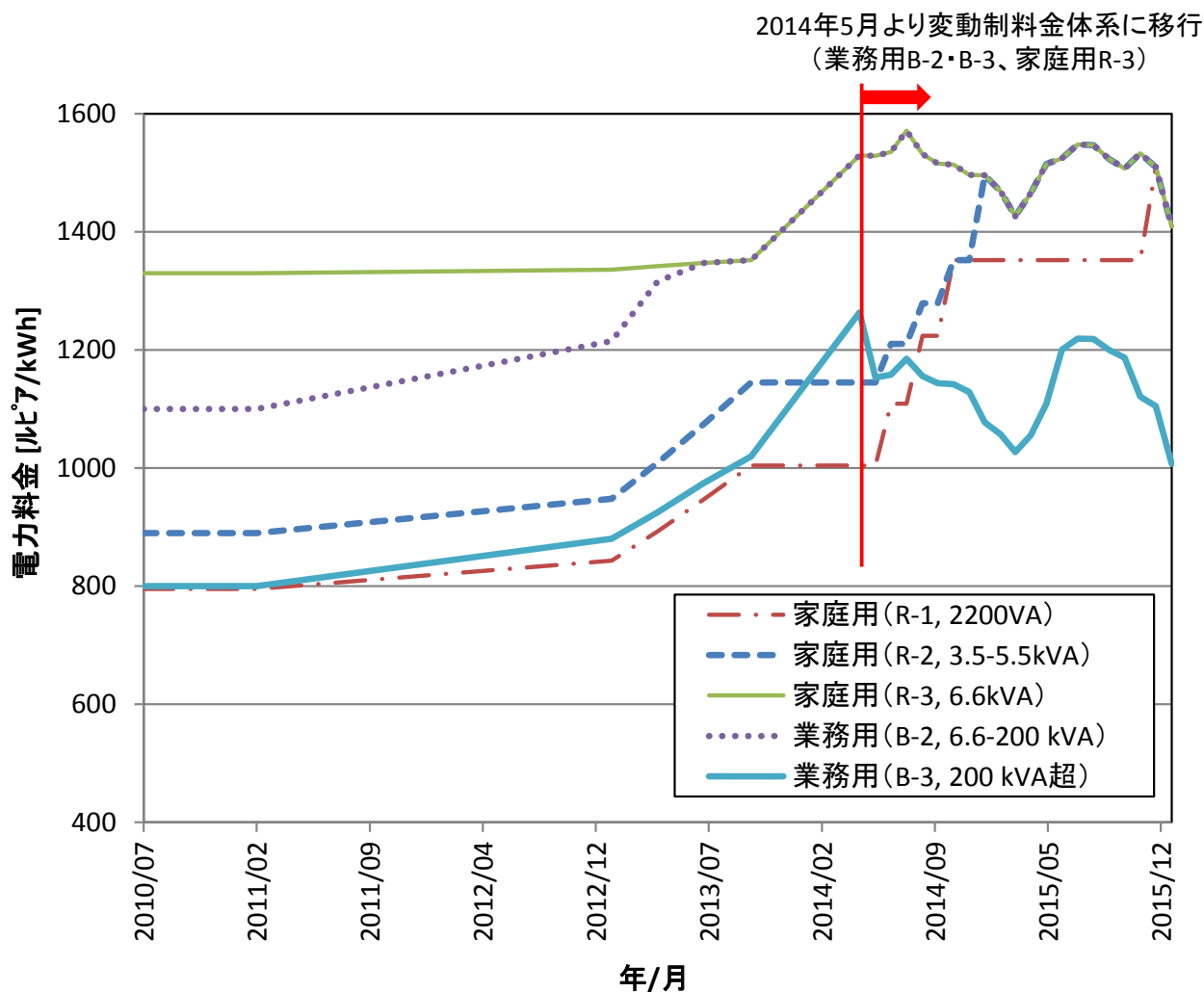
現在、変動制の価格になっている B-2(6.6～200 kVA)、B-3(200 kVA 超)、R-1(2,200 VA)、R-2(3.5～5.5 kVA)、R-3(6.6 kVA)を対象に、2010年～2016年までの電気料金の変遷を以下に示す。

2013年より計画的に段階的に電気料金が引き上げられ、業務用B-3とB-2および家庭用R-3は2014年5月から変動制料金体系に移行したため、毎月変動している。

家庭用のR-3以外のR-1とR-2については、2015年よりR-2(3.5～5.5 kVA)が、2016年よりR-1(2,200 VA)が変動制料金体系に移行した。これにより、これまで容量毎に別々に設定されていた料金が統一された。

2010年7月～2016年1月の間での変化を見ると、業務用と家庭用の電気料金はそれぞれ約1.8倍(R-1)、1.6倍(R-2)、1.1倍(R-3)、1.3倍(B-2)、1.3倍(B-3)となっており、より小口の需要家であるR-1、R-2の値上がり大きい。

図表13 国営電力会社(PLN)電気料金の変遷



(出典:国営電力会社(PLN)のウェブサイト <http://www.pln.co.id/>およびエネルギー鉱物資源省大臣規則(2010年 No.07、2012年 No.30、2014年 No.09)、大統領令(2011年 No.08)を参考に日揮作成)

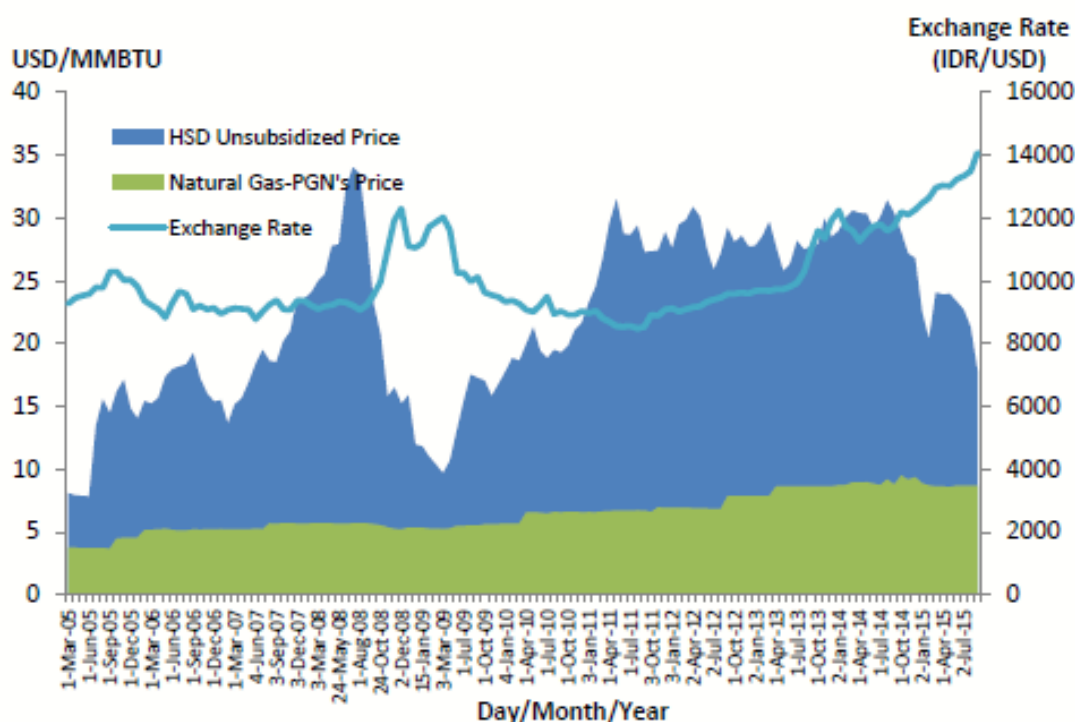
(b) ガス価格の動向

＜過去のガス価格の変遷＞

国営ガス会社(PGN)へのヒアリングによると、現在のジャカルタのガス価格は、2013 年から変更されていない。一方で、通常ガス購入契約期間である 5 年間の中でも、PGN が政府の承認を得ることにより、ガス価格変更の可能性はある。

図表14 PGN ガス料金の変遷

Comparison between HSD vs Natural Gas



(出典: PGN インベスタープレゼンテーション資料(2015年9月))

＜今後のガス供給＞

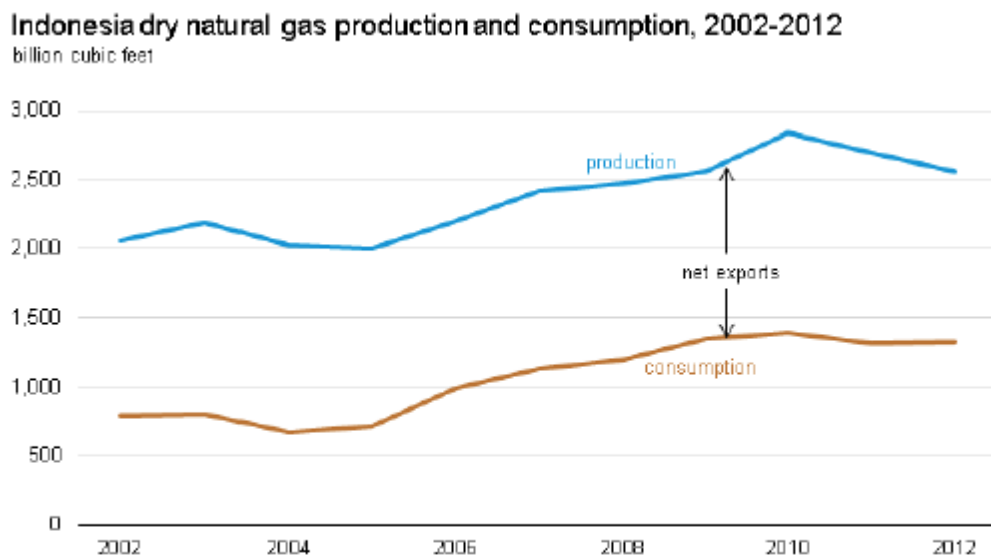
PGN Investor Presentation (2015年9月版)によると、天然ガスの潜在的な需要はインドネシア全体で 3,835MMscfd (Million Standard Cubic Feet per Day) あり、その中でも発電セクターは 1,634MMscfd ある。それに対し、2015年のインドネシア全体での天然ガス供給量は 7,200MMscfd (PGNとしては 1,556MMscfd) を計画している。

西ジャワへのガスの供給については、南スマトラ-西ジャワのガスパイプラインにより供給されるほか、スマトラ島南端沖に建設された LNG 洋上受入基地からのガスも同ガスパイプラインに接続され、西ジャワに供給される。

天然ガスの国内利用について、インドネシア政府は優先順位を定めており、肥料向け利用、発電所向け利用が優先されており、産業向け利用はその次となっている。このため、天然ガスを利用したコージェネレーションや熱供給に際しては、燃料となる天然ガスの調達課題となる可能性がある。ただし、ジャカルタ特別州内の都市ガス供給について、国営ガス会社(PGN)にヒアリ

ングしたところ、供給量は十分であり、問題ないと回答している。

図表15 インドネシアにおける天然ガスの生産量及び消費量の推移



Source: U.S. Energy Information Administration, International Energy Statistics, BP Statistical Review 2012.

(出典:平成23年度インフラ・システム輸出促進調査等委託事業グローバル市場におけるスマートコミュニティ等の事業可能性調査インドネシア スラバヤ市における北九州市型低炭素・環境都市モデルの展開)

⑤関連法令調査

本プロジェクトに関連する法令は、以下の通りである。

(a) 電力法(2009年 No.30)

まず電力法(2009年 No.30)が挙げられるが、これは1985年の電力法(1985年 No.15)が改正になったものであり、地方政府にも一定の権限を与えているといった特徴がある。以下に、1985年 No.15と2009年 No.30の比較ポイントを示す。

図表16 インドネシア国の新旧電力法の比較

	電力法(1985年 No.15)	電力法(2009年 No.30)
電力開発計画	中央政府が国家電力総合計画(RUKN)を策定	中央政府が国会の承認のもとで RUKN を策定し、地方政府は RUKN を基に地方電力総合計画(RUKD)を策定。
事業責任	中央政府の管理下で国営電力会社(PLN)が実施	中央政府の管理下ではあるが、中央政府と地方政府が分担。
事業認可	国の認可	国の認可(ただし、グリッドが州を跨らなければ州、県を跨らなければ県)。
事業の実施	PLN が実施するが、例外的に PLN のグリッドの届かない地域では協同組合等が実施可能	PLN の他に、公営企業(県の企業局のようなもの)、民間企業、協同組合、市民団体が実施可能。ただし、PLN による事業が優先。
地方電化	中央政府の責任として原則 PLN が実施	公営企業、民間企業、協同組合などが実施できない時は、PLN に実施を義務付け。
電気料金	全国一律、国(大統領)の認可	中央政府は国会の承認のもとで電気料金を設定。地方政府は、地方議会の承認のもとで当該地域の電気料金を設定。地方毎に異なる電気料金の設定が可能。

(出典:平成26年度エネルギー需給緩和型インフラ・システム普及等促進事業(グローバル市場におけるスマートコミュニティ等の事業可能性調査)インドネシア共和国バンテン州の住宅都市開発におけるスマートコミュニティ技術の導入に関する事業可能性調査報告書(平成27年3月))

(b) 電力事業のライセンスリング手順に関するエネルギー鉱物資源大臣規則(2013年 No. 35)

電力法に基づく規則である電力事業のライセンスリング手順に関するエネルギー鉱物資源大臣規則(2013年 No.35)第6条において、公共用電力供給に必要な許認可である電力事業ライセンス(IUPTL)を申請するために揃えるべき書類が以下のように規定されている。

<管理要件>

- 申請者の身分証明
- インドネシアでの法人登録証明
- 申請者のプロフィール
- NPWP(課税番号)

<技術要件>

- 電力供給ビジネスのFS調査
- 設備導入の場所
- 当局からの立地許可
- 設備の配置図
- 設備の種類及び規模・能力

- 建設スケジュール
- 運転スケジュール
- 電気販売料金の承認

<その他>

- 申請者と電気購入候補者との間の電気売買契約(申請者が発電ビジネスを行う場合)
- 送配電網の使用に関するリース契約(申請者が送配電ビジネスを行う場合)
- 電気供給先のゾーニング及び電気供給計画(申請者が配電/売電ビジネスを行う場合)
- 環境保護と管理の分野における法令の規定への準拠

同法令第 7 条によると、IUPTL の申請後 30 営業日以内に審査結果が申請者に知らされる。また、同法令第 9 条によると、IUPTL の有効期限は最大 30 年間であり、延長は可能である。

また、第 22 条において、自家消費のための発電及び電力供給⁸に必要な運転ライセンス(10)を申請するために揃えるべき書類が以下のように規定されている。

<管理要件>

- 申請者の身分証明
- 申請者のプロフィール
- NPWP(課税番号)

<技術要件>

- 設備の配置図
- 設備の種類及び規模・能力
- 建設スケジュール
- 運転スケジュール

<その他>

- 環境保護と管理の分野における法令の規定への準拠

同法令第 23 条によると、操業許可の申請後 14 営業日以内に審査結果が申請者に知らされる。また、同法令第 24 条によると、操業許可の有効期限は最大 10 年間であり、延長は可能である。

(c) 省エネルギー法(2009 年 No. 70)

省エネルギー法(2009 年 No. 70)では、年間石油換算 6,000 トン以上を使用するエネルギー消費者は省エネルギーを行うことが義務付けられており、以下の事項が規定されている。

- エネルギー管理者の指名
- 定期的なエネルギー効率診断の実施

⁸ ここでいう「電力供給」は、10(運転ライセンス)保持者(自家発電事業者)が国営電力会社(PLN)に対して出来る電力供給であるため、電力供給可能量の上限は発電量全体の 30%以下となっている。

- エネルギー効率診断に基づく提言の実施
- エネルギー節約の実施に関する報告を、規則に従い、毎年、管轄する大臣、機関、市長等に対して行う
- エネルギー管理者については、省エネ協会(HK)の試験に合格し、認可を受けた者のみエネルギー管理者となれる。なお、試験を受けるに当たっての条件等はない。
- エネルギー管理者は組織の経営陣から認識されており、省エネに関するエネルギー管理者による提案が経営陣に認識され、実行に移されることを期待している。

また、同法令では、年間石油換算 6,000 トン以上を使用するエネルギー消費者を対象として、以下のインセンティブが規定されている。

- 省エネ製品に対する税制優遇
- 省エネ製品にかかる地方税の控除、減税、免除
- 省エネ製品に対する輸入関税の優遇
- 省エネ実施のための投資に対する低利融資
- 省エネ診断費用を政府が支給

しかし、上記インセンティブに関する運用規則が策定されていないため、これまでにインセンティブが与えられた事例はなく、現時点では運用規則が策定される予定はない。

今後、省エネルギー法(2009年 No.70)の改訂が予定されており、主な改訂点としては、対象を「年間石油換算 6,000 トン以上のエネルギー消費者」から、年間石油換算 3,000~4,000 トン以上に変更し、対象者を増やす予定である。

エネルギー鉱物資源省再生可能・省エネルギー総局へのヒアリングによれば、本プロジェクトで 6,000 石油換算トン以上のエネルギーを消費する場合は上記の省エネルギーを行う義務を負う。本プロジェクトの設備はこれに該当する。

(d) ジャカルタ特別州内の電力供給事業と電力補助事業に関するジャカルタ特別州条例(2001年 No.78)

ジャカルタ州政府は、ジャカルタ特別州内の電力供給事業と電力補助事業に関するジャカルタ特別州条例(2001年 No.78)を規定しており、その中でIUKU(公共用発電許可)とIUKS(自家用発電許可)の取得に必要な申請書類や手続き等を規定している。なお、エネルギー鉱物資源省電力総局及びジャカルタ州エネルギー局の担当官へのヒアリングによると、エネルギー鉱物資源大臣規則(2013年 No.35)のIUPTL(電力事業ライセンス)と本条例のIUKU(公共用発電許可)は同義である。また、2013年 No. 35のIO(運転ライセンス)と本条例のIUKS(自家用発電許可)は同義である。

以下に、本条例第 8 条に規定されている IUKU(公共用発電許可)取得に必要な申請書類を示す。

- 申請者の身分証明
- NPWP(課税番号)
- 法令で規定されている各種許認可
- プロジェクトサイト
- 発電、送電、配電の規模、種類、用途
- Business Area License
- 建設、運転スケジュール、及び資金調達スケジュール
- 建設時及び供用時の外国人/インドネシア人労働者の雇用計画、スケジュール
- 環境影響評価関連の承認書類

同条例第 10 条によると、IUKU の有効期限は 15 年間であり、延長は可能である。

以下に、本条例第 7 条に規定されている IUKS(自家用発電許可)取得に必要な申請書類を示す。

- 申請者の身分証明
- NPWP(課税番号)
- 法令で規定されている各種許認可
- 設備の配置図、場所
- 事業計画の概要及び電力の必要性
- AMDAL(環境影響評価)もしくは UKL/UPL(環境管理/環境モニタリング)
- 発電目的以外で燃料を使用しない旨の誓約書
- 国営電力会社(PLN)もしくは IUPTL(電力事業ライセンス)所有事業者からの Recommendation

同条例第 9 条によると、IUKS(自家用発電許可)の有効期限は 5 年間であり、延長は可能である。

(e) 外資規制(該当産業区分:35101 発電事業)

インドネシア国投資調整庁によると、10MW 未満の発電事業の場合、外資の出資割合は 49%までに規制される。熱供給事業については外資の出資割合規制はないが、10MW 未満の発電事業と熱供給を一つの会社で実施する場合は、その会社の外資の出資割合は 49%が上限となる。ただし、複合施設の開発会社が自家発電設備を所有し、運用する場合、自家発電については外資規制の対象外である。しかし、開発会社とは別に自家発電設備を所有・運用等する会社を設立する場合、例え開発会社の資本が入っていたとしても、「発電事業(35101)」に該当するため、上記外資規制が適用される。

前例として、韓国の鉄鋼会社のポスコが「ポスコエネルギー」というポスコのための発電・電力

供給会社を設立した際も「発電事業」に該当した事例がある。

(f) 制限区域内の建物への電力供給に関するエネルギー鉱物資源省(ESDM)大臣規則(2015年 No.31)(2015年9月28日発行)

本プロジェクトに関連する法律として、制限区域内の建物に対する電力供給に関するエネルギー鉱物資源省大臣規則(2015年 No.31)(2015年9月28日発行)は、分譲オフィス・分譲マンション・分譲商業施設のテナント/住民保護の視点から、分譲施設の管理組合が電気料金を中抜きするのを防止するために制定されたものである。この法律により、分譲オフィス・分譲マンション・商業施設の管理組合が国営電力会社(PLN)等の IUPTL(電力事業ライセンス)保有事業者から一括で電気を受電し、各戸に供給する際に、利益を上乗せしてはならないと規定されている。管理組合がテナントに販売する電気料金については IUPTL(電力事業ライセンス)所有事業者が指示・監視できるとし、テナントが管理組合に電気使用量などのデータの開示を要求できると規定している。

(g) SLO(安全基準の証明)

新電力法(2009 No.30)第 44 条によると、全ての発電設備の設置について、国の安全設置基準を満たしたことを証明する証明書(SLO)を取得しなければならない。

エネルギー鉱物資源省(ESDM)大臣規則(2014年 No.05)第 11 条によると、SLO は技術検査研究所より発行される。また、第 12 条によると、SLO 取得申請のために以下の情報を技術検査研究所に提出する必要がある。

- IUPTL(電力事業ライセンス)もしくは IO(運転ライセンス)
- 発電設備設置場所
- 発電設備の種類と容量
- 設置図、レイアウト
- 発電設備の技術仕様

第 13 条によると、技術検査研究所による検査終了後 4 営業日以内に SLO が発行される。第 14 条によると、SLO の有効期限は 5 年間であり、延長は可能である。ヒアリング調査結果によると、本プロジェクトでの技術検査研究所に相当する組織は、ジャカルタ特別州エネルギー局(Dinas Perindustrian dan Energi)である。

⑥適用スキームの検討

事業スキーム(IPP スキーム、発電・売電スキーム、自家発電スキーム)によって必要な許認可や取得条件が異なる。

図表17 検討事業スキーム

種類	必要許認可	留意点
自家発電 スキーム	自家用発電許可 (IUKS)	供給エリアは所有エリアのみに限定される。 電気料金を賃料とは別に請求することはできない。
発電・売電 スキーム	Business Area License および 公共用発電許可 (IUKU)	国営電力会社 (PLN) と交渉し、PLN が有する Business Area License を譲渡してもらう必要 有り。
IPP スキーム	公共用発電許可 (IUKU)	発電した電気を 100% を PLN に売電する。

IPP スキームは、原則として発電電力の 100% を国営電力会社 (PLN) に販売する必要があるため、本プロジェクトのような特定地域の電力供給は該当しない。

発電・売電スキームは賃貸エリア・分譲エリアの両方にエネルギー供給が可能であるが、Business Area License (売電を行うためのライセンス、1 地域 1 事業者が原則) の取得を要件とする。ジャカルタ特別州内における Business Area License は PLN が保有しているため、PLN の了解の下、当該エリアの Business Area License を譲渡してもらう必要がある。

自家発電スキームはエネルギー供給エリアが原則として、賃貸エリア (賃貸マンション・賃貸オフィス) に限定される。

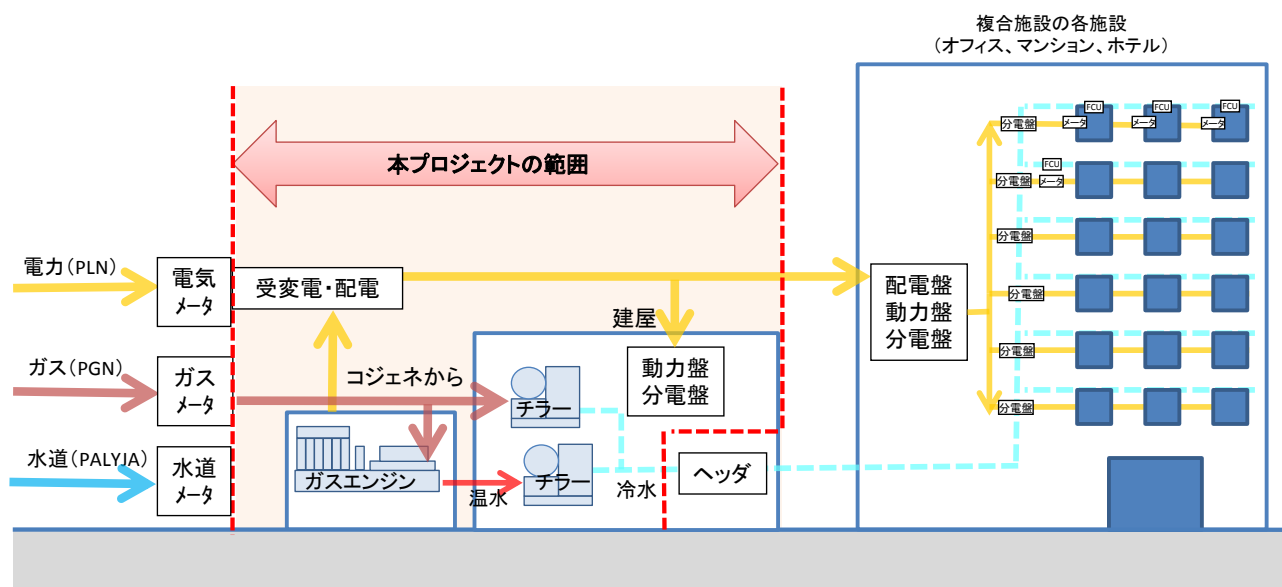
本プロジェクトでは、将来 Business Area License を取得できると仮定して、発電・売電スキームで事業を行うことを想定する。

なお、PLN への売電については、PLN の電力買取価格が発電原価以下に設定されるため、本プロジェクトでは PLN への売電は想定しない。

⑦前提条件の設定とシステム検討

本プロジェクトの範囲を以下に示す。

図表18 本プロジェクトの範囲



(出典:日揮作成)

⑧事業性検討の前提条件と検証方法

(a) エネルギー購入料金の把握

<電気料金>

国営電力会社(PLN)の電気料金については、3. (1)1)④a)に記述した。

<ガス料金>

国営ガス会社(PGN)へのヒアリングによると、ガス価格は月間ガス使用量ベースで分けられている。本プロジェクトでのガス消費量は、約 600,000 m³/月であるので、ガス供給量範囲 550,000 ~660,000m³/月の契約となる。ガス料金は、7.56 USドル/MMBTU+750 ルピア/m³(発熱量ベースのUSドル払い分と容量ベースのルピア払い分の合計)となる。

ガス購入契約は最大 5 年間となっており、契約日に関係なく、2018 年までとなっている。2018 年以降の契約は、2018 年~2023 年となる。

本プロジェクトサイトに供給予定のガス物性については、2015 年 10 月の PGN の実績データを参照すると、ガスの発熱量は、1026 BTU/SCF 前後である。ガス圧力は、6~8 bar である。

ガス供給の信頼性について、PGN に確認したところ、発電所等の大口需要家へのガス供給に関してはメンテナンスのため事前通知の上、ガス供給を一時停止することはあるが、小口需要家への供給は、今年(2015 年)は一度も停止していない、との回答であった。

<水道料金>

本プロジェクト・サイト周辺で上水供給を行っている PT PAM Lyonnaise JAYA(以下、PT PALYJA)より、水道供給するとした。PT PALYJA の水道料金の計算式は以下で計算される。

水道料金＝固定料金＋維持料金＋従量料金＋税金

(ただし、税金＝(固定料金＋維持料金)×10%)

PT PALYJA のウェブサイトによると、料金は水管の呼び径毎に設定されている。本プロジェクトでは、水管の呼び径 2.0 インチの場合の固定料金・維持料金を採用した。

図表 19 PT PALYJA の水管呼び径毎の固定料金・維持料金・従量料金

水管の呼び径 (Inchi)	固定料金 (ルピア/月)	維持料金 (ルピア/月)	従量料金 (ルピア/m ³)
0.50	14,190	5,200	
0.75	23,755	9,000	
1.00	47,510	11,000	
1.25	52,215	17,000	
1.50	56,920	22,000	
2.00	90,245	43,000	
2.50	152,010	44,000	
3.00	199,520	55,000	
4.00	351,570	78,000	12,550
5.00	546,390	80,000	
6.00	793,475	92,000	
8.00	1,401,655	142,000	
10.00	2,195,130	363,000	
12.00	3,159,665	472,000	
14.00	4,304,750	635,000	
16.00	5,620,875	784,000	

(出典: PT PAM JAYA のウェブサイト <http://id.palyja.co.id/> を参考に日揮作成)

(b) 税制

<法人税>

インドネシアでの法人税は、原則 25%である。ただし、中小法人(年間売上 500 億ルピア以下)は 12.5%、上場法人 20%となっている(所得税法 2008 年 No.36 による)。本プロジェクトでは、税率 25% で計算する。

(c) 人件費

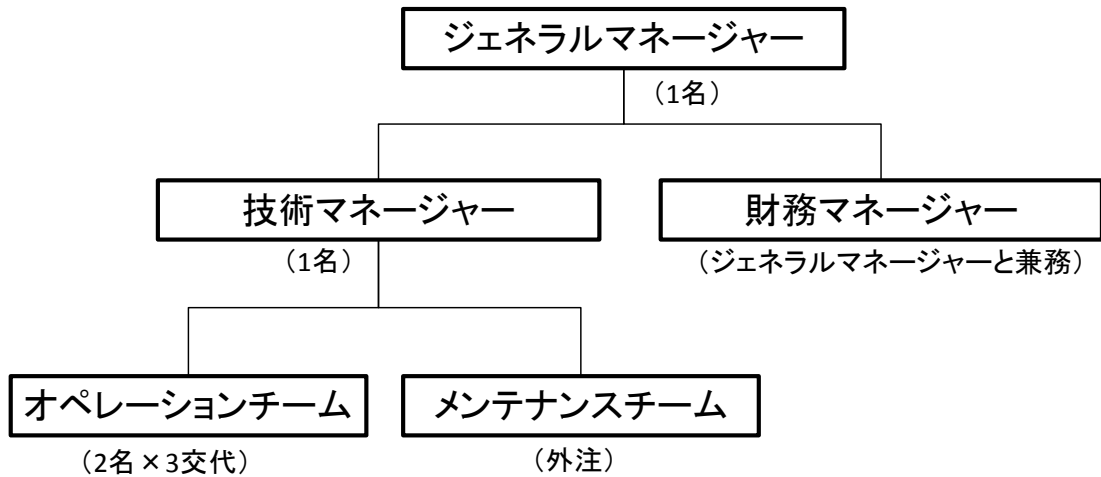
JETRO「投資コスト比較」(2015 年ジャカルタ)によると、業種別・ポジション別の月額賃金は下表になっている。本プロジェクトでは、製造業と非製造業の各ポジションの月額賃金の中間値を用い、コージェネレーション施設の作業員の基本賃金として、4,000,000 ルピア/月、工場長や各部署担当マネージャの基本賃金は、13,000,000 ルピア/月を用いる。

図表20 業種別・ポジション別の人件費

業種	ポジション	月額賃金 (ルピア/月)	年間負担総額 ^{※1} (ルピア/年)
製造業	ワーカー(一般工職) (正規雇用の基本給。実務経験3年程度の作業員。)	3,173,300	56,693,000
	中間管理職(課長クラス) (正規雇用の基本給。大卒以上かつ実務経験10年程度のマネージャー。)	12,265,000	212,118,000
非製造業	スタッフ(一般職) (正規雇用の基本給。実務経験3年程度の一般職。)	5,174,000	87,975,000
	マネージャー(課長クラス) (正規雇用の基本給。大卒以上かつ実務経験10年程度のマネージャー。)	14,509,000	232,670,000

※ 年間負担総額は、基本給、諸手当、社会保障、残業代、賞与等を含む
(出典:JETRO「投資コスト比較」(2015年インドネシア))

図表22 プロジェクト運営体制

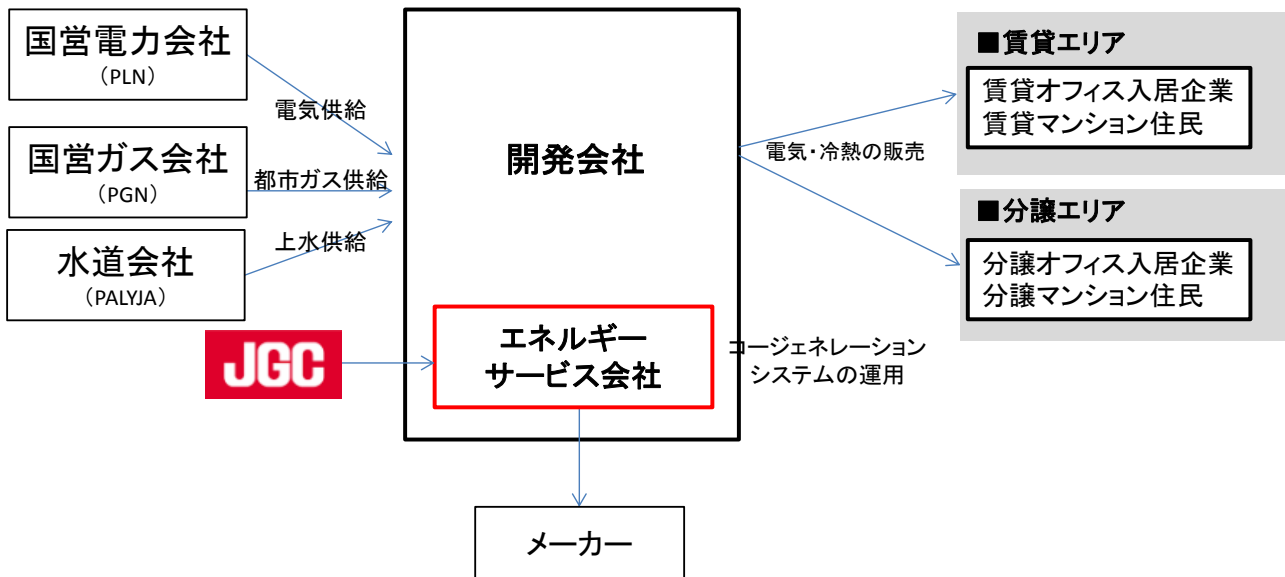


2) 資金計画の評価結果

① 適用事業スキーム

本検討においては Business Area License を取得し、マンションエリアにも電力を行う地域エネルギー会社を設立するケースを想定する。ただし、実際には 国営電力会社 (PLN) の了解の取り付けなどの課題があるため、まずは、開発会社自らが所有するオフィス、ホテル、商業施設部分に対して自家発電のスキームからスタートすることが現実的と考えられる。

図表23 事業スキーム



② エネルギー需要

年間電力需要: 35×10^6 kWh/年
 年間冷熱需要: 98×10^6 MJ/年 (= 27×10^6 kWh/年)

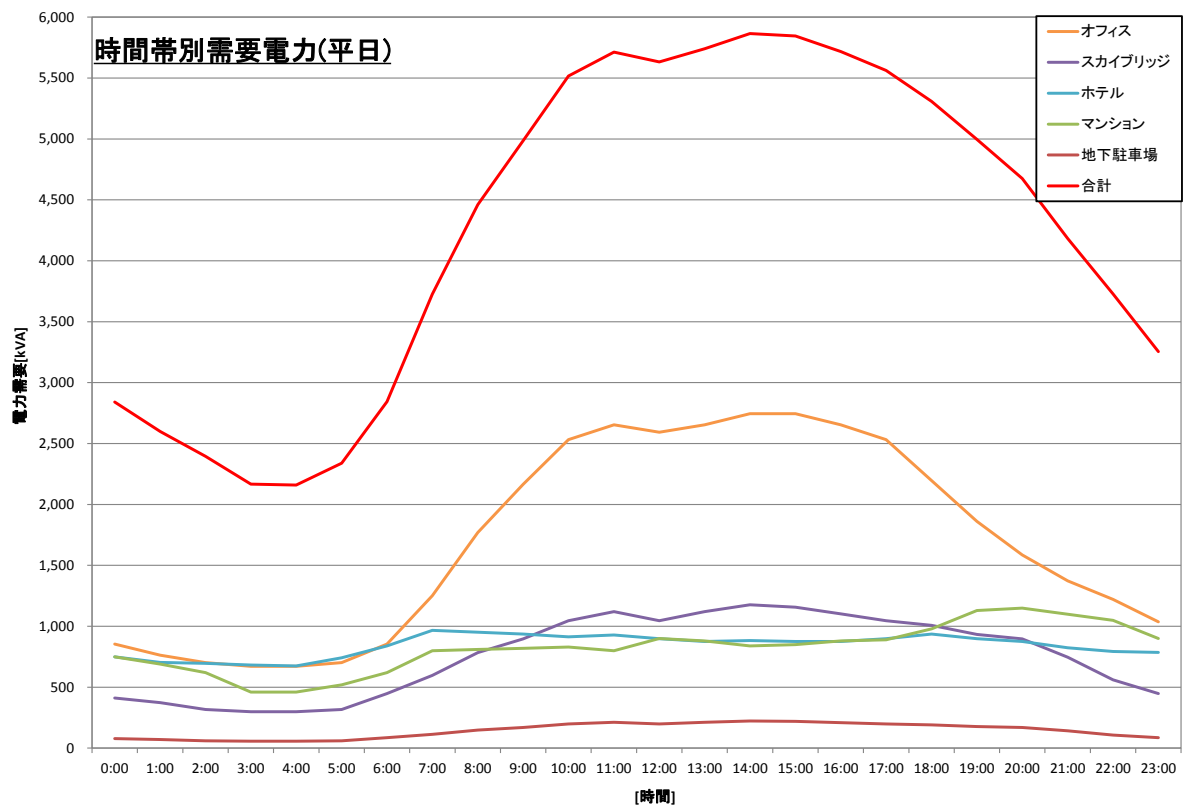
(a) 電力需要の算定結果

本プロジェクトの電力需要の算定結果 (平日および休日の時間毎の電力需要) を以下に示す。

図表24 本プロジェクトの電力需要算定結果(平日)

単位:kVA

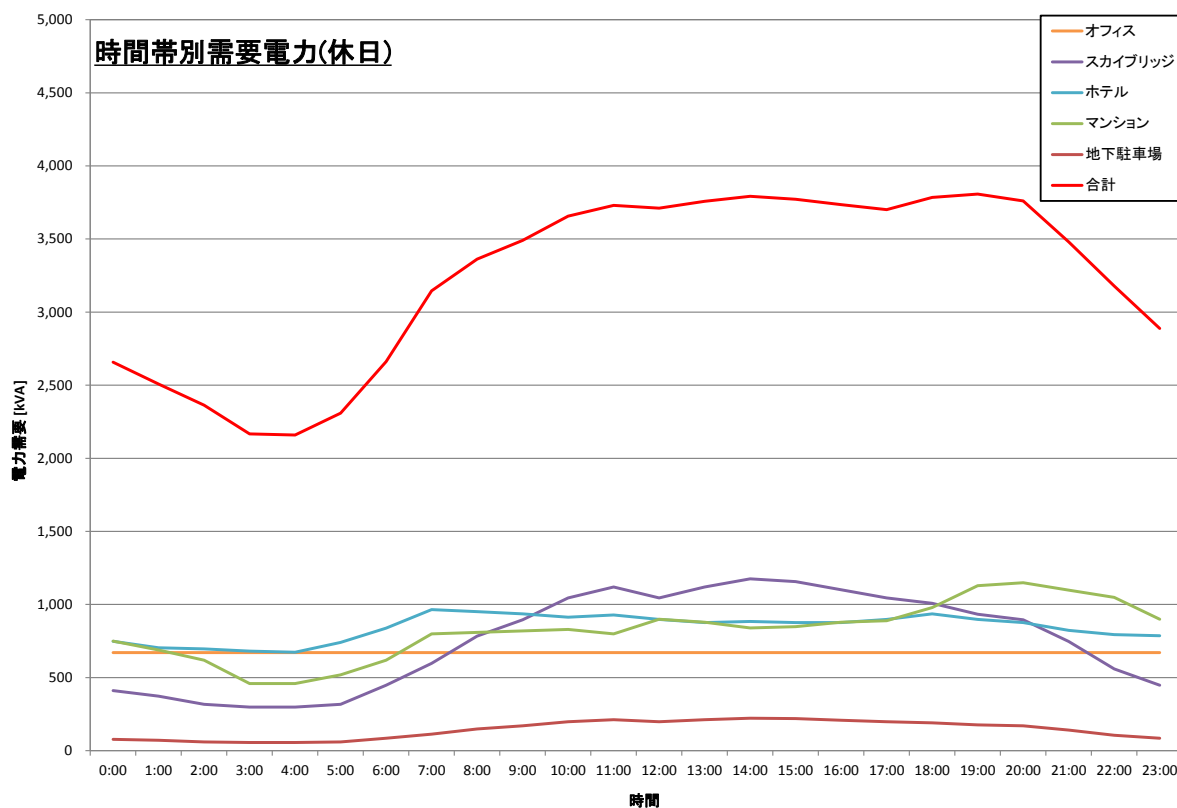
時間	オフィス	スカイブリッジ	ホテル	マンション	地下駐車場	合計
0:00	854	411	749	749	78	2,840
1:00	762	373	704	689	71	2,599
2:00	701	317	696	619	60	2,394
3:00	671	299	681	459	57	2,167
4:00	671	299	674	459	57	2,159
5:00	701	317	741	519	60	2,339
6:00	854	448	838	619	85	2,844
7:00	1,250	597	966	799	113	3,725
8:00	1,769	784	951	809	148	4,461
9:00	2,165	896	936	819	170	4,986
10:00	2,531	1,045	913	829	198	5,517
11:00	2,653	1,120	928	799	212	5,712
12:00	2,592	1,045	898	899	198	5,633
13:00	2,653	1,120	876	879	212	5,740
14:00	2,745	1,176	883	839	223	5,866
15:00	2,745	1,157	876	849	219	5,846
16:00	2,653	1,101	876	879	209	5,718
17:00	2,531	1,045	898	889	198	5,562
18:00	2,196	1,008	936	979	191	5,309
19:00	1,860	933	898	1,129	177	4,997
20:00	1,586	896	876	1,149	170	4,676
21:00	1,372	746	823	1,099	141	4,182
22:00	1,220	560	793	1,049	106	3,728
23:00	1,037	448	786	899	85	3,255
合計	40,777	18,140	20,195	19,705	3,436	102,254



図表25 本プロジェクトの電力需要算定結果(休日)

単位:kVA

時間	オフィス	スカイブリッジ	ホテル	マンション	地下駐車場	合計
0:00	671	411	749	749	78	2,657
1:00	671	373	704	689	71	2,508
2:00	671	317	696	619	60	2,364
3:00	671	299	681	459	57	2,167
4:00	671	299	674	459	57	2,159
5:00	671	317	741	519	60	2,309
6:00	671	448	838	619	85	2,661
7:00	671	597	966	799	113	3,146
8:00	671	784	951	809	148	3,363
9:00	671	896	936	819	170	3,491
10:00	671	1,045	913	829	198	3,656
11:00	671	1,120	928	799	212	3,730
12:00	671	1,045	898	899	198	3,711
13:00	671	1,120	876	879	212	3,758
14:00	671	1,176	883	839	223	3,792
15:00	671	1,157	876	849	219	3,772
16:00	671	1,101	876	879	209	3,735
17:00	671	1,045	898	889	198	3,701
18:00	671	1,008	936	979	191	3,784
19:00	671	933	898	1,129	177	3,808
20:00	671	896	876	1,149	170	3,761
21:00	671	746	823	1,099	141	3,481
22:00	671	560	793	1,049	106	3,179
23:00	671	448	786	899	85	2,889
合計	16,103	18,140	20,195	19,705	3,436	77,580



年間の平日・休日の日数を平日 261 日、休日 104 日とすると、年間の平日の合計電力需要および休日の合計電力需要は以下になる。

$$\text{平日} : 102,254 \text{ kVA/日} \times 261 \text{ 日} \times 0.85\text{kW/kVA} = 22.7 \text{ GWh}$$

$$\text{休日} : 77,580 \text{ kVA/日} \times 104 \text{ 日} \times 0.85\text{kW/kVA} = 6.8 \text{ GWh}$$

年間電力需要は、平日と休日の電力需要の合計となるので、

年間電力需要

$$= \text{平日の電力需要} + \text{休日の電力需要}$$

$$= 22.7 \text{ GWh} + 6.8 \text{ GWh} = 29.5 \text{ GWh}$$

本プロジェクトでの電力供給先の総床面積は 119,008 m² であるので、床面積 1m² 当りの年間電力需要は、以下となる。

床面積 1m² 当りの年間電力需要

$$= 29.5 \text{ GWh} / 119,008 \text{ m}^2 \times 10^6 [\text{kWh/GWh}] = 248 \text{ kWh/m}^2$$

この値は、3. (1) 1) ②a) で述べた文献値 (インドネシアのビルの電力消費量: 277 kWh/年/m² (テレビ局)、197 kWh/年/m² (国立図書館)、256 kWh/年/m² (気象庁庁舎)) と比較しても近い値となっている。

(b) 冷熱需要の算定結果

本プロジェクトの冷熱需要の算定結果は以下に示す。

図表26 本プロジェクトの年間冷熱需要算定結果

建物用途	床面積 [m ²]	年間熱需要量 [TJ/年]
オフィス	26,464	33
スカイブリッジ	7,110	16
ホテル	11,880	11
マンション	37,584	37
合計	83,038	98

上表より、年間冷熱需要は 98 TJ/年 (=27 GWh/年) となる。また、床面積 1m² 当りの年間冷熱需要を計算すると、以下になる。

$$98 \text{ TJ/年} / 83,038 \text{ m}^2 = 1,175 \text{ MJ/m}^2/\text{年} (=326 \text{ kWh/m}^2/\text{年})$$

この値は、3. (1) 1) ②a) で述べた賃貸オフィス B の管理企業がテナントへの冷熱料金請求に用いている想定冷熱負荷 (359 kWh/年/ m²) と比較して近い値となっている。

③エネルギー販売単価

図表27 電気・ガスの販売単価

種別	供給先	月額基本料	従量料金
電気	オフィス ホテル	なし	国営電力会社(PLN)の B-3 料金カテゴリと同等の単価 1,131 ルピア/kWh(2015 年の平均値)
	マンション	なし	国営電力会社(PLN)の R-3 料金カテゴリと同等の単価 1,504 ルピア/kWh(2015 年の平均値)
冷熱	オフィス ホテル マンション	なし	冷熱負荷に対して、電動冷凍機(COP:6.0)を稼働させた場合に必要となる電気料金相当額とする。電気料金相当額の計算には、上記の電力販売単価を用いる。 冷熱負荷 (kWh) / 6.0 × 電気料金 (ルピア/kWh)

④ユーティリティ購入単価

図表28 電気・ガス・上水の購入単価

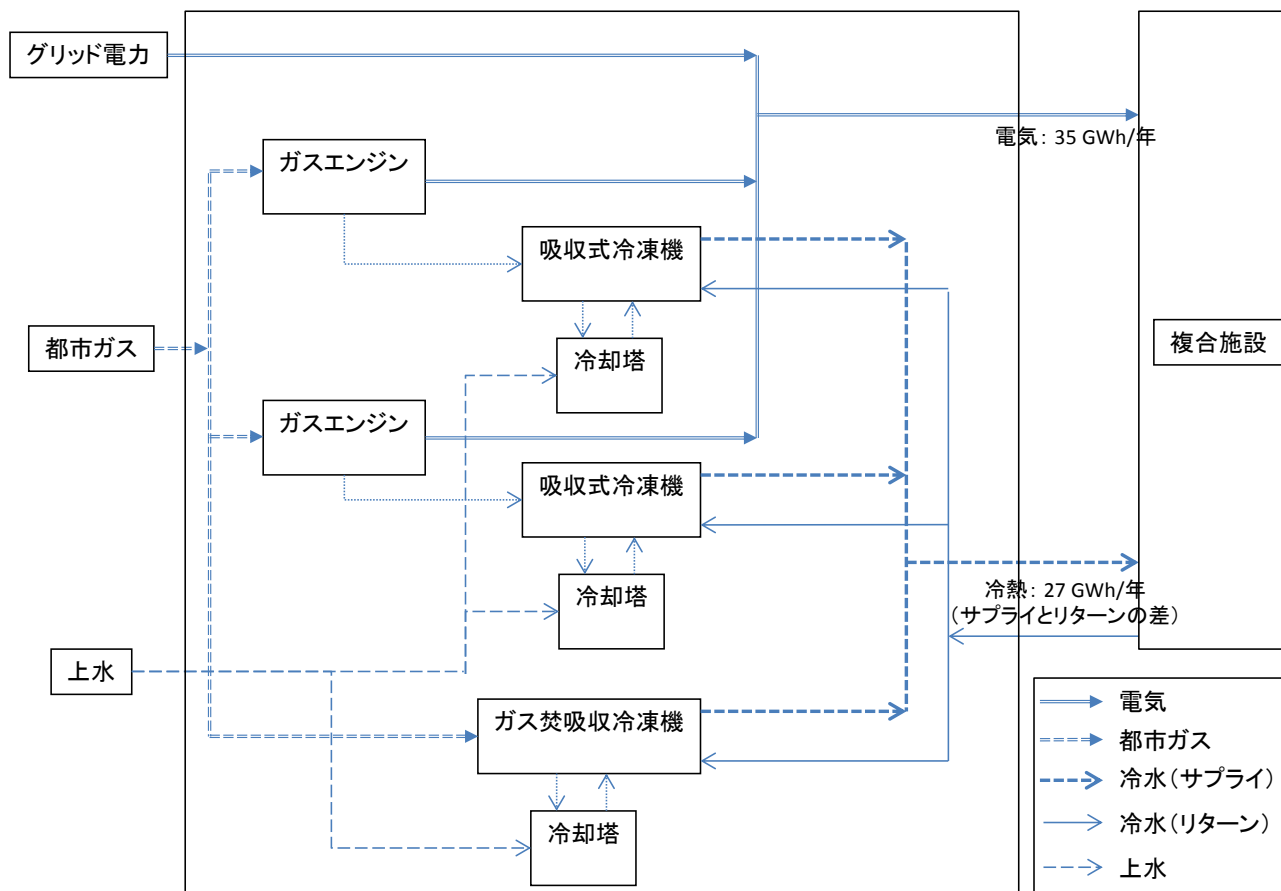
種別	料金カテゴリ	月額基本料	従量料金
電気	プレミアム・ゴールド ¹⁾	なし	1,289 ルピア/kWh ¹⁾
ガス	月使用量 550,000～650,000 m ³	なし	USドル支払い部分 7.56 USD/MMBTU ルピア支払い部分 750 ルピア/m ³
上水	業務用 水管呼び径 2 インチ	133,245 ルピア/月	12,550 ルピア/m ³

1) 業務用 B-3 の 2015 年平均値に上乗せした価格

(出典: 電気料金とガス料金はそれぞれ国営電力会社(PLN)と国営ガス会社(PGN)へのヒアリング結果に基づく)

⑤適用コージェネシステム

図表29 本プロジェクトのコージェネレーションシステム



⑥前提条件

図表30 エネルギー収支

項目		設定値
IN	電力消費量 [GWh/年]	6.5
	ガス消費量 [m ³ /年] (括弧内数値は[GWh/年])	6.9 × 10 ⁶ (73)
	水消費量[m ³ /年]	1.4 × 10 ⁵
OUT	電気 [GWh/年]	35
	冷熱 [TJ/年] (括弧内数値は[GWh])	98 (27)

図表31 収入に関連する前提条件

項目		設定値	
電気料 収入	住宅以外	単価 [ルピア/kWh]	1,131
		需要量 [kWh/年]	23
	住宅	単価 [ルピア/kWh]	1,504
		量 [kWh/年]	13
冷熱料 収入	住宅以外	需要量 [kWh/年]	17
		COP	6
		電力消費相当量[kWh/年]	3
		単価 [ルピア/kWh]	1,131
	住宅	需要量 [kWh/年]	10
		COP	6
		電力消費相当量[kWh/年]	2
		単価 [ルピア/kWh]	1,504
管理料収入	現地ビルオーナー/管理企業が電気・空調設備の投資回収のために賃料・共益費等の名目で費用請求している額を推定し計上		

図表32 支出に関連する前提条件

項目		設定値	
電気 購入費	単価 [ルピア/kWh]	1,289	
	購入量 [kWh/年]	6.5×10^6	
ガス 購入費	ルピア 建て	単価 [ルピア/m ³]	750
		購入量 [m ³ /年]	6.9×10^6
	USドル 建て	単価 [USドル/MMBTU] (括弧内は[US/MJ])	7.56 (7.2×10^3)
		購入量 [MJ/年]	2.6×10^8
上水 購入費	月額基本料 [10 ³ ルピア/月]	133	
	1m ³ 当りの料金 [ルピア/m ³]	12,550	
	購入量 [10 ³ m ³]	144	
人件費	管理職	単価 [ルピア/月・人]	13
		人数 [人]	2
	スタッフ	単価 [ルピア/月・人]	4
		人数 [人]	6
維持管理費	設備費に対する 維持管理比率[%]	5	

図表33 投資額

項目	設定値
設備 [10 億ルピア]	64
建物 [10 億ルピア]	5
計 [10 億ルピア]	69

その他の条件:

- 法人税: 25%
- 減価償却期間: 16 年(設備)、20 年(建物)
- 為替レート: 13,333 ルピア/USドル、110 ルピア/円
- 事業期間: 17 年(建設期間:2 年、運営期間:15 年)

⑦ 経済性検討結果

事業性試算を行った結果、投資回収年数は11年、ROIは6%という結果であった。

図表34 経済性評価結果

■ 投資計算書		年	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	計	
(単位: 億円)																					
● 収入																					
・電気料収入		310	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	421	6,204
・冷熱料収入		40	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	796
・管理収入		58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	870
合計		408	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	533	7,870
● 費用																					
・都市ガス購入費		216	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	293	4,318
・電気購入費		59	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80	1,179
・上水購入費		13	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	17	251
・土地賃借料		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
・人件費(一般管理費を含む)		12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12	180
・維持管理費		54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	54	810
・運搬費		43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	641
・手数料		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計		397	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	499	7,320
・投資前利益		11	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	484
・法人税		0	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	129
・投資後利益		8	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	368
・繰上投資後利益		8	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	368
■ 資金計画表																					
● 資金使出																					
・投資額		24	24																		48
・建物		323	323																		645
・設備		347	347																		693
合計		347	347																		741
● 資金収入																					
・内部留保																					
・投資後利益				8	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	368
・減価償却費				43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	641
・自己資金																					694
合計				347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	347	694
・剰余金				51	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	1,009
・累積剰余金				0	0	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	1,009
・累積剰余金				0	0	120	188	257	325	393	462	530	599	667	736	804	872	941	1,009	1,009	
● 投資																					
・投資																					
・投資後利益				8	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	368
・減価償却費				43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	641
・残存価値				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	53
・キャッシュフロー				51	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	68	1,009
DCF				-347	-347	49	61	59	55	52	50	47	45	42	40	38	36	34	32	32	368

(2)プロジェクト許認可取得

エネルギー鉱物資源省にヒアリングした結果、電力事業の種類とそれに対応する許認可、及び本プロジェクトで該当する事業は下表になる。

図表35 電力法の電力事業分類と許認可

供給先	カテゴリ	必要許可	Business Area License	備考
公共	発電	IUPTL (電力事業 ライセンス)	不要	IUPTL は、ジャカルタ特別州規定の IUKU(公共用発電許可)と同義
	送電			
	配電		必要	
	売電			
自家用	発電	IO (運転 ライセンス)	不要	IO は、ジャカルタ特別州規定の IUKS(自家用発電許可)と同義
	発電・配電			
	発電・送電・配電			

(出典: 電力法 2009 年 No.30、エネルギー鉱物資源省(ESDM)大臣規則(2012 年 No.28、2012 年 No.29)を参考に日揮作成)

また、投資調整庁(BKPM)、エネルギー鉱物資源省電力総局、ジャカルタ特別州政府(DKI Jakarta)のヒアリング調査結果を踏まえ、本プロジェクトで必要な許認可を整理すると、下表になる。なお、現在、投資調整庁(BKPM)に許認可手続き機能の集中が進められている。

図表36 本プロジェクトで必要な許認可

取得タイミング	許認可名	申請先	内容
会社設立前後	IP、立地許可等	投資調整庁(BKPM)	外資の投資許可、会社設立関連の許認可
建設前	SIPPT 等	ジャカルタ特別州政府	土地利用・開発活動関連の許認可
	AMDAL 等	ジャカルタ特別州政府	環境関連の許認可
	IMB 等	ジャカルタ特別州政府	建設関連の許認可
建設後	SLO、IUKU、Business Area License など発電関連許可	ジャカルタ特別州政府	発電関連の許認可

(出典: エネルギー鉱物資源省(ESDM)電力総局とジャカルタ特別州エネルギー局へのヒアリング調査より日揮作成)

(3)日本の貢献

1)日本製技術・製品等による優れた技術の移転について

インドネシアではコージェネレーションシステムの開発、設計、エンジニアリング、製造、運転、メンテナンスに必要な技術を持った人材が限られており、上述の企業でもガスエンジンと冷凍機

のセットでの設計、エンジニアリング等を取り扱っていないのが現状である。

本プロジェクトで扱うコージェネレーションのように、ガスエンジンと冷凍機をセットにしたシステム設計はエネルギー最適利用に関する高度なノウハウが必要となり、日本企業の総合技術力の優位性が発揮でき、他国企業との差別化も図ることができる。

今後、類似モデルが普及すれば、システム設計技術が移転されると考えている。また、同時に日本製高効率ガスエンジン・冷凍機の導入が進めば、高度なメンテナンス技術の移転に繋がると考えられる。

2)ホスト国への投資額

本プロジェクト1件の初期投資額は約10億円程度であるが、今後、インドネシアで50か所程度のコージェネレーションシステム導入が進むと仮定すると、500億円規模の投資が期待できる。

3)雇用効果

コージェネレーションシステムの運転員や各機器のメンテナンス要員の採用による新規雇用が期待できる。また、こうしたモデルが普及すれば、更なる新規雇用にも繋がる。

4)プロジェクトに必要な技術・製品等に関する経済性分析

現地では低価格なガスエンジンを導入したものの、運転時の故障等のトラブルにより、稼動がうまく継続できていないケースも存在する。初期コストが多少割高であっても運転時のメンテナンスコストが小さくできれば、全体としてのコスト低減にも繋がるので、コージェネレーションの検討には、ライフサイクルコストの視点からの分析が重要である。

(4)環境十全性の確保、ホスト国の持続可能な開発への貢献

1)環境十全性の確保

インドネシア国環境省に確認した結果、本コージェネレーション事業は複合施設開発事業により建設される複合施設敷地内に位置し、主に複合施設へ電熱供給が行われることから、複合施設開発事業とコージェネレーション事業を一纏めにして一つのAMDAL(環境影響評価)で申請することになる。なお、環境大臣規則(2012年No.05)によると、100MW未満の火力発電所はAMDAL対象外となるため、コージェネレーション事業単体では、重大な環境影響が予見されないとされているが、10,000m²以上の建物建設の場合はAMDALの対象になるため、上述のようにAMDALを申請することになり、従ってUKL/UPL(環境管理/環境モニタリング)の作成、提出は必要ない。

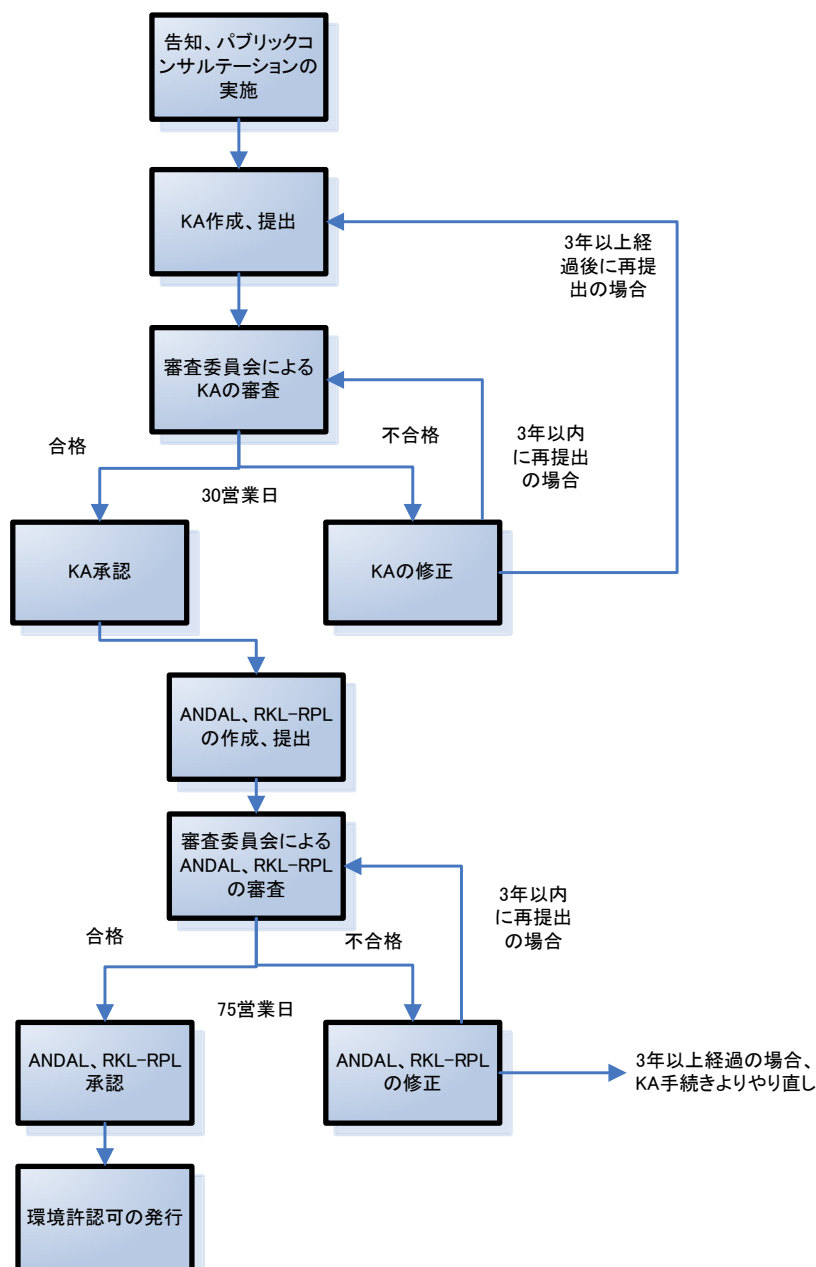
AMDALの作成、申請、審査プロセスについては、環境省大臣規則(2013年No.08)に規定されており、AMDALの作成に当たっては、インドネシア国でライセンスを有した個人で、且つ環境省に登録している者が作成しなければならない。⁹なお、AMDALの提出先は環境省ではなく、ジャカルタ州環境局となり、提出後、申請書類は環境省とジャカルタ特別州環境局にて審査される。

AMDALはKA(スコーピング)、ANDAL(環境影響評価書)、RKL-RPL(環境管理計画及び環境

⁹ AMDAL作成に関する環境省ガイドライン No.16/2012, Appendix I

管理計画)、の文書から構成されており、AMDAL の申請・承認手続きを規定した環境省大臣規則(2013 年 No.08)によると、KA を所管官庁に提出後 30 営業日以内に審査結果が通知され、審査を通過後、事業者は ANDAL、RKL-RPL を作成の上所管官庁に提出し、75 営業日以内に審査が行われ、審査に通過すると環境許認可が発行される。なお、KA の審査を通過後 3 年以内に ANDAL、RKL-RPL を提出しなければ KA は無効となる。住民説明については、KA の提出前に実施し、実施結果を KA に記載することとなっている。以下に AMDAL の手続きフロー簡略図を示す。

図表37 AMDAL 手続きフロー簡略図



(出典：環境省大臣規則(2013 年 No.08)を参考に日揮作成)

本プロジェクトにおいて、複合施設開発事業とコージェネレーション事業の運営会社が異なる場合、AMDAL は一つであっても環境許認可は両社に対して発行されることをインドネシア国環境

省担当官との面談にて確認した。

なお、環境許認可のための申請・審査手続きに関する環境省大臣規則(2013 年 No.08)第 17 条、及び AMDAL 作成に関する環境省ガイドライン(2012 年 No.16)Appendix III によると、事業開始後、事業者は環境緩和策やモニタリングに関する定期レポートを 6 ヶ月毎に所管官庁(ジャカルタ特別州環境局)へ提出することが義務付けられている。

インドネシア国環境省及びジャカルタ州環境局へのヒアリングによると、本プロジェクトが遵守すべき環境基準類は以下である。

図表38 本プロジェクトに関連する環境基準

環境基準	法律名
排出ガス	PERATURAN MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP NOMOR 21 TAHUN 2008
排水	PERATURAN GUBERNUR PROVINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA NOMOR 69 TAHUN 2013
騒音	KEPUTUSAN GUBERNUR PROPINSI DAERAH KHUSUS IBUKOTA JAKARTA NOMOR 551/2001
振動	KEPUTUSAN MENTERI NEGARA LINGKUNGAN HIDUP NOMOR 49 TAHUN 1996

(出典:インドネシア環境省とジャカルタ特別州環境局へのヒアリング結果を元に日揮作成)

その他、環境関連の許認可、届出として、コージェネレーション設備の運転に使用する可能性がある臭化リチウムやクロム等の化学物質が考えられるが、インドネシア国にこれらの化学物質の使用に関する法令はなく、使用するに当たっての届出義務等はないことを環境省担当官に確認した。なお、化学物質を海外から輸入する場合は、輸入者は環境省に登録しなければならないが、また、半年毎に輸入量等を報告しなければならないが、化学物質を現地で調達する場合は、環境省への登録・報告義務はない。

2) ホスト国の持続可能な開発への貢献

コージェネレーション導入により、電力の分散化・複数系統化が進み、電力供給が安定化することにより、インドネシア国の持続可能な開発・発展に繋がる。また、インドネシア政府の政策である 2015 年から 2019 年の 5 年間で 35GW の追加的電源整備を実施する上での民間投資を奨励する方針と合致することからも、本プロジェクトの重要性、貢献度は大きいと考えられる。

また、技術評価応用庁(BPPT)が国連開発計画(UNDP)より支援を受け、過去に行った MCTAP プロジェクトでは、エネルギー需要の多い 7 産業セクター(鉄鋼、繊維、紙・パルプ、肥料、セメント、窯業、食品・飲料)におけるコージェネレーションの導入可能容量は合計 5,186MW、商業施設へのコージェネレーション導入可能容量は 123MW と試算していることから、本プロジェクトの実施及び技術的、経済的両側面での成功がインドネシアの他地域、他セクターへのコージェネレーションの導入を促し、インドネシア国の持続可能な開発に寄与すると考えられる。

2015 年 12 月にフランス・パリにて開催された気候変動に関する国際連合枠組条約(UNFCCC)

の締約国会議(COP21)に先立ち各国が温室効果ガス削減の目標案(約束草案)を UNFCCC 事務局に提出しており、インドネシア国政府としては、無条件(インドネシア国のみの努力)の場合、2030 年の BAU シナリオ比で 29%削減、国際的な支援を得られる場合、2030 年の BAU シナリオ比で 41%削減を目標に掲げている。なお、2030 年時点での BAU シナリオでの CO₂ 排出量は 2,881Gt¹⁰と予測されている。COP21 において決定された「パリ協定」において、主要排出国を含むすべての国が削減目標を 5 年毎に提出・更新すること、共通かつ柔軟な方法でその実施状況を報告し、レビューを受けることなどが含まれており、インドネシアとしても国際的な支援により 2030 年に BAU シナリオ比で 12%のさらなる削減を目標としていることから、本プロジェクトの実施、成功によるインドネシアでのコージェネレーション事業の拡大が、インドネシア国の削減目標達成に大きく貢献すると考えられる。

¹⁰http://www4.unfccc.int/submissions/INDC/Published%20Documents/Indonesia/1/INDC_REPUBLIC%20OF%20INDONESIA.pdf

4. JCM 方法論の予備調査結果

(1) 方法論に必要なデータ収集等の予備調査結果

1) 適格性要件作成に関する調査

JCM 方法論作成のガイドラインとなる「Joint Crediting Mechanism Guidelines for Developing Proposed Methodology」(以下 JCM ガイドライン)では、適格性要件(Eligibility Criteria)について以下の 2 点を定義している。

- JCM プロジェクトとして登録されるためのプロジェクトの要求事項
- プロジェクトを承認方法論に適用するための要求事項

また、JCM ガイドラインでは、適格性要件を設定する際の留意事項として、以下が記載されている。

- 適格性要件は、客観的な確認が可能なものである。
- 適格性要件には、以下を含む
 - 方法論に適用される基準(技術、製品、サービス)を特定するための特徴
 - 方法論に記載されているアルゴリズムによって確実に GHG 排出削減量を算定するために必要な条件(例:リファレンス排出量が施設の実績を基に算定される場合の基準を実行する前の状況)
- 適格性要件は、事後にモニタリングが必要な事項を避けるなど、可能な限り妥当性確認によって確かめられるようにする。例えば、基準の実際のパフォーマンスは、妥当性確認の時点で記載されたパフォーマンスが達成されるかは確実ではないため、適格性要件とするべきではない。その一方で、ネームプレートの数字に記載されているようなパフォーマンスは妥当性確認によって容易に確認できるため、適格性要件として設定することが可能である。
- 適格性要件は、以下のように表示されることがある。
 - ある技術(例:超超臨界石炭火力発電所)
 - ある基準以上の効率及び性能を示す技術(例:熱効率が X%以上の発電所)
 - 基準が適用される分野

上記の留意事項を踏まえ、本プロジェクトに適用が想定される方法論の適格性要件に必要と考えられる情報を以下に記載する。

<本プロジェクトで適用する技術>

本プロジェクトでは、都市ガスを燃料とするコージェネレーションシステムを導入する。コージェネレーションシステムはガスエンジンと吸収式冷凍機で構成され、都市ガスを燃料としたガスエンジンにより発電された電力及びエンジン排熱利用の吸収式冷凍機により生成される冷熱が、石炭火力発電を中心とした電力グリッドからの電力並びにターボ冷凍機により生成される冷熱(冷房)を代替することにより、温室効果ガス排出削減が実現される。

＜本プロジェクトの導入形態＞

本プロジェクトでは、オフィス、ホテル、マンションからなる新設の複合施設に電気及び冷熱を供給するために、コージェネレーションシステムを新規に導入するものである。既存の設備の拡張やリプレースを行うものではない。

コージェネレーションシステムにより発電された電力及び冷熱は複合施設における自家消費のためのために使用される。

＜ガスエンジン＞

本プロジェクトにおける適用技術の一つであるガスエンジンについて、市場調査を実施した。現地でガスエンジンの販売・メンテナンスを行う企業へのヒアリング結果によると、3MW 前後の発電容量のガスエンジンがインドネシアでは導入されているケースが多いとのことであった。これらのエンジンのカタログ上の発電効率は 40%以上となっている。また、インドネシアにおいて多くの発電設備の販売実績を有している別会社の同クラスのエンジンもカタログ上では、40%以上の発電効率となっている。

＜吸収式冷凍機＞

本プロジェクトにおける適用技術の一つである吸収式冷凍機について、市場調査を実施した。

上述の現地でガスエンジンの販売やメンテナンスを行う企業へのヒアリングによると、同社は冷凍機を取り扱っていないため、冷凍機の調達については顧客と冷凍機メーカー間で直接行うとのことであった。

インドネシアにおける吸収式冷凍機市場におけるマーケットリーダーは Shuangualing(中国)や Broad(アメリカ)であることから、それぞれのメーカーの製品情報を調べたところ、両社とも冷凍能力については幅広いラインナップを揃えているものの、成績係数(COP)については、ほとんどの製品が 1.3~1.4 の範囲であった¹¹。

2)リファレンス排出量の設定と算定

リファレンス排出量の設定については、本コージェネレーションプロジェクトがなかった場合に新設複合施設にどのようなエネルギーシステムが導入されるかを設定する必要がある。本プロジェクトは新設する複合施設への電力・冷熱の供給であるため、リファレンスとして、コージェネレーションが導入されず、電力が国営電力会社(PLN)により供給され、冷熱はターボ冷凍機により供給されるシナリオ設定である。

¹¹ 平成 26 年度 二国間クレジット制度(JCM)案件組成調査(ホテルにおけるコージェネレーションシステムの導入)報告書

リファレンス排出量算出に使用する係数等を下表に示す。

図表39 リファレンス排出量算出に使用する諸条件等

グリッド電力の CO ₂ 排出係数	0.843 t CO ₂ /MWh
ターボ式冷凍機の COP	5.94
複合施設の電力需要	35 GWh/年
複合施設の冷熱需要	98 TJ/年

<グリッド電力の CO₂ 排出係数の根拠>

インドネシアにおけるグリッド電力の CO₂ 排出係数については、インドネシア JCM 事務局がウェブ上で CO₂ 排出係数(2013 年実績)を公表しており¹²、それによると、プロジェクト対象地域であるジャワ Java-Madura-Bali (JAMALI)島のグリッド電力の排出係数は 0.843 t CO₂/MWhとなっている。

<ターボ式冷凍機の COP の根拠>

リファレンスシナリオの冷凍機の COP については、既に日本及びインドネシア間の合同委員会において承認済みの方法論(ID_AM002 “Energy Saving by Introduction of High Efficiency Centrifugal Chiller”)が存在しており、その中で冷凍能力別に COP が以下のように設定されている。

図表40 リファレンス排出量算出に使用する諸条件等

1 基当たりの 冷凍能力 x (USRt)	x<300	300 ≤ x <450	450 ≤ x <500	500 ≤ x <700	700 ≤ x <1,250
冷凍機の COP	4.92	5.33	5.59	5.85	5.94

(出典: ID_AM002 “Energy Saving by Introduction of High Efficiency Centrifugal Chiller”より)

本プロジェクトで導入予定の冷凍機の冷凍能力は 1,100 USRT であるため、リファレンスシナリオの冷凍機の COP は 5.94 を採用した。

¹² <http://www.jcmindonesia.com/en/projects/projref/emifact>

<リファレンス排出量>

①電力消費に伴う CO₂ 排出量

$$35 \times 10^3 \text{ MWh/年} \times 0.843 \text{ t CO}_2/\text{MWh} \doteq 29,466 \text{ t CO}_2/\text{年}$$

②冷熱供給による電力消費量;に伴う CO₂ 排出量

$$98 \text{ TJ/年} / 5.94 \doteq 16 \text{ TJ/年}$$

$$16 \text{ TJ/年} / 3.6 \text{ TJ/GWh} \doteq 4.6 \text{ GWh/年}$$

$$4.6 \times 10^3 \text{ MWh/年} \times 0.843 \text{ t CO}_2/\text{MWh} \doteq 3,847 \text{ t CO}_2/\text{年}$$

リファレンス排出量計(①+②)

$$29,466 \text{ t CO}_2/\text{年} + 3,847 \text{ t CO}_2/\text{年} = 33,313 \text{ t CO}_2/\text{年}$$

3)プロジェクト排出量の算定

プロジェクト排出量の算定を行う上での諸条件は以下の通りである。

図表41 プロジェクト排出量算出に使用する諸条件等

条件	値
グリッドからの受電量(電力として使用)	6.5 GWh/年
天然ガス消費量(ガスエンジン用)	$6.4 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{年}$
天然ガス消費量(ガス焚吸収冷凍機用)	$0.6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{年}$
発熱量 ¹³	38.2 MJ/m^3
グリッド電力の CO ₂ 排出係数	$0.843 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$
天然ガスの CO ₂ 排出係数	$56.1 \text{ t CO}_2/\text{TJ}$

<グリッド電力の CO₂ 排出係数の根拠>

インドネシアにおけるグリッド電力の CO₂ 排出係数については、インドネシア JCM 事務局が最新版(2014 年発表)の CO₂ 排出係数(2013 年実績)を公表しており、それによると、プロジェクト対象地域である Java-Madura-Bali (JAMALI) ジャワ島のグリッド電力の排出係数は $0.843 \text{ t CO}_2/\text{MWh}$ (Ex-ante)となっている。

<天然ガスの CO₂ 排出係数の根拠>

インドネシアにおける天然ガスの CO₂ 排出係数は規定されたものがないため、2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories Volume 2 Energy を参照した¹⁴。IPCC ガイドラインの表 1.4 "Default CO₂ emission factors for combustion"には燃料種別の CO₂ 排出係数が

¹³ 国営ガス会社(PGN)提供の資料を基に算出

¹⁴ http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/pdf/2_Volume2/V2_1_Ch1_Introduction.pdf

規定されており、本プロジェクトで使用する燃料である天然ガスの CO₂ 排出係数のデフォルト値は 56,100 kg CO₂/TJ (56.1 t CO₂/TJ) となっている。

＜プロジェクト排出量＞

①電力消費に伴う CO₂ 排出量

$$6.5 \times 10^3 \text{ MWh/年} \times 0.843 \text{ t CO}_2/\text{MWh} \doteq 5,490 \text{ t CO}_2/\text{年}$$

②都市ガス消費に伴う CO₂ 排出量

$$(6.4 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{年} + 0.5 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{年}) \times 38.2 \text{ MJ/m}^3 \doteq 264 \text{ TJ/年}$$

$$264 \text{ TJ/年} \times 56.1 \text{ t CO}_2/\text{TJ} \doteq 14,831 \text{ t CO}_2/\text{年}$$

プロジェクト排出量計(①+②)

$$5,490 \text{ t CO}_2/\text{年} + 14,831 \text{ t CO}_2/\text{年} = 20,321 \text{ t CO}_2/\text{年}$$

4) CO₂ 排出削減量の算定

本プロジェクトによる CO₂ 排出削減量は、リファレンス排出量からプロジェクト排出量を引いた値となる。計算式は以下の通りとなる。

CO₂ 排出削減量

$$= \text{リファレンス排出量} - \text{プロジェクト排出量}$$

$$= 33,313 \text{ t CO}_2/\text{年} - 20,321 \text{ t CO}_2/\text{年} = 12,992 \text{ t CO}_2/\text{年}$$

従って、本プロジェクト実施による CO₂ 排出削減量は、年間 12,991.83 トンとなる。

(2) MRV 実施体制

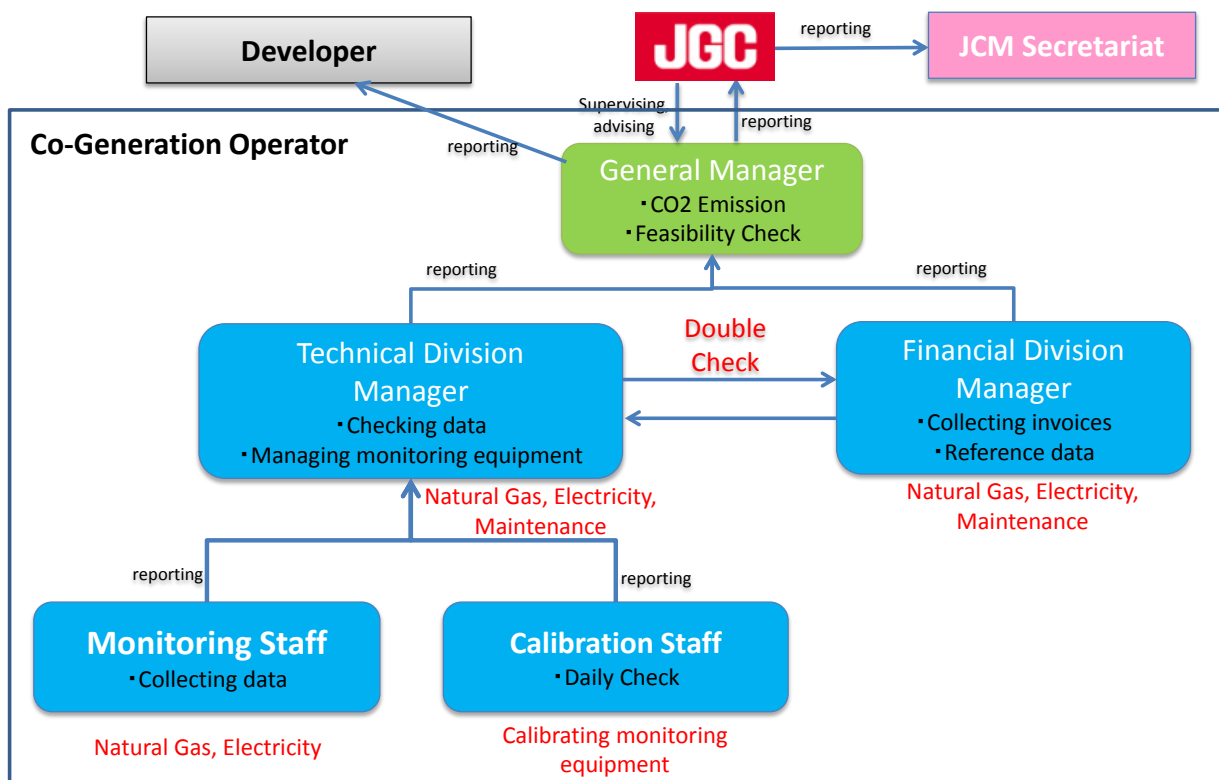
本プロジェクトの MRV 実施体制は、現時点では下の図表の体制となる事を想定している。エネルギーサービス会社がシステム運転データの測定及び記録を行うとともに、発電電力の CO₂ 排出原単位の確認及び記録と、モニタリングレポートの作成及び提出を行う。一定期間のモニタリングを実施した後、エネルギーサービス会社から提出されたモニタリングレポートに基づき、TPE (第三者機関) が排出削減量の検証を実施する。

図表42 MRV 実施体制案

	内容	実施者
測定 (Monitoring)	コージェネレーションシステムの 運転データのモニタリング、電力 系統原単位の確認、記録	エネルギー サービス会社
報告 (Reporting)	モニタリング報告書の作成	エネルギー サービス会社
	モニタリング報告書の提出	日揮株式会社
検証 (Verification)	排出削減量の検証	TPE (第三者機関)

JCM プロジェクト実施の際の MRV 実施報告体制(案)を以下に示す。

図表43 エネルギーサービス会社内の MRV 実施・報告体制(案)



上図で示された技術部門(Technical Division)の Monitoring Staff は、自動的に記録されるガスエンジンによる発電量及び吸収式冷凍機による冷熱生成量の確認、国営電力会社(PLN)からの買電量の確認(あれば)、及び天然ガスの購入量(消費量)の記録を担当する。発電設備は24時間体制で稼働するため、Monitoring Staff は2名体制で運転及びモニタリングを行う。Monitoring Staff は集計されたデータを毎月 Technical Division Manager を通し General Manager に報告する。

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、校正作業を担当する。モニタリングで必要となる電力計については、日本工業規格(JIS)に適合したものか、それと同等の国際機関や国家機関の認証を受けたものを使用する。電力計の校正は、「Joint Crediting Mechanism Guidelines for Developing Project Design Document and Monitoring Report

(以下 JCM ガイドライン) に従い、データの精度を±5%以内に維持する必要があるため、測定機器の推奨校正周期に関わらず、最低でも年に1回は校正を実施する。校正時にデータの精度が5%を超えていた場合、JCM ガイドラインに従って5%の割引を実施する必要がある。割引の期間は、最後の校正から確認した期間までの間の値とし、データの保守性を確保する。さらに再発防止のため、測定機器の変更を含めた対策を検討する。

Technical Division Manager は、Monitoring Staff 及び Calibration Staff の作業を管理し、データの正確性、及び保守性が確保されていることを確認する。

Financial Division Manager は、天然ガスの購入、及び PLN からの電力購入(あれば)に関する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、General Manager である。

General Manager は、Technical Division Manager 及び Financial Division Manager から報告された毎月のデータをクロスチェックし、モニタリング報告書を作成及び提出する。データ集計に使用されたエビデンスには、通し番号を付けて保管し、データ集計表から参照できるようにしておく。データの修正は、General Manager の承認によって行われることとする。記録された全てのデータ及びエビデンスは、General Manager が電子データと紙媒体の両方を管理し、モニタリング期間終了後2年間は保管することとする。General Manager が作成するモニタリング集計表は下表のようなフォーマットを想定している。

図表44 モニタリング集計表例

JCM Monitoring Data Sheet (example)													
Year: 2016													
	unit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Amount of Natural Gas Purchased	千m3	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●
Evidence No.		16NGP①	16NGP②	16NGP③	16NGP④	16NGP⑤	16NGP⑥	16NGP⑦	16NGP⑧	16NGP⑨	16NGP⑩	16NGP⑪	16NGP⑫
Amount of Electricity Generated by gas engine	MWh	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●
Evidence No.		16EG①	16EG②	16EG③	16EG④	16EG⑤	16EG⑥	16EG⑦	16EG⑧	16EG⑨	16EG⑩	16EG⑪	16EG⑫
	unit	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Amount of Electricity Purchased by PLN	MWh	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●	●●●
Evidence No.		16EP①	16EP②	16EP③	16EP④	16EP⑤	16EP⑥	16EP⑦	16EP⑧	16EP⑨	16EP⑩	16EP⑪	16EP⑫

General Manager 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、モニタリングパラメータであるインドネシアの電力系統の CO₂ 排出係数、IPCC のガイドラインにて規定されている天然ガスの 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。日揮株式会社は、JCM 関連の様々な作業について、General Manager だけでなく、プロジェクト自体の責任者に対しても助言等を行う。

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、複合施設のテナントに対する電力供給の供給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。電力計に関するモニタリングプロセスについては、発電所の通常業務

であり、その担当者は発電所運用の訓練の中でモニタリング技術を身につけていくことになる。

これらのパラメーターについて、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天然ガス購入及び PLN からの電力購入に関する伝票は、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、General 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。

モニタリング報告書(Monitoring Report Sheet)は、集計されたモニタリングデータに基づいて General Manager が作成し、日揮株式会社を通じて TPE(第三者機関)に提出する。

検証は、インドネシアの認定 TPE によって実施される。インドネシアの認定 TPE は下表の通り計 10 機関ある。

図表45 インドネシアの認定 TPE(第三者機関)

番号	名前	妥当性確認のセクトラルスコープ	検証のセクトラルスコープ
TPE-ID-002	Lloyd's Register Quality Assurance Limited	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13
TPE-ID-003	Japan Quality Assurance Organization	1, 3, 4, 5, 9, 10, 13, 14	1, 3, 4, 5, 9, 10, 13, 14
TPE-ID-005	Japan Management Association	1, 2, 3, 4, 6, 8, 9, 14	1, 2, 3, 4, 6, 8, 9, 14
TPE-ID-006	TÜV SÜD South Asia Private Limited	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15
TPE-ID-007	Deloitte Tohmatsu Evaluation and Certification Organization Co., Ltd	1, 2, 3, 4, 5, 8, 10, 12, 13, 15	1, 2, 3, 4, 5, 8, 10, 12, 13, 15
TPE-ID-008	TUV Rheinland (China) Ltd	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15
TPE-ID-009	EPIC Sustainability Services Private Limited (India)	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 13, 14, 15
TPE-ID-010	KBS Certification Services Pvt. Ltd. (India)	1, 3, 4, 5, 7, 9, 10, 12, 13, 15	1, 3, 4, 5, 7, 9, 10, 12, 13, 15
TPE-ID-011	PT Mutu Agung Lestari	1, 2, 3, 4, 13, 14, 15	1, 2, 3, 4, 13, 14, 15
TPE-ID-012	ERM Certification and Verification Services Limited	1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 13, 15	1, 2, 3, 4, 5, 8, 9, 10, 13, 15

(出典: インドネシア JCM 事務局ウェブサイト <http://www.jcmindonesia.com/en/participate/tpe-list>)

なお、表中にある JCM のセクトラルスコープとは、以下の技術分野のことである。

図表46 セクトラルスコープ

番号	内容
1	エネルギー産業(再生／非再生)(Energy industries (renewable - / non-renewable sources))
2	エネルギー輸送(Energy distribution)
3	エネルギー需要(Energy demand)
4	製造業(Manufacturing industries)
5	化学工業(Chemical industry)
6	建設(Construction)
7	運輸(Transport)
8	鉱業(Mining / Mineral production)
9	金属工業(Metal production)
10	燃料からの漏洩(Fugitive emission from fuels (solid, oil and gas))
11	HFC・SF6 の製造・消費による漏洩(Fugitive emissions from production and consumption of halocarbons and sulfur hexafluoride)
12	溶剤使用(Solvents use)
13	廃棄物処理(Waste handling and disposal)
14	REDD+ (Reducing emissions from Deforestation and Forest Degradation in developing countries; and the role of conservation, sustainable management of forest and forest carbon stocks in developing countries (REDD-plus))
15	農業(Agriculture)

本プロジェクトのセクトラルスコープは、1. エネルギー産業(再生／非再生)に該当するため、インドネシアにおける認定 TPE のいずれの機関も、本プロジェクトの検証を実施する資格を有する。認定 TPE の選定は、プロジェクト開始後、見積価格及び検証時の対応可否によって、事業会社により決定されることになる。

5. 今後の予定

本調査の結果として、コージェネレーションシステムの導入により、コストを削減でき、CO₂ 排出量削減にも貢献できることがわかった。本プロジェクトとしては、今後、条件が整い次第、開発会社 A 社に導入のメリット説明し、提案を行う予定である。一方、ジャカルタ特別州内で商業分野でのコージェネレーションの事例は少なく、省エネルギーという概念自体への理解も低いため普及啓発も重要となる。

図表47 スケジュール(案)

Fiscal Year	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Development of Complex Buildings		Design	Construction	Construction	Construction	Leasing Business (Land/Floor)	Leasing Business (Land/Floor)	Leasing Business (Land/Floor)
Cogeneration System			Basic Design	Permits Detailed Design	Construction	Construction	Energy Service Business	Energy Service Business
JCM Project	Feasibility Study				JCM Model Project	JCM Model Project	JCM Model Project	JCM Model Project

リサイクル適性の表示:印刷用の紙にリサイクルできます

この印刷物は、グリーン購入法に基づく基本方針における「印刷」に係る判断の基準にしたがい、印刷用の紙へのリサイクルに適した材料[Aランク]のみを用いて作製しています。