

令和2年度環境省委託事業

令和2年度脱炭素社会実現のための都市間連携事業委託業務  
(富山市・バリ州・スマラン市による都市間連携事業を活用した  
SDGs 未来都市構築支援事業)

報告書

令和3年3月

日本エヌ・ユー・エス株式会社

富山市



## 目次

1. 本業務の背景、目的及び実施体制 .....	1
1.1. 背景および目的 .....	1
1.2. 本業務の実施体制と実施内容 .....	4
2. 事業化計画の検討 .....	5
2.1. インドネシアの低炭素政策の取り組み .....	5
2.1.1. インドネシア中央政府の低炭素政策 .....	5
2.1.2. 国家中期開発計画（RPJMN） .....	8
2.1.3. 新型コロナウイルスによる影響 .....	11
(1) 新型コロナウイルス感染拡大によるエネルギーセクターへの影響 .....	11
2.2. バリ州 .....	12
2.2.1. バリ州の低炭素化に向けた取り組み .....	12
(1) 主たる政策・方針 .....	12
(2) バリ州エネルギー関連政策 .....	12
(3) バリ州の電力需要量および再生可能エネルギーポテンシャル .....	16
2.2.2. 天然ガスへの燃料転換事業化計画策定に向けた検討 .....	18
(1) 観光バス等のガス転換に関する検討 .....	18
(2) 廃棄物収集車のガス転換に関する検討 .....	27
2.2.3. 太陽光発電導入事業化計画策定に向けた検討 .....	32
(1) 太陽光発電 .....	32
2.3. スマラン市 .....	34
2.3.1. スマラン市の低炭素化に向けた取り組み .....	34
(1) 主たる政策・方針 .....	34
(2) 中部ジャワ州エネルギー関連政策 .....	34
2.3.2. 天然ガスへの燃料転換事業化計画策定に向けた検討 .....	38
(1) 洪水調整ポンプ燃料転換 .....	38
(2) 交通燃料転換 .....	44
3. 事業実施体制の構築 .....	48
3.1. バリ州 .....	48
3.1.1. 交通燃料転換 .....	48
3.1.2. 太陽光発電導入事業化 .....	49
3.2. スマラン市 .....	50
3.2.1. 燃料転換 .....	50
(1) 洪水調整ポンプ燃料転換 .....	50
(2) 廃棄物収集車 .....	51
4. 制度的課題の把握・改善案の検討 .....	52
4.1. 課題と対応策の検討 .....	52
4.1.1. 天然ガスの燃料転換における課題 .....	52
4.1.2. 再エネにおける課題 .....	54

4.2.	具体的な制度整備・改善案の検討 .....	58
4.2.1.	天然ガス利用に係る制度整備・改善案検討 .....	58
4.2.2.	太陽光発電の普及に係る制度整備・改善案検討 .....	61
4.3.	制度改善案.....	61
4.3.1.	地方政府主導によるポテンシャルサイトの統合 .....	61
4.3.2.	モニタリングと公表による取り組みの周知 .....	62
5.	温室効果ガス排出削減見込み量の試算 .....	63
5.1.	温室効果ガス削減方法論の検討 .....	63
5.1.1.	概要.....	63
5.1.2.	対象プロジェクトに関する方法論の検討 .....	63
(1)	燃料転換.....	63
(2)	PV .....	69
6.	低炭素社会実現のための都市間連携（現地関係者との協議） .....	74
7.	令和元年度事業の JCM 設備補助事業化組成活動 .....	74
8.	成果のまとめと今後 .....	75

略語表

略語	英語・インドネシア語	和訳
100RC	100 Resilient Cities	100 のレジリエント・シティ
BAPPEDA	Badan Perencanaan Pembangunan Daerah	地方開発計画局
BAU	Business as usual	成り行きシナリオ
BOE	Barrel of Oil Equivalent	石油換算トン
BRT	Bus Rapid Transit	バス高速輸送システム
CAPEX	Capital Expenditure	設備投資コスト
CNG	Compressed Natural Gas	圧縮天然ガス
DDF	Dual Diesel Fuel	ディーゼル油/CNG の混合燃料
DEPO	Depot	中継施設
DKP	Dinas Kebersihan dan Pertamanan	美化局
ESDM	Ministry of Energy and Mineral Resource	エネルギー鉱物資源省
FIT	Feed-in Tariff Program	固定価格買取制度
GNSSA	GERAKAN NASIONAL SEJUTA SURYA ATAP	屋根置き太陽光発電促進国民運動
IPP	Independent Power Producer	独立電源事業者
IRR	Internal Rate of Return	内部収益率
JCM	Joint Crediting Mechanism	二国間クレジット制度
KEN	Kebijakan Energi Nasional	国家エネルギー政策
MRU	Mobile Refueling Unit	コンプレッサー搭載ガス供給車
NDC	Nationally Determined Contribution	自国が決定する貢献
PLN	Perusahaan Listrik Negara	インドネシア電力公社
PPA	Power Purchase Agreement	電力売電契約
RAD-GRK	Rencana Aksi Daerah Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca	地方温室効果ガス排出削減行動計画
RAN-GRK	Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca	国家温室効果ガス排出削減行動計画
RPJMD	Rencana pembangunan jangka menengah daerah	地方中期開発計画
RPJMN	Rencana pembangunan jangka menengah nasional	国家中期開発計画
RUED	Rencana Umum Energi Daerah	地方エネルギー総合計画
RUEN	Rencana Umum Energi Nasional 2015-2050	新国家エネルギー政策
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	インドネシア電力供給事業計画

SDGs	Sustainable Development Goals	持続可能な開発目標
SPBG	Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas	ガス充填ステーション
TPA	Tempat Pembuangan Akhir	最終処分場
TPS	Tempat Pengolahan Sampah	一時集積場
JANUS	Japan NUS Co., Ltd.	日本エヌ・ユー・エス株式会社 (本都市間連携提案事業者)

## 1. 本業務の背景、目的及び実施体制

### 1.1. 背景および目的

インドネシア政府は、温暖化対策への国家的取り組みとして、2013年に国家温室効果ガス排出削減行動計画（Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca: RAN-GRK）を策定し、2020年に成り行きシナリオ（Business as usual: BAU）比でGHGを26%削減することを目標として掲げている。

また、インドネシアでは、貧困対策として石油燃料の補助政策を行っているが、国際的な原油の価格変動によって国家財政が悪化しており、石油に代わるエネルギー源の供給と、省エネルギーの推進が課題となってきた。2014年、化石燃料への依存の低減と再生可能エネルギーの普及促進ならびに省エネルギーの推進を軸とした「国家エネルギー政策（Kebijakan Energi Nasional: KEN）」が制定され、2050年までのエネルギー政策の大枠として定められている。2017年には上記のエネルギー政策で設定された目標を達成するための具体的な措置を記載した国家エネルギー計画（Grand National Energy Plan 2015-2050: RUEN）が制定された。

地方自治体については、各地域の特性、実態を踏まえた取組の推進を図るため、2013年に州政府が州ごとの温室効果ガス排出削減行動計画（Rencana Aksi Daerah Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca: RAD-GRK）を策定し、自治体としての取り組みも進められてきたところである。

インドネシアの自治体は、州の下に市、県から構成され、それぞれのレベルにおいて地域事情を反映した低炭素施策が策定されつつあるが、その実行にあたって様々な支援が必要となっている。

こうした中、SDGs未来都市である富山市は、インドネシアの自治体との連携による貢献を目指し、様々な取り組みを推進してきた。富山市のインドネシアとの繋がりは深く、2014年にバリ州タバナン県との技術協力協定の下、JICA事業を活用し小水力発電設備を導入したことを契機に、スマラン市、バンドアチェ市、トビンティンギ市、タバナン県、クルンクン県、レボン県等との協力協定を締結し、SDGs達成に寄与するプロジェクトを組成してきたところである。2018年にはその功績から日本の自治体として初めて、インドネシア内務省より感謝状の贈呈を受けている。富山市は、SDGs未来都市として、この取り組みをSDGs17に掲げられている「グローバル・パートナーシップを活性化」するゴールに位置付け、国際連携の取組をさらに進める方針である。



図 1-1 内務大臣からの富山市長への感謝状授与

バリ州ではこれまで、JCM都市間連携事業として、「富山市・バリ州による都市間連携を活用した観光未来都市支援事業」を実施してきた。同事業においては、ホテルや交通分野を中心に観光セクターの低炭素化支援を行ったほか、燃料転換に係る政策支援に加え、JCM案件形成活動としてJCM設備補助事業の申請支援、ビジネスマッチング、ワークショップ開催などの活動を実施した。

同事業の成果として、大型ホテルの省エネ・再エネ導入に係る事業が具体化し、JCM設備補助事業への申請に向けた準備を進めている。本事業では、引き続き大型ショッピングセンターやホテル、官公庁等を対象とした省エネルギー技術導入、再生可能エネルギー導入の検討を図る。

一方、バリ州が抱える最大の環境課題は、交通渋滞やそれに伴う排ガスによる大気汚染、CO<sub>2</sub>排出の課題である。世界的な観光地として、バリ州は交通分野の低炭素化、クリ

ーンエネルギー化に早急な対策が必要であることを強く認識しており、SDGs 未来都市として交通政策に際立った実績<sup>1</sup>を有する富山市からの支援が期待されている。

世界的には、化石燃料からの脱却を目指す脱炭素が推進されており、こうした観点からは、電気自動車や再生可能エネルギー水素を用いた水素自動車などの普及が必要である。しかし、こうした脱炭素交通技術は、インフラや社会・経済的側面から普及には課題があり、インドネシアにおいて広く普及するにはまだ長い時間を要すると考えられる。

脱炭素技術の普及を待つまでの対症療法策としては、CO<sub>2</sub>排出量の低い燃料へ転換するなど、適正技術を選定し、実現可能な技術や手段で低炭素化を図るべきであることは言うまでもない。

そこで、富山市がスマラン市において実現した平成30年度JCM設備補助事業「スマラン市公共交通バスへの圧縮天然ガス（Compressed Natural Gas: CNG）とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」の技術であるガス転換機器（Dual Diesel Fuel: DDF）システムを活用し、脱炭素へ向けた通過点として、交通分野で実現性の高い同技術による低炭素化の検討を行う。交通分野への脱炭素化へ向けた展望は以下のとおりであり、本事業では現状より一段階、低炭素化に繋がる技術の普及により交通分野への脱炭素化へ向けた進展を図る。

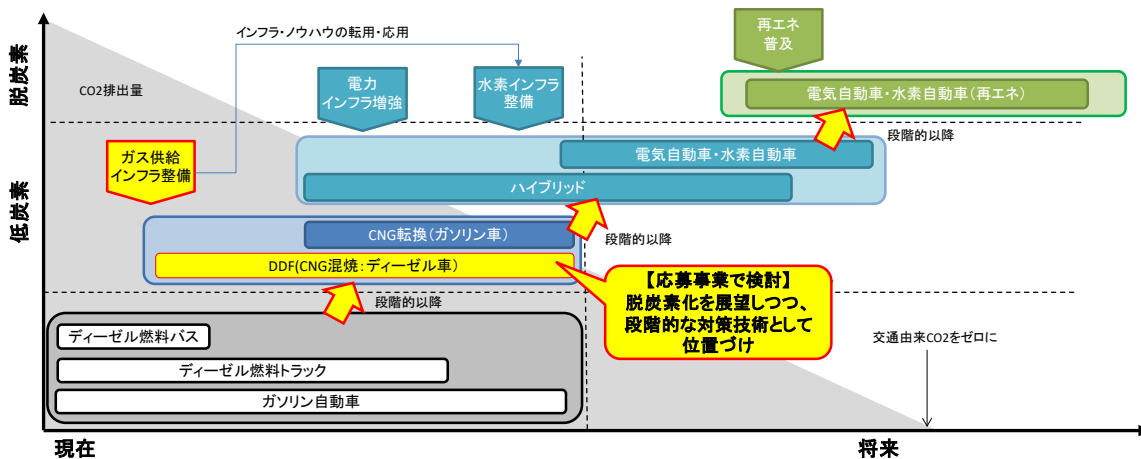


図 1-2 交通分野の脱炭素化に向けた技術ステップのイメージ

出所) JANUS 作成

DDF は、ディーゼル燃料のみでも機能するため、ガス供給設備が不十分な地域でガス燃料不足となった場合も運用可能であり、現地適合性が高い。また、熱量換算でディーゼルより安価であることから、導入者にとって経済的メリットも大きい。さらに、既存の車両に対する改造であることから、コスト面でも安価に実施が可能である。こうした点から、DDF は多くの車両に普及させることができ、費用対効果の高い低炭素技術であるといえる。

現地で施工可能な業者も把握しており、メンテナンス、アフターサービスの体制も構築可能である。また、車両以外にも、船外機付きの漁船や、ディーゼル自家発電設備に展開することも視野に入れることができる。

<sup>1</sup> 富山市は、環境的に持続可能な交通（EST）の普及を進める交通環境賞に際し、2014年に「公共交通を軸としたコンパクトなまちづくり」で最高賞の大賞（国土交通大臣賞）を受賞する等の実績を有している。





図 1-3 DDF システムとスマラン市公共バスへの導入例

出所) JANUS 作成

一方で、インドネシアにおいてガスの流通状況は万全とはいえない。インドネシアは、石油の減産に伴い埋蔵量の多い天然ガスの利用促進策が進められているものの、産出される天然ガスのほとんどが、輸出か大規模需要家（LNG 火力発電所等）への供給に留まっており、都市の潜在的な需要に供給する体制が整っていない。

ガスの安定供給のためには、エネルギー政策を担うエネルギー鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resource: ESDM）や、ガス元売である Pertamina Gas 社等の安定供給に係る協力が不可欠である。バリ州における交通分野へのガス供給は、バリ州知事と ESDM 大臣の協力協定の下、国営ガス会社である Pertamina Gas 社がバリ州へのガス事業進出の方針を有しており、バリ州と富山市の都市間連携の下で、協調して事業化を進めていくことに合意している。

スマラン市における先行事業では、ガス供給体制の整備不足に起因し、モニタリング開始後もガス供給にトラブルが発生するなど、課題を抱えていた。本事業では、こうした課題に直面したスマラン市のアドバイスを得ながら、安定的なガス供給を保證できる体制構築を図る。

スマラン市における富山市との協力については、2017年に「平成29年度低炭素社会実現のための都市間連携事業」として「レジリエント・シティ構築に向けた防災・環境・エネルギー課題解決型低炭素化支援事業」及び「コンパクトシティ型交通体系整備に向けた調査事業」を皮切りに、同年「富山市・スマラン市環境と公共交通の確立に関する協力協定書」を締結、2018年には、「平成30年度低炭素社会実現のための都市間連携事業」として、「スマラン市産業セクターへの省エネ機器導入による低炭素化事業」を実施したところである。

2019年には「令和元年度 JCM 都市間連携事業」として、「スマラン市の低炭素化社会シナリオに基づくクリーンエネルギー推進事業」を実施し、スマラン市に新設される縫製工場並びにスマラン市役所庁舎への設備補助事業形成が検討され、本年度の JCM 設備補助事業申請に向けた準備に入っているほか、現行 JCM 設備補助事業である「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」の所有権手続き遂行及び CNG ガス供給安定化の支援が図られたところである。

加えて、スマラン市は、令和元年度の事業において、地方政府としての役割や政策づく

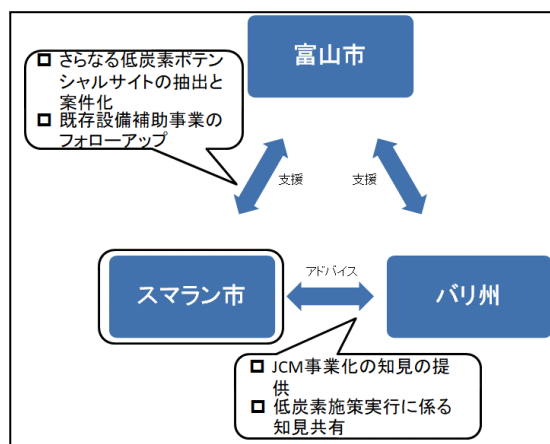


図 1-4 本事業におけるスマラン市の位置づけ  
出所) JANUS 作成

り、政策実行の経験をバリ州に共有し、バリ州政府における都市間連携事業およびJCM事業の効果等の理解醸成に貢献した。

都市間連携事業において、富山市に倣った低炭素政策の推進や、JCM事業化を行う場合、日本とは法令や自治体の責務、権限などが異なることから、インドネシアに置き換えた施策を検討し、実行する必要がある。その際、現地法令等に照らして実行可能性を検討するプロセスが不可欠であり、時間を要することが常である。こうした事情を踏まえ、同じインドネシアの地方政府の成果、経験の横展開を図ることで、低炭素政策の実行、JCM事業の活用を加速化することが可能となる。そこで、本事業では、富山市とバリ州の事業においてスマラン市をアドバイザーとして位置づけ、引続き協力連携を図り、低炭素・脱炭素に係る環境政策の推進や、JCM事業組成の知見の共有を担う体制としている。

一方、スマラン市においても、未だ豊富な低炭素ポテンシャルがあることを把握しているが、こうしたポテンシャルサイトへの低炭素技術導入及びJCM事業化について、実現未達成な案件も残っている。詳細な案件内容は後述するが、本事業においては、スマラン市が実現を目指すポテンシャルサイトへの脱炭素・低炭素技術導入において、JCM事業化の具体化を進め、バリ州、スマラン市両地域のSDGs達成のため、連帯を強化することを目指す。

## 1.2. 本業務の実施体制と実施内容

本プロジェクトの実施体制を下記の通り示す。

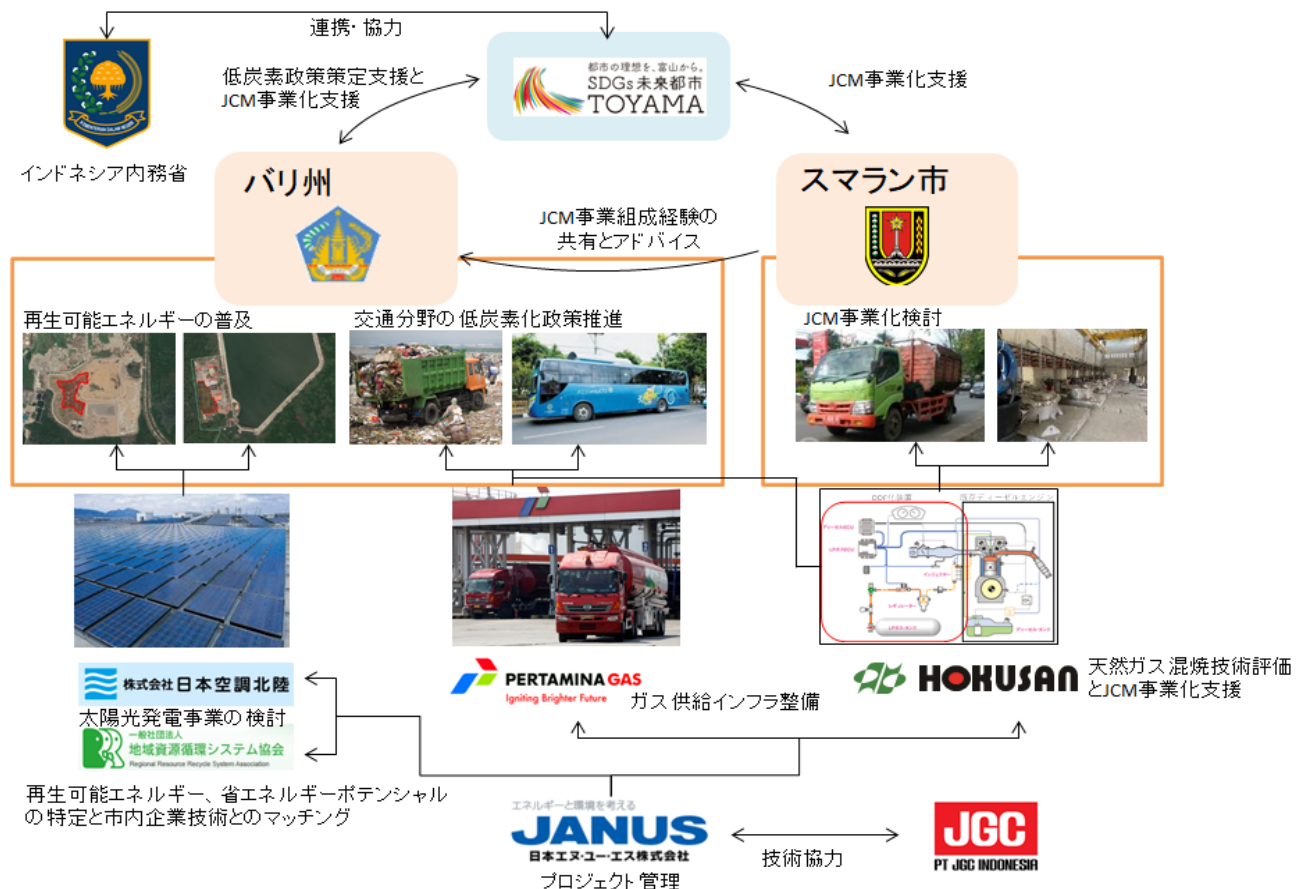


図 1-5 本業務の実施体制（全体）

出所) JANUS 作成

実施内容、実施項目を以下に整理する。

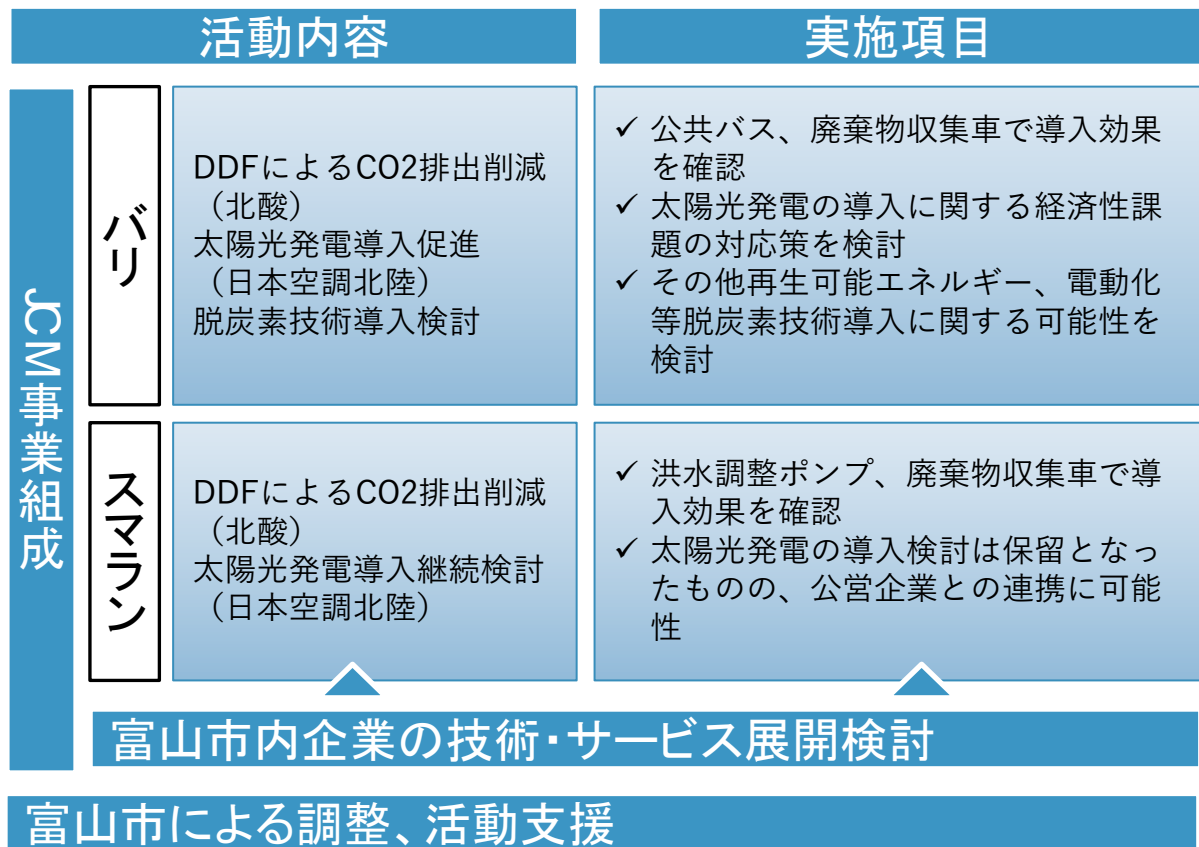


図 1-6 本業務の活動内容および実施項目

出所) JANUS 作成

## 2. 事業化計画の検討

### 2.1. インドネシアの低炭素政策の取り組み

#### 2.1.1. インドネシア中央政府の低炭素政策

上述の通り、インドネシアにおける低炭素化に係る政策的位置づけの柱として、2010年に大統領令の形で策定された「国家温室効果ガス排出削減行動計画（Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca: RAN-GRK）」がある。

この計画では、国家公約として2020年までに成り行きシナリオ（Business as usual: BAU）から26%の排出削減目標のもと温室効果ガス排出削減に取り組む、とされているが、国際的支援を得た場合には41%の温室効果ガス排出量を削減するという目標も表明されていることから、二国間クレジット制度（Joint Crediting Mechanism: JCM）についても活用が期待されてきた。こうした中、2013年10月、日本とインドネシアはJCMに調印し、日本にとって8番目のJCM対象国となった。

なお、2010年の行動計画は、ユドヨノ前大統領の任期において表明されたものであるが、2015年12月21日、パリで開催されたCOPでのジョコ・ウィドド現大統領は、自国が決

定する貢献 (nationally determined contribution : NDC) として、GHG 排出削減量に関し、RAN-GRK の目標に沿った形で 2030 年に BAU 比で 29%削減すること、そして JCM などの国際支援により 41%まで削減することをコミットする宣言を行っている。前述の RAN-GRK は 2020 年までの GHG 排出削減目標であったため、NDC の提出後、2017 年に RAN-GRK 事務局は、インドネシア全土でのワークショップを開催し、各地方政府と協議の上、NDC に沿うよう目標値の再検討を行っている<sup>2</sup>。

NDC は、2020 年に改訂が予定されていたものの、新型コロナウイルス感染拡大の影響からその改訂作業が大幅に遅れており、2021 年 2 月時点では最新版は提出されていない<sup>3</sup>。現時点で最新版のドラフトは入手できないものの、更新版の NDC は 2021 年 3 月に提出が予定されているとのことである<sup>4</sup>。更新版の NDC では第一回の NDC の目標を据え置くものの、第一回 NDC の目標達成に向けより具体的で現実的な方策を盛り込まれる予定である<sup>5</sup>。

インドネシアの国内制度としては、低所得層向けの安価なエネルギー供給が政権支持基盤の重要な要素であることなどから、再生可能エネルギーの急速な転換には課題が多いとされつつも、2015 年に策定された新国家エネルギー政策 (Rencana Umum Energi Nasional 2015-2050 : RUEN) においては、2025 年までにインドネシアにおける各エネルギーの割合について、石油を 49 %から 22 %以下へ低減させる目標を設定している一方、天然ガスを 20 %から 22 %、石炭を 24 %から 32 %、再生可能エネルギーを 6 %から 23 %へそれぞれ増加させるとしている。

また、原子力は最後の選択と位置付けている。化石燃料の直接使用から電力への転換を促進し、発電設備容量は現在の 44 GW から 2025 年には 115GW に増加させるとしている。

また、次のような国家エネルギー政策目標を設定している。

- 1) エネルギー弾性値 (エネルギー消費の伸び/経済成長率) :  
経済成長目標に合うよう、2025 年に弾性値を 1 以下とする。
- 2) エネルギー原単位 (GDP 当たりのエネルギー使用量) :  
2025 年までに年 1 %ずつ改善させる。
- 3) 電化率 :  
2015 年に 85%、2020 年には 100%に近づける。
- 4) 家庭用ガスの使用率 :  
2015 年に 85%とする。
- 5) 一次エネルギーに占める新・再生可能エネルギーの割合 :  
2025 年までに 23%、2050 年までに 31%に引き上げる。

---

<sup>2</sup>[https://energypedia.info/wiki/Indonesia:\\_From\\_Mitigation\\_Action\\_Plans\\_To\\_Integrated\\_Low\\_Carbon\\_Development\\_Planning](https://energypedia.info/wiki/Indonesia:_From_Mitigation_Action_Plans_To_Integrated_Low_Carbon_Development_Planning)

<sup>3</sup> UNFCCC 事務局「各国 NDC 提出状況」<https://www4.unfccc.int/sites/NDCStaging/Pages/LatestSubmissions.aspx>

<sup>4</sup> マレーシア英字新聞 The star、<https://www.thestar.com.my/aseanplus/aseanplus-news/2021/01/28/jokowis-call-for-global-climate-action-rings-hollow-environmentalists>

<sup>5</sup> インドネシア Online ニュース ANTARANEWS.com、<https://www.antaraneews.com/berita/1930776/indonesia-tidak-ubah-target-emisi-dalam-pembaruan-ndc>

国家エネルギー政策（RUEN）では、天然ガス、再生可能エネルギー電力による低炭素施策を包含した構成となっており、当該政策の中で低炭素政策の方針を読み取ることができる。

同政策の全体像と、天然ガス、再生可能エネルギー電力による低炭素施策を表 2-1 に整理する。

表 2-1 国家エネルギー政策における天然ガス、再生可能エネルギー電力の位置づけ

項目	内容
目標	<ul style="list-style-type: none"> <li>・経済の効率的運用に向けて市場経済化をリードするビジネスの役割の増進</li> <li>・輸出向けエネルギー開発、国内消費者向けエネルギー利用基盤の増強</li> <li>・国内外で戦略的パートナーシップを強化</li> <li>・外国依存の低減とローカルコンテンツの増強</li> </ul>
戦略	<ul style="list-style-type: none"> <li>・国内/輸出間の価格差是正</li> <li>・エネルギーマスタープラン策定の支援</li> <li>・生産者から消費者までの市場メカニズム導入</li> <li>・大規模開発における民間と政府の役割分担</li> <li>・民間によるエネルギー開発への支援</li> <li>・技術開発・人材育成の推進</li> <li>・エネルギー関係者の協調体制の確立</li> <li>・エネルギー関連部門における経営管理能力の育成</li> </ul>
行動計画 (ガス)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・エネルギー供給確保のための国内・海外ガス資源へのアクセスの強化</li> <li>・インセンティブ付与による<b>ガスの埋蔵量・生産量の増強</b></li> <li>・LNG 基地、CNG 輸送設備、ガス配送網の建設による<b>ガス供給量の増加</b></li> <li>・小規模 LNG、液化技術などの新分野における研究・技術開発</li> <li>・ガス供給システム建設に見合う経済価値を実現するガス価格の適用</li> <li>・国内企業による国内市場への供給義務</li> <li>・ガスの国内供給優先順位（肥料用、発電用、国営ガス会社、工業用）の最適化</li> <li>・小規模 LNG/LPG によるフレアーガスの最適利用</li> </ul>
行動計画 (ガスパイ プライン)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・国内ガス輸送システム確立のためパイプライン建設の継続</li> <li>・LNG 基地、CNG 輸送設備、ガス配送網の建設による<b>ガス供給量の増加</b></li> <li>・パイプラインが建設できない地域には CNG で対応</li> <li>・経済原則に沿ってパイプラインによるガス輸送・託送料金を決定</li> <li>・LNG と LNG 受け入れ基地をジャワのガス需要の高い地域に建設</li> <li>・ASEAN ガスパイプライン計画の推進</li> </ul>
行動計画 (天然ガス ・LPG)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・天然ガスが供給できない地域での LPG 供給の増強</li> <li>・政府は LPG の品質管理体制を確立</li> <li>・LPG、DME、GTL 製品等の推進</li> <li>・輸送部門での石油消費の抑制と LPG、天然ガスの利用促進</li> </ul>

項目	内容
	<ul style="list-style-type: none"> <li>・製品ガスの規格を整備し、天然ガス、LPG 取引の競争を加速</li> </ul>
行動計画 (電気・電 化)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・パイプラインネットワークによる天然ガス・LPG 利用の発電所の増強</li> <li>・再生可能エネルギーによる発電の増強、発電燃料の多様化と石油消費の削減</li> <li>・低品位炭を利用した発電の増強</li> <li>・遠隔地での発電電力の近隣諸国への輸出</li> <li>・小規模ガス発電機器の開発</li> <li>・コージェネレーション、燃料電池などの新しい発電技術利用の開発</li> <li>・環境保護を目的とした発電オペレーション手法の確立</li> </ul>
行動計画 (民生商業 部門)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・天然ガスと石炭の利用促進</li> <li>・石炭やブリケットを輸送する道路や貯蔵所の建設</li> <li>・省エネタイプの機器の推奨</li> <li>・省エネ機器情報の消費者への伝達</li> <li>・天然ガス消費への転換推進のための輸送技術や小規模貯蔵施設などの開発</li> </ul>
行動計画 (工業部 門)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・自家発電から電気事業者から買電への切り替え促進</li> <li>・ガス利用工場への支援</li> <li>・石油代替を目的とするガス利用の研究、開拓、促進</li> <li>・コージェネレーションタイプの発電装置の利用促進</li> <li>・無電化地域でのローカルエネルギーの利用促進</li> <li>・茶製造、ゴム工場、温室農園などの小規模工場でのブリケットの利用</li> </ul>
行動計画 (運輸部 門)	<ul style="list-style-type: none"> <li>・CNG、LPG を利用した陸上交通システムの促進</li> <li>・LNG、DME、ガス・ハイドレートなどの石油代替エネルギーの利用促進</li> <li>・バイオディーゼル燃料の開発</li> <li>・都市での公共交通機関用に電気自動車システムを開発</li> <li>・自動車の燃費基準の設定</li> </ul>

出所) エネルギー鉱物資源省ウェブサイト: 「PERATURAN PRESIDEN REPUBLIK INDONESIA NOMOR 22 TAHUN 2017 TENTANG RENCANA UMUM ENERGI NASIONAL」をもとに作成、  
<https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-rencana-umum-energi-nasional-ruen.pdf>、2020年1月20日取得

### 2.1.2. 国家中期開発計画 (RPJMN)

インドネシア政府は2020年1月新たな国家中期開発計画 (Rencana pembangunan jangka menengah nasional: RPJMN) を発表した。当該計画において、実質 GDP の成長率は年平均 5.7~6.0% で想定されており、当該目標の達成には約 35,000 兆ルピアの投資が必要となる。また、国民 1 人当たりの国民総所得を、24 年時点で 5,810~6,000 ドルまで引き上げるという目標も設定している<sup>6</sup>。

RPJMN においては大統領の 9 つのミッション、5 つの指令が設定されており、これから

<sup>6</sup> インドネシア国家開発企画庁“Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional 2020-2024, Narasi (国家中期開発計画)”



下記の通り7つの開発課題が示されている。開発課題においては、環境に配慮し、災害レジリエンスを向上させ、気候変動対策を考慮した開発が求められるとされている。

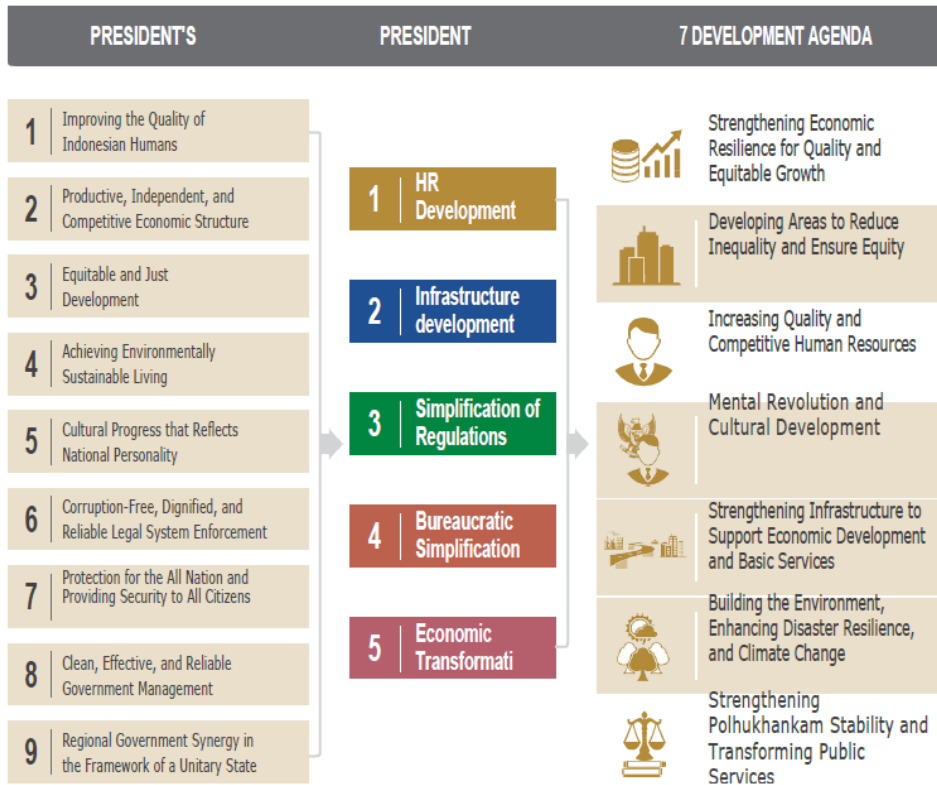


図 2-1 中期開発計画（RPJMN）大統領指令および7つの開発課題

出所）中期開発計画（RPJMN、2020～2024）

RPJMN のマクロ開発目標においては、GHG 排出削減目標についても言及されており、前述の NDC で挙げられている 2030 年、BAU 比 29% の削減を達成するために、2024 年までに GHG 削減量 27.3% を目標に掲げている（下記図）。



図 2-2 中期開発計画（RPJMN）2020-2024 年のマクロ開発目標

出所）中期開発計画（RPJMN、2020～2024）

エネルギーの開発計画では、同国においては化石燃料への依存が続いており、2018年時点で75%であったエネルギー自給率は2045年には28%まで減少すると見込まれている。これを賄うために前述のRUENで掲げられている再生可能エネルギーの普及を進め、その割合を2024年までに23%までに増加させることを目標としている。

同計画はエネルギー開発に関して下記に示す方針を示している。

- 1) 再生可能エネルギーの開発の加速
- 2) バイオ燃料の供給量の増加
- 3) エネルギー確保および省エネの発展
- 4) 産業へのエネルギー供給の増加
- 5) NRE（新・再生可能エネルギー）の開発および産業界の支援

天然ガスの供給量の目標として、2018年時点の110万 BOE/日であった生産量を2024年には120 BOE/日へ増産することを目標としている。

再生可能エネルギー増加目標の達成においては、油ヤシ由来の再生可能エネルギーの開発に注力することも明記されており、その投資額は2024年までに32兆ルピアを見込んでいる。

都市部の電力需要は電力の多様化が追いついておらず、いまだに化石燃料由来のエネルギーへの依存が続いている。太陽光発電は普及が進んでいないが、これは太陽光パネルの供給が高価格・低品質の国産パネルに限られ、また、グリッドの整備が進んでおらず、再エネの受け入れの整備ができていないことも上げられるとされている。

#### 【ガス供給プロジェクト】

2020年～2024年の国家中期計画にて国家として実施予定の優先プロジェクトがリストアップされており、ガス供給計画に言及されているプロジェクトとして「プロジェクト No.35：400万戸へのガス供給のためのガスインフラ整備」でガス供給の拡大について言及されている<sup>7</sup>。

プロジェクトの背景として、国産ガスを最大限国内で利用することを目的としていることと、都市部でのガス供給ネットワーク整備が現在53万住戸と、十分進んでいない点が挙げられる。本プロジェクトでは今後ガス供給網を2020～2024年に拡大させ、2024年までに400万戸へのガス供給を目指している。これに伴い設備投資として、38.4兆ルピアを見込んでいる。特に、接続優先地域としてスマランが挙げられていることから、今後、ガス供給のための基幹インフラが整備され、交通向けガス供給についても整備が進むことが期待される。

---

<sup>7</sup> インドネシア国家開発企画庁 “Rencana Pembangunan Jangka Menengah Nasional 2020-2024, Proyek Prioritas Strategis（国家中期開発計画、優先プロジェクトリスト）”



### 2.1.3. 新型コロナウイルスによる影響

インドネシアにおいても新型コロナウイルスにより大きな影響を受けており、2020年9月時点でのインドネシア投資調整庁の発表によれば、2020年は新型コロナウイルスの影響もあり、第2期（4期中）の経済成長は前年同期比-5.3%となった。

経済活動の回復のためにより一層の投資促進の重要性が認識されており、特に中央ジャワならびにスマラン市に関しては、労働力が安く、生産性が高いことに加え、首都のジャカルタに近く、空港も市内にあるなど好条件がそろっているため、現地政府は海外からの進出企業への追加投資を促す施策を進めている<sup>8</sup>。具体的な税制優遇装置として、2020年4月には財務大臣令 No.44/PMK.03/2020 が施行されている。

#### (1) 新型コロナウイルス感染拡大によるエネルギーセクターへの影響

新型コロナウイルス感染拡大の影響はインドネシアのエネルギーセクターへも大きな影響を及ぼしている。燃料消費は移動制限による政策の影響もあり大幅に落ち込んでおり、同様にエネルギーセクターは経済全体の減速により大きな打撃を受けている。国全体の燃料の売上高で見ると2020年4～5月の2ヶ月平均では前2ヶ月平均比35%の売り上げ減少となっており、特にジャカルタやバンドゥンなど大都市ではその影響はより顕著に表れた<sup>9</sup>。

新型コロナウイルスの Pertamina グループへの影響も大きく、2020年4～5月の売上の2ヶ月平均の売上は計画の38～45%の売上減と報告されている。インドネシア電力公社（Perusahaan Listrik Negara: PLN）への影響も大きく、特に脆弱な財務体質が悪影響に拍車をかけていると言われている。

Pertamina グループは需要減から製油処理量を減少させ、2020年5月にはバリクパパンの製油所を閉鎖している。燃料輸入量も33万バレル/日から10～15万バレルまで落ち込んだ。

再エネ投資部門に関しても、新型コロナウイルスの影響により新規投資が落ち込んでいいる。電力需要の落ち込み、物流の制限や人員の確保の制限、金融機関からの資金繰りの難しさなどから、プロジェクトが進んでいない状況にある。

このような状況の中、新型コロナウイルス感染拡大前より進行中だったプロジェクトに対する特別措置として新型コロナウイルス感染拡大を「不可抗力」条項と捉え、感染拡大期間中はプロジェクト遅延に係る PLN への損害補償などの支払いを求めないといった提案がされている<sup>10</sup>。

なお、インドネシアの新型コロナ感染者数は2020年よりほぼ右肩上がりでも上昇しており、2020年7月時点では新規感染者が2,000/人程度であったが、2021年2月現在1日10,000人を超える新規感染者が確認されている<sup>11</sup>。

<sup>8</sup> インドネシア投資調整庁、Semarang Business Forum 2020での発表より

<sup>9</sup> International Institute for Sustainable Development, July, 2020 “Indonesia’s Energy Policy Briefing”

<sup>10</sup> エネルギー鉱物資源省、“Dampak Covid-19 pada Pengembangan Energi Terbarukan di Indonesia”

<sup>11</sup> <https://www.worldometers.info/coronavirus/country/indonesia/>

## 2.2. バリ州

### 2.2.1. バリ州の低炭素化に向けた取り組み

#### (1) 主たる政策・方針

##### ① バリ州中期開発計画（RPJMD）

2.1.2 で述べたとおり、インドネシアでは RPJMN が策定されており、これに沿って各州においても州レベルの地方中期開発計画（Rencana pembangunan jangka menengah daerah: RPJMD）が策定されている。バリ州における最新の RPJMD は 2018～2023 年での計画となっている<sup>12</sup>。

RPJMD は RPJMN と密接に関連しており、バリ州 RPJMD（2018～2023）で掲げられている 22 の開発ミッションは、RPJMN（2015～2019）の 7 つの開発ミッションに沿うように計画されている。

バリ州 RPJMD においてエネルギー開発に関連する記述としては、22 のミッションのうち Mission 21 が関連する。下記に 22 あるミッションのうち Mission 21 を抜粋する。Mission の下にはそれぞれ目標があり、到達目標には指標が設けられている。

表 2-2 バリ州 RPJMD ミッション 21

ミッション 21：清潔でグリーン、美しい環境の開発によるバリ Krama ライフスタイルの実現							
Goal 2：清潔、グリーン、美しい生活環境の実現							
指標：環境 Index（IKLH）							
指標	Unit	2018（基準年）	2019	2020	2021	2022	2023
1. 水質 Index	Index	63.2	64.7	66.2	67.7	69.2	70.7
2. 大気質 Index	Index	92.0	92.4	92.9	93.4	93.9	94.4
3. GHG 削減	(%)	8.4	9.4	10.4	11.4	12.3	12.3
4. 再エネ割合	(%)	0.4	0.4	1.1	7.1	13.8	20.0

出所) バリ州中期開発計画（RPJMD）

#### (2) バリ州エネルギー関連政策

##### ① バリ州エネルギー政策

バリ州では再生エネルギーの開発を推進するために政策の整備を進めており、バリ州へのヒアリングによれば、関連法令として下記があげられる。

- バリ州エネルギー総合計画（2020-2050）に関する規則（Rencana Umum Energi Daerah: RUED）（No.9/2020）
- バリ州クリーンエネルギーに関する知事規則（No.45/2019）
- バッテリー式電動輸送機に関する知事規則（No.48/2019）
- バリ州エネルギー計画に関するバリ州知事令 2020-2039（No.123/03-M/HK/2020）

<sup>12</sup> バリ州中期開発計画（RPJMD、2018～2023 年）

## ② バリ州エネルギー総合計画（RUED）

インドネシアでは国家エネルギー政策（Kebijakan Energi Nasional: KEN）及び新国家エネルギー政策（RUEN）に基づき、各州でのエネルギー総合計画（RUED）が策定されている。バリ州においても2020年9月に「バリ州エネルギー総合計画（2020-2050）に関する規則」を策定しており、同規則においては、クリーンエネルギーの使用を推進する方針が定められている。ここで言うクリーンエネルギーとは、天然ガスおよび新・再生可能エネルギーを指す。バリ州は長期的なエネルギー計画において、2015年時点で0.27%であったバリ州の電源構成に占める再生可能エネルギーの割合を2025年には11.5%、2050年には20.1%へと増加させることを目標としている。なお、RUEDは原則5年ごとに計画の見直しが行われることとなっている。

電源構成における化石燃料の割合として、将来的に、石炭火力に関しては割合を減少させ、2050年までに廃止させる計画である。石油利用については、2015年時点で75.7%の割合を占めていたものを、2050年には45%までに減少させる予定である。電源構成におけるガスの割合に関しては、2015年時点で4.4%であったが、2025年時点で56.2%まで増やす計画で、それ以降は減少する予定である。

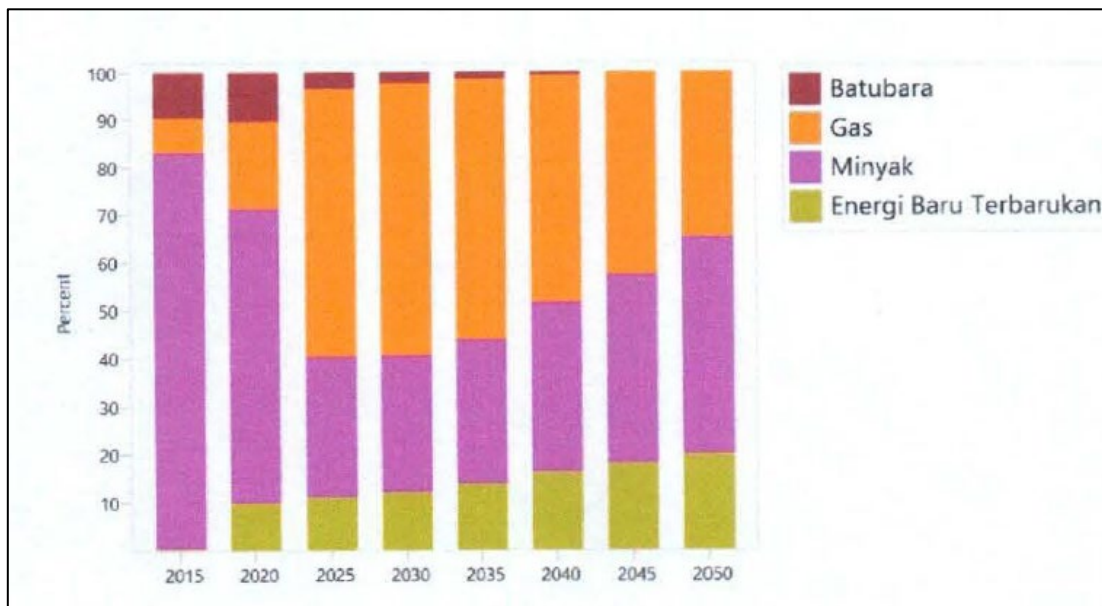


図 2-3 バリ州の将来電源構成

出所：バリ州エネルギー総合計画（2020-2050）に関する規則（RUED）(No.9/2020)

凡例は右上から石炭、ガス、石油、再生可能エネルギー。

表 2-3 バリ州の将来電源構成

エネルギー種類	2015年	2025年	2050年
	（%）		
石炭	19.6	3.3	0.0
ガス	4.4	56.2	34.9
石油	75.7	29.3	45.0

新・再生可能 エネルギー	0.3	11.5	20.1
-----------------	-----	------	------

出所：バリ州エネルギー総合計画（2020-2050）に関する規則（RUED）(No.9/2020)

また、RUED において長期的な温室効果ガスの排出量は下記の通りとなっている（表 2-4）。将来的な経済成長及び消費の拡大を踏まえた結果として、2015 年には 6,154,000t-CO<sub>2</sub>/年であった排出量は、2030 年には 9,296,000t-CO<sub>2</sub>/年、2050 年には 21,279,000t-CO<sub>2</sub>/年になることが予想されている。

特にこの中では交通セクターの占める影響が大きく全体の 2/3 近くを占めていることが分かる。バリ州において、ディーゼル燃料が交通セクターで主に使用されていることを踏まえると、交通分野における燃料転換による低炭素化ポテンシャルは大きいといえる。

表 2-4 バリ州将来温室効果ガス排出量予測（単位：千トンの CO<sub>2</sub>）

セクター	2015 年	2020 年	2025 年	2030 年	2035 年	2040 年	2045 年	2050 年
産業	167	202	246	317	415	556	742	936
交通	4,236	4,878	5,524	6,342	7,518	9,115	11,133	13,570
一般家庭	353	434	486	503	517	527	535	542
商業	597	707	771	1,096	1,580	2,260	3,125	4,154
その他	801	844	879	1,039	1,238	1,465	1,762	2,076
計	6,154	7,065	7,906	9,296	11,268	13,923	17,298	21,279

出所：バリ州エネルギー総合計画（2020-2050）に関する規則（RUED）(No.9/2020)

バリ州の RUED では主要方針を 3 つ掲げると同時に、それらを支持する 6 つの支援策が策定されている。下記にバリ州 RUED におけるガス供給及び再エネに関する主要方針を抜粋した。

表 2-5 バリエネルギー総合計画（RUED, 2020 – 2050）ガス供給、再エネ開発に関する主な政策

戦略	プログラム	RUED Activities	関係機関	期間
方針 1: 地域のエネルギー需要に応じたエネルギーへのアクセス				
エネルギー供給のための生産、輸送、配電の信頼性向上	燃料及び LPG インフラ開発	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ガスステーションなどの燃料供給ネットワークの開発</li> <li>● SPBE (LPG 充填所) 等の LPG 供給網開発</li> </ul>	エネルギー鉱物資源省 (Ministry of Energy and Mineral Resource: ESDM)、プルトamina、民間企業	2020～2050
	天然ガス供給 インフラの開発	インフラとガス供給のロードマップの作成及びバリ北部/南部における LNG インフラ開発		
方針 2: クリーンエネルギー開発優先項目				

戦略	プログラム	RUED Activities	関係機関	期間
天然ガス利用の促進 (LPG、LNG、CNG)	天然ガス供給インフラの開発	供給及び輸送に伴うバリ北部／南部におけるインフラ開発	ESDM、バリ開発計画局、民間企業	2020～2050
方針 3: 地域再生可能エネルギーの利用				
新・再生可能エネルギーの利用促進	電源構成における新・再エネの割合の向上	2025年までの新・再エネ開発目標： 228MW 1) 太陽光：213MW 2) 小水力：2.8MW 3) 屋根置き太陽光：10MW 4) バイオマス：0.9MW 5) 風力：1.3MW  2050年までの新・再エネ開発目標： 537MW 1) 太陽光：500MW 2) 小水力：6MW 3) 屋根置き太陽光：20MW 4) 潮流発電：4MW 5) バイオマス：3MW 6) 風力：4MW	労働土地移住省、開発局、民間企業、運輸省、海洋水産省、公共事業省	2020～2050

出所：バリ州エネルギー総合計画（2020-2050）に関する規則（RUED）(No.9/2020)

主要方針を支持する6つの支援策は下記の通りである。

- 支援策1：エネルギー保全、エネルギー多様化
- 支援策2：環境と安全
- 支援策3：エネルギー価格、補助金とインセンティブ
- 支援策4：住民とエネルギー産業のためのインフラ整備とインフラへのアクセス
- 支援策5：エネルギー技術への研究開発と適用
- 支援策6：機関と資金拠出

このうちガス供給や再エネに係る政策を下記に抜粋した。

表 2-6 バリエネルギー総合計画（RUED, 2020-2050）ガス供給、再エネ開発に関する主な支援策

戦略	プログラム	RUED Activities	関係機関	期間
支援策 1: エネルギー保全、エネルギー多様化				

エネルギー多様化	住宅向け及び交通分野におけるディーゼル燃料のガス転換	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 交通分野でのガス政策の見直し</li> <li>● CNG エンジンを使用した車両の導入増加</li> <li>● ガス燃料使用促進のための地方予算（APBD）の割当</li> <li>● 都市ガスネットワーク建設による住宅向けガス利用の促進及びインフラ整備検討</li> <li>● 2025年までの150住戸へのバイオガスダイジェスターの導入</li> </ul> ※いずれも RPJMD および戦略計画に準拠	ESDM、バリ開発計画局、民間企業等	2020～2050
ガスエネルギーの交通分野の利用	産業、電力、住宅、交通向けのガス利用の最適化	<ul style="list-style-type: none"> <li>● ガスインフラや電池式電気自動車に既に整備されている地域での政府系車両への天然ガス利用の義務付け</li> </ul> ※条例、知事令にて規定		
支援策 3: エネルギー価格、補助金とインセンティブ				
公正なエネルギー価格	地域資源を活用した再エネ提供のための適正なエネルギー価格の算出	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 太陽光、バイオエネルギー、風力、潮流発電の開発における実現性調査の実施</li> <li>● 再エネ投資機会の促進のための特別/グリーン電力価格や協力学ームに関する規制の整備</li> </ul>	ESDM、バリ開発計画局、民間企業	2020～2050
再エネ利用のインセンティブ	エネルギー補助金・インセンティブの提供	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 貧困層への電気料金の補助や電気料金補助スキームの新たなスキームの整備に関する政策策定（地方予算より拠出）</li> </ul>		

出所：バリ州エネルギー総合計画（2020-2050）に関する規則（RUED）（No.9/2020）

なお、RUEDに加え、バリ州クリーンエネルギーに関する知事規則（No.45/2019）においても、バリ州の独立したクリーンなエネルギー生産のための方策をまとめており、再生可能エネルギー普及の取り組みとして、ディーゼル、重油の使用を今後ガス、屋根置き太陽光発電、バイオ燃料、その他の潜在的な再生可能エネルギーへ置き換えるとしている。

2020年に進行した屋根置き太陽光の導入プロジェクトを下記に示す。

表 2-7 2020年にバリ州で進行中の屋根置き太陽光発電プロジェクト

資金の拠出元	設備容量 (kWp)
ESDM 再エネ・省エネ局からの贈与フェーズ I (7か所)	270
韓国 KEA および BAPPENAS からの贈与 (太陽光に加え充電設備含む)	6.6
ESDM 再エネ・省エネ局からの贈与フェーズ II (2か所)	150

出所) バリ州 (2020年) ” Proposal Bali Mandiri Energi Dengan Energi Bersih Di Provinsi Bali” をもとに作成

### (3) バリ州の電力需要量および再生可能エネルギーポテンシャル

現在、バリ州に対する電力供給量のうち、バリ島内での発電は約70%を占め、その大半を火力発電に依存し、残りをジャワ島からの海底ケーブルで調達している。バリ州内での



火力発電の構成は、大半を石炭火力発電で賄い、その他は天然ガスが利用されている（ディーゼル発電プラントもあるが現在休止）。バリ州の電力設備容量は2019年時点で926MWであり、稼働していない軽油による発電設備を含めると1,261MWとなる。同州は2039年まで毎年6%ずつ設備容量を増加させることを目標としており、2035～2039年頃には3,206MWにまで拡張することを目指している<sup>13</sup>（表2-8）。

今後増加する設備容量に応じて、バリ州はガス火力発電の割合を増加させる計画である。PLNのインドネシア電力供給事業計画（Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik: RUPTL）2019-2028に基づき、政府は火力発電の燃料の天然ガスへの移行を計画しており、バリにおいては今後の電力需要を賄うための電源開発として、バリ島北部のCelukan Bawangに350MW×2のガス火力発電の開発を計画している。

表 2-8 バリの将来発電設備容量および予測

	2020-2025年	2025-2030年	2030-2035年	2035-2039年
設備容量目標 (MW)	1,418	1,897	2,539	3,206
ピーク需要 (MW)	1,091	1,459	1,953	2,466

出所) バリ州 (2020年) "Proposal Bali Mandiri Energi Dengan Energi Bersih Di Provinsi Bali"をもとに作成

再生可能エネルギーの設備容量としては2019年時点で小水力が1.8MW、太陽光発電が約4MWであり、電源構成の1%にも満たない割合である。一方でバリ州の再生可能エネルギーの発電ポテンシャルは3,686MWにも上るとされており、今後の開発が期待されている。

表 2-9 バリ州の再生可能エネルギー発電ポテンシャル

種類	潮流	風力	バイオガス	バイオマス	太陽光	水力	地熱	小水力
設備容量 (MW)	320	1,019	45	147	1,254	624	262	15
計 (MW)	3,686							

出所) バリ州 (2020年) "Proposal Bali Mandiri Energi Dengan Energi Bersih Di Provinsi Bali"をもとに作成

<sup>13</sup> バリ州 (2020年) "Proposal Bali Mandiri Energi Dengan Energi Bersih Di Provinsi Bali" (クリーンエネルギー導入によるエネルギー自給のための方針)

## 2.2.2. 天然ガスへの燃料転換事業化計画策定に向けた検討

2.2.1(2)にて述べたとおり、バリ州では再生可能エネルギーの開発推進を目的とした政策の整備を進めており、バリ州へのヒアリングから、4つの関連法令を策定している。特に、インドネシアのKEN及びRUENに基づき、2020年9月に策定されたRUEDにおいては、主要方針として天然ガス利用の促進を掲げ、天然ガス供給インフラの開発を進めていくこととしている。

一方、バリ州の天然ガス供給インフラの現状としては、2013年にESDM主導でガス充填ステーション（Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas: SPBG）が3か所整備されたものの、それ以降は進んでいない。2015年時点でバリ州におけるガス消費量は一日当たり40L程度であり、バリ州の交通組織委員（Bali Land Transportation Organization）から国営ガス会社Pertamina Gasに対し、一層のガス需要を喚起しSPBGを整備するよう要請がされた<sup>14</sup>ものの、現状もジャワ島の他の州と比較すると大きく後れを取っている。

本事業にて検討している交通燃料転換事業においては、ガス供給体制を確保されていることが前提であることから、現在のバリ州におけるガス供給体制や、今後のSPBG整備状況・計画、燃料転換事業での協力を得る場合に事業実施に必要なガス需要量（燃料転換台数）を把握するため、バリ州及びインドネシア石油・ガス公社PT Pertaminaグループのガス販売会社であるPT. Pertagas Niagaとの意見交換を実施した。

バリ州との意見交換において、ガス供給可否は、Pertamina Gas社のガス供給インフラ整備計画次第である旨の見解を得た。

一方Pertamina Gasとの意見交換においては、バリ州におけるガス供給インフラの強化についてすでに計画があることから、高い関心を得ることができ、MoUを締結した上で本事業の検討に前向きに協力したいとの意思表示を得ることができた。加えて、交通燃料転換事業においては、ガス供給インフラの整備が必須である一方、ガス供給地からの距離が遠くなるほど、輸送コストや、新たなSPBGの整備に必要なインフラ投資のコストがガス料金に上乗せされることから、バリ州における交通向けガス価格を踏まえた上で事業を検討する必要があること、バリ州政府からガス消費量が保証されれば、より前向きにガス供給インフラの開発への投資を検討できるとのコメントがあった。

両者との意見交換の結果から、バリ州における天然ガス供給ポテンシャルを明らかにすることが、バリ州によるガス消費量の担保及びPertamina Gasによるガス需要量確保の観点で重要であることがわかった。そこで、以下では、バリ州全体のディーゼル車両に係るエネルギー需要をもとに、ガス転換に伴うガス需要量を算出するとともに、バスや廃棄物収集車等セクターごとのガス転換による効果を分析した。そのうえで、Pertamina GasとのMoUに基づき、同社からの情報提供を受けつつ、来年度以降の事業化に向けた意思決定につながる検討を進める方針である。

### (1) 観光バス等のガス転換に関する検討

---

<sup>14</sup> <https://regional.kontan.co.id/news/organda-minta-pertamina-tambah-spbg-di-bali>



## 1) CO<sub>2</sub> 排出削減ポテンシャルの算出

### ① バリ州におけるディーゼル車両由来エネルギー需要と CO<sub>2</sub> 排出量等

バリ地方紙 Tribun news の 2019 年の報道によれば、バリ島での 1 日当たりのディーゼル消費量は 520kl に達するとされている。



#### 【和訳】

プルタミナは、バリ島でのディーゼル燃料の仕様が 1 当たり 520KL に達したことを記録した。

図 2-4 Tribun news 記事

出所) Tribun Bali (tribunnews.com), “Pertamina Catat Penggunaan Solar di Bali, Konsumsi Capai 520 KL Per Hari”, <https://bali.tribunnews.com/2019/09/14/pertamina-catat-penggunaan-solar-di-bali-konsumsi-capai-520-kl-per-hari>、2021 年 2 月取得

ディーゼル燃料を用いる車両としては、バスやトラックなどの大型車が主である。ディーゼル車両は、エンジン内が高圧となるため、耐久性の高い部品で構成され、またエンジンの回転数も低いことから部品摩耗が少なく、長期間オーバーホールが不要である。また、排気量をガソリンエンジンよりも大型化できるため、トルクが必要なトラックやバスに適合しているといった特徴がある。

バリ統計局によれば、バリ州内で登録されているバス・トラックの台数は 2019 年の値で 163,554 台となっている。内訳は、バス 9,142 台、トラック 154,412 台である。

Jenis Kendaraan	Banyaknya Kendaraan Menurut Jenisnya dan Kabupaten/Kota di Provinsi Bali (Unit)
	2019
Bus	9 142
Truk	154 412
Sepeda Motor	3 738 803
Mobil Penumpang/Lainnya	450 239
Jumlah	4 352 596

図 2-5 バリ州における車両台数

出所) Badan Pusat Statistik Provinsi Bali, “BADAN PUSAT STATISTIK PROVINSI BALI”, <https://bali.bps.go.id/>、2021 年 2 月取得

これらの大半がディーゼル燃料車と想定される。燃料消費量の合計が上述の 520kl/日に上るとすると、年間の消費量は 189,800kl/年となる。

ディーゼル 1L あたりの CO<sub>2</sub> 排出係数は 2.619kg-CO<sub>2</sub> であるため、189,800kl の消費に伴う CO<sub>2</sub> は 497,086t-CO<sub>2</sub> に上る。ディーゼル車両のガス燃料転換においては、2018 年に JCM 設備補助事業として実施された「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」の実績から 30~40%の CO<sub>2</sub> 排出削減効果が得られることから、バリ州における低炭素活動としてディーゼル車両のガス転換は CO<sub>2</sub> の大幅な削減を可能とする有効な手段のひとつである。

一方、観光バスについては、新型コロナウイルスの感染拡大により、2020 年大幅に稼働が減った状況となっている。バリ州における新型コロナウイルスによる観光への影響を振り返ると、2020 年 3 月より 160 か国に許可していたビザなし渡航を規制し、2021 年からは変異型の新型コロナウイルス感染拡大の懸念からビザを有する場合でも渡航を制限する措置に踏み切っている状況である。

これらの状況により、観光目的のバスによる寄与は大幅に減少したとみられる一方、感染抑制以降には再び同規模の観光需要が生じることが想定されることから、排出削減に向けた取組は準備が必要であるといえる。また、公共交通や廃棄物収集を始めとするトラック等の運行に関しては、社会に不可欠な用途であることから、コロナ禍においても従前と同様の運行が行われていると思われる。

JCM 設備補助事業を想定すると、排出削減効果を一定程度確からしく想定できる設備が適しているため、定常的に稼働する車両を選定することが望ましい。そこで、本調査においては、コロナ禍においても継続して運行が必要であり、かつ感染拡大の中でも社会的に不可欠なサービスである公共交通（バス）に特に着目し効果の分析を行った。

## ② バリ州における公共バスの運行

バリ州においては、観光会社等がバスを所有し、観光需要に基づき運行している民間運営バスの他、（観光目的の利用も含む）公共バスが運行されている。

公共バスは、インドネシア運輸省によるバス高速輸送システム（Bus Rapid Transit: BRT）普及計画の一環として、ソロ市、パレンバン市に次ぐプロジェクトとの位置付けで、2020年9月に「Trans Metro Dewata」の名称で新設された。Trans Metro Dewataでは、105台のバスを所有し、4つのバス路線で運行され、2020年12月までは試行期間として無料でサービスを利用できることとなっている。

運行時間は、午前5時から午後9時までとされ、10分おきに運行されており、1日に片道あたり96トリップを行う計画となっている。



図 2-6 Trans Metro Dewata の車両

出所) Bali Backpacker's Guidelines "Bali Trans Metro Dewata Bus", <https://bali-backpacker.com/trans-metro-dewata-bus-stop-halte-shelter/>、2021年2月取得

図 2-7 Trans Metro Dewata の案内資料

出所) Bali Backpacker's Guidelines "Bali Trans Metro Dewata Bus", <https://bali-backpacker.com/trans-metro-dewata-bus-stop-halte-shelter/>、2021年2月取得

バスの走行路線は下記のルートが設定されている。

表 2-10 Trans Metro Dewata の運行情報

ルート番号	路線	停留所数	車両 [台]	片道距離 [km]
路線Ⅰ (K1B)	クタ中央駐車場～バスステーション	40	31	63.6km
路線Ⅱ (K02)	ングラライスタジアム～空港	24	22	30.2km
路線Ⅲ (K3B)	サヌールビーチ～クタ北部	24	20	43.0km
路線Ⅳ (K4B)	バスステーション～ウブド	32	32	55.3km

出所) Bali Backpacker's Guidelines "Bali Trans Metro Dewata Bus", <https://bali-backpacker.com/trans-metro-dewata-bus-stop-halte-shelter/>より JANUS 作成

各路線の経路を以下に示す。



図 2-8 Trans Metro Dewata のルート

出所) Bali Backpacker's Guidelines "Bali Trans Metro Dewata Bus", <https://bali-backpacker.com/trans-metro-dewata-bus-stop-halte-shelter/>より JANUS 作成

これらの情報から、Trans Metro Dewata での燃料消費と CO<sub>2</sub> 排出量を推計した。まず、各ルートの走行距離、運行数から、4 ルートの 1 日の往復合計距離は 36,883.2km となる。年間の稼働日を 300 日に想定すると、年間走行距離は 11,064,960km となる。

Trans Metro Dewata において利用されているバスは、三菱社製の中型バスであり、2018 年に JCM 設備補助事業として実施された「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」において Trans Semarang 社が運用しているバスと同種の形状であることから、燃費データ等は当該プロジェクトのデータを引用することができる。

表 2-11 ルートごとの運行数、距離、燃料消費量

ルート番号	運行数 [回/片道]	片道 距離 [km]	往復合計 距離 [km/日]	年間走行 距離 [km/年]	想定燃費* [km/l]	燃料消費量 [L/年]
路線 I (K1B)	96	63.6	12,211.20	3,663,360	4.7	779,438
路線 II (K02)	96	30.2	5,798.40	1,739,520	4.7	370,111
路線 III (K3B)	96	43	8,256.00	2,476,800	4.7	526,979
路線 IV (K4B)	96	55.3	10,617.60	3,185,280	4.7	677,719
合計	384	192.1	36,883.20	11,064,960	-	2,354,247

\* スマラン市における同種の公共バス (Trans Semarang) の数値を参照。

これらの値をもとに、ディーゼル燃料の正味発熱量を算出し、CO<sub>2</sub> 排出量を計算すると、以下のとおりとなる。

表 2-12 ルートごとの推定 CO<sub>2</sub> 排出量

ルート番号	燃料消費量 [L/年]	正味発熱量* [GJ/kl]	CO <sub>2</sub> 排出量** [t-CO <sub>2</sub> /年]
路線Ⅰ (K1B)	779,438	37,943	2,755
路線Ⅱ (K02)	370,111	18,017	1,308
路線Ⅲ (K3B)	526,979	25,653	1,862
路線Ⅳ (K4B)	677,719	32,991	2,395
合計	2,354,247	114,605	8,320

\*正味発熱量は、温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドライン第 2 巻 1 章の表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値の低い値である 48.68 GJ/kl を採用。

\*\* 排出係数は、温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドライン第 2 巻 1 章表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値。低い値である 0.0726 t-CO<sub>2</sub>/GJ を採用。

Trans Metro Dewata は、公共交通サービス運用のため、この規模の燃料消費を定常的に消費し続ける単独の事業者である。

JCM 設備補助を検討するうえでは、多くの現地事業者が関与する形態は取りまとめの観点から課題が多く、単一事業者を対象とすることが円滑な事業組成、モニタリング体制構築等の面から望ましい。こうした点から、バリ州におけるバスのディーゼル油/CNG の混合燃料 (Dual Diesel Fuel: DDF) 化に際しては、Trans Metro Dewata が有望な事業者の筆頭であるといえる。

Trans Metro Dewata における CNG を利用した燃料転換事業は、2018 年に JCM 設備補助事業として実施された「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」と同種の方法論を適用することができる。

本方法論において、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減算して求めた値としており、以下の式により算出することが想定されている。

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

$ER_p$	期間 p の排出削減量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
$RE_p$	期間 p のリファレンス排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
$PE_p$	期間 p のプロジェクト排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]

リファレンス排出量は、現行 (ディーゼル燃料での走行による CO<sub>2</sub> 排出量) であり、上述の 8,320t-CO<sub>2</sub>/年、プロジェクト期間 (設備耐用年数) 5 年間で 41,602 t-CO<sub>2</sub> に相当する。プロジェクト排出量は、一部を CNG タンク及び混焼機器によって CNG 燃料に代替した場合に想定される CO<sub>2</sub> 排出量である。プロジェクト排出量の計算式は以下のとおりである。

$$RE_p = \sum_i \left\{ \left[ (FC_{PJ,CNG,i,p} \times NCV_{CNG}) + (FC_{PJ,diesel,i,p} \times NCV_{diesel}) \right] \times \frac{\eta_{PJ,i,p}}{\eta_{RE,i}} \right\} \times EF_{diesel}$$



$RE_p$	期間 p のリファレンス排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
$FC_{PJ,CNG,i,p}$	期間 p のプロジェクトバス i の CNG 消費量 [t/p]
$NCV_{CNG}$	CNG の純発熱量 [GJ/t]
$FC_{PJ,diesel,i,p}$	期間 p のプロジェクトバス i のディーゼル燃料消費量 [kl/p]
$NCV_{diesel}$	ディーゼル燃料の純発熱量 [GJ/kl]
$\eta_{PJ,i,p}$	期間 p のプロジェクトバス i の燃費 [km/l]
$\eta_{RE,i}$	リファレンスバス i の燃費 [km/l]
$EF_{diesel}$	ディーゼル燃料の CO <sub>2</sub> 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /GJ]
$i$	プロジェクトバスの ID 番号

表 2-13 主要なデフォルト値

パラメータ	データ概要とデフォルト値	情報源
$NCV_{CNG}$	CNG 正味発熱量 [GJ/t]:46.50	温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドラインの第 2 巻の 1 章の表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値として低い値を採用。
$NCV_{diesel}$	ディーゼル燃料正味発熱量 [GJ/kl]: 48.68	温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドラインの第 2 巻の 1 章の表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値として低い値を採用。
$EF_{CNG}$	CNG の CO <sub>2</sub> 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /GJ]: 0.0543	温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドラインの第 2 巻の 1 章の表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値として低い値を採用。
$EF_{diesel}$	ディーゼル燃料の CO <sub>2</sub> 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /GJ]:0.0726	温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドラインの第 2 巻の 1 章の表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値として低い値を採用。
$\eta_{RE,i}$	リファレンスバス i の燃費 [km/l]	各バスの走行距離及び燃料消費量から算出。
$p$	プロジェクト予定期間 [年]:5	減価償却資産の耐用年数等に関する省令のうち、大型乗用車(総排気量が 3 リットル以上のものをいう。)を適用。
$\alpha$	プロジェクト実施に伴う燃費向上率 [-]: 4570cc の中型バス=0.870	「インドネシア/スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」の実績等を参照し、設定。
$\beta$	プロジェクト実施に伴う燃料転換率 [-]: 排気量 4570cc の中型バス=0.398	「インドネシア/スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」の中型バスの値を参照し、設定。

上記に基づく計算の結果、プロジェクト排出量（5 年）は 32,562t-CO<sub>2</sub> となった。リファレンス排出量である 41,602t-CO<sub>2</sub>/年から減算すると、9,039t-CO<sub>2</sub>/年となり、これがプロジェクト期間の排出削減量となる。

## 2) 経済性評価

### ① 設備導入コスト

ディーゼルエンジン車両の CNG 混焼化に際して必要となる設備は、CNG タンクとエンジン系統へのガス燃料噴射装置、最適な混焼率を計算し、制御するコンピューター、および燃料計や DDF モード切替などのユーザーインターフェース装置である。

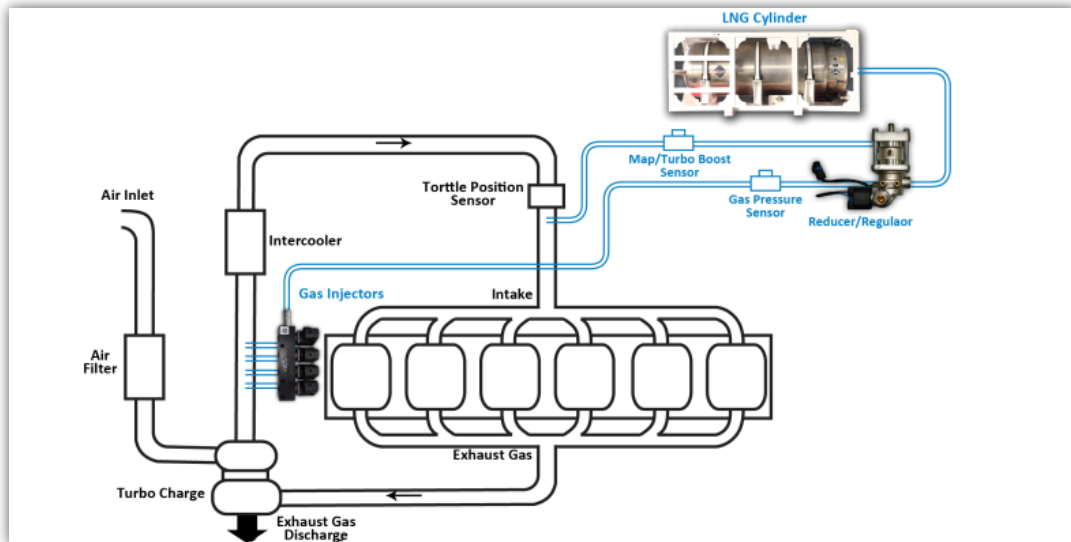


図 2-9 DDF 化に必要な機器及び装置レイアウト

出所) 「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」における各種資料より JANUS 作成

設備導入においては、これらの機器とエンジニアによる取付工事費用、試運転費用等のコストが必要となる。

2018 年に JCM 設備補助事業として実施された「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」において、これらのコストは中型バス 1 台あたりおよそ 100 万円であることがわかっている。

Trans Metro Dewata の所有台数は中型バス 105 台であるため、導入に必要な初期投資は 1.05 億円程度、14,170,040,486IDR となる。

## ② 運用コスト

DDF 化は、CO<sub>2</sub> 排出削減だけではなく、ディーゼルと CNG の燃料価格の差、および燃費向上効果により運用コストの削減が期待される技術である。現在のディーゼル消費量は 1,667,591L/年であり、価格は 7,150 IDR/L である。この値に基づく燃料費は約 168 億 IDR (16,832,864,6810IDR)、日本円で約 1 億 2,470 万円となる。

## ③ 経済性シミュレーション

CNG への燃料転換については、バリ州における天然ガス供給価格を十分に想定する必要がある。なぜなら、インドネシア政府は、自国で算出できる天然ガスをより活用していく

ため、特に交通分野への供給価格を安価に設定しているが、パイプライン輸送ができる地域とその他では価格が異なっているためである。例えば、ジャカルタにおいては CNG 単位あたり価格を 3,100IDR/LSP としているものの、スマラン市のパイプライン整備前価格は 4,500IDR/LSP となっており、CNG の輸送コストが上乗せされる価格設定となっているためである。

バリ州ではパイプラインが未整備であることから、ここでは仮に 4,500IDR/LSP の値をもとに計算する。

結果として、5年間の想定で約 124 億 IDR の燃料費削減効果があることがわかった。JCM 設備補助を適用しない場合、投資回収は 6 年であり、JCM 設備補助 40%を想定した場合、投資回収は 4 年という結果を得た。経済性計算結果を以下に示す。

表 2-14 Trans Metro Dewat への JCM 設備補助を活用した DDF 導入による経済性計算結果

ディーゼル価格	7,150	IDR/L	燃料費削減効果	2,483,024,109	IDR/年
CNG 価格	4,500	IDR/L	初期投資	14,170,040,486	IDR
リファレンス燃料費			投資回収年	6	年
ディーゼル	16,832,864,681	IDR	JCM 適用初期投資	8,502,024,291	IDR
プロジェクト燃料費			JCM 適用投資回収年	4	年
ディーゼル	10,133,384,538	IDR			
CNG	4,216,456,034	IDR			
合計	14,349,840,572	IDR			

	リファレンスコスト			プロジェクトコスト				便益
	CAPEX	ディーゼル コスト	合計	CAPEX	ディーゼル コスト	CNG コスト	合計	
0	0			8,502,024,291				-8,502,024,291
1		16,832,864,681	16,832,864,681		10,133,384,538	4,216,456,034	14,349,840,572	2,483,024,109
2		16,832,864,681	16,832,864,681		10,133,384,538	4,216,456,034	14,349,840,572	2,483,024,109
3		16,832,864,681	16,832,864,681		10,133,384,538	4,216,456,034	14,349,840,572	2,483,024,109
4		16,832,864,681	16,832,864,681		10,133,384,538	4,216,456,034	14,349,840,572	2,483,024,109
5		16,832,864,681	16,832,864,681		10,133,384,538	4,216,456,034	14,349,840,572	2,483,024,109
6		16,832,864,681	16,832,864,681		10,133,384,538	4,216,456,034	14,349,840,572	2,483,024,109
7		16,832,864,681	16,832,864,681		10,133,384,538	4,216,456,034	14,349,840,572	2,483,024,109
合計		117,830,052,766	117,830,052,766		70,933,691,765	29,515,192,238	100,448,884,003	17,381,168,763

#### ・キャッシュフローと IRR

	0	1	2	3	4	5	6
FCF	-8502024291	2,483,024,109	2,483,024,109	2,483,024,109	2,483,024,109	2,483,024,109	2,483,024,109
	-8502024291	-6,019,000,183	-3,535,976,074	-1,052,951,965	1,430,072,144	3,913,096,253	6,396,120,362
IRR (10 年)	26%				投資回収		

出所) JANUS 作成



## (2) 廃棄物収集車のガス転換に関する検討

バリ州では、1日当たり約4,300tの廃棄物を排出しており、その内訳は60%が有機性廃棄物、20%がプラスチック廃棄物である。廃棄物全体のうち、52%が不法投棄、野焼き等により適切に処理されておらず、それ以外は地方政府の管轄化で最終処分場へ搬入されている<sup>15</sup>。

バリ州には8つの最終処分場があり、バリ州南部のデンパサール市、バドゥン県、ギアニャール県、タバナン県から排出される廃棄物は、デンパサール市南部のSuwungにあるSarbagita最終処分場(Tempat Pembuangan Akhir: TPA)へ搬入されている。上記バリ州南部の4県から排出される廃棄物が、バリ州全体の総廃棄物量の80%を占めると言われており、バリ州における最大のTPAである。2014年に800t程度だった1日当たりの廃棄物搬入量は、コロナウイルスパンデミックにより一時500~600tに減少したもの



図 2-10 TPA Sarbagita 最終処分場にて消火活動が行われている様子(2019年9月27日 出所) BPBD Bali/Mongabay Indonesia

の、現在は1,150tに達している<sup>16</sup>。1日当たりの搬入量が2,400tに及ぶという予測もあり、TPAを管理するデンパサール市清掃局の職員によれば、TPAの残存寿命は2016年時点で3~5年程度であるとのことで、非常に逼迫した状況である<sup>17</sup>。バリ州政府はTPAにおける廃棄物処理を促進するため、2019年より廃棄物発電所の建設を計画しているものの、投資家が見つからず、建設は遅れている<sup>18</sup>。

また、堆積した廃棄物から発生するメタンガスにより火災が頻発しており、火災事故やTPAからの臭気は、バリ州における観光業及び周辺住民の生活に深刻な影響を与えている。

バリ州における廃棄物収集事業は、各地方政府の美化局(Dinas Kebersihan dan Pertamanan: DKP)の管轄もしくは民間企業へ委託されているが、廃棄物の収集に予算を割くことのできない自治体においては収集が十分に実施されていない。収集が行われていない地域では、住民が河川へ不法投棄したごみが洪水を引き起こしたり、道端でごみが焼却されることで周辺住民への煙害や健康影響が懸念される等の問題が生じている。

デンパサール市の場合、廃棄物は、住民により毎日17時~19時の間に自宅近くの一時集積場(Tempat Pengolahan Sampah: TPS)まで搬入され、その後中継施設(DEPO)を介してTPAへ運搬される<sup>17</sup>。TPSからTPAもしくはDEPOからTPAまでの運搬を地方政府が

<sup>15</sup> MONGABAY, “Inilah Data dan Sumber Sampah Terbaru di Bali”, <https://www.mongabay.co.id/2019/07/02/inilah-data-dan-sumber-sampah-terbaru-di-bali/>, 2021年2月取得

<sup>16</sup> Tribun-Bali, “Sampah ke TPA Sarbagita Suwung Mencapai 1.150 Ton per Hari, Bali Rencanakan Bangun PSEL”, <https://bali.tribunnews.com/2020/11/21/sampah-ke-tpa-sarbagita-suwung-mencapai-1150-ton-per-hari-bali-rencanakan-bangun-psel?page=1>, 2021年2月取得

<sup>17</sup> JFE エンジニアリング株式会社、平成28年度都市間連携事業「インドネシア国バリ州における廃棄物発電事業報告書」[https://www.env.go.jp/earth/coop/lowcarbon-asia/project/data/JP\\_IDN\\_H28\\_01.pdf](https://www.env.go.jp/earth/coop/lowcarbon-asia/project/data/JP_IDN_H28_01.pdf), 2021年2月取得

<sup>18</sup> Greeners.co., “Revitalisasi TPA Sarbagita Suwung Bali Tak Kunjung Selesai”, <https://www.greeners.co/berita/revitalisasi-tpa-serbagita-suwung-bali-tak-kunjung-selesai/>, 2021年2月取得

担っている。デンパサール市においては、127 箇所の TPS/DEPO が設置され、そこで市が所有する 121 台（2019 年実績）<sup>19</sup>の廃棄物収集車への廃棄物の積み替えを実施し、1 日に平均 3～4 回 TPA へ廃棄物を搬入している<sup>20</sup>。以下にデンパサール市における廃棄物収集フローを示す。

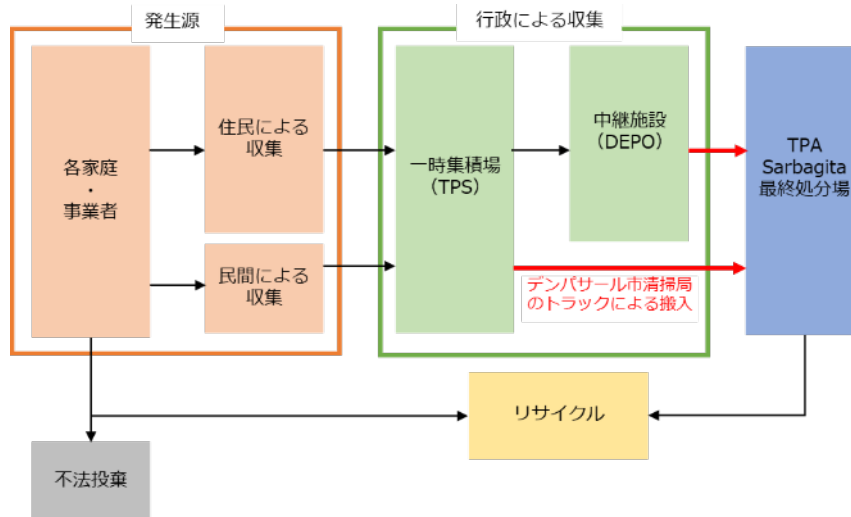


図 2-11 デンパサール市における廃棄物収集フロー

出所) JFE エンジニアリング株式会社、平成 28 年度都市間連携事業「インドネシア国バリ州における廃棄物発電事業報告書」[https://www.env.go.jp/earth/coop/lowcarbon-asia/project/data/JP\\_IDN\\_H28\\_01.pdf](https://www.env.go.jp/earth/coop/lowcarbon-asia/project/data/JP_IDN_H28_01.pdf) より JANUS 作成

### 1) CO<sub>2</sub> 排出削減ポテンシャルの算出

上述のとおり、バリ州においては、他の地域と同様、廃棄物収集・処分のサービスは市・県が担っている。バリ州において廃棄物発生量が最も大きい自治体はデンパサール市であり、本検討においてはデンパサール市の廃棄物収集車のデータで試算を行う。なお、本検討結果については、バリ州及びウダヤナ大学からデンパサール市清掃局への働きかけを行っており、検討段階にある。

さて、デンパサール市より所管する廃棄物関係車両のデータを受領しており、その内訳は以下の通りとなっている。

表 2-15 デンパサール市清掃局における廃棄物関係車両

車両種類	コンディション	合計
------	---------	----

<sup>19</sup> STATISTICS INDONESIA, "Environment Statistics of Indonesia 2020", <https://www.bps.go.id/publication/download.html?nrbvfeve=NWE30ThiNmI4YTg2MDc5Njk2NTQwNDUy&xzmn=aHR0cHM6Ly93d3cuYnBzLmdvLmlkL3B1YmtpY2F0aW9uLzIwMjAvMTEvMjcvNWE30ThiNmI4YTg2MDc5Njk2NTQwNDUyL3N0YXRpc3RpaylsaW5na3VuZ2FuLWhpZHVwLWluZG9uZXNpYS0yMDIwLmhh0bWw%3D&twoadfnearfeauf=MjAyMS0wMi0yNyAxMT0zNjo0NQ%3D%3D>, 2021 年 1 月取得

<sup>20</sup> みどり産業株式会社・株式会社 NTT データ経営研究所、平成 25 年度外務省政府開発援助海外経済協力事業「インドネシア共和国バリ島デンパサール市における、バイオガス・堆肥化による有機ごみ処理案件化調査」[https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/seisaku/kanmin/chusho\\_h25/pdfs/5a11-1.pdf](https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/seisaku/kanmin/chusho_h25/pdfs/5a11-1.pdf)、2021 年 1 月取得

	正常	故障	
ダンプトラック	58	10	68
アームロールトラック	20	4	24
コンテナトラック	51	56	107
コンパクタートラック	12	0	12
普通トラック	2	2	4
スーパートラック	1	0	1
スーパージョ	1	2	3
タンク車	2	1	3
中型車	5	2	7
デポ輸送車	5	7	12
ブルドーザー	2	0	2
ショベルカー	1	0	1
ホイールローダー	3	0	3
WC トラック	1	0	1
芝刈機	58	7	65
整地機	9	0	9
センサー機	45	9	54
3 輪廃棄物車	11	2	13
3 輪タンク車	11	0	11
コンテナ選別装置	10	0	10
バイク	29	2	31
ピックアップトラック	22	0	22
ステーションワゴン	9	1	10

出所) デンパサル市資料を基に JANUS 作成

廃棄物収集だけではなく、処分場における整地のための車両や、道路清掃のための車両についても記載があるが、ここでは定常的に稼働している“ダンプトラック”、“コンテナトラック”、“コンパクタートラック”を対象に検討する。

廃棄物収集車両の DDF 転換による削減効果は、車両運行の目的が旅客輸送か廃棄物収集かにおいて異なるのみであり、効果の検討にあたっては上述の Trans Metro Dewata において想定した方法論を参照することができる。当該方法論に基づく計算結果は以下のとおりである。

まず、対象台数は 121 台であり、1 日 4 回程度処分場と収集場所を往復する。各車両において明確なルートは設定されていないとのことであり、ここではデンパサル市中心部から最終処分場までの 15km を平均移動距離とした。1 日 4 往復の収集とした場合、121 台での移動距離総計は 7,260km となり、1 年の合計移動距離は 2,649,900km となる。

表 2-16 稼働台数と移動距離

稼働台数	121	台
往復回数	4	往復
移動距離	15	km
日合計移動距離	7,260	km/日
年合計移動距離	2,649,900	km

出所) デンパサル市資料を基に JANUS 作成

廃棄物収集車の燃費を中型バスと同程度と仮定し、2018 年に JCM 設備補助事業として実施された「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」の値である 4.7km/l を採用すると、これらの移動に必要な燃料使用量は 563,809l/年となる。CO<sub>2</sub> 排出量は、プロジェクト期間の 5 年（設備耐用年数）で 9,963 t-CO<sub>2</sub>/年である。

DDF 導入による CO<sub>2</sub> 排出量（プロジェクト排出量）は、以下の通りとなる。

表 2-17 DDF 導入後の CO<sub>2</sub> 排出量（プロジェクト排出量）

CNG 使用量	1,022	t/5 年
CNG 排出量	2,580	t-CO <sub>2</sub> /5 年
ディーゼル使用量	1,476	kl/5 年
ディーゼル排出量	5,218	t-CO <sub>2</sub> /5 年
DDF 排出量	7,798	t-CO <sub>2</sub> /5 年

出所) JANUS 作成

リファレンス排出量の値である 9,963t-CO<sub>2</sub>/5 年からプロジェクト排出量減算した値は 2,165t-CO<sub>2</sub>/年であり、この値がプロジェクトにおける CO<sub>2</sub> 排出削減効果である。

## 2) 経済性評価

### ① 設備導入コスト

対象とする廃棄物収集車両は、上述の通り 121 台と想定する。Trans Metro Dewata と同様に、1 台当たり 100 万円での DDF 車両改造を想定すると、121 台の改造コストは 1.21 億円、16,329,284,750IDR となる。

### ② 運用コスト

Trans Metro Dewata での検討と同様、DDF 化によりディーゼルと CNG の燃料価格の差、および燃費向上効果による運用コストの削減を想定する。現在のディーゼル消費量は、上記想定に基づく 563,809L/年であり、ディーゼル価格は産業向け（補助金なし）の 9,500IDR/L である。この値に基づく運用コスト（燃料費）は約 53 億 IDR（53,356,180,841 IDR）、日本円で約 4 千万円となる。

### ③ 経済性シミュレーション

Trans Metro Dewata での検討と同様、前提として CNG 価格を 4,500IDR/LSP に設定し計算する。計算結果として、約 11 億 IDR/年の燃料費削減効果があることがわかった。補助金なしの場合、投資回収は 15 年、JCM 設備補助における補助金を活用した場合、補助率 40%として投資回収 9 年との結果を得た。

計算結果を以下に示す。

表 2-18 デンパサール市廃棄物収集関係車両への JCM 設備補助を活用した DDF 導入時の  
経済性シミュレーション結果

ディーゼル価格	9500	IDR/L
CNG 価格	4500	IDR/L
リファレンス燃料費		
ディーゼル	5,356,180,851	IDR
プロジェクト燃料費		
ディーゼル	3,224,420,872	IDR
CNG	1,009,781,043	IDR
合計	4,234,201,915	IDR

経済効果	1,121,978,936	IDR/年
初期投資	16,329,284,750	IDR
投資回収年	15	年
JCM 適用初期投資	9,797,570,850	IDR
JCM 適用投資回収年	9	年

年	リファレンスコスト			プロジェクトコスト				便益
	初期投資	ディーゼルコスト	合計	初期投資	ディーゼルコスト	CNGコスト	合計	
0	0			9,797,570,850				-9,797,570,850
1		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
2		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
3		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
4		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
5		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
6		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
7		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
8		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
9		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
10		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
11		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
12		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
13		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
14		5,356,180,851	5,356,180,851		3,224,420,872	1,009,781,043	4,234,201,915	1,121,978,936
合計		74,986,531,915	74,986,531,915		45,141,892,213	14,136,934,596	59,278,826,809	15,707,705,106

・キャッシュフローと IRR

	0	1	2	3	4	5	6
FCF	-9,797,570,850	1,121,978,936	1,121,978,936	1,121,978,936	1,121,978,936	1,121,978,936	1,121,978,936
	-9,797,570,850	-8,675,591,914	-7,553,612,978	-6,431,634,042	-5,309,655,106	-4,187,676,169	-3,065,697,233
IRR (14 年)	7%						

	7	8	9	10
FCF	1,121,978,936	1,121,978,936	1,121,978,936	1,121,978,936
	-1,943,718,297	-821,739,361	300,239,575	1,422,218,511
			投資回収	

出所) JANUS 作成

### 2.2.3. 太陽光発電導入事業化計画策定に向けた検討

#### (1) 太陽光発電

過年度の事業では、ホテルを中心とした太陽光発電システムの導入検討を進めてきた。その結果、バリ州はホテル数が多いものの、伝統的な瓦構造の屋根であることや、ヴィラタイプ等のため、太陽光発電システムの設置の制約も多いことが確認できている。そこで、本事業においては、病院や庁舎等のオフィス型ビルについても検討対象を拡大し、バリ州の協力の下、政府系施設を対象として、ポテンシャルサイトの選定を行った。

政府施設においては、エネルギー鉱物資源省が太陽光発電システム導入の促進の通達「Surat Edaran MESDM No. 363/22/MEM.L/2019」を發出しており、政府予算の削減、再生可能エネルギー普及、温室効果ガス排出削減の目標達成のため、屋上太陽光発電システムを政府施設に導入することが推奨されている。

エネルギー鉱物資源省は、先行した取り組みとして、大統領宮殿、軍司令部、中央政府庁舎等への太陽光発電システム設置が実施されてきた。本通達は、さらなる普及加速のため、地方政府の再生可能エネルギー導入に具体的な目標値を設定し、予算措置と合わせて普及を図るよう働きかける内容となっている。地方政府が管轄する施設としては、庁舎だけではなく、廃棄物処分場、浄水場、排水場、ダム、各種試験場、観測所、学校、病院、その他公民館やスポーツ施設、宗教施設等があり、これらの施設への太陽光パネル導入の試算、計画策定等が推奨されている。

同通達は昨年度中旬に發出されたものであり、以降、政府系施設への太陽光発電システム導入に追い風となっており、実現の公算がより期待できる状況にある。

JCM 設備補助事業において、太陽光発電は既出かつ典型的な事業ではあるが、脱炭素社会に向けた取り組みとして、まだ多くの活用可能性があるうえ、これまで活用されてこなかった政府施設などに都市間連携事業の枠組みを通して普及促進を図ることができる状況にある。



PROGRAM KESDM TERKAIT PLTS ATAP		エネルギー鉱物資源省の屋根置き太陽光プログラム
	01 PLTS Atap di gedung-gedung lingkungan KESDM	01エネルギー鉱物資源省への屋根置き太陽光導入
	02 Pembangunan PLTS Atap di lingkungan Istana Kepresidenan Jakarta, Istana Wapres, dan Kantor Setneg (2018) : 1,3 MW	02ジャカルタ大統領官邸での屋根置き太陽光の建設(2018):1.3 MW。
	03 Pembangunan PLTS Atap di Mabes TNI Jakarta (2018) : 520 kWp	03ジャカルタ国軍司令部での屋根置き太陽光の建設(2018):520kW。
	04 Pembangunan PLTS Atap di Pos Pengamatan Gunung Api (2018) : 43,55 kWp	04火山観測所での屋根置き太陽光の建設(2019):43.55kW。
	05 Pembangunan PLTS Atap di Pesantren (2019) : 180 kWp	05イスラム寄宿舎での屋根置き太陽光の建設(2019):180kW。
	06 Surat Instruksi MESDM No. 02 I/20/MEM.L/2019 tentang Pembangunan PLTS Atap di Lingkungan KESDM	06エネルギー鉱物資源省地方事務所への屋根置き太陽光設置指令。
	07 Surat Edaran MESDM No. 363/22/MEM.L/2019 tentang Hibauan Pembangunan PLTS Atap di Kementerian, Lembaga dan Pemerintah	07省庁及び地方自治体施設における屋根置き太陽光設置促進勧告。

図 2-12 エネルギー鉱物資源省の太陽光発電システム導入に係る取組み

出所) エネルギー鉱物資源省ウェブサイトより作成<sup>21</sup>

バリ州においては、バリ州に所在する国立大学であるウダヤナ大学地域再生可能エネルギーセンター (Center for Community Based Renewable Energy, Udayana University: CORE) により、「バリのエネルギー自給自足化に向けた 屋根置き太陽光発電所設置計画案」が示されている。

本計画案においては、バリ州において、2025年までに設備容量108MWの太陽光発電所を建設することを目標としていること、バリ全体での太陽光発電所の設置キャパシティが1,254MWであることなど、導入ポテンシャルが示されている一方、達成状況は0.3%に過ぎないことなどが言及されている。

本計画においても、公共施設への屋根置き太陽光の可能性について言及されており、「非常に有望な導入先」との記載がある。



図 2-13 バリのエネルギー自給自足化に向けた 屋根置き太陽光発電所設置計画案

CORE, “Peta Jalan Pengembangan PLTS Atap Menuju Bali Mandiri Energi”, 2019

そこで、本調査においては、バリ州内の複数の政府系施設を対象として、その発電量、CO<sub>2</sub>排出削減量および導入コストを算出し、バリ州と共に導入実現に関する検討を行った。

### 1) CO<sub>2</sub> 排出削減ポテンシャルの算出

本調査では、地図情報及び衛星画像をもとに、バリ州内の公共施設を特定したうえで、

<sup>21</sup> Kementerian Energi dan Sumber daya Mineral 「KEBIJAKAN, REGULASI DAN INISIATIF PENGEMBANGAN ENERGI SURYA DI INDONESIA」,2019. <http://iesr.or.id/wp-content/uploads/2019/10/2019-10-10-Bahan-Paparan-Akselerasi-PLTS-Mencapai-65-GW-pada-2025-IESR.pdf>, 2020年4月取得

導入ポテンシャルの高い建物・土地を対象として検討を行った。

屋根置き太陽光の検討にあたっては、導入先の建物の強度確認が不可欠である。新型コロナウイルス感染拡大の影響に伴い、本年度は現地調査が適わず、強度に関する現場確認が実施できない状況であったことから、本調査では衛星画像等で確認できる範囲で、強度が十分高いとみられる施設を特定し、バリ州への確認を行いつつ検討を行う手順とした。

## 2.3. スマラン市

### 2.3.1. スマラン市の低炭素化に向けた取り組み

#### (1) 主たる政策・方針

スマラン市が属する中部ジャワ州は 2025 年までに同州におけるエネルギー供給量の 21 %を再生可能エネルギーで賄うこと、エネルギー鉱物資源局(Central Java Energy and Mineral Resources Agency) は、2025 年までに同州のエネルギー供給量の 17%を太陽光と地熱によるエネルギーで賄うことを目標としており、現在は同州の電力需要の 10%が再生可能エネルギーで賄われている。また、GHG の排出量に関しては、同州は 2020 年までに 46%削減することを目標としている。

スマラン市においても 2012 年にスマラン市気候変動戦略 2010-2020 (Semarang City Climate Change Strategy in 2010-2020) が策定され、以下の 7 つの戦略が打ち立てられた<sup>22</sup> : (1) エネルギー効率の向上、(2) 統合型廃棄物管理システムの開発、(3) 気候変動の影響による疾病管理、(4) 給配水サービスの改善、(5) 気候変動に関連する災害対策のための能力開発、(6) 洪水および潮汐による浸水影響の制御、(7) 建物管理および空間の有効利用。GHG 排出削減目標の達成のために、同市は過去には都市間連携や、JCM 設備補助事業を活用した低炭素技術の導入に積極的に取り組んでおり、交通分野における燃料転換技術の導入の知見を有する。また、スマラン市は「100 のレジリエント・シティ (100 Resilient Cities: 100RC) 」に選ばれており、沿岸都市として洪水をはじめとする災害や、気候変動に強い都市づくりへの取り組みが期待される。

スマラン市が州都となっている中部ジャワ州においては、エネルギー関連政策として、「中部ジャワ州における温室効果ガス排出量を削減するための地域行動計画 2020 (The Regional Action Plan for Reducing Greenhouse Gas Emissions (Rencana Aksi Daerah Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca: RAD-GRK) of Central Java Province 2020) 」が 2012 年に、「地域エネルギー総合計画 (General Plan of Regional Energy : RUED) 」が 2018 年に制定されている。RAD-GRK および RUED についてはそれぞれ次項に詳述する。

#### (2) 中部ジャワ州エネルギー関連政策

##### ① 中部ジャワ州における温室効果ガス排出量を削減するための地域行動計画 2020

<sup>22</sup> Initiative for urban climate change and environment (IUCCE), “Climate Change Mitigation Action Plan Of Semarang City In 2018-2030”, [http://iucce.org/index.php/home/article\\_pub/105](http://iucce.org/index.php/home/article_pub/105)



(RAD-GRK)

スマラン市が州都となっている中部ジャワ州においては、「中部ジャワ州における温室効果ガス排出量を削減するための地域行動計画 2020 (The Regional Action Plan for Reducing Greenhouse Gas Emissions (RAD-GRK) of Central Java Province 2020)」が 2012 年に制定された。RAD-GRK における温室効果ガスの排出削減目標値は、2010 年に大統領令の形で策定されたインドネシア国における RAN-GRK に沿ったものとなっており、RAN-GRK と同じく、2020 年までに GHG を 26%削減することとしている。また、同計画の中では中部ジャワ州における CO<sub>2</sub> の総排出量が算出されており、2008 年には合計 29,418,849t-CO<sub>2</sub> だったものが、2010 年には 39,886,167t-CO<sub>2</sub> の排出量となり、数年の間に二酸化炭素の排出が急増していることが明らかとなった。GHG の排出の要因の分析によれば、排出量の多くは、主に 6 つの部門—エネルギー、交通、産業、農業、林業、そして廃棄物管理—に起因しているとのことであった。エネルギー部門からの GHG 排出量には、燃料、石炭、電力からのエネルギー消費が含まれ、交通部門では、交通から生じる全てのエネルギーが計上される。産業部門では、産業プロセスから生じる排出が含まれ、農業部門では、家畜廃棄物の発酵と管理から生じる排出量、および農業生産におけるバクテリアの代謝によるメタン生成、N<sub>2</sub>O の生成に伴う排出量が含まれるとされている。最後に林業部門では森林、プランテーション、およびその他の土地利用からのすべての植生被覆からの排出が含まれ、廃棄物管理部門では、TPA、郵便局、焼却、家庭および家庭廃棄物管理での廃棄物管理が含まれる。6 つのセクターの中で一番排出量が多い順に並べると、エネルギー、農業、廃棄物、産業、林業そして産業となる。下記表にて、セクターごとの GHG 排出削減目標数値をまとめている。

表 2-19 中部ジャワ州のセクターごとの温室効果ガス削減目標

Bidang	Emisi GRK		Drop Target		Aksi Plan	Implementing Institution
	2010	2020	Tons of CO <sub>2</sub>	%		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Farming	6,395,328	8,964,816	392,200	4.37	Low production of varieties, low emission, irrigation efficiency, use of fertilizers organic, livestock waste treatment, utilization waste agriculture	TPH Agriculture Office, PSDA Office, BLH, Department of Animal Husbandry and Animal Health
Forestry	118,765	730,843	114,000	15.60	Control Fire andan hut land, Rehabilitasi forest andan land, Prevention logging/ logging wild.	Service Forestry, Service Plantation Service PSDA, BLH
Energy	16,191,639	29,970,000	3,934,008	13.12	Energy development renewable (biofuel, geothermal, water, solar power), efficiency energy, use of gas fuel (BBG)	ESDM Office, Dinhub, Animal Husbandry Service

Bidang	Emisi GRK		Drop Target		Aksi Plan	Implementing Institution
	2010	2020	Tons of CO <sub>2</sub>	%		
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)
Transportation	9,737,000	25,078,000	3,134,784	12.50	Transport management review, improvement I all bag vehicle feasibility testing	Dishub, Dinas Bina Marga
Industry	1,394,548	4,146,926	390,000	9.40	Efficiency of use	Industry and Trade Office.
Waste Management	4,668.898	6,286.219	1.40,000	22.27	Development of regional landfills, 3R-based waste management and management domestic and industrial wastewater.	BLH, Department of Human Settlements and Spatial Planning

出所：中部ジャワ州における温室効果ガス排出量を削減するための地域行動計画 2020 (RAD-GRK)

以下は、それぞれのセクターにおける削減目標と戦略をまとめたものである。

表 2-20 中部ジャワ州 セクターごとの GHG 排出削減目標及び戦略

部門	目標および戦略
農業	<p>農業部門からの GHG 排出量を広義に削減し、気候変動の影響を最小限に抑え、農業開発目標を達成する。</p> <p>(1) 気候変動を予測するための農家および関連当事者の理解を深める。</p> <p>(2) 持続可能な農業開発を含む気候変動に適応する農業部門の能力を高める。気候変動保険システムを構築する。</p> <p>(3) GHG 排出量を軽減するための効率的な技術を導入する。</p>
林業	<p>今後 20 年間に、地域の福祉のための生命維持システムとして持続可能な森林を実現する。ビジョンの達成のためには、森林機能に沿って三つ側面、すなわち、生態学的、経済的、そして社会的にバランスよく森林管理を行うことによって達成される。</p>
エネルギー	<p>エネルギー管理や環境機能の保全を通じた GHG 排出量の削減は、中央政府と地方政府による、地域における再生可能エネルギーの促進によって達成される。</p> <p>目標は 2025 年までに以下のように最適なエネルギーミックスを達成することである。</p> <p>a. 石油 20%以下</p> <p>b. 天然ガス 30%以下</p> <p>c. 石炭 33%以下</p> <p>d. バイオ燃料 5%以上</p> <p>e. 地熱エネルギー5%以上</p> <p>f. バイオマス、原子力、水力、太陽光、風力を含む再生可能エネルギー5%以上</p> <p>g. 液化石炭 2%以上</p>
交通	<p>GHG 削減への包括的なアプローチを開発し、一連の実践的な政策を特定する。交通部門における GHG 排出量の削減のための戦略としては以下が挙げられる。交通機関のエネルギー効率の向上、車両の GHG 排出削減技術（より環境に優しい交通機関）の使用、および情報技術（インターネット）の利用。情報技術や通信機器などの電気通信を交通の代替として利用することにより、自動車移動の必要性を可能な限り減らす。</p>
産業	<p>セメント、繊維、輸送機器産業などにおけるエネルギー効率の向上とエネルギーの多様化、ならびに CO<sub>2</sub> 排出量削減のための技術革新。</p>
廃棄物管理	<p>廃棄物部門からの温室効果ガス排出量を削減するためには、衛生埋立地に改造された屋外の投棄場所や、埋立地ガスを回収したり、新しい衛生埋立地を作ることが必要となる。また、2015 年までに不法投棄地をすべて閉鎖</p>

する必要がある。そのほかには、家庭などでの発生源での廃棄物量を減少させること、そして発生源での最終処分場などにおける3R（リデュース、リユース、リサイクル）の実施が考えられる。インドネシアの都市部と農村部では廃棄物の最終処理が異なり、都市部では埋め立て技術（屋外投棄、管理された埋め立て、衛生埋立）に焦点を当てているが、農村地域では堆肥化技術が採用されている。一方、3Rは都市部と農村部の両方に適用できる。

出所：中部ジャワ州における温室効果ガス排出量を削減するための地域行動計画 2020（RAD-GRK）

## ② 地域エネルギー総合計画（General Plan of Regional Energy :RUED）

中部ジャワ州は、インドネシアにおける石油とガスの主な生産地域の1つとなっており同州におけるエネルギー源は依然として化石由来の燃料に大きく依存しており、石油とLPGの需要は年間5.5%ずつ増加している。しかし化石由来の燃料の採掘量が限られているため、同州の恵まれた自然を生かした再生可能エネルギーの普及が推奨されている。以下は2016年時点の電源構成と、2025年に目標としている電源構成を示したものである。

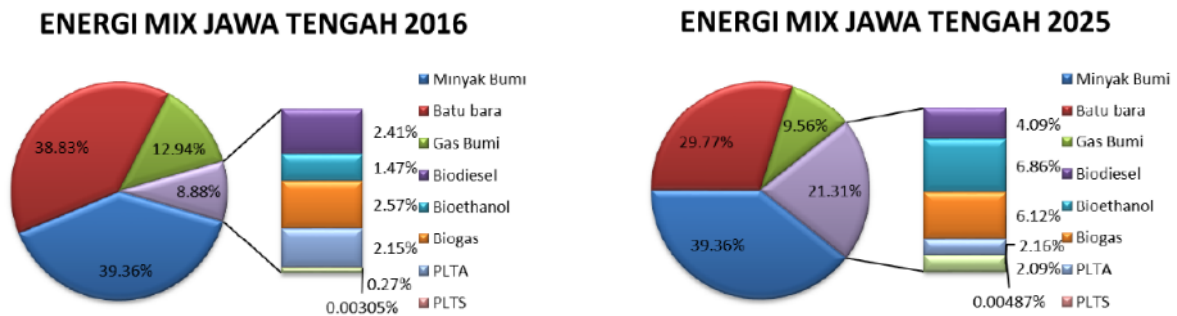


図 2-14 中部ジャワ州 2016 年時点の電源構成と 2025 年目標の電源構成

注) 凡例は赤：石炭、青：石油、緑：ガス、紫：再エネ（上からバイオディーゼル、バイオエタノール、バイオガス、屋根置太陽光、その他太陽光）

出所：中部ジャワ州地域エネルギー総合計画（General Plan of Regional Energy :RUED）(No.12/2018)

化石由来の燃料への依存の主要な原因として三点が示されており、一つ目は、中部ジャワ州では依然として古い設備機器が使用されており、その設備の燃料として化石由来のものが使用されることが挙げられている。次点として、化石由来の燃料を使用する機器のほうが再生可能エネルギーを利用した機器よりも効率が高く、より多量のエネルギーを出力できること、最後に、インドネシア政府は依然として化石由来燃料への補助金を給付しているため、市民にとっては手ごろな価格で利用できることが挙げられている。

RUEN の目標に沿った RUED の目標は以下の通りである。

- i) 石油への依存を減らし、エネルギーミックスにおける石油を 2025 年までに 25%以下に減らす。
- ii) エネルギーミックスにおける再生可能エネルギーを 2025 年までに 23%以上、2050 年

までに31%以上に増やす。

- iii) 人々のエネルギーへのアクセスを改善し、2020年までに電化率100%を目指す。
- iv) エネルギーの節約を促し、2025年までにエネルギー弾性値を1以下にする。
- v) 地域におけるエネルギーバッファの埋蔵量を確保する。

## 2.3.2. 天然ガスへの燃料転換事業化計画策定に向けた検討

### (1) 洪水調整ポンプ燃料転換

スマラン市はジャワ海に面する低地であり、毎年洪水による甚大な被害を受けている。そのため、河口付近で増水した河川水を調整池に排水し、洪水被害を食い止める設備を有している。近年、気候変動の影響で、洪水被害は一層深刻化している。こうした中、排水に必要なポンプの電力がディーゼル発電設備によって供給されていることから、コストや環境面での課題を抱えている。洪水調整は気候変動における適応策であるが、設備数や稼働時間が増えるほどCO<sub>2</sub>を排出することとなり、気候変動に悪循環をもたらす構図となることも問題視されている。ディーゼル発電設備を用いている理由は、洪水時は豪雨等の厳気象時に発生するため、送電系統の停電が予想されるためである。



スマラン市の洪水の様子

スマラン中央ポンプ場におけるディーゼル発電機

スマラン中央ポンプ場における排水ポンプ

図 2-15 スマラン市の洪水及び排水用ポンプ、発電設備

出所) スマラン市公共事業局提供

スマラン市では、中央、南、東、西の4区域のポンプ場があり、ポンプ台数は133台程度である。このうち、ポンプの動力をディーゼル発電機に依存しているポンプは65台ある。なかでも、燃料使用が多く、改善要請の高いポンプは40台であり、これらの燃料使用量は122,072L/年とのことである。

こうした状況を踏まえ、本調査では天然ガス利用による発電設備の燃料転換により、低炭素化を進めることを検討した。燃料転換設備は、平成30年度JCM設備補助事業「スマラン市公共交通バスへのCNGとディーゼル混焼設備導入プロジェクト」において公共バスの燃料を天然ガス混焼に転換した装置であるDDFシステムを既設エンジンに取り付ける方式とする。同技術は、あらゆるディーゼルエンジンに適用可能であり、船舶、発電機にも導入実績がすでにある。





スマラン市公共事業局ポンプ場職員  
との意見交換



ポンプ場調整池

図 2-16 スマラン市公共事業局との意見交換及び調整地

出所) 北酸株式会社提供

スマラン市においては、平成 30 年度 JCM 設備補助事業「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」において公共バスの燃料を天然ガスに転換し、低炭素効果を得ているが、ガス供給会社である PT.Pertagas Niaga による供給方法にトラブルがあり、度々の供給停止が確認されている。ボトルネックは、連日の供給により、バスに供給を行うコンプレッサー搭載ガス供給車 (Mobile Refueling Unit: MRU) が過負荷となり、故障が頻発する点にあった。

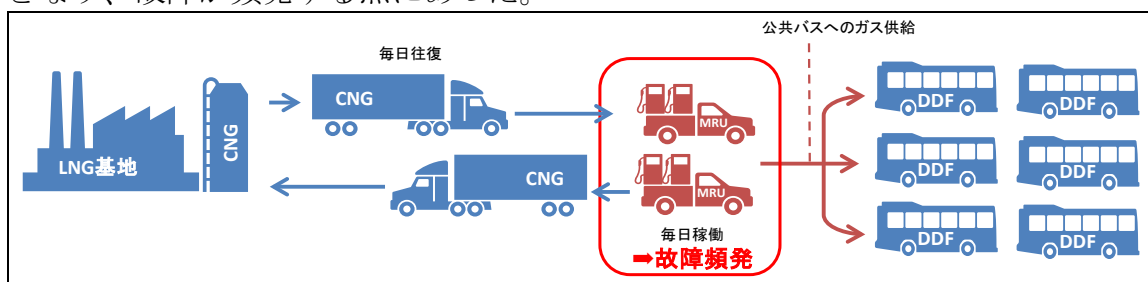


図 2-17 スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト  
におけるガス供給課題

出所) JANUS 作成

一方、ポンプ場発電設備へのガス供給については、工業用ガスとして一定量のガスを調達し、当該ガスを充てんしたタンクをポンプ場に設置のうえ、ガスの残量が低下した際にタンクを入れ替える方式を想定している。

この方式においては、スマラン市公共バス事業のように毎日の供給を前提としないため、ガス供給のボトルネックは解消される<sup>23</sup>。

洪水頻発時期には、連日の配送が必要となる可能性もあるものの、指定事業者のみに販売が認められている交通向けガスとは異なり、工業用ガスは国営・民間を問わず、様々なガス供給事業者が発注することが可能である。供給元の選択肢が多いことに加え、一度に複数の会社から発注し、タンクを貯め置くことで需要拡大に備えることも可能である。

こうした技術を連携させ、適時適量のガスをポンプ場に運搬する体制を築き、事業の実現並びに JCM 事業におけるモニタリングの確実性を付与する。

<sup>23</sup> なお、公共バス事業においても同様の手段による解決を試みたものの、バスへの燃料供給固有の事情（ガス量や供給圧力、法規制等）で課題があり、実現には至っていない。

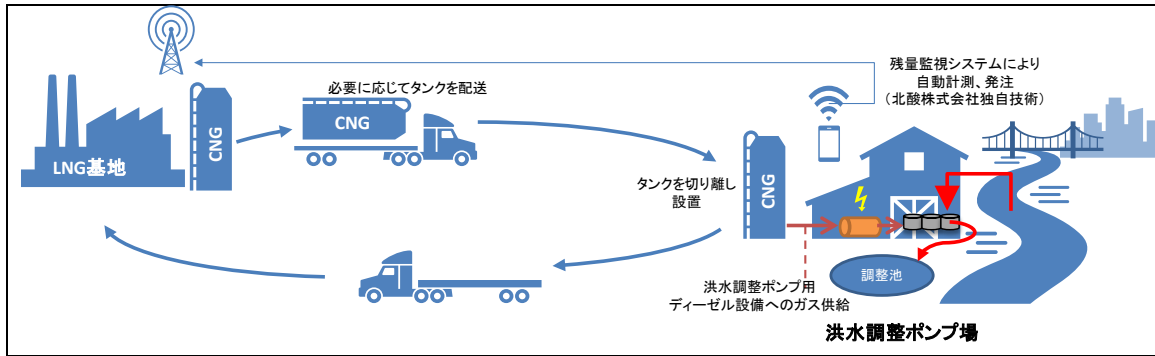


図 2-18 スマラン市洪水調整ポンプ場へのガス供給方法イメージ

出所) JANUS 作成

## 1) CO<sub>2</sub> 排出削減ポテンシャルの算出

### ① 設備概況

上述の通り、現在スマラン市において稼働する洪水調整ポンプの台数は 133 台となっている。このうち、ディーゼル発電機を使用して稼働させているポンプは 65 台であるが、停電時のみ非常用ディーゼル発電機を用いるパターンもあり、年々 PLN による停電発生状況が改善していることから、ディーゼル発電機にほぼ依存せずに稼働させることのできるポンプもある。しかし、スマラン市中央ポンプ場を中心に、40 台のポンプについてはディーゼル発電機の使用頻度が高く、年間の燃料コスト負担が公共事業局の課題となっている。

以下に、スマラン市のポンプ場及びポンプの仕様を示す。

表 2-21 スマラン市ポンプ場及びポンプ仕様

	ポンプ場名	台数	発電機容量 (皮相電力)	定格電力 (力率=0.8)	発電機使用 ポンプ台数	燃料 消費量*
		[台]				
1	Sedompyong (Banger Selatan)	1	210	168	1	31,777
2	Progo	1				
3	Gudang Senjata	2	125	100	2	
4	Banger	5				
5	Citarum	2				
6	Kartini	7				90,295
7	Buludrain	5				
8	Boom Lama I	4	60	48	4	
9	Boom Lama II	5				
10	Boom Lama III	1	30	24	1	
11	Hasanudin	4	60	48	4	
12	Bandarharjo 1	1	30	24	1	
13	Bandarharjo 2	2	30	24	2	
14	Bandarharjo 3	1				



15	Bandarharjo 4	2				
16	Lanal	2	225	180	2	
17	Kali Baru	8	385	308	8	
18	Polder Tawang	4				
19	Kol. Sugiono	2	275	220	2	
20	Mberok	2	150	120	2	
21	Johar	1	150	120	1	
22	Pompa Agus Salim	1				
23	Kampung Kali	2	400	320	2	
24	Kolam Retensi Kali Smg	8	3800	3040	8	
25	Ujung Seng	1				
26	Water Foundtain	11				
27	Basudewo	1	30	24	1	
28	Bringin (Mangkang)	2				
29	Madukoro	3	1100	880	3	N.D.
30	Semarang Indah	2				
31	Peningkatan sistim polder/Tawang mas madukoro	3				
32	Manggis	3	120	96	3	
33	Kandang Kebo	6	358	286.4	6	
34	Terboyo	3				
35	Pedurungan Kidul	1	30	24	1	
36	Pasar Waru	4	250	200	4	
37	Majapahit	1	150	120	1	
38	Muktiharjo Kidul	2				
39	Banjardowo	2	250	200	2	
40	Trimulyo	2	150	120	2	
41	Kampung Semarang Utara	1				N.D.
42	Kampung Semarang Selatan	1				
43	Argo Kencono Utara	1				
44	Sringin	1				
45	Bawah Tol Kaligawe	3				
46	Tambak Rejo RW 5	1				
47	Tambak Rejo RW 3	1				
48	Rumah Pompa Terboyo 2	1				
49	Rumah Pompa Banjardowo 1	2	250	200	2	
50	Rumah Pompa Kali Pacar	1				
合計		133	8,618	6,894	65	

出所) スマラン市提供

上記ポンプ場データのうち、本検討では燃料消費量から電力量を逆算するとともに、燃料消費量から CO<sub>2</sub> 排出量を算出する。燃費を 0.3L/kWh と仮定すると、各数値は以下の通りとなる。

表 2-22 ポンプ場ディーゼル発電機のリファレンス CO<sub>2</sub> 排出量

燃料消費量	122,072	L/年
燃料消費量[kl]	122.072	kl/年
年合計熱量	5,942	GJ
リファレンス排出量	431	t-CO <sub>2</sub> /年
リファレンス排出量 15 年	6,471	t-CO <sub>2</sub> /15 年

出所) スマラン市からの受領データより JANUS 作成

ディーゼル発電機は、車両に用いられるエンジンと同様の構造であり、負荷も一定であることから、車両以上の DDF 化の効果が得られると考えられる。ここでは、車両と同様の効果を得られることを前提として、プロジェクト排出量を下記の通り計算した。

プロジェクト期間については、JCM 対象設備がディーゼルエンジンに付与するガス転換の諸機器であるため、当該設備は「内燃力又はガスタービン発電設備」の 15 年と考えることができる。

表 2-23 ポンプ場ディーゼル発電機への DDF 導入による CO<sub>2</sub> 排出量 (プロジェクト排出量)

CNG 使用量	644	t/15 年
CNG 排出量	1,676	t-CO <sub>2</sub> /5 年
ディーゼル使用量	959	kl/5 年
ディーゼル排出量	3,389	t-CO <sub>2</sub> /5 年
DDF 排出量	5,065	t-CO <sub>2</sub> /5 年

出所) スマラン市からの受領データより JANUS 作成

上記の値を用い、リファレンス排出量からプロジェクト排出量を減算し得られる排出削減量は、約 1,406t/15 年となった。

## 2) 経済性評価

### ① 設備導入コスト

ポンプ動力用ディーゼル発電機の改造コストは、現地改造事業者へのヒアリングの結果、おおよそ車両向けと同様のコストと想定できるとの回答を得ている。貯蔵用ガスタンクの容量によってその金額は左右される一方、ディーゼル発電機が近接していることから、車両向けのように 1 台ごとにタンクを用意する必要がない分コスト圧縮ができる可能性もある。この点については、設置場所における現場確認を行ったうえで、詳細に検討していく必要があるが、ここでは車両向けの DDF 設置コストと同規模であると仮定し検討を行っ

た。

よって、DDF 改造コストは約 100 万円/台、121 台のポンプとしては 1.21 億円 (5,398,110,661IDR) である。

## ② 運用コスト

ポンプ場で利用されるディーゼルは、補助金が入っていない産業用ディーゼル価格であり、単価は 11,220IDR/L である。年間約 12 万 L の燃料消費となっていることから、そのコストは 824,528,000IDR で、約 610 万円である。

代替する CNG の価格についても、交通向けではないことから、産業用 CNG 価格が適用される。これまで、交通向けに比べ、産業用 CNG 価格は高額であるとのことであったが、エネルギー・鉱物資源省によるガス利用促進政策に基づき、2020 年より産業用 CNG 価格が大幅に引き下げられることとなった。その対象セクターは限定されており、ポンプ場は対象となっていないが、今後こうした措置が拡大することを想定し、引き下げ後 CNG 価格として約 4,000IDR/LSP を想定し、計算に用いる。

## ③ 経済性シミュレーション

上記初期投資、運用コストに基づき計算すると、補助金が無い場合の投資回収は約 15 年、40%の補助率を想定した場合、9 年での投資回収が可能との結果となった。

表 2-24 ポンプ場ディーゼル発電機への DDF 導入による経済性シミュレーション

ディーゼル価格	11,220	IDR/L	経済効果	350,781,216	IDR
CNG 価格	4,000	IDR/L	初期投資	5,398,110,661	IDR
リファレンス燃料費			投資回収年	15	年
ディーゼル	1,369,647,840	IDR	JCM 初期投資	3,238,866,397	IDR
プロジェクト燃料費			JCM 投資回収年	9	年
ディーゼル	824,528,000	IDR			
CNG	194,338,624	IDR			
合計	1,018,866,624	IDR			

年	リファレンスコスト			プロジェクトコスト				便益
	初期投資	ディーゼルコスト	合計	初期投資	ディーゼルコスト	CNGコスト	合計	
0	0			3,238,866,397				-3,238,866,397
1		1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
2		1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
3		1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
4		1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
5		1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216

6	1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
7	1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
8	1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
9	1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
10	1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
11	1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
12	1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
13	1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
14	1,369,647,840	1,369,647,840		824,528,000	194,338,624	1,018,866,624	350,781,216
計	19,175,069,760	19,175,069,760		11,543,391,996	2,720,740,736	14,264,132,732	4,910,937,028

・キャッシュフローと IRR

	0	1	2	3	4	5	6
FCF	-3,238,866,397	350,781,216	350,781,216	350,781,216	350,781,216	350,781,216	350,781,216
	-3,238,866,397	-2,888,085,180	-2,537,303,964	-2,186,522,748	-1,835,741,531	-1,484,960,315	-1,134,179,099
IRR(14年)	6%						

	7	8	9	10
FCF	350,781,216	350,781,216	350,781,216	350,781,216
	-783,397,883	-432,616,666	-81,835,450	268,945,766
				投資回収

出所) JANUS 作成

(2) 交通燃料転換

スマラン市では、市中心部から 10km 程の山間に Jatibarang と呼ばれる最終処分場を有し、105 台<sup>24</sup>の廃棄物収集車により市内各地から廃棄物を収集運搬している。1日に約 5 往復しており、移動距離は 1 台 1 片道当たり平均 18km であるため、全台合計走行距離は約 350 万 km/年である。これらの収集車はディーゼル燃料で稼働しており、公共バス同様にガス転換による低炭素化が期待されている。



スマラン市廃棄物収集車



Jatibarang 処分場



中心市街地からの距離

図 2-19 スマラン市における廃棄物収集車及び処分場

出所) スマラン市 Web サイト、Google Map より作成

<sup>24</sup> スマラン地方紙 メトロスマラン 「DLH Operasikan 88 Kontainer Sampah Baru」,2018 年.  
<https://metrosemarang.com/dlh-operasikan-88-kontainer-sampah-baru-54316>

## PETA PELAYANAN SAMPAH KETERANGAN



1. JUMLAH PENDUDUK KOTA SEMARANG TAHUN 2011 : 1.692.560 JIWA
2. VOLUME SAMPAH :
  - A. KEMAMPUAN RATA-RATA PELAYANAN SAMPAH PER HARI : 86,4 %
  - B. PENGHASIL SAMPAH TERBANYAK : KEC.SEMARANG TENGAH, JML : 86 TON
  - C. PENGHASIL SAMPAH TERKECIL : KECAMATAN GENUK , JML : 18 TON
  - D. TOTAL PRODUKSI SAMPAH MASUK KE TPA PER HARI : ± 800 TON = 366 RIT
3. SARANA PRASARANA PELAYANAN SAMPAH
  - A. TRUCK ARMROLL : 84 UNIT
  - B. TRUCK DUMP : 21 UNIT
  - C. ALAT BERAT DI TPA : 6 UNIT
  - D. TRUCK COMPACTOR : 4 UNIT
  - E. CONTAINER : 411 BUAH
  - F. DEPO : 167 BUAH
  - G. TPST : 15 BUAH
4. JARAK TEMPUH PENGANGKUTAN SAMPAH DARI TPS KE TPA
  - A. JARAK TERDEKAT : KEC.SEMARANG BARAT , JML : 6 KM
  - B. JARAK TERJAUH : KEC.BANYUMANIK , JML : 30 KM
5. RENCANA TPS ALTERNATIF (TERMINAL SEMENTARA SEBELUM SAMPAH DIBAWA DARI TPS KE TPA) :
  - A. WILAYAH BARAT : KECAMATAN NGALIYAN
  - B. WILAYAH TIMUR : KECAMATAN PEDURUNGAN

図 2-20 スマラン市清掃局 Web サイトにおける廃棄物収集エリア情報

出所) スマラン市清掃局 Web サイトより

すべての収集車はスマラン市の管轄下にあり、ディーゼル燃料使用量は市の財務部で管理されていることから、モニタリングが容易であるため、JCM 事業化に適性がある。

上記燃料転換事業により、スマラン市のガス需要が増えることで、「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」における公共バスへのガス供給安定化にも寄与する効果がある。その理由は、供給者である PT.Pertagas Niaga にとって、大規模需要家に集中してガスを供給することが、管理や契約コストの観点から効率的で、需要が大きい地域への供給のインセンティブが高いことが関係している。大規模需要家を選考し、小口需

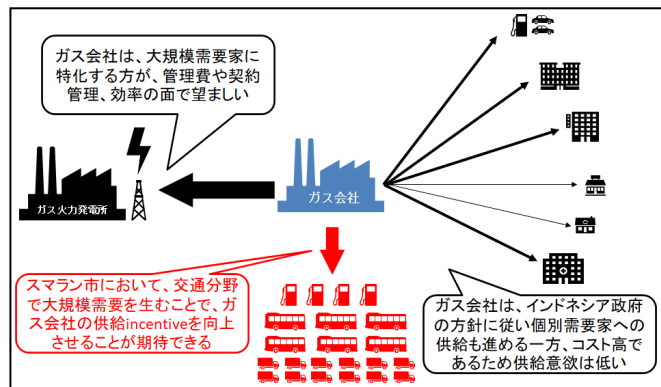


図 2-21 ガス需要とガス供給安定化の関係  
出所) JANUS 作成

要家への供給に関心が低いことは、ジャカルタにおける供給シェアを見ても歴然であり、98%のガスが産業等の大規模需要家向けに供給されている一方、家庭や交通など小口需要家向けの供給は2%に留まっている状況との報告もある<sup>25</sup>。

このように、小規模需要地への供給は軽視されがちで、こうした背景がスマラン市公共交通事業における供給トラブルの長期化にも影響したとみられる。先事業は現在、スマラン市長からエネルギー・鉱物資源省大臣を通し、PT.Pertagas Niaga に改善命令を出したことで供給の安定化を図っているが、スマランでのガス需要をさらに拡大させることが今後のさらなる安定供給に資するといえる。

スマラン市としても、公共バス事業におけるガス供給課題に直面し、需要拡大が解決に繋がることを認識しており、ガス利用の拡大による供給安定化に高い期待を寄せているとこ

<sup>25</sup> ジャカルタ新聞 「石油から天然ガスへ 政府、インフラ整備進める」,2014 年。  
<https://www.jakartashimbun.com/free/detail/20673.html>

ろである。本事業における調査により、燃料転換による効果が明らかになることで、スマラン市の事業意思決定につなげることができる。また、ポンプ場での事業と同様に、JCM 設備補助事業への申請に際しては、ガス会社を国際コンソーシアムに加えるとともに、供給保証を得るなどの体制を構築し、ガス供給のさらなる確実性の担保を得る計画である。

### 1) CO<sub>2</sub> 排出削減ポテンシャルの算出

上述の通り、スマラン市において稼働している廃棄物収集車は 105 台であり、移動距離は平均 18km/台/片道で、1 日 5 往復する。1 日の 105 台での総移動距離は 9,450km であり、年間 3,499,250km となる。「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」における中型バスと排気量が近いことから、中型バスの値を参照すると、燃費は 4.7km/L となる。

これに基づき、現在の CO<sub>2</sub> 排出量（リファレンス排出量）を求めると以下の値となる。

表 2-25 各種データとリファレンス排出量

稼働台数	105	台
往復回数	5	往復
移動距離	18	km
日合計移動距離	9,450	km/日
年合計移動距離	3,449,250	km
燃料消費量[kl]	734	kl/年
リファレンス排出量	2,594	t-CO <sub>2</sub> /年
リファレンス排出量 5 年	12,968	t-CO <sub>2</sub> /5 年

出所) JANUS 作成

DDF 化による CNG 燃料転換算出に当たり、「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」における転換率等の値を参照すると、プロジェクト排出量は 2,594t-CO<sub>2</sub>/年、プロジェクト期間の 5 か年で 12,968 t-CO<sub>2</sub>/5 年となった。

表 2-26 DDF 導入後の排出量（プロジェクト排出量）

CNG 使用量	1,330	t/5 年
CNG 排出量	3,359	t-CO <sub>2</sub> /5 年
ディーゼル使用量	1,922	kl/5 年
ディーゼル排出量	6,792	t-CO <sub>2</sub> /5 年
プロジェクト排出量	10,151	t-CO <sub>2</sub> /5 年

出所) JANUS 作成

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減算することで求めることができる。上記の結果から、2,818 t-CO<sub>2</sub>/5 年との結果であった。



## 2) 経済性評価

### ① 設備導入コスト

DDF 装置導入コストは、「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」を参照し、1 台当たり約 100 万円と設定した。105 台の改造費用は合計で 1.05 億円、14,170,040,486IDR となる。

CO<sub>2</sub> 排出削減費用対効果は、設備補助割合を 40%とした場合補助額が約 4,200 万円となり、プロジェクト期間の CO<sub>2</sub> 排出削減量 9,470 t-CO<sub>2</sub>/5 年で除算すると 4,435 円となる。JCM 設備補助の基準に近い値であり、今後実際の運用状況データからの燃料消費量等に基づき精度の高い評価を行う。

### ② 運用コスト

ディーゼル燃料費は、補助金なしディーゼル燃料価格である 9,500IDR/L が適用される。よって、現状においては、年間約 73 万 L の消費量であるため、約 5,170 万円、6,971,888,298IDR の燃料コストとなっている。

DDF 化に際して、CNG 供給価格を 4,500IDR/LSP と想定した場合、燃料転換率 0.398%から、約 973 万円、1,314,384,415IDR となる。ディーゼル燃料は 0.602%の使用量となり、コストは約 3,110 万円となる。

現状（リファレンス）からプロジェクト実施による経済効果は、年間約 1,000 万円、1,460,427,128IDR を期待することができる。

### ③ 経済性シミュレーション

各値を以下に示す。初期投資 1.05 億円に対して、年間のコスト削減効果が約 1,000 万円期待できることから、投資回収は約 10 年、補助率 40%とした場合の JCM 設備補助を想定すると、6 年での投資回収を期待することができる。

表 2-27 廃棄物収集車への DDF 導入による経済性シミュレーション

ディーゼル価格	9500	IDR/L	経済効果	1,460,427,128	IDR
CNG 価格	4500	IDR/L	初期投資	14,170,040,486	IDR
リファレンス燃料費			投資回収年	10	年
ディーゼル	6,971,888,298	IDR	JCM 初期投資	8,502,024,291	IDR
プロジェクト燃料費			JCM 投資回収年	6	年
ディーゼル	4,197,076,755	IDR			
CNG	1,314,384,415	IDR			
合計	5,511,461,170	IDR			

年	リファレンスコスト			プロジェクトコスト				便益
	初期投資	ディーゼルコスト	合計	初期投資	ディーゼルコスト	CNGコスト	合計	
0	0			8,502,024,291				-8,502,024,291
1		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
2		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
3		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
4		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
5		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
6		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
7		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
8		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
9		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
10		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
11		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
12		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
13		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
14		6,971,888,298	6,971,888,298		4,197,076,755	1,314,384,415	5,511,461,170	1,460,427,128
計		97,606,436,170	97,606,436,170		58,759,074,574	18,401,381,809	77,160,456,383	20,445,979,787

### ・キャッシュフローと IRR

	0	1	2	3	4	5	6	7
FCF	-8,502,024,291	1,460,427,128	1,460,427,128	1,460,427,128	1,460,427,128	1,460,427,128	1,460,427,128	1,460,427,128
	-8,502,024,291	-7,041,597,164	-5,581,170,036	-4,120,742,909	-2,660,315,781	-1,199,888,653	260,538,474	1,720,965,602
IRR(14年)	15%						投資回収	

	8	9	10
FCF	1,460,427,128	1,460,427,128	1,460,427,128
	3,181,392,730	4,641,819,857	6,102,246,985

出所) JANUS 作成

## 3. 事業実施体制の構築

### 3.1. バリ州

#### 3.1.1. 交通燃料転換

事業実施体制としては、ガスサプライチェーンを基盤として、ガス供給会社の Pertamina Gas と技術プロバイダーの北酸、ガス利用者の公共バス運営事業者 Trans Metro Dewata または廃棄物収集車の運用を担うデンパサール市による国際コンソーシアムを形成する。

ガスサプライチェーンに関しては、Pertamina Gas によれば、一定量のガスについて長期契約できる環境があれば、供給に必要な設備（CNG ステーション、運搬車、LNG サテライト等）の投資を判断することができることである。こうした検討をより詳細に詰めて

いくため、本調査の実施主体である日本エヌ・ユー・エス株式会社と Pertamina Gas 社の間で調査協力 MoU を締結する運びとなっている。事業実施体制のイメージを下図に示す。

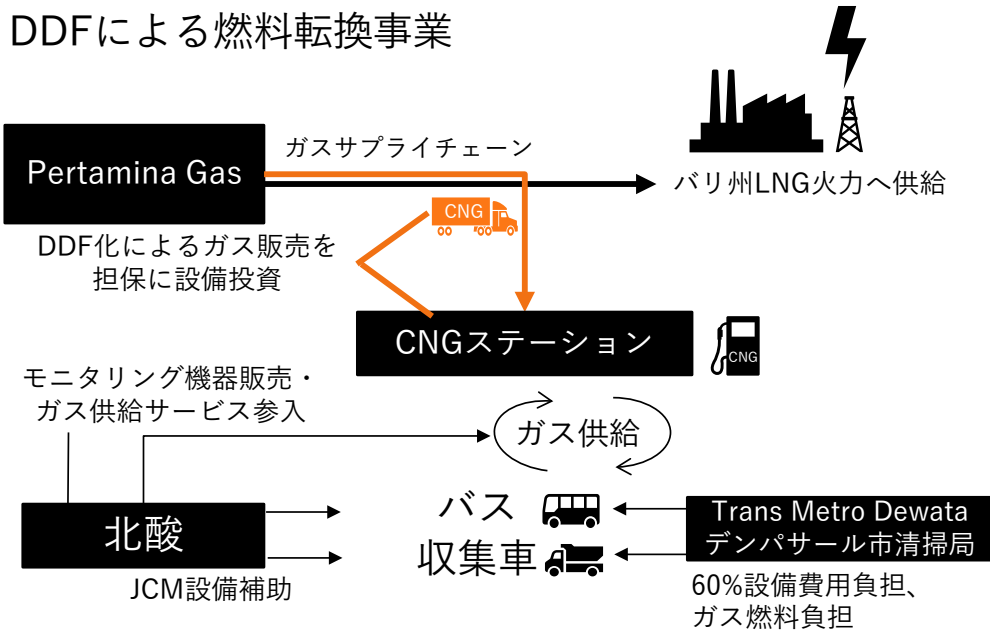


図 3-1 事業実施体制（バリ州燃料転換）

出所) JANUS 作成

### 3.1.2. 太陽光発電導入事業化

太陽光発電事業の実施体制は、太陽光事業のモデルによって複数の選択肢がある。後述するが、現在インドネシアにおいては、建物オーナーが自己資金で太陽光パネル等を導入し、売電により投資回収する従来のモデルだけではなく、太陽光電力売電契約（Power Purchase Agreement: PPA）に類似のモデルも実施可能となっている。具体的には、電力事業者（インドネシア電力公社（Perusahaan Listrik Negara: PLN）を含む）が初期投資を負担し、当該設備コストを電力料金の中で回収しつつ、完済後は設備を建物オーナーに譲渡する（以降の発電電力は売電や自家消費により建物オーナーが利用できる）方式がある。

従来モデルの場合、技術プロバイダーである日本空調北陸は、設置個所の建物オーナーと国際コンソーシアムを形成する体制となるが、後述のモデルの場合、さらに電力事業者（PPA 事業者）を含めた国際コンソーシアムを形成する体制となる。

インドネシアにおいては、太陽光発電の設備調達、設置、施工に際して現地企業としてのライセンスが必要となり、各設備に関しても内製率などが要求事項となっている。日本空調北陸は、インドネシアにおいて事業ライセンスを現状持っていないことから、現地の施工会社との連携が不可欠である。そこで、日系企業である JGC Indonesia（日揮グループ）との連携を検討している。同社はインドネシアにおける各種工事、施工、入札参加等の資格を有しており、日本空調北陸が設計やスーパーバイザーとして管理監督を行い、JGC Indonesia が施工を担う体制を構築することができる。

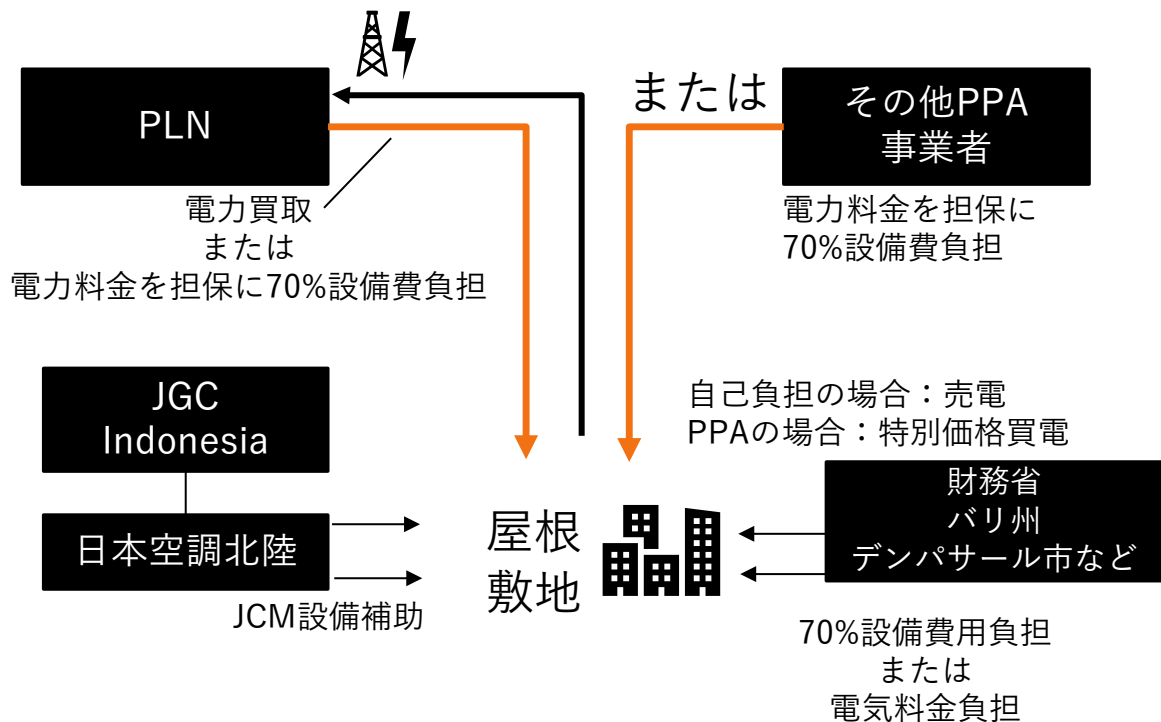


図 3-2 事業実施体制（バリ太陽光発電導入事業）

出所) JANUS 作成

## 3.2. スマラン市

### 3.2.1. 燃料転換

#### (1) 洪水調整ポンプ燃料転換

洪水調整ポンプは、スマラン市公共事業局が管理・運営を行っており、技術プロバイダーの北酸を代表事業者として、スマラン市公共事業局との国際コンソーシアムを形成する体制となる。一方、ガス供給の安定化を図る意味では、ガス供給会社（スマラン市の場合、Pertamina Gas Niaga 社）もコンソーシアムに加え、より強固な体制とすることが望ましい。

洪水調整ポンプの場合、定常的な燃料使用ではなく、洪水発生時に必要に応じて稼働させる運用となるため、常に一定量の燃料を保管しておく必要がある。このため、実際にはCNG運搬トラックにコンテナ型のタンクを積載し、コンテナを常置し燃料使用に応じて交換する仕組みが適格的である。こうしたガス燃料の運用、残量管理などにおいて、北酸株式会社の知見が不可欠となる。実施体制のイメージを下図に示す。

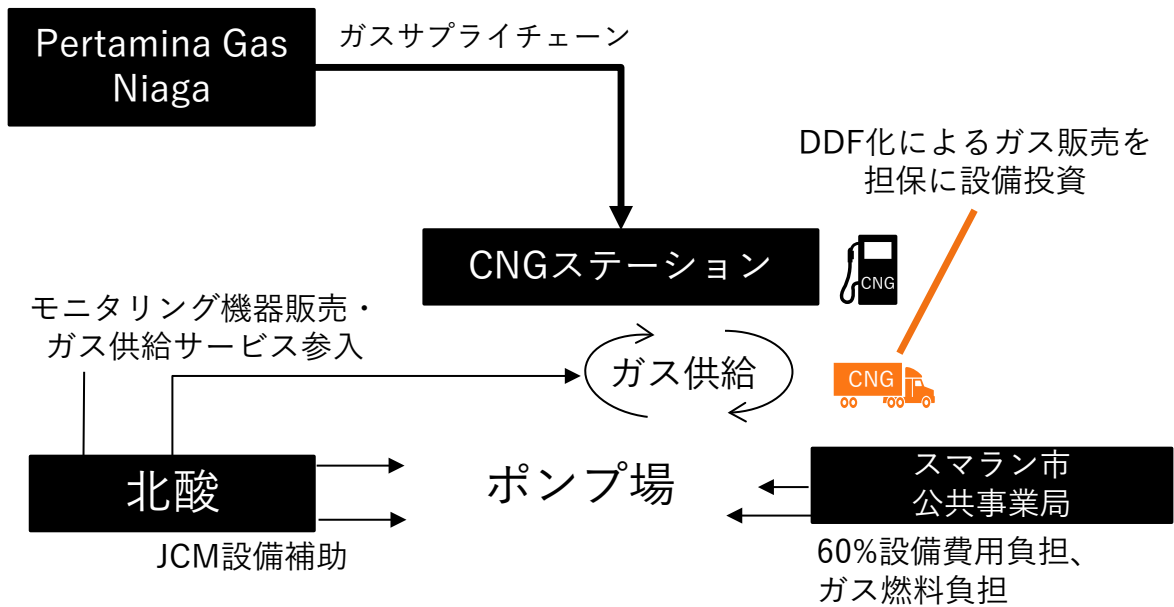


図 3-3 事業実施体制（スマラン洪水調整ポンプ燃料転換）

出所) JANUS 作成

## (2) 廃棄物収集車

廃棄物収集車は、スマラン市環境局が管理・運営を行っている。技術プロバイダーの北酸を代表事業者として、環境局を交えた国際コンソーシアムを形成する体制となる。実施体制案を下図に示す。

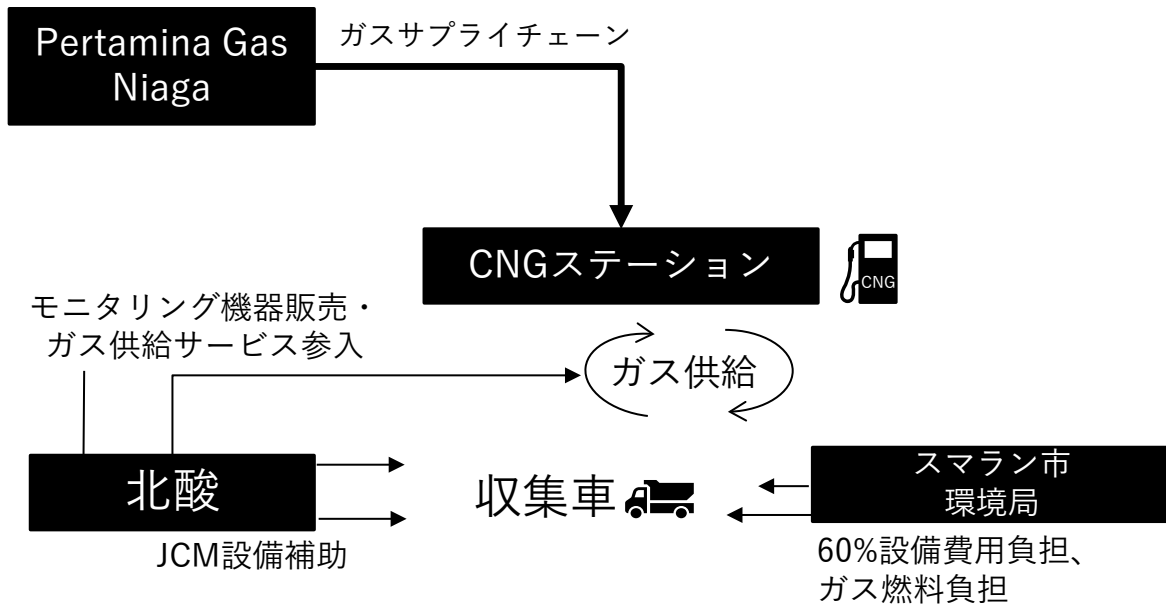


図 3-4 事業実施体制（スマラン廃棄物収集車燃料転換）

出所) JANUS 作成

本調査で検討している各事業は、公的な機関との連携を検討していることから、北酸が平成30年度に実施したJCM設備補助事業「インドネシア国スマラン市公共交通バスへのCNGとディーゼル混焼設備導入プロジェクト」と同様に、設備調達は公共入札を伴うことが想定される。この点について、スマラン市開発計画局は、JCM制度利用の課題であることを指摘しており、公共入札に則りつつ、JCM設備補助での提案を円滑に進める方策について検討を行う必要がある。

案としては、バリ州やスマラン市の開発事業を担う公営企業との連携があげられる。バリ州においては、Perusada Baliという公営企業があり、公共施設の一部について運営を代行している他、複合的な開発プロジェクトを一括受注し開発事業を担っている。

また、スマラン市ではBPS (Bhumi Pandanaran Sejahtera) 社が同様にスマラン市の開発事業を担っており、これらの企業体を介した発注において設備調達を担うなどにより入札を回避する方策を検討している。

## 4. 制度的課題の把握・改善案の検討

### 4.1. 課題と対応策の検討

#### 4.1.1. 天然ガスの燃料転換における課題

インドネシア政府は2020年1月新たな国家中期開発計画 (Rencana pembangunan jangka menengah nasional: RPJMN2020~2024) を発表した。本計画において、天然ガスの供給量を増加させることが掲げられており、天然ガスの供給量の目標に関しては2018年時点の110万BOE/日であった生産量を2024年には120万BOE/日へ生産量を増加させることを目標としている。また、同計画における実施予定の優先プロジェクトとして、2020年1月時点でガス供給網として53万戸であったものを2024年までにはガスインフラ整備を進め、400万戸へ拡大させることに言及している。

その他政策においてもガス供給を後押しする計画が策定されており、2016年10月の新国家エネルギー政策 (Rencana Umum Energi Nasional: RUEN) では、2025年にCNG車両を200万台導入し、CNG充填所を646ヶ所設置することを目標としているほか、交通分野でのCNG利用加速に係るエネルギー鉱物資源省令25号2017年では、交通分野でのCNG利用を促進するための天然ガス供給の責任について言及されており、需要家側からの要望があった場合は、Pertamina Gasに供給責任が生じることとなっている。

以上のようなガス供給支援策が進められている一方で、ガス供給体制には課題もある。先行してCNGバスを導入してきたジャカルタのバス会社であるTransjakartaにおいては2016年よりCNGバスを導入、運用しているものの、下記のような理由から普及が進んでいない状況がある<sup>26</sup>。

- ガス充填ステーション (Stasiun Pengisian Bahan Bakar Gas: SPBG) の数がCNGバスに対して足りず、且つ補給に30分程度かかってしまう。そのため頻繁にガス充填待ちの長いバスの列ができてしまう。
- CNGとして供給されるガスの質が低いことから、燃料タンク内に多くの残渣が残って

<sup>26</sup> PT JGC INDONESIA 現地情報収集 (2021年) より。



しまい、運用上危険である。そのことが原因で火事が発生した事例もある。

- 車両コストで見た場合、CNG バスはディーゼルバスよりも 30%コストが高い。

こうした課題に対応する技術が、ディーゼルエンジンとの組み合わせである DDF であり、CNG 専焼エンジンとは異なり改造で安価に導入できることに加え、ディーゼルのみで走行することも可能であることから、ガス充填ステーションが整備されていない地域を走行する場合でも燃料不足の懸念が少なく、インドネシアではタクシー、バスなどで本技術が普及しつつある。前述してきた通り、富山市とスマラン市の都市間連携事業を起点に実施された JCM 設備補助事業「スマラン市公共交通バスへの CNG とディーゼル混焼設備導入プロジェクト」もこの一つの事例である。

ただし、CNG 専焼の場合と DDF の共通の課題として、ガス供給価格の課題がある。消費地での需要量が少なくなると供給価格はプロジェクト実施サイトまでの輸送コスト等を含め、Pertamina Gas と交渉して決定されることとなり、需要量が少ない場合は供給コストが上乗せされることから、ディーゼルの供給価格よりも高くなる地域もある。その場合、事業者側にプロジェクト実施によるインセンティブがなくなるため、事業自体が成立しない可能性もある。

以上のように、政策面で天然ガスの利用拡大を後押しする政策が策定されているものの、実情として、様々な課題より普及が進んでいない実情が浮かび上がっている。よって、天然ガスへの燃料転換事業を進めるうえでは、プロジェクトサイトで天然ガスの需要家及び需要量を増加させることが非常に重要となる。例えば、バリ州の廃棄物収集車と観光バスを JCM 設備補助事業を足掛かりとして、ガス転換することに加え、州内に存在するディーゼル発電所など、定常的に大量のディーゼルを消費しているような施設に対して天然ガスへの燃料転換を進めることで、需要量を拡大することが考えられる。バリ州のエネルギー開発計画によれば、今後州内のディーゼル火力発電所をガス火力に転換させることを計画しており、ガス供給量の拡大という面で後押しになると考えられる。

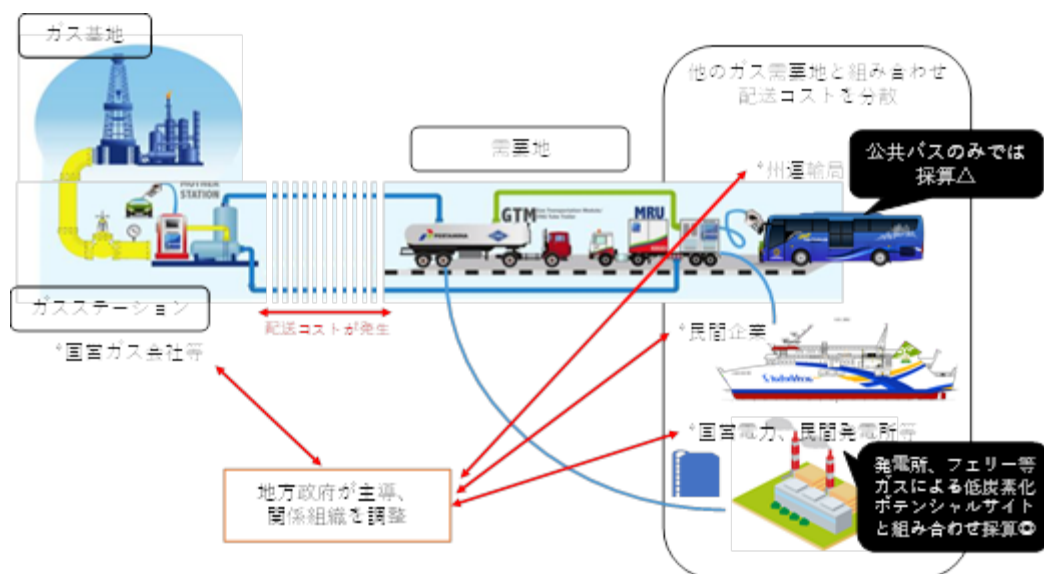


図 4-1 市域の需要統合による実現可能性の向上イメージ

出所) JANUS 作成

#### 4.1.2. 再エネにおける課題

インドネシアの国家エネルギー政策では、再生可能エネルギーの割合を大幅に向上する手段として、民間投資家による独立電源事業者（Independent Power Producer: IPP）を増やすことを想定している。これらを推進するため、再生可能エネルギーの固定価格買取制度（Feed-in Tariff Program: FIT）の整備が同時に進められてきたが、買取価格の設定は国が指定した発電コストが基準とされており、太陽光、風力、バイオマス、バイオガス、潮流発電については、国の指定した発電コストの 85%までが買取価格の上限として設定されている。これは、発電コストの安いわずかな優良案件以外に投資が集まりにくいことを意味していることに加え、本政策は数か月単位で修正されるなど、投資家にとっては計画段階と実現段階で制度の変更が生じ得るほか、関係者間の協議により決定するとされている内容も多く、投資家にとってはリスク要因が大きいものとなっている。

こうした制度面の混乱は、中央政府と国営電力公社 PLN の意識の違いがある。PLN は、国営ではあるものの売上をあげる必要のある企業体であり、国の政策とは言え FIT 制度に対する公的な財政支援は無い。そのため、PLN としては高コストで電力を買電するインセンティブは低く、あくまで自社での新設より安価に電力を調達できる場合においてのみ買取を行う方針を有している。中央政府も、そうした事情を鑑み、FIT 制度を PLN が契約しやすいような条件に設定せざるを得ない事情がある。

さらに、太陽光や風力については、負荷変動に対応するため、バックアップ電源を用意する必要があるほか、脆弱なグリッドシステムの増強も必要となり、PLN の負担が大きいことから許可取得を困難にさせているようである<sup>27</sup>。本調査対象地のバリ州やスマラン市も同様の状況であることから、PLN 系統への逆潮流は簡単には実現できないことが課題としてあげられる<sup>28</sup>。

一方、エネルギー鉱物資源省は再生可能エネルギー普及の次の施策として、屋根置き太陽光発電の活用を推進している。再生可能エネルギー電力の施策の位置づけの中で、屋根置き太陽光は非商用発電に位置付けられ、推進のための法整備が進められている。

---

<sup>27</sup> <https://money.kompas.com/read/2019/07/01/202201526/ini-upaya-pemerintah-capai-target-ebt-23-persen-di-2025>

<sup>28</sup> [https://dpd.acehprov.go.id/uploads/RENJA\\_2019.pdf](https://dpd.acehprov.go.id/uploads/RENJA_2019.pdf)



図 4-2 再生可能エネルギー普及に係るエネルギー鉱物資源省の施策

出所) エネルギー鉱物資源省ウェブサイト「KEBIJAKAN, REGULASI DAN INISIATIF PENGEMBANGAN ENERGI SURYA DI INDONESIA」より作成、<http://iesr.or.id/wp-content/uploads/2019/10/2019-10-10-Bahan-Paparan-Akselerasi-PLTS-Mencapai-65-GW-pada-2025-IESR.pdf>、2021年2月取得

屋根置き太陽光の接続は、PLNからの受電契約を基盤に、自家発電分を電力使用料金から差し引く制度である。設置者から系統に送電された電力の65%が送電分としてカウントされることとなっており（PLNの消費者による屋根置き太陽光発電システムの使用に関するエネルギー鉱物資源省令2018年49号第6条(1)）、受電量を上回った分は翌月に繰り越される（同第6条(4)）。ただし、繰り越しが1年を超過する場合、無効化される規定もあり（同第6条(5)）、いわゆる売電制度ではない。

本法令は2018年より施行されたが、特に設置者側の許可取得について手続きが煩雑であるなどの指摘があり、2019年に2度の改正が行われ、簡易な手続きに変更されている。

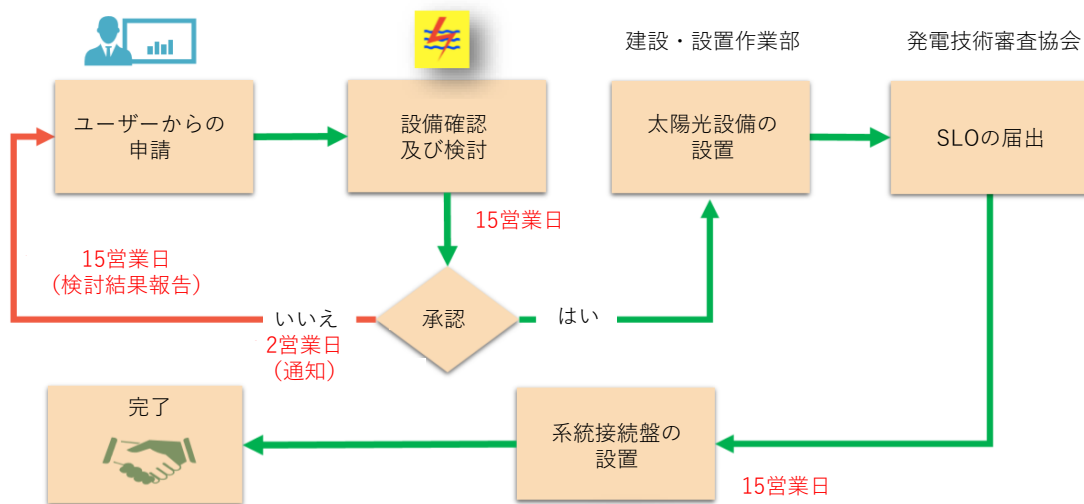


図 4-3 屋根置き太陽光発電システムの使用に関するエネルギー鉱物資源省令における手続き

出所) エネルギー鉱物資源省ウェブサイト「KEBIJAKAN, REGULASI DAN INISIATIF PENGEMBANGAN ENERGI SURYA DI INDONESIA」より作成、<http://iesr.or.id/wp-content/uploads/2019/10/2019-10-10-Bahan-Paparan-Akselerasi-PLTS-Mencapai-65-GW-pada-2025-IESR.pdf>、2021年2月取得

表 4-1 屋根置き太陽光発電システムの使用に関するエネルギー鉱物資源省令の改正点

許可区分	省令 No. 49/2018	省令 No.13/2019	省令 No. 12/2019
運転許可 (IO)	200 kVA を超える容量には IO が必要	PLTS ルーフシステムの建設と設置を行う PT PLN (Persero) の消費者は、電力部門の法律の規定に従ってオペレーティングライセンス (IO) の取得が必要	A. 500 kVA を超える発電能力を備えた独自の目的の電力供給に必要 B. 500 kVA 未満の発電所の容量を備えた独自の目的の電力供給の場合不要 2. 届出の提出が必要
資格認証 (SLO)	25 kW までの PLTS 屋根システムの設置は、SLO の取得が必要	PLTS ルーフシステムの設置には、電力セクターの規定に従って SLO <sup>29</sup> が必要	1 つの電力設備システムで最大 500 kVA の自家発電は、SLO の要件を満たしているものとする。

出所) エネルギー鉱物資源省ウェブサイト「KEBIJAKAN, REGULASI DAN INISIATIF PENGEMBANGAN ENERGI SURYA DI INDONESIA」より作成、<http://iesr.or.id/wp-content/uploads/2019/10/2019-10-10-Bahan-Paparan-Akselerasi-PLTS-Mencapai-65-GW-pada-2025-IESR.pdf>、2021 年 2 月取得

本法令の適用を受けるシステムは、系統接続盤を介して系統から受電しつつ、太陽光パネルからの電力を系統に逆潮流もしくは自家消費する形式である。

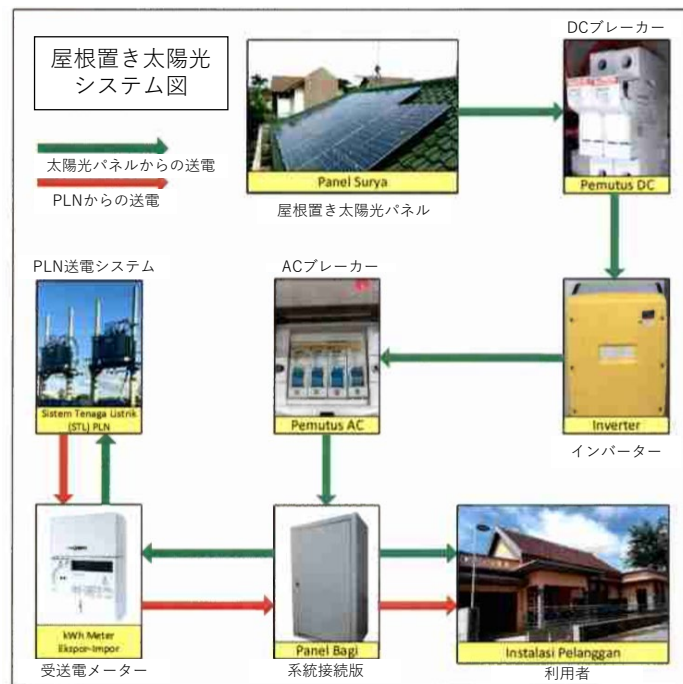


図 4-4 屋根置き太陽光発電のシステム図

出所) エネルギー鉱物資源省ウェブサイト「KEBIJAKAN, REGULASI DAN INISIATIF PENGEMBANGAN ENERGI SURYA DI INDONESIA」より作成、<http://iesr.or.id/wp-content/uploads/2019/10/2019-10-10-Bahan-Paparan-Akselerasi-PLTS-Mencapai-65-GW-pada-2025-IESR.pdf>、2021 年 2 月 1 日取得

エネルギー鉱物資源省は、本法令の推進に先立ち、工業省やインドネシア再生可能エネルギー協会、太陽光発電協会等と共に、「屋根置き太陽光発電促進国民運動（GERAKAN NASIONAL SEJUTA SURYA ATAP: GNSSA）」を発表し、以下の宣言を表明している。

<sup>29</sup> SLO: Sertifikat Laik Operasi = 運転適合証明書

- (i) 2020年までにギガワットのオーダーに達するまで、住宅、公共施設、官公庁、商業ビル、および工業団地における屋上太陽光発電所の建設を奨励および加速する。
- (ii) 競争力のある国内産業太陽光発電システムの成長を促進し、雇用機会（グリーンジョブ）を創出する。
- (iii) 信頼性が高く、持続可能で競争力のある電力供給を促進し、気候変動パリ協定へのインドネシアのコミットメントの実施、および持続可能な開発目標（SDGs）の目標を達成するための努力を支援する。

上記の宣言に関連し、大統領官邸、副大統領官邸、州・地方政府事務所等への太陽光設置に関するエネルギー鉱物資源省大臣からの要請書「Surat Edaran MESDM No. 363/22/MEM.L/2019」が公布されている。

こうした中であって、さらに取り組みを加速させるため、地方を含めた政府の再生可能エネルギー導入に具体的な目標値を設定し、予算措置と合わせて導入の計画、目標管理、改善の働きかけを進めていく必要がある。政府が有する施設には、事務所だけではなく、廃棄物処分場、浄水場、排水場、ダム、各種試験場、観測所、学校、病院、その他公民館やスポーツ施設、宗教施設等があり、これらの施設への太陽光パネル導入の試算、計画策定等を義務化することで、導入ポテンシャルの把握と優先すべき導入地点を明確化するため、計画的な取り組みの検討に寄与することが期待できる。

さらに、太陽光発電の導入に係る初期投資の負担が普及の足かせとなっていることから、オーナーが設備投資を行い、売電による投資回収を図る従来の在り方以外の導入オプションも PLN が承認している。具体的には、以下の4つのモデルがある。

- ① PLN が顧客の建物の屋根に屋根置き太陽光発電を設置し、そのシステムの運用を担当するモデル。初期投資は顧客負担。
- ② PLN が屋根置き太陽光発電を設置・維持管理するというトータルソリューションを提供し、顧客は特別価格（政府・PLNの規定額）の適用を受けながら、普段通りに電気料金を支払うモデル。初期投資は PLN 負担。
- ③ 顧客が事業者と協力して、顧客の建物に屋根置き太陽光発電を設置できるモデル。屋根置き太陽光発電の資金調達と管理は、両者間の合意に基づいて定める。初期投資はサービス提供者負担。
- ④ 顧客がエンジニアリングサービス会社 ESCO などの機関と協力して、顧客の建物に屋根置き太陽光発電を設置または管理するモデル。初期投資は ESCO 事業者負担。

②、③はいわゆる太陽光電力売電契約（Power Purchase Agreement:PPA）モデルに近いサービスであり、電力事業者が設置コストを負担し、当該コストを電力料金の中で回収しつつ、完済後はオーナーに発電設備が譲渡されるような仕組みである。こうした導入オプションが普及していくことで、より導入意思決定が容易になることが期待できる。

加えて、こうしたモデルの場合、JCM 設備補助を電力事業者との国際コンソーシアムにより実施することで、複数地点の一括提案ができる可能性があるほか、電力事業者も顧客に対してより競争力のある価格で提案ができるメリットがある。

今後、バリ州等における太陽光発電の普及に際して注目しておくべきサービスであり、PLN だけではなく、上記の太陽光発電サービス事業者などの情報も得て連携を図っていく考えである。

## 4.2. 具体的な制度整備・改善案の検討

### 4.2.1. 天然ガス利用に係る制度整備・改善案検討

インドネシアでは、石油製品の輸入・消費抑制、低炭素化を目的に産業分野や輸送分野において自国生産が可能な天然ガスの利用拡大が進められている。なかでも、CNG については、2016 年 10 月の RUEN において、2025 年に CNG 車両を 200 万台導入し、CNG ステーションを 646 カ所設置することが目標として掲げられている。エネルギー鉱物資源省大臣令第 25 号 2017 年には、この普及のための具体的指針が示されており、国家予算、地方財政等を活用し、パイプラインの伸長や CNG ステーションの設置に加え、ディーゼルエンジンの CNG 混焼化コンバーターキットの配布等に関しても言及がある。RPJMN においても天然ガスの供給量を増加させることが掲げられており、天然ガスの供給量の目標に関しては 2018 年時点の 110 万 BOE/日であった生産量を 2024 年には 120 BOE/日へ生産量を増加させるとともに、2020 年 1 月時点でガス供給網として 53 万戸であったものを 2024 年までにはガスインフラ整備を進め、400 万戸へ拡大させることに言及している。

一方で、普及対象地は「戦略的地域」としてエネルギー鉱物資源省が指定することとなっており、この進捗は段階的なものとなる。特に、地方ではパイプラインの未整備による供給課題に留意する必要がある。パイプラインが整備された地域においては、ガス供給ステーションを容易に設置できる一方、これは首都ジャカルタ等一部の大都市圏のみで実現できる状況である。それ以外の地域において、ガス供給会社は、利用者からの要請（発注）を受けて契約し、ローリー等により陸送、供給する取引となっている。陸送の場合、オフラインガスステーションに供給するケースと、ガスステーションが無い場合にはコンプレッサー搭載ガス供給車（Mobile Refueling Unit: MRU）を接続する方式がある。



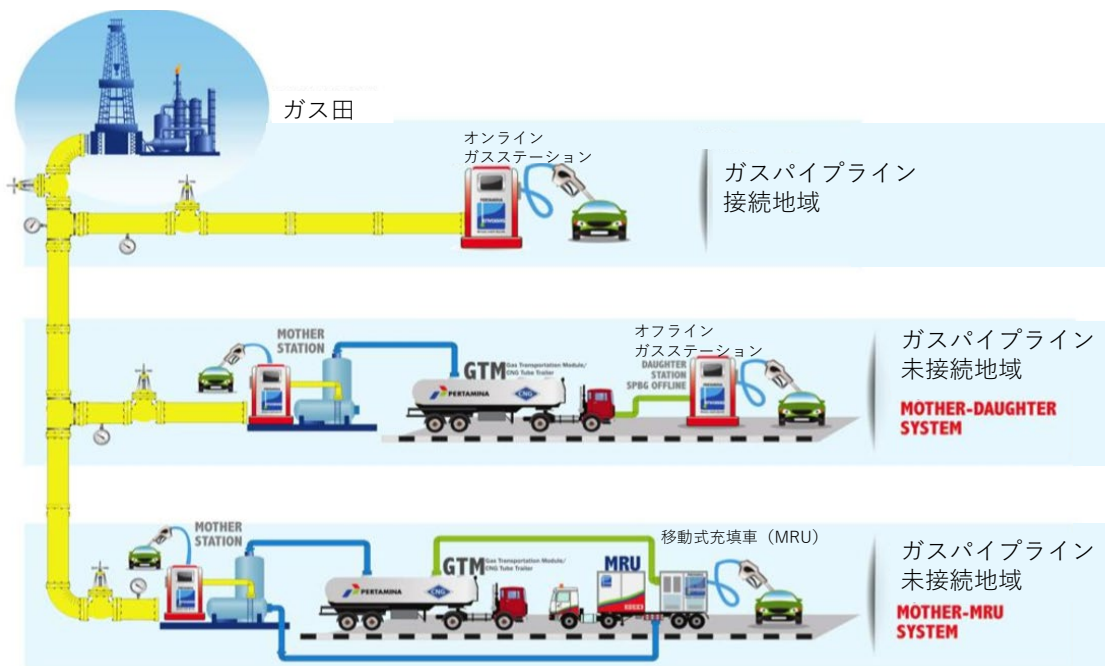


図 4-5 ガスパイプライン接続/未接続地域におけるガス供給の方法

出所) Pertamina Gas 社より受領の資料「PENGUNAAN BBG CNG UNTUK SEKTOR TRANSPORTASI」を元に作成。

日本においても、一般的に大きなガス需要を見込みにくい地域においては、パイプラインより設備投資が安いタンクローリー等による輸送方法を適用するケースがある。その際に必要となる設備例を以下に示す。

### LNGサテライト設備

【日本の事例】事業性の観点から、大きなガス需要を見込めない地域ではタンクローリー等設備投資が少額となる輸送方法を一般的に適用する。LNGをタンクローリー、鉄道貨車で輸送し、現地基地(サテライト基地)で気化・供給する。主な設備は、貯槽タンクと気化器。

平面図

空温式蒸発器  
200kg/h×4基

LNG温水蒸発器  
600kg/h×2基

◆貯槽タンク (Cold Evaporator: CE) ※-50℃以下の液化ガスを貯槽するタンク  
LNGを-162度に保つため、保冷層(断熱層)を設けた二重殻構造  
【真空二重殻型】: 20kl\_30kl\_40kl\_50kl\_60kl\_80kl\_100kl\_150kl  
【クラスター型】: 300kl\_400kl\_600kl\_800kl  
タンクサイズの目安: **使用料の3日分を貯槽可能なサイズ**  
※法律上の貯槽上限90%

コスト例) LNG年間消費量1,000tクラスの場合  
(A重油で年間1,400L相当)  
貯槽80KL×1本のサテライト設備=おおよそ1.0~1.2億円

壁型円筒二重殻型LNG貯槽  
100KL×2基

クラスター型LNG貯槽  
800KL×1基

◆気化器  
種類: 空温式と温水式の2種  
(寒冷地では冬場温水式を使用)  
能力: 0.2t/h~3t/h  
送ガス圧力: 0.2~0.15MPa

◆LNGサテライト モデルケース

LNG使用規模 (t/年)	500	1,000	2,000	3,000	4,000	5,000
平均使用量(300日/年ベース) (t/日)	1.7	3.3	6.7	10.0	13.3	16.7
貯槽量 (t)	15	20	30	40	50	60
タンク容量 (kℓ)	50×1	60×1	100×1	60×2	80×2	100×2
必要スペース (m×m)	10×10	10×12	12×14	16×18	16×18	18×18
第1種設備距離(学校・病院等) (m)	21.0	22.4	27.2	29.3	33.1	36.6
第2種設備距離(一般住宅等) (m)	14.0	14.9	18.1	19.5	22.1	24.4
他燃料規模	LPG (t)	540	1,090	2,170	3,260	4,340
	A重油 (kℓ)	700	1,390	2,780	4,170	5,570

※1 LNG: 54.4MJ/kg LPG: 50.23MJ/kg A重油: 39.10MJ/kgにて計算

図 4-6 日本におけるガスパイプライン接続/未接続地域におけるガス供給の方法と設備  
出所) 北酸株式会社作成資料。

一方、ガスパイプラインが未整備の場合、陸送が介在するために運送コスト等が上乗せされることや、供給保証がないこと、インドネシアにおいてはユーザーサイドに最低使用量の保証を求められるなどのリスクも存在する。

需要家ごとの個別配送は、効率的な配送ができないため、単位当たり輸送費が割高となることから、小口の需要家への供給では流通コストを吸収できないため、ニーズがあってもそれに応えることが難しい状況もインドネシアにおいては散見される。

そこで、制度改善の案としては、石油輸入に係る補助金負担の軽減という視点だけでなく、低炭素の促進という視点から、交通分野だけでなく、発電等のインフラに係るディーゼル使用設備のガス転換（CNG 利用）についても普及拡大を進め、都市部等において需要を掘り起こすことを通じて、バルク輸送のコスト吸収を図る施策を期待する。

パイプラインの新設や伸長は、土地収用の課題や初期投資の大きさから時間を要することが想定されるため、一定期間はローリー等による陸送もしくは船による海上輸送に依存せざるを得ない。パイプラインが未整備であっても、ガス供給が安定的に行われることを通じて、ガスインフラの信頼性向上に寄与し、ガス利用の拡大につながるといえる。

バリ州においては、すでに LNG の供給が行われており、LNG タンクと気化器を一体化した小型サテライトにより CNG 供給を図ることができると見込みである。上述の通り、こうした設備を運用し、ガス販売から投資回収を見込める算段を立てることで、ガス会社の Pertamina Gas はサプライチェーン構築のための設備投資を行う準備がある。LNG サテライト設備の例は下図の通りであり、様々な需要量に対応できる設備がすでに普及している。



図 4-7 LNG サテライト設備ラインナップと CNG 供給

出所) 北酸株式会社作成資料。

#### 4.2.2. 太陽光発電の普及に係る制度整備・改善案検討

4.1.2 に記載の通り、太陽光発電に関しては、FIT 制度に加え、屋根置き太陽光パネルの促進策が進められており、電力料金の削減を通じたインセンティブによる普及が期待されている。一方、PLN は太陽光発電由来の逆流に対し、バックアップ調整電源の確保を余儀なくされることから、追加コストが発生するため、調整力の脆弱なグリッド地域では、受け入れが難しいなどの課題もある。

特に本調査対象地のバリ州は送電容量が小さいため、太陽光パネルの普及に伴う負荷変動に対応しきれない恐れがあることから、屋根置き太陽光の自家消費以外に陸置きのメガソーラーなどを検討する場合、グリッドへの接続は難しい可能性が高い。今後の太陽光発電の普及にあたっては、PLN との協議も行い系統の強化といったインフラ整備についても改善を図る必要がある。

また、本制度の適用に際しては、インドネシア製品の活用が義務付けられる等の制約がある。インドネシア製の太陽光パネルは、価格が高い一方で、品質は劣るとされ、投資効果が不十分となる例も報告されている。

そこで、制度改善の案としては、系統の強化と調整力の準備による太陽光普及の前提となるインフラ整備に加え、産業保護上適正な範囲に留意しつつ、投資対効果の観点から内製率等の制約を緩和する施策を期待する。

日本企業としても、インドネシアの屋根置き太陽光は今後大きな市場となり得るため、規制緩和による参入余地を見出す必要がある。

### 4.3. 制度改善案

#### 4.3.1. 地方政府主導によるポテンシャルサイトの統合

バリ州、スマラン市においては、公共機関が有する施設等における低炭素化のポテンシャルが散在している状況である。

それらの低炭素ポテンシャルサイトは、一つひとつの温室効果ガス排出削減量は大規模ではない一方、統合的に対策を講じることで、市域としての温室効果ガス排出削減に貢献する可能性がある。

こうしたポテンシャルサイトにおけるプロジェクトの実現に向けては、複数の施設や関係者にまたがる調整が必要である。ここで、それを統括する自治体を取りまとめ役として方針を打ち出し、調整を図ることが不可欠である。そこで、実行に必要な制度整備として、自治体のイニシアティブによる具体的な政策の明記と実行を働きかける必要がある。

2 章で言及してきた通り、インドネシアにおいては、国としての開発計画のみならず、地方自治体が長期開発計画、中期開発計画、行動計画を策定している。バリ州、スマラン市においては、低炭素化促進に係る政策方針を有し、目標値等は掲げている一方、具体的なプロジェクトについては構想段階のものも多く、今後具体化が図れらるることになると考えられる。

インドネシアの開発計画は、予算編成と表裏一体であることを踏まえれば、より具体的

な開発計画を選定し、予算編成を含めた政策決定を進める必要がある。

両都市ともに、市全体の温室効果ガス排出量の推計や、それに基づく優先行動計画の策定などは未実施の状況である。政策づくりにおいては、その背景に数値的根拠を含む客観的なデータの蓄積が欠かせない。そこで、まずは大学や研究機関等と連携し、市域の温室効果ガス排出量を把握し、将来的な排出量の傾向も分析したうえで、優先的な取り組み計画を策定し、実行へと移すことが必要である。

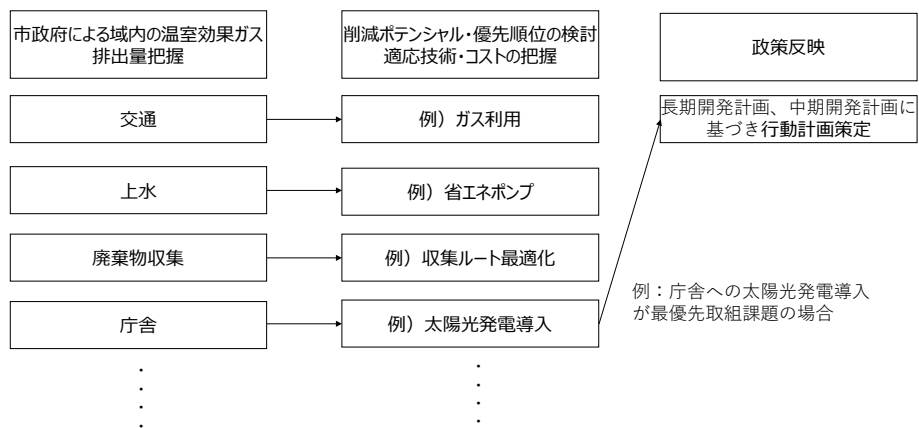


図 4-8 温室効果ガス排出量把握と優先順位策定の手順イメージ

出所) JANUS 作成

#### 4.3.2. モニタリングと公表による取り組みの周知

低炭素プログラムの実行に際しては、JCM 設備補助事業等の活用有無にかかわらず、その効果の適切なモニタリングが必要である。特に、天然ガスへの燃料転換事業では、温室効果ガス削減効果や経済性改善効果を正しく把握するために、燃料消費量等のモニタリング体制を構築することが必要不可欠である。このため、デンパサール市の廃棄物収集車やスマラン市の廃棄物収集車、排水ポンプへの燃料転換を図る上では、燃料消費量をはじめとするデータの管理体制強化のため、モニタリング機器の導入やデータ管理部署の新設等が必要である。

JCM 設備補助事業を展開している Trans Semarang においては、交通バスにおける GPS 機器の設置や管理体制が整備されており、これをモニタリングにおいて活用することも検討していることから、廃棄物収集車においてはこのシステムを適用することも検討する。

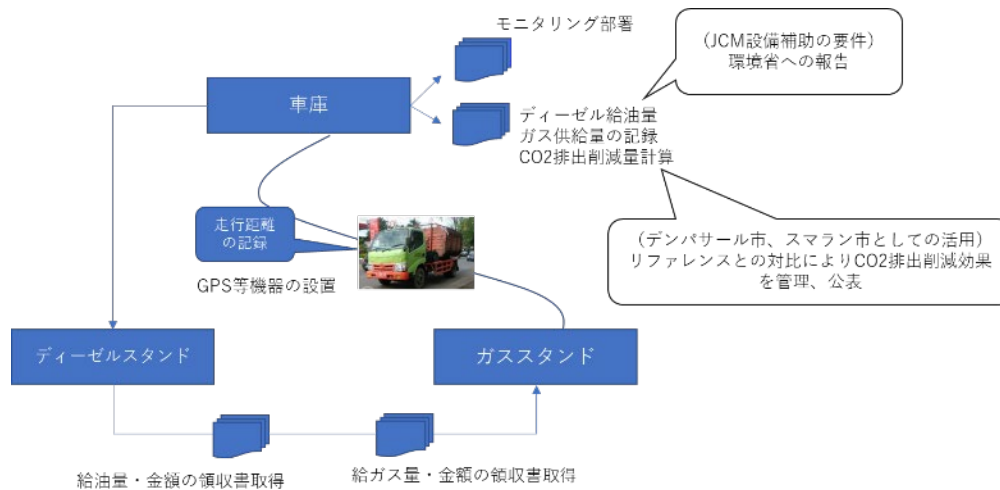


図 4-9 廃棄物収集車運用とモニタリングのイメージ

出所) JANUS 作成

## 5. 温室効果ガス排出削減見込み量の試算

### 5.1. 温室効果ガス削減方法論の検討

#### 5.1.1. 概要

本事業において、今後の事業化を本格的に検討している事業は大きく2種ある。1つは、ディーゼルを燃料とした公共バス／廃棄物収集車／洪水調整ポンプ用ディーゼル発電機に対して、ディーゼル及びCNGの2つの燃料を利用するための装置を導入し、天然ガスへの燃料転換及び装置導入による燃料の燃焼効率向上によりGHG排出量を削減する事業である。

2つ目は、太陽光発電設備を導入することによりGHG排出量を削減する事業である。

インドネシア国内では、過去に類似の事業が実施されており、既にそれぞれMRV方法論が策定されている。燃料転換事業については、先日承認されたMRV方法論ID-AM026 (Introduction of CNG-Diesel Hybrid Equipment to Public Buses) を活用し、GHG排出削減見込み量の試算を行うことができる。

以下、燃料転換及び太陽光発電事業における方法論について取りまとめた。

#### 5.1.2. 対象プロジェクトに関する方法論の検討

##### (1) 燃料転換

燃料転換事業のうち、車両に関するものは、平成30年度JCM設備補助事業「インドネシア国スマラン市公共交通バスへのCNGとディーゼル混焼設備導入プロジェクト」において承認されている「Joint Crediting Mechanism Approved Methodology ID\_AM026 “Introduction of CNG-Diesel Hybrid Equipment to Public Buses”」が適用できる。これはディーゼル燃料機関である公共バスを対象としたガス混焼の事例であるが、廃棄物収集車に関しても同様の考え方を参照することができる。また、洪水調整ポンプ用電力を供するディーゼル発電機への燃料転換に関しても、ディーゼル発電機の特性を踏まえる必要があるが、理論的には同様の方法論をもとに開発して差し支えないと考えられる。

同方法論の詳細を以下に示す。

##### ① 対象プロジェクト



方法論は、ディーゼルを燃料とした発電設備に対して、ディーゼル及び CNG の 2 つの燃料を併用可能とする装置を導入するプロジェクトを対象とする。

## ② 適格性要件

方法論 AM026 の適格性要件では、既に運用されている、もしくは今後新たに導入予定の公共交通バスに対して CNG とディーゼルを併用できる装置を導入すること、とされている。同様の考え方で、本プロジェクトにおいても、「すでに運用されるまたは今後新たに導入されるディーゼル車両/発電設備に対して、CNG とディーゼルを併用できる装置を導入する」といった要件定義になることが想定される。

## ③ 排出源及び対象ガス

方法論 AM026 で算定の対象とする温室効果ガスは公共交通バスに用いられるディーゼル燃料及び CNG に由来し排出される二酸化炭素とされている。なお、CNG の調達サイトから利用サイトまでの輸送をタンクローリーを用いて行うことが想定されるが、その際に排出される温室効果ガスは、プロジェクト排出量と比較し、十分に小さいことから、対象の排出源からは除外されている。同様の考えに基づき、本プロジェクトにおいては、ディーゼル車両/発電設備に用いられるディーゼル燃料および CNG 由来の二酸化炭素と設定することができる。

表 5-1 排出源及び対象ガス

区分	排出源	対象 GHG
リファレンス排出量	ディーゼル燃料の燃焼	CO <sub>2</sub>
プロジェクト排出量	ディーゼル燃料の燃焼	CO <sub>2</sub>
	CNG 燃料の燃焼	CO <sub>2</sub>

出所) JANUS 作成

### 4) リファレンス排出量の算定方法

#### a. 算定の根拠と前提

方法論 AM026 では、CO<sub>2</sub> 排出係数の高いディーゼル燃料を、設備導入後に CO<sub>2</sub> 排出係数の低い CNG 燃料へと代替することで削減するディーゼル燃料燃焼由来の CO<sub>2</sub> 排出量を算定するものとなっている。加えて、過去の類似事例から、設備導入により、燃料の燃焼効率が上昇し、車両の燃費が向上し、CO<sub>2</sub> 排出係数の差分以上の CO<sub>2</sub> 排出削減が可能であることがわかっているため、それらの効果について評価するものとなっている。

本方法論におけるリファレンス排出量の定義としては、プロジェクト期間中において、プロジェクトを実施しなかった場合、つまり、設備を導入しなかった場合に排出したと想定される温室効果ガス量としている。また、プロジェクト排出量は、プロジェクト設備の CNG 消費量及びディーゼル消費量としており、CNG とディーゼルの正味発熱量、ディーゼルの CO<sub>2</sub> 排出係数、プロジェクト設備及びリファレンス設備の燃費から算出することとなっている。

#### b. 算定式等

方法論 AM026 における算定式は以下の通りとなっている。

$$RE_p = \sum_i \left\{ \left[ (FC_{PJ,CNG,i,p} \times NCV_{CNG}) + (FC_{PJ,diesel,i,p} \times NCV_{diesel}) \right] \times \frac{\eta_{PJ,i,p}}{\eta_{RE,i}} \right\} \times EF_{diesel}$$



$RE_p$	期間 p のリファレンス排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
$FC_{PJ,CNG,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i の CNG 消費量 [t/p]
$NCV_{CNG}$	CNG の純発熱量 [GJ/t]
$FC_{PJ,diesel,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i のディーゼル燃料消費量 [kl/p]
$NCV_{diesel}$	ディーゼル燃料の純発熱量 [GJ/kl]
$\eta_{PJ,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i の燃費 [km/l]
$\eta_{RE,i}$	リファレンス設備 i の燃費 [km/l]
$EF_{diesel}$	ディーゼル燃料の CO <sub>2</sub> 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /GJ]
$i$	プロジェクト設備の ID 番号

方法論 AM026 において、プロジェクト設備は公共バスを指すが、本プロジェクトへの適用にあたっては、プロジェクト設備が廃棄物収集車/洪水調整ポンプ用ディーゼル発電機に置き換わる。洪水調整ポンプ用ディーゼル発電機の場合において、本プロジェクトに参照する際留意すべき点は燃費（エネルギー効率）である。燃費については、「期間 p のプロジェクト設備 i の燃費」ならびに「リファレンス設備 i の燃費」における単位を kW/l とする必要がある。

方法論 AM026 においては、期間 p のプロジェクト設備 i の燃費( $\eta_{PJ,i,p}$ )は、プロジェクト実施後のモニタリングデータに基づいて決定し、実際の燃費を反映するため、以下の式で算出することとなっている。

$$\eta_{PJ,i,p} = \frac{TD_{PJ,i,p}}{HFC_{PJ,diesel,i,p} \times 10^3}$$

$$HFC_{PJ,diesel,i,p} = \sum_i FC_{PJ,CNG,i,p} \times \frac{NCV_{CNG}}{NCV_{diesel}} + \sum_i FC_{PJ,diesel,i,p}$$

$\eta_{PJ,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i の燃費 [km/l]
$TD_{PJ,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i の総走行距離 [km/p]
$HFC_{PJ,diesel,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i のディーゼル燃料の想定総消費量 [kl/p]
$FC_{PJ,CNG,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i の CNG 消費量 [t/p]
$NCV_{CNG}$	CNG の純発熱量 [GJ/t]
$NCV_{diesel}$	ディーゼル燃料の純発熱量 [GJ/kl]
$FC_{PJ,diesel,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i のディーゼル燃料消費量 [kl/p]
$i$	プロジェクト設備の ID 番号

この点についても、洪水調整ポンプ用ディーゼル発電機の場合、燃費を kW/l、走行距離

を kWh に読み替えて適用することを考える。

方法論 AM026 において、リファレンスシナリオにおける燃費は、実質的な排出削減を保証するために、保守的な方法で次の以下の3つのオプションのいずれかから事前に決定することとなっている。

(オプション1)

バス i の日々の走行距離とディーゼル燃料消費量を CNG とディーゼルを併用できる装置の設置前に収集する。少なくとも 60 日間の測定データセットから最高値（最も効率的な値）を選択し、リファレンスバス i の燃費として決定する。

(オプション2)

プロジェクトでディーゼル燃料燃焼から CNG ディーゼルハイブリッド燃焼に変換されるバス i の燃費のカタログ値をリファレンスバス i の燃費として決定する。通常、カタログ値は、運行中のバスに対して計算された値よりも優れた燃費を示す。したがって、カタログ値に基づいてリファレンスバスの燃費のデフォルト値を設定することは保守的である。

(オプション3)

本手法で設定したデフォルト値をリファレンスバス i の燃費として適用する。デフォルト値は、日本のメーカーが製造した公共バスの最新のカタログ値から決定する。通常、運行中のバスに対して計算された値よりも燃費が良いため、保守的となる。

洪水調整ポンプ用ディーゼル発電機においても同様に、既設発電所の燃費 (kW/l) の値を収集するか、あるいはメーカーカタログ値や日本メーカー等の同規模の最新ディーゼル発電機の値を引用する方法が考えられる。

## 5) プロジェクト排出量の算定方法

方法論 AM026 においては、プロジェクト期間中に消費したディーゼル及び CNG の燃焼に伴い発生する温室効果ガスを、以下の算定式により算出することとなっている。

$$PE_p = PE_{CNG,p} + PE_{diesel,p}$$

$$PE_{CNG,p} = \sum_i (FC_{PJ,CNG,i,p} \times NCV_{CNG} \times EF_{CNG})$$

$$PE_{diesel,p} = \sum_i (FC_{PJ,diesel,i,p} \times NCV_{diesel} \times EF_{diesel})$$

$PE_p$	期間 p のプロジェクト排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
$PE_{CNG,p}$	期間 p のプロジェクト設備の CNG 消費からのプロジェクト排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
$PE_{diesel,p}$	期間 p のプロジェクト設備のディーゼル燃料消費からのプロジェクト排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
$FC_{PJ,CNG,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i の CNG 消費量 [t/p]

$NCV_{CNG}$	CNG の純発熱量 [GJ/t]
$EF_{CNG}$	CNG の CO <sub>2</sub> 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /GJ]
$FC_{PJ,diesel,i,p}$	期間 p のプロジェクト設備 i のディーゼル燃料消費量 [kl/p]
$NCV_{diesel}$	ディーゼル燃料の純発熱量 [GJ/kl]
$EF_{diesel}$	ディーゼル燃料の CO <sub>2</sub> 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /GJ]
$i$	プロジェクト設備の ID 番号

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差し引いた数値とし、以下の算定式により算出される。

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

$ER_p$	期間 p の排出削減量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
$RE_p$	期間 p のリファレンス排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
$PE_p$	期間 p のプロジェクト排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]

#### 7) 主要なデフォルト値

方法論 AM026 において設定されている値を踏まえ、主要なデフォルト値は以下の通り設定することができる。

表 5-2 主要なデフォルト値（方法論 AM026 を参照）

パラメータ	データ概要	情報源
$NCV_{CNG}$	CNG 正味発熱量 [GJ/t]	優先順位: a) 燃料サプライヤが提供した値 b) プロジェクト参加者が測定した値 c) 地域または国のデフォルト値 または d) 温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドラインの第 2 巻の 1 章の表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値。低い値を採用する。
$NCV_{diesel}$	ディーゼル燃料正味発熱量 [GJ/kl]	優先順位: a) 燃料サプライヤが提供した値 b) プロジェクト参加者が測定した値 c) 地域または国のデフォルト値 または d) 温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドラインの第 2 巻の 1 章の表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値。低い値を採用する。
$EF_{CNG}$	CNG の CO <sub>2</sub> 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /GJ]	優先順位: a) 燃料サプライヤが提供した値 b) プロジェクト参加者が測定した値 c) 地域または国のデフォルト値 または d) 温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドラインの第 2 巻の 1 章の表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値。低い値を採用する。
$EF_{diesel}$	ディーゼル燃料の CO <sub>2</sub> 排出係数[t-CO <sub>2</sub> /GJ]	優先順位:

		<p>a) 燃料サプライヤが提供した値</p> <p>b) プロジェクト参加者が測定した値</p> <p>c) 地域または国のデフォルト値</p> <p>または</p> <p>d) 温室効果ガスインベントリに関する 2006 年 IPCC ガイドラインの第 2 巻の 1 章の表 1.2 に示されている IPCC デフォルト値。低い値を採用する。</p>
$\eta_{RE,i}$	<p>リファレンス設備 i の燃費 [km/l]</p> <p>リファレンス設備の燃費は以下の方法で事前に決定する。</p> <p>[オプション 1] リファレンス設備 i の燃費は、CNG とディーゼルを併用できる装置設置前の設備 i の測定データに基づいて決定する。 設備 i の日々の走行距離とディーゼル燃料消費量のデータセットは、CNG とディーゼルを併用できる装置設置前少なくとも 60 日間収集する。測定データセットから最高値(最も効率的な値)を選択し、リファレンス設備 i の燃費とする。</p> <p>[オプション 2] ディーゼル燃料燃焼から CNG ディーゼルハイブリッド燃焼に変換される設備 i の燃費のカタログ値をリファレンス設備 i の燃費とする。</p> <p>[オプション 3] プロジェクト対象設備と同規模の日本の最新設備のカタログ値を参照する。</p>	<p>[オプション 1] 測定データ</p> <p>[オプション 2] 設備製造者が提供している燃費に関するカタログ値</p> <p>[オプション 3] 日本が製造した同規模設備のカタログ値</p>

## 8) 主要なモニタリング項目

方法論 AM026 における主要なモニタリング項目として、燃費等の算出にあたり必要な値として総走行距離があり、その測定にオドメーターまたは GPS を用いることとなっている。一方、洪水調整ポンプ用ディーゼル発電機を対象とするプロジェクトにおいては、燃費は発電量と燃料使用量により算出されることから、発電量の計測が対象となる。発電量の計測は、ポンプ場において常時監視・記録されているため、問題なくデータを得ることができる。燃料使用量としては、ディーゼル燃料補給機器の他、新たに設置される CNG 燃料補給機器においても燃料使用量を計測できる計装類の設置が必要となる。

表 5-3 主要なモニタリング項目

パラメータ	測定機器
$TD_{PJ,i,p}$	プロジェクト設備 i に設置されている系統接続盤等
$FC_{PJ,diesel,i,p}$	ディーゼル燃料補給機器
$FC_{PJ,CNG,i,p}$	CNG 燃料補給機器

## (2) PV

太陽光発電事業については、既に承認されている ID\_AM013 (Installation of Solar PV System) を参考とすることができる。加えて、4.1.2.に記載のとおり、検証サイトの送電容量が小規模であることから、太陽光発電の普及に伴う負荷変動に対応しきれない可能性があり、グリッドへの接続を行わない場合も含めた検討の必要がある。上述の ID\_AM013 (Installation of Solar PV System) では、自家発電についても適用可能となっているほか、ID\_AM014 (Installation of Tribrid Systems to mobile communication's Base Transceiver Stations) においては、ソーラーPV、蓄電、電力制御を組み合わせたトライブリッドシステムにより、系統電力を代替またはディーゼル燃料発電機を高効率化することにより、エネルギー消費を低減する方法論が確立されている。本事業においても、上記いずれかの方法論が適用可能と考えられる。

以下では、ID\_AM013 (Installation of Solar PV System) の方法論について詳述する。

### 1) グリッド接続の場合

太陽光発電事業は、主に化石燃料由来で発電された電力を、再生可能エネルギーである太陽光由来の電力へと置き換えることで、CO<sub>2</sub> 排出量を削減するものである。よって、既に承認されている ID-AM013 (Installation of Solar PV System) を利用することとし、設備導入後の発電量に当該地域のグリッド CO<sub>2</sub> 排出係数を乗ずることで GHG 排出削減見込量を評価している。

#### ① 対象プロジェクト

本方法論はインドネシアにおいて太陽光発電システムを導入することにより GHG 排出量の削減を行うプロジェクトを対象とする。

#### ② 適格性要件

ID\_AM013 (Installation of Solar PV System) では、適格性要件として、表 5-4 に示す基準を全て満たすプロジェクトに適用されることとされており、本調査においても、同様の要件定義とすることとした。

表 5-4 方法論の適格性要件 (太陽光発電事業)

番号	適格性要件
要件 1	プロジェクトで新しく太陽光発電システムを設置すること。
要件 2	太陽光発電モジュールは、設計は IEC 61215、IEC 61646、または IEC 62108 で認証され、安全は IEC 61730-1 及び IEC 61730-2 で認証されていること。
要件 3	太陽光発電システムの発電量及び日射強度を監視する装置をプロジェクトサイトに設置すること。

#### ③ 排出源及び対象ガス

本方法論における排出源及び対象ガスは表 5-5 に示すとおりである。

表 5-5 排出源及び対象ガス（太陽光発電事業）

区分	排出源	対象 GHG
リファレンス排出量	発電所における化石燃料の燃焼	CO <sub>2</sub>
プロジェクト排出量	太陽光発電システムによる発電であるため、プロジェクトでは温室効果ガスを排出しない。	—

#### ④ リファレンス排出量の算定方法

##### (ア)算定の根拠と前提

ID\_AM013（Installation of Solar PV System）では、インドネシアの地域グリッドとして、デフォルトの排出係数が保守的に設定されている。その際に用いられる各発電所の排出係数としては、保守性を担保するため、インドネシア国内で稼働している発電所の中で最も高い熱効率の数値を使用して計算され、石炭火力発電所では 0.795 t-CO<sub>2</sub>/MWh、ガス火力発電所では 0.320 t-CO<sub>2</sub>/MWh、ディーゼル発電所では 0.533 t-CO<sub>2</sub>/MWh と設定されている。

次に、ID\_AM013（Installation of Solar PV System）では、プロジェクトの種別として、国内もしくは地域グリッドに直接接続されているか、独立グリッドまたは自家消費発電機に接続されているかによって使用する排出係数を区別している。本事業では、国営電力会社 PLN から調達している電力を代替もしくは売電することを想定しているため、ID\_AM013（Installation of Solar PV System）の PV ケース 1 の排出係数を用いることとし、地域グリッドとしては、バリ州が属している Jamali grid の 0.616t-CO<sub>2</sub>/MWh を用いることとする。

##### (イ)算定式等

本方法論で使用する算定式は以下のとおりである。

$$RE_p = \sum_i (EG_{i,p} \times EF_{RE,i})$$

RE <sub>p</sub>	期間 p のリファレンス排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
EG <sub>i,p</sub>	期間 p のプロジェクト太陽光発電システム i の発電量 [MWh/p]
EF <sub>RE,i</sub>	プロジェクト太陽光発電システム i のリファレンス CO <sub>2</sub> 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /MWh]

#### ⑤ プロジェクト排出量の算定方法

上述のとおり、本調査で検討している事業は太陽光発電システムによる発電であるため、プロジェクトでは温室効果ガスを排出しない。そのため、プロジェクト排出量の算定は以下のとおりとなる。

$$PE_p = 0$$



PE<sub>p</sub> : 期間 p のプロジェクト排出量 [t-CO<sub>2</sub>/p]

### ⑥ 排出削減量の算定方法

本方法論における排出削減量の算定式は以下のとおりとなる。

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

ER <sub>p</sub>	期間 p の排出削減量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
RE <sub>p</sub>	期間 p のリファレンス排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
PE <sub>p</sub>	期間 p のプロジェクト排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]

### ⑦ 主要なデフォルト値

本方法論における主要なデフォルト値は ID\_AM013 (Installation of Solar PV System) を用いることとし、上述のとおり、地域グリッドとしては、Jamali grid を採用する。

表 5-6 主要なデフォルト値 (太陽光発電事業) (方法論 AM013 を参照)

パラメータ	データ概要	情報源	
EF <sub>RE,i</sub>	プロジェクト太陽光発電システム i のリファレンス CO <sub>2</sub> 排出係数 EF <sub>RE,i</sub> の値は、以下の方法により、国/地域グリッド (EF <sub>RE,grid</sub> ) または独立グリッド及び/または captive diesel power generator (EF <sub>RE,cap</sub> ) に基づく排出係数から選定する。 提案されたプロジェクト活動の太陽光発電システムが国内/地域グリッドに直接接続されているか、独立グリッドまたは自家消費発電機に接続されていない国内グリッドを介して接続されている場合、EF <sub>RE,grid</sub> は以下の通り設定する。	デフォルト排出係数は、インドネシアの電力システム研究及び最も効率が高いディーゼル発電 (熱効率 49% というデフォルト値は、世界をリードするディーゼル発電機の値を上回っている) から計算している。デフォルト値は必要に応じて改訂する。	
	Jamali grid		0.616 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Sumatra grid		0.477 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Batam grid		0.664 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Tanjung Pinang, Tanjung Balai Karimun, Tanjung Batu, Kelong, Ladan, Letung, Midai, P Buru, Ranai, Sedanau, Serasan, and Tarempa grids		0.555 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Bangka, Belitung, S Nasik, and Seliu grids		0.553 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Khatulistiwa grid		0.532 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Barito grid		0.666 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Mahakam grid		0.527 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Tarakan grid		0.493 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Sulutgo grid		0.325 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Suselbar grid		0.320 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Kendari, Bau Bau, Kolaka, Lambuya, Wangi Wangi, and Raha grids		0.593 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Palu Parigi grid		0.517 t-CO <sub>2</sub> /MWh
	Lombok, Bima, and Sumbawa grids		0.561 t-CO <sub>2</sub> /MWh

	Kupang, Ende, Maumere, and Waingapu grids	0.507 t-CO <sub>2</sub> /MWh	
	Ambon, Tual, and Namlea grids	0.533 t-CO <sub>2</sub> /MWh	
	Tobelo and Ternate Tidore grids	0.532 t-CO <sub>2</sub> /MWh	
	Jayapura, Timika, and Genyem grids	0.523 t-CO <sub>2</sub> /MWh	
	Sorong grid	0.525 t-CO <sub>2</sub> /MWh	

出所) 方法論 AM013 を参照。

### ⑧ 主要なモニタリング項目

本方法論における主要なモニタリング項目は以下のとおりである。

表 5-7 主要なモニタリング項目 (燃料転換事業)

パラメータ	測定機器
EG <sub>i,p</sub>	プロジェクトサイトに設置されているモニタリング機器等により発電量を把握する。

## 2) グリッド接続でない場合

上述のとおり、検証サイトの送電容量が小規模であることから、太陽光発電の普及に伴う負荷変動に対応しきれない可能性があり、グリッドへの接続を行わない場合も含め、検討の必要がある。上述の ID\_AM013 (Installation of Solar PV System) では、自家発電について、世界有数のディーゼル発電機においてもまだ達成されていない発電効率49%を採用し、正味の排出削減量を評価している。

### ① 対象プロジェクト

本方法論はインドネシアにおいて太陽光発電システムを導入することにより GHG 排出量の削減を行うプロジェクトを対象とする。

### ② 適格性要件

ID\_AM013 (Installation of Solar PV System) では、適格性要件として、表 5-8 に示す基準を全て満たすプロジェクトに適用されることとされており、本調査においても、同様の要件定義とすることとした。

表 5-8 方法論の適格性要件 (太陽光発電事業)

番号	適格性要件
要件 1	プロジェクトで新しく太陽光発電システムを設置すること。
要件 2	太陽光発電モジュールは、設計は IEC 61215、IEC 61646、または IEC 62108 で認証され、安全は IEC 61730-1 及び IEC 61730-2 で認証されていること。
要件 3	太陽光発電システムの発電量及び日射強度を監視する装置をプロジェクトサイトに設置すること。

### ③ 排出源及び対象ガス

本方法論における排出源及び対象ガスは表 5-9 に示すとおりである。

表 5-9 排出源及び対象ガス（太陽光発電事業）

区分	排出源	対象 GHG
リファレンス排出量	系統電力・自家発電電力による消費	CO <sub>2</sub>
プロジェクト排出量	太陽光発電システムによる発電であるため、プロジェクトでは温室効果ガスを排出しない。	—

#### ④ リファレンス排出量の算定方法

##### (ア)算定の根拠と前提

ID\_AM013（Installation of Solar PV System）では、インドネシアの地域グリッドとして、デフォルトの排出係数が保守的に設定されている。その際に用いられる各発電所の排出係数としては、保守性を担保するため、インドネシア国内で稼働している発電所の中で最も高い熱効率の数値を使用して計算され、石炭火力発電所では 0.795 t-CO<sub>2</sub>/MWh、ガス火力発電所では 0.320 t-CO<sub>2</sub>/MWh、ディーゼル発電所では 0.533 t-CO<sub>2</sub>/MWh と設定されている。

一方、インドネシアは島国であり、電力網が孤立しているか自家発電が行われている地域も多い。本事業においても、国・地域のグリッドへ接続しない場合についても検討を行うため、ID\_AM013（Installation of Solar PV System）の PV ケース 3 の排出係数を用いることとし、世界有数のディーゼル発電機でまだ達成されていない 49% の発電効率を踏まえた、排出係数 0.533 tCO<sub>2</sub>/MWh を用いることとする。

##### (イ)算定式等

本方法論で使用する算定式は以下のとおりである。

$$RE_p = \sum_i (EG_{i,p} \times EF_{RE,i})$$

RE <sub>p</sub>	期間 p のリファレンス排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
EG <sub>i,p</sub>	期間 p のプロジェクト太陽光発電システム i の発電量 [MWh/p]
EF <sub>RE,i</sub>	プロジェクト太陽光発電システム i のリファレンス CO <sub>2</sub> 排出係数 [t-CO <sub>2</sub> /MWh]

#### ⑤ プロジェクト排出量の算定方法

上述のとおり、本調査で検討している事業は太陽光発電システムによる発電であるため、プロジェクトでは温室効果ガスを排出しない。そのため、プロジェクト排出量の算定は以下のとおりとなる。

$$PE_p = 0$$

PE<sub>p</sub> : 期間 p のプロジェクト排出量 [t-CO<sub>2</sub>/p]

## ⑥ 排出削減量の算定方法

本方法論における排出削減量の算定式は以下のとおりとなる。

$$ER_p = RE_p - PE_p$$

ER <sub>p</sub>	期間 p の排出削減量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
RE <sub>p</sub>	期間 p のリファレンス排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]
PE <sub>p</sub>	期間 p のプロジェクト排出量 [t-CO <sub>2</sub> /p]

## ⑦ 主要なデフォルト値

本方法論における主要なデフォルト値は ID\_AM013 (Installation of Solar PV System) を用いることとした。

表 5-10 主要なデフォルト値 (太陽光発電事業)

パラメータ	データ概要	情報源
EF <sub>RE,i</sub>	プロジェクト太陽光発電システム i のリファレンス CO <sub>2</sub> 排出係数 EF <sub>RE,i</sub> の値は、 提案されたプロジェクト活動の太陽光発電システムが、国内／地域グリッドに接続されていない内部系統に接続されており、独立グリッド及び／又は自家消費用発電機にのみ接続されている場合、EF <sub>RE,cap</sub> : 0.533 tCO <sub>2</sub> /MWh が適用される。	デフォルトの排出係数は、ディーゼル燃料を電源とした新高効率エンジンの調査結果に基づくものである。デフォルト値は、3年ごとに JC またはプロジェクト参加者が実施する調査結果を基に、必要に応じて改訂する。

## ⑧ 主要なモニタリング項目

本方法論における主要なモニタリング項目は以下のとおりである。

表 5-11 主要なモニタリング項目 (燃料転換事業)

パラメータ	測定機器
EG <sub>i,p</sub>	プロジェクトサイトに設置されているモニタリング機器等により発電量を把握する。

## 6. 低炭素社会実現のための都市間連携 (現地関係者との協議)

今年度の都市間連携事業は、新型コロナウイルスの感染拡大による影響を受け、現地調査や招聘ができない状況の中実施した。リモート会議や E メール等により、調査内容や活動の状況を説明し、現地関係者から理解を得るとともに、現地バリ州政府、スマラン市政府関係者、Pertamina 社より協力を得て情報収集に努め、検討を行ってきた。

## 7. 令和元年度事業の JCM 設備補助事業化組成活動

令和元年度の都市間連携事業の成果として、スマラン市においては建設計画中の縫製工場 (PT.Star Alliance 社) の他、スマラン市市庁舎屋根への太陽光発電設置に関する具体的プロジェクトが提案された。本年度、これらの案件の設備補助事業提案を目指して検討を進

めてきたところであるが、新型コロナウイルスの感染拡大により、縫製工場については建屋の建設や、同社の操業にも遅延などの影響が発生し、太陽光発電導入計画は保留となっている状況である。

また、スマラン市市庁舎については、本年度の実施を目指して予算化を進めていたものの、新型コロナウイルス感染抑制対策に伴う予算の組み換えや削減により、同様に保留となっているところである。

今後、感染の収束状況も見据えつつ、本調査において新たに検討したプロジェクトと併せ、プロジェクトに必要な予算措置を働きかけていく計画である。

## 8. 成果のまとめと今後

本調査においては、バリ州、スマラン市両自治体において、国、州、自治体それぞれの低炭素政策方針を踏まえた JCM 事業を検討し、JCM 設備補助の事業組成を期待できる各事業計画の効果を確認するに至った。

今後、不足情報などを補いつつ、より詳細にコストや効果を積算し、意思決定につなげていきたい考えである。しかし、新型コロナウイルス感染拡大の影響により、体制構築や現場確認、契約交渉等、案件化に不可欠な動きが十分に行えなかったことから、意思決定や案件化を達成するため、次年度以降においても都市間連携事業の枠組みの下で検討を継続する必要性があり、現地からも要請されているところである。

また、富山市は SDGs 未来都市としての取り組みを推進しており、気候変動緩和策にとどまらず、SDGs 達成のためのあらゆる活動に関する取り組みの共有、現地への展開、寄与について可能性を探ることを通じ、引き続き都市間連携による協力を続けていきたい考えを有している。

気候変動対策については、低炭素から脱炭素の流れがより鮮明になり、現地のニーズも更新速度が速い。例えば、交通分野に関しては、電化や水素といった技術に関しても注目が集まりつつある。バリ州からは、提案事業以外の脱炭素技術に関する検討について要請を受けており、スマラン市からも小水力や廃棄物由来のメタンガス利用に関して高い関心を得ている。こうした需要に応え得る JCM 事業の開発に際しても、都市間連携事業によるニーズ把握、導入可能性調査、計画策定ができることが望ましい。

本調査の成果のまとめと、都市間連携事業の継続を想定した今後の事業計画を下図に示す。

### (1) バリ州

#### ・成果のまとめ

プロジェクト候補	経済性 [投資回収年]	CO <sub>2</sub> 排出削減量 [t-CO <sub>2</sub> /PJ 期間]	JCM 設備補助額	費用対効果 [円/t-CO <sub>2</sub> ]	課題・今後の方針
公共交通 DDF 化 (Trans Metro Dewata)	5	9,039	4,200 万円	4,646	今後の方針：バリ州運輸局、Trans Metro Dewata と協議。実施体制や予算支出についても議論を進める。ガス供給に関しても、本調査結果を Pertamina Gas と共有し、投資判断を仰ぐ。

廃棄物 収集車 (デンパサ ール市清掃 局)	5	2,165	4,840 万円	22,358	課題：走行距離からの試算では、費用対効果が低い。 今後の方針：実際の走行データ、燃料消費量、収集エリア等の情報を踏まえてデンパサール市清掃局と協議。実施体制や予算支出に関しても議論を進める。ガス供給に関して、Trans Metro Dewata の調査成果と併せ Pertamina Gas と共有し、投資判断を仰ぐ。
太陽光(1) 財務省ビル	-	1,637	37,994 USD	2,437	課題①：初期投資の支出に課題。 今後の方針：太陽光 PPA 制度のような初期投資負担削減策を合わせて提案。PLN とも協議。
太陽光(2) デンパサ ール市浄水場 ビル	-	2,292	52,501 USD	2,405	課題②：各地点の規模が小さい。
太陽光(3) デンパサ ール市貯水池 敷地	-	9,822	269,483 USD	2,881	今後の方針：同一所有者（国の機関・自治体等）、多地点をひと括りにして案件を仕立てることを検討。例）デンパサール市を一つのプロジェクトとしてまとめる。
太陽光(4) デンパサ ール市処分場 敷地	-	4,518	124,555 USD	2,894	
太陽光合計	-	18,268	484,536 USD	2,785	

出所) JANUS 作成

・今後の事業計画

案件内容		2020	2021	2022	2023
バリ	(1)バリ州公共交通DDF(Trans Metro Dewata)	効果把握 →	意思決定 案件化	設備補助事業	モニタリング
	(2)バリ州廃棄物収集車(デンパサール市清掃局)	効果把握 →	意思決定 案件化	設備補助事業	モニタリング
	(3)バリ州太陽光発電	効果把握 →	意思決定 案件化	設備補助事業	モニタリング
	(4)バリ州脱炭素技術検討	検討要請あり	効果把握 →	意思決定 案件化	モニタリング

出所) JANUS 作成

(2) スマラン市

・成果のまとめ



プロジェクト候補	経済性 [投資回収年]	CO <sub>2</sub> 排出削減量 [t-CO <sub>2</sub> /PJ 期間]	JCM 設備 補助額 [万円]	費用対効果 [円/t-CO <sub>2</sub> ]	課題・今後の方針
洪水調整ポンプ DDF 化	9	1,406	1,600	11,379	課題：詳細なデータの不足 今後の方針：データ収集の継続。脱炭素に向け、DDF 以外の低炭素技術の導入検討も実施。
廃棄物収集車 DDF 化	7	2,818	4,200	14,905	課題：JCM 制度と公共入札に伴う業者選定。 今後の方針：スマラン市インフラ企業 BPS 等と連携し、JCM に適した体制を検討。

出所) JANUS 作成

・今後の事業計画

案件内容		2020	2021	2022	2023
スマラン	(1)スマラン市洪水調整ポンプDDF化(公共事業局)	効果把握 →	意思決定 案件化	設備補助事業 →	モニタリング →
	(2)スマラン市廃棄物収集車(環境林業局)	効果把握 →	意思決定 案件化	設備補助事業 →	モニタリング →
	(3)スマラン市太陽光発電・再生可能エネルギー	保留中 →	意思決定 案件化	設備補助事業 →	モニタリング →

出所) JANUS 作成

以上