

インドネシア共和国
財務省
エネルギー鉱物資源省

インドネシア国
地熱開発における中長期的な促進制度
設計支援プロジェクト
フェーズ2
業務完了報告書

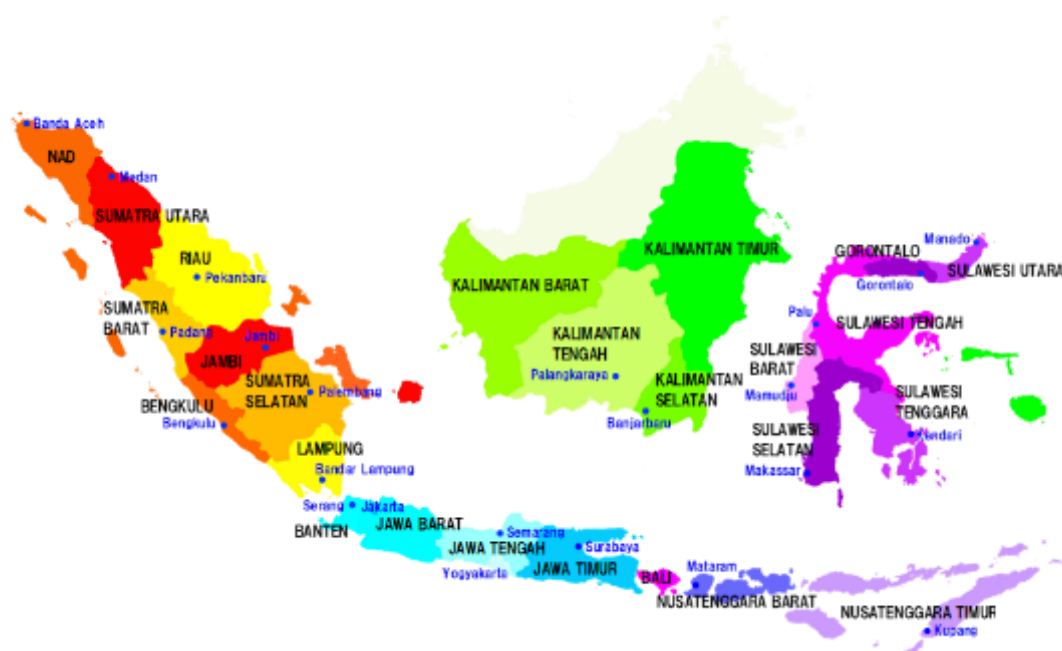
2023 年 11 月

独立行政法人
国際協力機構（JICA）

合同会社 MAXEED
株式会社コーエイリサーチ&コンサルティング
西日本技術開発株式会社

社基
JR
23-136

巻頭図



活動写真

	
第2回 JCC 会議 (2021 年 10 月)	対 PT GDE 協議 (2022 年 10 月)
	
第3回 JCC 会議 (2022 年 11 月)	第3回 JCC 会議 (2022 年 11 月)
	
対 PSDMBP 協議 (2023 年 5 月)	対 PT SMI 協議 (2023 年 5 月)
	
本邦招へい (2023 年 6 月)	本邦招へい (2023 年 6 月)

インドネシア国地熱開発における中長期的な促進制度設計支援プロジェクト フェーズ2
業務完了報告書



本邦招へい（2023年6月）



広報活動（23年6月）



広報活動（23年6月）



広報活動（23年6月）



マスタープラン FGD（23年8月）



JC ガイドライン ラップアップ（23年9月）



第4回 JCC 会議（23年10月）



第4回 JCC 会議（23年10月）

目次

巻頭図	1
活動写真	2
目次	4
図目次	6
表目次	7
略語表	8
1. プロジェクトの概要	12
1.1. プロジェクト背景および目的	12
1.2. 活動概要	13
1.3. 専門家チーム	15
1.4. 調達した物品・機材	15
2. プロジェクト全体にかかる活動	17
2.1. JCC 協議	17
2.2. ベースライン調査	18
2.3. 本邦招へい	18
2.4. 広報活動	20
3. 成果1にかかる活動	23
3.1. [活動 1.1] 改訂 PMK に基づき PISP ファンドを含むリスク低減スキームの整備を支援する	23
3.1.1. PISP ファンドにかかる財務省令（PMK）のレビューおよび分析	23
3.1.2. PMK 第 80/2022 号の派生法規にかかるレビューおよび分析	26
3.2. [活動 1.2] 事業性を確保するためのプロジェクト組成方法の検討を、再生可能エネルギーにかかる大統領令を反映しつつ支援する	28
3.2.1. 大統領令第 112/2022 号のレビューおよび関連法令への支援要請	28
3.2.2. 地熱資源の最大活用のための水素製造検討	29
3.2.3. 石炭火力発電所の廃炉および地熱グリーンアンモニアと石炭混焼のコスト比較 30	
3.2.4. 地熱プロジェクトにおける他の潜在的な経済性強化手段	33
3.3. [活動 1.3] PTA/HOA の雛形の整備を支援する	35
3.3.1. 政府試掘サイトの入札における Pre-Transaction Agreement の実行	35
3.4. [活動 1.4] 地熱開発における官民連携スキームの可能性を検討する	36
3.4.1. PPP 法枠組みにかかるレビュー	36
4. 成果2に係る活動	38
4.1. [活動 2.1] PISP ファンドを含むリスク低減スキームを監督するために JC が従うべき手順整備を支援する	38
4.1.1. ジョイント・コミッティー（JC）ガイドライン作成支援	38
4.2. [活動 2.2] JC から割り当てられた各国有企業（PT SMI、PT GDE、PT PII）の役割について、各国有企業の実施能力を強化する	41
4.2.1. 財務モデルの修正と PLN 及び GDE に対する説明会実施	41
4.2.2. JICA および世銀が作成した地熱向け財務モデルの活用・併用方法	41
4.2.3. PT GDE 事業計画支援	43
4.3. [活動 2.3] JC の事務局としての役割を強化するための支援を行う	44
4.3.1. JC 事務局の枠組みおよび機能	44
4.3.2. JC 会議のフォロー実施	46
4.4. [活動 2.4] 実際の地熱開発事業において PTA/HOA を活用した事前合意メカニズムが適用されるように JC・開発事業者・国営電力会社（PLN）等のステークホルダー間の協議を促進する	47

4.4.1.	チャンドラディムカ HoA への提言	47
4.4.2.	チャンドラディムカ HOA のフォローアップとしての価格決定メカニズム にかかる協議	47
4.5.	[活動 2.5] JC の運営指針に従った地熱開発事業の監督能力を強化する	48
4.5.1.	チャンドラディムカの PISP ファンド申請プロセス支援およびモニタリン グ	48
4.5.2.	JC ガイドラインにおける EIA プロセス支援のための予備調査	49
4.5.3.	ワイサノ案件に関するフォローアップ	49
4.6.	[活動 2.6] エネルギー鉱物資源省鉱物・石炭・地熱資源センター (PSDMBP) の試掘管理及び結果分析におけるマネジメント能力を強化する	49
4.6.1.	国家予算を活用した政府試掘活動に適したエンジニアリング技術責任者 (KTPB) に関する提言	49
4.6.2.	ナゲにおけるデータレビュー支援	50
4.6.3.	掘削コストの標準化に関する技術支援	51
5.	成果3にかかる活動	52
5.1.	[活動 3.1] 開発中の地熱開発事業の現状を最新の RUPTL を反映しつつ更新し、 阻害要因について分析する。	52
5.1.1.	RUPTL2021-2030 および地熱の位置づけにかかるレビュー	52
5.1.2.	現状および潜在的なボトルネック分析	53
5.2.	[活動 3.2] 新しいプロジェクト組成方法を踏まえて各地熱開発事業の財務的実 行可能性を評価する	55
5.2.1.	地熱マスタープラン更新に向けた技術分析および前提条件の設定	56
5.2.2.	地熱マスタープランに更新に向けた財務分析	56
5.2.3.	インドネシア政府の財政負担に係る分析	61
5.3.	[活動 3.3] 各地熱開発プロジェクトの優先順位の見直しを中心にマスタープラン を更新し、政府内承認手続きに必要なフォローを行う	63
5.3.1.	財務省および EBTKE へのマスタープラン分析結果説明	63
5.3.2.	フォーカス・グループ・ディスカッション (FGD)	64
5.3.3.	JICA 専門家チームの対応	65
6.	プロジェクト実施運営上の課題・工夫・教訓	66
6.1.	運営上の課題および対応策	66
6.2.	本プロジェクトの教訓	67
7.	プロジェクト目標の達成度	69
7.1.	プロジェクト成果にかかる達成度評価	69
7.2.	プロジェクト目標および達成度評価	71
8.	上位目標の達成に向けての提言	73
8.1.	上位目標達成見通し	73
8.2.	上位目標達成のため尼国側に期待される今後の活動計画	73
8.3.	提言	74

図目次

図 1-1 事業実施体制	13
図 3-1 試掘支援に対する PISP ファンド活用の詳細プロセス	25
図 3-2 試掘ファイナンス（SOE 試掘）に対する PISP ファンド活用の詳細プロセス	26
図 3-3 合同委員会（JC）の構成にかかる新旧比較	27
図 3-4 MEMR による 2060 年までの新・再生可能エネルギーミックスのロードマップ	30
図 3-5 東インドネシア遠隔地の地熱発電所における余剰電力活用イメージ	31
図 3-6 ケース 1 および 2 のキャッシュフロー構成上の想定条件	31
図 3-7 PLN の観点からのキャッシュフロー比較	32
図 3-8 ケース 1 およびケース 2 のコスト比較結果	32
図 3-9 多段階開発イメージ	33
図 3-10 価格マトリックスの例示	35
図 3-11 VGF を活用し政府試掘・入札を実施する場合に想定されるプロセス	37
図 4-1 各ガイドラインに基づく試掘支援（政府試掘）の実施フロー	39
図 4-2 各ガイドラインに基づく試掘ファイナンス（SOE 試掘）の実施フロー	40
図 4-3 両財務モデル併用の場合に想定されるフロー	42
図 4-4 財務モデル間の整合性チェックに係る 3 つのステップ	43
図 4-5 地熱エネルギーを利用した水素事業スキームおよびサプライチェーン・コンセプト	44
図 4-6 JC 事務局構成にかかる新旧比較	45
図 4-7 チャンドラディムカ価格決定メカニズム合意にかかるタイムライン	47
図 4-8 政府試掘プロジェクトに対する KTPB 責任者分析結果概要	50
図 5-1 追加設置容量およびエネルギー源（2021-2030）	52
図 5-2 地熱発電設置容量計画	53
図 5-3 分析の範囲および構成	54
図 5-4 州および COD 予定年ごとの追加設備容量計画	55
図 5-5 開発パスイウェイおよび COD 予定年ごとの追加設備容量計画	55
図 5-6 マスタープラン向け地熱の財務モデルの構造	57
図 5-7 開発可能な地熱サイト（旧来の上限買取価格：エネ鉱省令 No. 12/2017）	58
図 5-8 開発可能な地熱サイト（新上限買取価格：大統領令 No.112/2022）	59
図 5-9 開発可能な地熱サイト（新上限買取価格または BPP のいずれか高い価格）	60
図 5-10 インドネシア政府の財政負担分析のフロー	61
図 5-11 候補発電所の LCE と地域 BPP の比較（調整版価格シナリオのケース）	62

表目次

表 1-1 プロジェクト活動	14
表 1-2 JICA 専門家チーム	15
表 1-3 購入物品・機材	16
表 2-1 合同委員会（JCC）概要	17
表 2-2 被招へい者	19
表 2-3 本邦招へい日程	19
表 2-4 インドネシア地熱官民交流会プログラム	21
表 2-5 交流会参加組織概要	21
表 3-1 PMK 第 62/2017 号 および PMK 第 80/2022 号下の PISP ファンド比較	23
表 3-2 試掘支援および試掘ファイナンス比較	24
表 3-3 地熱における電力および蒸気買取料金	28
表 3-4 地熱案件およびカーボンのクレジット申請状況	34
表 4-1 PMK 第 80/2022 号に基づく JC ガイドラインリスト	38
表 4-2 JC 事務局の機能にかかる規則の新旧比較	46
表 4-3 チャンドラディムカの PISP ファンド申請プロセスと進捗 (2023 年 4 月時点)	48
表 5-1 現状分析クライテリア	54
表 5-2 生産井一本あたりの発電出力の推定	56
表 5-3 インドネシア政府の財政負担分析の結果	63
表 6-1 フェーズ 2 実施過程において直面した課題および対応	66
表 7-1 プロジェクト成果に関する達成度評価	69
表 7-2 プロジェクト目標および達成度評価	71
表 8-1 プロジェクト上位目標および達成見通し	73
表 8-2 C/P による今後の活動提案	74

略語表

3G	Geoscience (includes Geology, Geochemistry, Geophysics)	地質学、地球化学、地球物理学
AMDAL	Analisis Dampak Lingkungan/ Environmental Impact Analysis	環境影響評価
PT.AMO	Aarunya Mitra Optima	AMO 社
AP	Availability Payment	アベイラビリティ・ペイメント
APBN	Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara /State Budget	国家予算
BG	Badan Geologi /Geological Agency	地質庁
BKF	Badan Kebijakan Fiskal /Fiscal Policy Agency	財政政策庁
BLU	Badan Layanan Umum/ Public Service Agency	公共サービス機関
BPD LH	Badan Pengelola Dana Lingkungan Hidup/ Environmental Fund Management Agency	環境ファンド管理機関
BPP	Biaya Pokok Penyediaan /Electricity Generation Cost	平均発電コスト
CAPEX	Capital Expenditure	資本支出
COD	Commercial Operation Date	運転開始日
CDM	Clean Development Mechanism	クリーン開発メカニズム
DCF	Discounted Cashflow	割引キャッシュフロー
DJK	Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan /Directorate General of Electricity	電力総局
DJPPR	Direktorat Jenderal Pembiayaan dan Pengelolaan Resiko /Directorate General of Financing and Risk Management	予算財務・リスク管理総局
EBTKE	Energi Baru Terbarukan dan Konversi Energi /New, Renewable and Conversion Energy	新・再生可能エネルギーおよび省エネルギー総局
ESDM/MEMR	Energi dan Sumber Daya Mineral /Ministry of Energy and Mineral Resource	エネルギー鉱物資源省
ETM	Energy Transition Mechanism	エナジートランジション・メカニズム
FGD	Focus Group Discussion	フォーカス・グループ・ディスカッション
FIRR	Financial Internal Rate of Return	財務的内部収益率
FIT	Feed-in Tariff	固定価格買取制度
FS	Feasibility Study	フィージビリティ調査
GEUDP	Geothermal Energy Upstream Development Project	地熱エネルギー上流開発プロジェクト

GHG	Greenhouse Gas	温室効果ガス
GoI	Government of Indonesia	インドネシア政府
GREM	Geothermal Resource Risk Mitigation	地熱資源リスク緩和
GTCC	Gas Turbine Combined Cycle	ガスタービン・コンバインドサイクル
HoA	Heads of Agreement	基本合意書
HSE	Health, Safety and Environment	健康・安全・環境
IIGF	Indonesia Infrastructure Guarantee Fund	インドネシアインフラ保証基金
IPB	Izin Panas Bumi /Geothermal License	地熱許可証
IPPKH	Izin Pinjam Pakai Kawasan Hutan /Forest Area Borrowing Permit	林地賃貸利用許可
IRR	Internal Rate of Return	内部利益率
IUPTL	Electricity Supply Business Permit/Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik	電力サポートサービス事業ライセンス
JC	Joint Committee	合同委員会
JCC	Joint Cordination Committee	合同調整委員会
JET	JICA Expert Team	JICA 専門家チーム
JICA	Japan International Cooperation Agency	国際協力機構
KLHK	Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan /Ministry of Environment and Forestry	環境林業省
KMK	Keputusan menteri keuangan /Decision of the Minister of Finance	財務大臣規則
KPK	Komisi Pemberantasan Korupsi/Corruption Eradication Commission	汚職撲滅委員会
KTPB	Kepala Teknik Panas Bumi / Technical Head of Engineering	エンジニアリング技術責任者
kWh	kilowatt-hour	キロワット時
LARAP	Land Acquisition and Resettlement Action Plan	用地取得・住民移転計画
LCE	Levelized Cost of Electricity	均等化発電原価
LIDAR	Light Detection and Ranging	ライダー
Lemigas	Center for Research and Development of Oil and Gas Technology	石油ガス技術研究開発センター
MOF	Ministry of Finance	財務省
NCG	Non-Condensable Gases	非凝縮ガス
OJK	Otoritas Jasa Keuangan / Financial Services Authority	金融サービス機関
P3TEK	Research and Development Centre for Renewable Energy	再生可能エネルギー研究開発センター
Permen	Peraturan Menteri / Ministerial Regulation	大臣令
Perpres	Peraturan Presiden /President Regulation	大統領令
PIRR	Project Internal Rate of Return	プロジェクト内部収益率

PISP Fund	Dana Pembiayaan Infrastruktur Sektor Panas bumi /Infrastructure Financing for Geothermal Sector	地熱セクターインフラ融資ファンド
PLTBg	Pembangkit Listrik Tenaga Biogas/Biogas Power Plant	バイオガス発電所
PLTBm	Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa/Biomass Power Plant	バイオマス発電所
PLTD	Pembangkit Listrik Tenaga Diesel/Diesel Power Plant	ディーゼル発電所
PLTG	Pembangkit Listrik Tenaga Gas/Gas Turbine Power Plant	ガスタービン発電所
PLTMG	Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas/Gas Engine Power Plant	ガスエンジン発電所
PLTP	Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi/Geothermal Power Plant	地熱発電所
PLTSa	Pembangkit Listrik Tenaga Sampah/Municipal Solid Waste Power Plant	廃棄物発電所
PLTU	Pembangkit Listrik Tenaga Uap/Steam Power Plant	火力発電所
PMK	Peraturan Menteri Keuangan /Minister of Finance Regulation	財務省令
PPA	Power Purchase Agreement	電力購入計画
PPSDM	Center for Human Resources Development of Electricity, New Energy, Renewable and Energy Conservation	新・再生可能エネルギー・エネルギー保存のための人材開発センター
KEBTKE		
PRKN	Pengelolaan Risiko Keuangan Negara/Directorate of State Financial Risk Management	国家財政リスク管理局
PSAK	Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan/Statement of Financial Accounting Standard	インドネシア会計基準
PDM	Project Design Matrix	プロジェクト・デザイン・マトリクス
PDM	Price Determination Matrix	価格決定メカニズム
PSDMBP	Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi /Centre for Mineral, Coal, and Geothermal Resources	鉱物・石炭・地熱資源センター
PSPE	Penugasan Survey Pendahuluan dan Eksplorasi Assigned Preliminary Survey and Exploration	予備調査・探査
PT GDE	PT Geo Dipa Energi	ジオ・ディパ・エナジー
PT PGE	PT Pertamina Geothermal Energy	プルタミナ・ジオサーマル・エナジー

PT PII	PT Pertamina Power Indonesia	プルタミナ・パワー・インドネシア
PT PLN	PT Perusahaan Listrik Negara / National Electricity Enterprise	国営電力会社
PT SMI	PT Sarana Multi Infrastruktur	インフラ金融公社
PTA	Pre-Transaction Agreement	取引前合意書
RE	Renewable Energy	再生可能エネルギー
RKAB	Rencana Kerja dan Anggaran Biaya /Work Plan and Cost Budget	業務・予算計画
RUPTL	Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik /Electricity Provision Plan	電力供給事業計画
SAGS	Steamfield Above Ground System	蒸気生産輸送設備
SMV	Special Mission Vehicle	財務省特別ミッション会社
SOE	State-Owned Enterprise	国営企業
SOP	Standard Operating Procedure	標準業務手順書
SSA	Steam Sales Agreement/Perjanjian Jual Beli Uap	蒸気販売契約
TA	Technical Assistance	技術協力
TAP	Take-and-Pay	テイク・アンド・ペイ
TOP	Take-or-Pay	テイク・オア・ペイ
UKL	Upaya Pengelolaan Lingkungan /Environment Management Effort	環境管理プログラム
UPL	Upaya Pemantauan Lingkungan /Environment Monitoring Effort	環境モニタリングプログラム
VAT	Value Added Tax	付加価値税
VGF	Viability Gap Funding	バイアビリティ・ギャップ・ファンディング
WACC	Weighted Average Cost of Capital	加重平均資本コスト
WKP	Wilayah Kerja Panas Bumi /Geothermal Working Area	地熱鉱区

1. プロジェクトの概要

1.1. プロジェクト背景および目的

(1) 背景

インドネシア国（以下イ国）の地熱ポテンシャルは高く、政府は石炭火力発電に替わる再生可能エネルギーとして、地熱のベースロード電源比率を向上させる計画を進めている。地熱開発は試掘の段階で事業リスクやファイナンス・リスクが高いため、イ国政府は地熱セクターインフラ融資ファンド（以下 PISP ファンド）を 2011 年に設立した。貴機構による技術協力プロジェクト「地熱開発における中長期的な促進制度設計支援プロジェクト」（2014 年—2020 年）（以下フェーズ 1）において、JICA 専門家チーム（JET）は 1) PISP ファンド活用のための標準業務手順（以下 SOP）の整備支援、2) 地熱開発にかかる関係組織間で議論するための合同委員会（以下 JC）設立支援、3) 地熱発電の適正価格設定支援、4) 地熱資源探査能力向上のための技術移転を実施した

しかし、エネルギー鉱物資源省（以下 MEMR）の省令第 50/2017 号により地熱電源の電気買取価格は各地域の平均発電コスト（BPP）が上限として規定されたことをきっかけに、地熱への投資意欲・モメンタムが大きく減退した。一方でイ国政府の地熱開発を推進する姿勢は変わらず、財務省（以下 MOF）、MEMR を中心に現在でも再生可能エネルギー（地熱促進策を含む）に係る大統領令の草案、PISP ファンドと国家予算（以下 APBN）とのハイブリッドによるリスク低減スキーム、官民分担の見直しの検討などが行われている。また PISP ファンドを実際の案件（政府試掘のワイサノ、国営企業（SOE）試掘のチャンドラディムカなど）に適用するための動きも活発化している。

本業務（フェーズ 2）においては、フェーズ 1 の教訓を生かし、事業性が担保され、かつイ国にとっても持続可能性のある地熱開発促進制度のさらなる整備支援、実際の案件への適用支援を通じたカウンターパート機関の能力強化、優先開発案件の見直しを通じた地熱開発マスタープランの更新支援が必要とされる。

(2) 目的

本プロジェクトの目標および成果は下記の通り。

1) 上位目標

地熱開発促進施策の実施により、地熱開発が促進される

2) プロジェクト目標

地熱開発促進政策が運用される。

3) プロジェクト成果

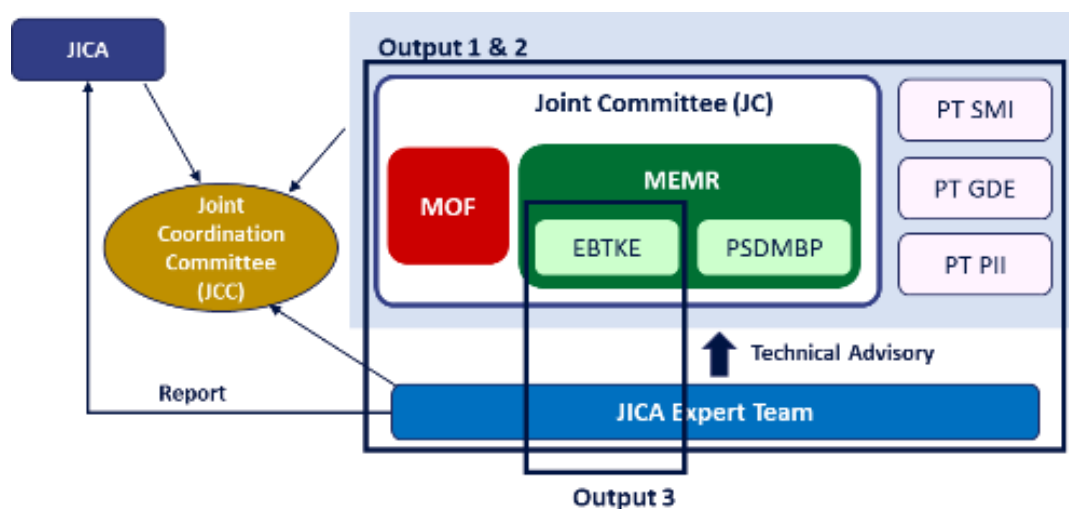
- 成果 1 : (i) Pre-Transaction Agreement /Heads of Agreement (PTA/HOA) による事前合意メカニズム、(ii) PISP ファンドを含むリスク低減スキーム、(iii) 事業性を確保したプロジェクト組成方法等の地熱開発促進政策のもととなる制度・規則が整備される。
- 成果 2 : 実際の地熱開発事業を SOP に沿って地熱開発促進政策を活用し、監督・承認・管理する JC 及び関係国有企業の能力が強化される。
- 成果 3 : 地熱開発マスタープランが政府の新しい規則・政策を踏まえて見直される。

4) プロジェクト実施体制

成果 1 および成果 2 はカウンターパート 5 機関への技術支援となり、成果 3 は地熱マスタープランを主管する MEMR (EBTKE) をカウンターパートとした技術支援となる。

MOF および MEMR (EBTKE、PSDMBP) は地熱開発に関する合同委員会 (以下、JC) の共同議長を務める。また財務省特別ミッション会社 (SMV) として国営企業である PT SMI、PT GDE、PT PII が JC よりアサイメントを受ける。

進捗についてはプロジェクト・マネージャーである MOF 財務・リスク管理副局長に対して定期報告を行い、合同調整委員会 (以下、JCC) において確認を得る。



出典：JET

図 1-1 事業実施体制

1.2. 活動概要

(1) 対象地域

インドネシア全土

(2) 関係官庁・機関

- ・財務省予算財務・リスク管理総局（MOF DJPPR）
- ・エネルギー鉱物資源省 新・再生可能エネルギーおよび省エネルギー総局（MEMR EBTKE）石炭・鉱物・地熱資源センター（MEMR PSDMBP）
- ・インドネシアインフラ金融公社（PT SMI）
- ・ジオディパエナジー（PT GDE）
- ・インドネシアインフラ保証基金（PT PII）

(3) 実施期間

本業務の実施期間は、2020 年 11 月～2023 年 10 月までの 3 年間（36 ヶ月間）であった。

- ・ フェーズ 2-1：2020 年 11 月～2022 年 2 月（16 か月間）
- ・ フェーズ 2-2：2022 年 3 月～2023 年 10 月（20 ヶ月間）

(4) プロジェクト活動

PDM におけるプロジェクト活動を下表に示す。

表 1-1 プロジェクト活動

#	活動
全体活動	
0-1	業務計画書の作成
0-2	ワークプランの作成
0-3	ベースライン調査の実施
0-4	JCC 開催支援と進捗説明
活動 1	
1-1	改訂 PMK に基づき PISP ファンドを含むリスク低減スキームの整備を支援する
1-2	事業性を確保するためのプロジェクト組成方法の検討を、RE にかかる大統領令を反映しつつ支援する
1-3	PTA/HOA の雛形の整備を支援する
1-4	地熱開発における官民連携（PPP：Public Private Partnership）スキームの可能性を検討する
活動 2	
2-1	PISP ファンドを含むリスク低減スキームを監督するために JC が従うべき手順整備を支援する
2-2	JC から割り当てられた各国有企業（PT SMI、PT GDE、PT PII）の役割について、各国有企業の実施能力を強化する
2-3	JC の事務局としての役割を強化するための支援を行う
2-4	実際の地熱開発事業において PTA/HOA を活用した事前合意メカニズムが適用されるように JC・開発事業者・国営電力会社（PLN）等のステークホルダー間の協議を促進する
2-5	JC の運営指針に従った地熱開発事業の監督能力を強化する。（地熱開発事業として、チャンドラディムカ、パトゥハ 3・4 等が想定される。）

2-6	エネルギー鉱物資源省鉱物・石炭・地熱資源センター（PSDMBP : Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara dan Panas Bumi）の試掘管理及び結果分析におけるマネジメント能力を強化する
活動3	
3-1	開発中の地熱開発事業の現状を最新の RUPTL を反映しつつ更新し、阻害要因について分析する。
3-2	新しいプロジェクト組成方法を踏まえて各地熱開発事業の財務的実行可能性を評価する
3-3	各地熱開発プロジェクトの優先順位の見直しを中心にマスタープランを更新し、政府内承認手続きに必要なフォローを行う
その他活動	
Oth-1	本邦招へい
Oth-2	広報活動

出典：JET

1.3. 専門家チーム

JICA 専門家チーム（以下、JET）は下表要員により構成される。

表 1-2 JICA 専門家チーム

	Position	Name	Organization
1.	TL/Geothermal Development Policy	Makoto Ozawa	MAXEED
2.	Geothermal Development PPP	Koichi Yamashita	KRC
3.	Financial Analysis/Power Business Planning 1	Takeshi Yamashita	Connect Infra. Advisory
4.	Financial Analysis/Power Business Planning 2	Kazuko Sugeta	KRC
5.	Geothermal Development Planning 1	Hiroshi Nagano	WJEC
6.	Geo Development Planning 2/Geochemistry 1	Noriaki Uchiyama	
7.	Geology 1	Yoshio Soeda	
8.	Geology 2	Tri Wulaningsih	
9.	Geochemistry 2	Shogo Oshima	
10.	Geophysics 1	Mitsuru Honda	
11.	Geophysics 2	Haruhiro Inagaki	
12.	Drilling Management 1	Yoshikazu Sueyoshi	
13.	Drilling Management 2	Shoma Sasaki	
14.	Social and Environmental Analysis 1	Shatei Iri	
15.	Social and Environmental Analysis 2	Jumpei Kubota	PT. AMO
16.	Local Policy Expert	Dessy Saptarini	
17.	Local Geothermal Technical Expert	Yudithia Prastika	
18.	Local Geothermal Technical Consultant	Annisa Nurul Hidayah	
19.	Financial Analyst	Arya Prisatria	
20.	Local Policy Analyst	Tamara Rachim	
21.	Legal Advisor	Yanwar Malaming	
22.	Project Secretary	Dewi Puspita	

出典：JET

1.4. 調達した物品・機材

プロジェクト期間中に購入した物品・機材を下表に示す。機材引渡しリストは添付資料4を参照のこと。

表 1-3 購入物品・機材

#	物品・機材	数量	用途
1	カラーレーザープリンター	1	オフィス物品
2	会議机	4	オフィス物品
3	机	1	オフィス物品
4	引き出し	1	オフィス物品
5	椅子	17	オフィス物品

出典：JET

2. プロジェクト全体にかかる活動

2.1. JCC 協議

プロジェクト期間中、4回の合同調整委員会（JCC）を実施した。各 JCC の概要は下表の通り。

表 2-1 合同委員会（JCC）概要

日時・場所	次第	成果
第1回 JCC 2021年1月27日 [オンライン]	1) プロジェクトの概要・実施体制 2) ベースライン調査報告およびコメント 3) 第1期活動スケジュールおよび担当者	• 以降の JCC 実施スケジュール合意 • ベースライン調査結果の共有 • PDM の微修正にかかる合意. • 各 C/P からのフォーカル・パーソン提示
第2回 JCC 2021年10月21日 [オンライン]	1) プロジェクト概要および活動再確認 2) 地熱セクターダイナミズムおよび協議 3) 活動進捗アップデートおよび協議	• RUPTL 2021 レビュー結果の共有 • PISP ファンドにかかる財務省令草案のレビュー結果共有。 • 活動 1-3 にかかる進捗の共通認識。
第3回 JCC 2022年11月8日 [Ayana Midplaza ホテル]	1) プロジェクト概要および活動再確認 2) 地熱セクター動向にかかるチームの理解 3) 政策および法制度支援活動のアップデート 4) JC ガイドライン概要および内容 5) チャンドラディムカ案件推進に向けた方針 6) マスタープラン・アップデート 7) ネクスト・ステップ	• G20 関連イベントおよびエネルギー・トランジション全体にかかる動向の認識共有。 • RE にかかる大統領令 112/2022 および PISP ファンドにかかる PMK80/2022 レビュー共有。 • 各活動進捗の共有および共通認識。 • チャンドラディムカ加速化の必要性の認識共有。 • マスタープラン技術・財務分析手法の合意。

第4回 JCC 2023年10月4日 [Ayana Midplaza ホテル]	1) プロジェクト概要および活動再確認 2) 活動1-3にかかる活動および結果共有 3) プロジェクト目標、上位目標、成果などの評価確認 4) 提言および議論	・本TAプロジェクトの全体成果および結果の共有。 ・プロジェクト・デザイン・マトリクスに基づく達成度の確認
---	--	--

出典：JET

2.2. ベースライン調査

本プロジェクトの開始直後、JETはベースライン調査を実施し、フェーズ1完了後のインドネシア国地熱セクターの動向、直近の状況を整理した。

JETはC/Pとの協議を通じて情報収集を行い、2020年12月に調査結果を提出、2021年1月に貴機構へ調査結果報告を実施した。

ベースライン調査は下記構成となる。

- 1) 地熱発電プラントからの電力買取価格にかかる政策および法令動向
- 2) チャンドラディムカ案件進捗状況
- 3) 世銀支援による地熱試掘ファンド概要（GEUDP、GREM）

ベースライン調査のまとめは添付資料2を参照されたい。

2.3. 本邦招へい

本プロジェクトにおいて実施した第1回技術研修（本邦招へい）の概要を示す。

(1) 招へいプログラム名

インドネシア国地熱開発促進 本邦招へい事業

(2) 目的

本招へいの実施目的は下記の通りである。

- 1) 日本における地熱発電、地熱直接利用、地熱からのグリーン水素製造の事例を視察し、それらの経験を通じてカウンターパート機関が自国での地熱開発促進およびエナジー・トランジション実施に活用できるよう能力強化を図る。
- 2) 地熱開発官民交流会（成果報告会）を通じ、インドネシア国エネルギー・脱炭素化政策およびその中における地熱計画、試掘ファンド概要、国営企業の役割を日本の官民地熱開

係者に広く周知し、本プロジェクトのカウンターパート機関との一層のネットワーキング強化を図ること。

(3) 招へい実施期間

2023年6月18日（来日）～6月23日（離日）

(4) 被招へい者リスト

インドネシアから10名を招へいした。

表 2-2 被招へい者

	組織
1	Director of Geothermal, EBTKE, MEMR
2	Sub-Coordinator for Geothermal Cooperation, EBTKE, MEMR
3	Head of Center for Mineral, Coal and Geothermal, GAI, MEMR
4	Head of Sub-directorate of State Asset and Liability Risk Management, MOF
5	Head of Section of Intergenerational Asset and Liability Risk Analysis, MOF
6	President Director, PT GDE (Persero)
7	Vice President Human Capital & General Affair, PT GDE (Persero)
8	Head of Public Sector Financing II Division, PT SMI (Persero)
9	Staff-Sustainable Financing Division, PT SMI (Persero)
10	Executive Vice President Geothermal, PT PLN (Persero)

出典：JET

(5) 行程

招へいプログラムの行程は下表の通り。

表 2-3 本邦招へい日程

日付	プログラム	場所
June 18 th (Sun)	Arrival, Move to Oita	Tokyo, Oita
June 19 th (Mon)	Site Visit to Kyusyu Electric Hachobaru Power Plant	Oita
	Site Visit to Obayashi Green Hydrogen demonstration plant	
June 20 th (Tue)	Site Visit to Waita power plant	Kumamoto
	Move to Tokyo	Oita, Tokyo
	Courtesy Call to METI	Tokyo
June 21 st (Wed)	Courtesy Call to Embassy of Indonesia	Tokyo

	Courtesy Call to JICA HQ	
	Meeting with INPEX	
June 22nd (Thu)	Indonesia Geothermal Development Public-Private Exchange Conference	Tokyo
	Visit to Skytree town (Case of Underground Heat Utilization)	
June 23rd (Fri)	Fuji Electric Turbine Factory	Kanagawa
	Visit to NEDO and lecture on “Liquefied hydrogen supply-chain pilot project”	
	Wrap-up Session with JICA team	Tokyo
	Departure	

出典：JET

本邦招へい報告書は 2023 年 7 月に貴機構に提出した。

2.4. 広報活動

2023 年 6 月に JET が実施した広報活動の概要は下記の通り。

(1) タイトル

インドネシア地熱官民交流会

(2) 日時・実施場所

2023 年 6 月 22 日 9:50 – 12:30

実施場所：JICA 市ヶ谷ビル

(3) プログラム

当日は C/P から各組織の地熱開発における役割や機能が発表された。資料は添付資料 3 を参照のこと。

表 2-4 インドネシア地熱官民交流会プログラム

No	Time	Agenda	Organization
1	9:50	Opening Remarks	Secretary General, Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide (Jase-W)
2	9:53	Opening Remarks	Deputy Director, International Affairs Office, Energy Efficiency and Renewable Energy Department, Agency for Natural Resources and Energy (ANRE) , Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)
3	9:55	Introduction of Jase-W Geothermal Working Group	Manager, Business Planning Group, Commercial Coordination Unit, Renewable Energy & New Business Division, INPEX
4	10:00	Introduction of JICA Geothermal Technical Assistance Project	Team Leader, Project to Develop Medium- and Long-Term Geothermal Development Policy in Indonesia (Phase 2)
5	10:05	Energy Policy of Indonesia and Positioning of Geothermal	- Director of Geothermal, EBTKE, Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) - Head of Center for Mineral, Coal and Geothermal Resources, Geological Agency, MEMR
6	10:20	Roles of MOF/SMVs(special mission vehicles) in Enhancing Geothermal/Renewable Energy	Head of Sub-directorate of State Asset and Liability Risk Management, Ministry of Finance
7	10:35	Overview of Available De-risking Facilities	Head of Public Sector Financing II Division, PT SMI (Persero)
8	10:50	Roles of SOEs (state owned enterprise) and Geothermal Business Prospect	President Director, PT GDE (Persero)
9	11:05	Partnership in Geothermal Context	Executive Vice President Geothermal, PT PLN (Persero)
10	11:20	Q&A, Discussions	-
11	11:45	Closing Remarks	Deputy Director General, and Group Director for Energy and Mining Infrastructure Management Department, JICA
12	11:55	Networking Session (～12:30)	-

出典：JET

(4) 参加者リスト

官民、プロジェクトチーム合わせ計 44 名が参加した。下表に参加組織概要を示す。

表 2-5 交流会参加組織概要

組織	参加人数
Counterparts from Indonesia	10
METI	2
JICA	5
Jase-W (Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide)	2
JOGMEC	1
INPEX	3
Fuji Electric	1
Toshiba	4
MHI	1
TOYO Engineering	3
Mitsubishi Corporation	1
Sumitomo	2
Marubeni	1
Itochu	2
JICA Project Team + translator	6
計	44

出典：JET

(5) 質疑応答

Q&A セッションにおいては、下記の質疑応答がなされた。

- (Q): 改訂中の RUPTL (電力供給計画) はいつ頃の発行となるか。 →(A): 2023 年中の発行を想定。地熱発電の Quota は増加する方向。
- (Q): 地熱 IPP プロジェクトのリストはあるか。 →(A): 関連情報が配布資料に含まれる。
- (Q): JETP (Just Energy Transition Partnership) にかかる情報、特にスケジュールやファンドの配分を知りたい。 →(A) 政府はこのファンドの配分について議論中。案件へのファイナンス以外にも能力強化に対し支出される予定。エネルギー・トランジションはベースロード電源を必用とし、その点において、地熱発電は適している。政府は地熱へのインセンティブも含め議論中。PLN は案件リストを提供することで JETP 事務局を支援。事務局は現在 CIPP (Comprehensive Investment and Policy Planning) を策定している。

(6) 交流会実施後の評価

交流会の実施は全般的に有意義であったと評価できる。

- 共催者である Jase-W (世界省エネルギー等ビジネス推進協議会) による、同組織下の地熱 WG メンバーへの告知や民間ディベロッパーを通じた商社への呼びかけが功を奏し、参加者は定員に達した。
- プログラムは概ねスケジュール通りに進行し、各 C/P からの発表も時間配分通りに行われた。
- 閉会後のネットワーキングセッションでは、イ国 C/P と本邦官民参加者間の活発な意見交換が行われていた。本邦の参加機関同士のコミュニケーションも旺盛であった。
- JET は、事前に C/P に対し本邦地熱関係者の関心事を伝えており、結果各 C/P からのプレゼン内容はそれらの点にフォーカスするものであった。
- 本邦参加者からは、イ国からのプレゼンターがエネ鉱省 (エネルギーにかかるレギュレーター)、財務省 (財務にかかるレギュレーター)、SMI (地熱ファンドのオペレーター)、GDE (地熱ディベロッパー)、PLN (オフテーカー) と包括的であった点に対する高い評価がなされた。

3. 成果 1 にかかる活動

3.1. [活動 1.1] 改訂 PMK に基づき PISP ファンドを含むリスク低減スキームの整備を支援する

3.1.1. PISP ファンドにかかる財務省令（PMK）のレビューおよび分析

地熱セクターインフラ融資ファンド（PISP ファンド）にかかる財務省令（以下、PMK）第 62/2017 号の改正が、2022 年 4 月に PMK 第 80/2022 号として発行された。

表 3-1 PMK 第 62/2017 号 および PMK 第 80/2022 号下の PISP ファンド比較

項目	PMK 62/2017	PMK 80/2022
ファンドの支援対象	- 地熱データ & 情報提供 (GDIP) - 融資（金利は未定、地熱試掘、掘削/開発対象） - 事業体設立のためのエクイティ	- Exploration Support（MEMR による政府試掘支援） - Exploration Financing (SOE 試掘、民間試掘支援。融資を含む)
政府によるリスクカバレッジ	試掘リスクおよび入札失敗リスクのみ	試掘リスク、ポリティカルリスク、ギャップ・リスク
IIGF へのアサイメント	規定なし	政府試掘後の落札者および SOE・民間試掘時の債務者に対する政府リスクおよび SMI への支払い/返済リスクをカバー
PT Geo Dipa Energi (PT GDE)の役割	規定なし	政府試掘時に、PT GDE が技術実施機関として MOF よりアサイメントを受領する旨規定
合同委員会（JC）	規定なし	議長、ワーキンググループ（WG）、事務局により構成

出典：JET

PMK 第 80/2022 号では、「Exploration Support(試掘支援)」および「Exploration Financing (試掘ファイナンス)」がそれぞれ政府試掘支援および SOE・民間試掘支援を表す新用語として用いられている。下表にそれぞれの特徴を整理する。

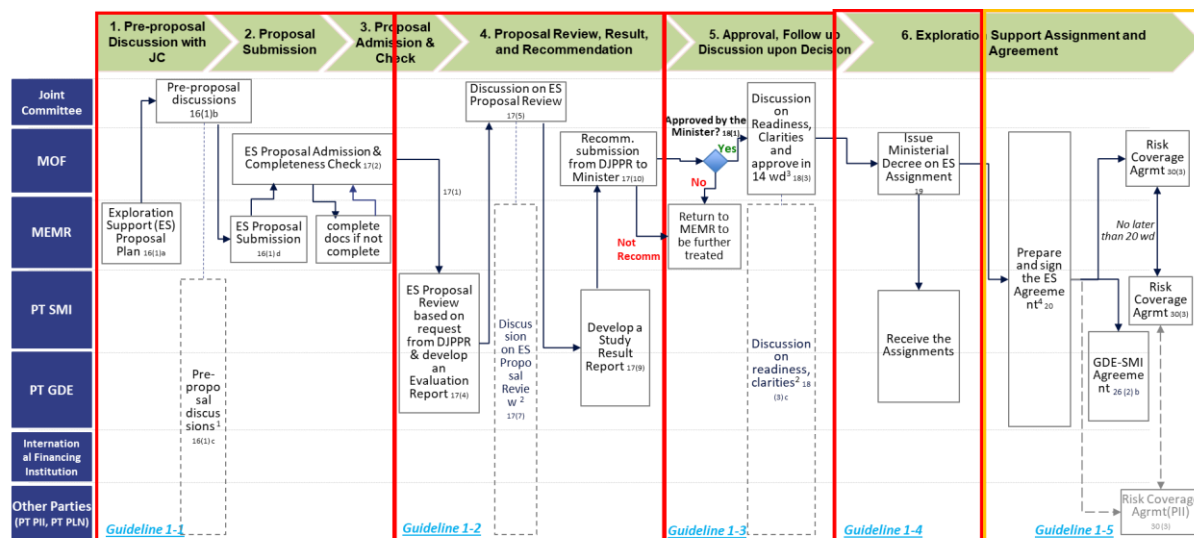
表 3-2 試掘支援および試掘ファイナンス比較

項目	試掘支援 (政府試掘)	試掘ファイナンス (SOE・民間試掘)
定義	MEMR による地熱ワーキングエリア (WKP) の入札準備を支援	フィージビリティ・スタディ実施に向けた支援 (融資・その他の形態をとる)
受益者	MEMR	a. 公的債務者 b. 民間債務者 c. 民間債務者の関連事業者
指定された活動	オープンエリアもしくはワーキングエリア (WKP) における試掘 (1 open area/WKP につき 1 プロポーザル)	ワーキングエリアにおいてフィージビリティ・スタディを実施するために、更なる地熱データおよび情報を取得する。
ファイナンスにかかる規定	グラント、落札者による返済	返済/リターン、配当、および/または金利
実施者	MOF によりアサインされた GDE および SMI	受益者
合意書	- 多者間による試掘支援合意書。少なくとも DJPPR 局長、EBTKE 局長、地質庁、PT SMI、その他アサインされた SOE の署名が必用。 - 報酬 (Compensation) 支払合意書 (落札者—PT SMI 間) - リスクカバー合意書。DJPPR および/または IIGF、PT SMI による署名。 - PT GDE—PT SMI 間の報酬 (Compensation) 合意書 (オプション)	- Exploration Financing 合意書 (PT SMI と公的/民間債務者の間にて締結) - Risk Coverage 合意書 (財務大臣の代わりとして局長もしくは IIGF ディレクター、PT SMI ディレクター間にて締結)。
政府によるリスクカバレッジ	- 試掘リスクおよび/またはポリティカルリスクの 100%まで。 - 入札不調回避のためのギャップリスク - IIGF をアサイン可能。詳細は別の PMK にて規定予定。	- 公的債務者による借入の 50%を上限とする。 - 民間債務者にかかる規定なし。
リスクカバレッジ支払いの資金源	- 国家予算、または; - IIGF (MOF からのリスクカバレッジ・アサイメントを通じたもの)。	- 国家予算、または; - IIGF (MOF からのリスクカバレッジ・アサイメントを通じたもの)。

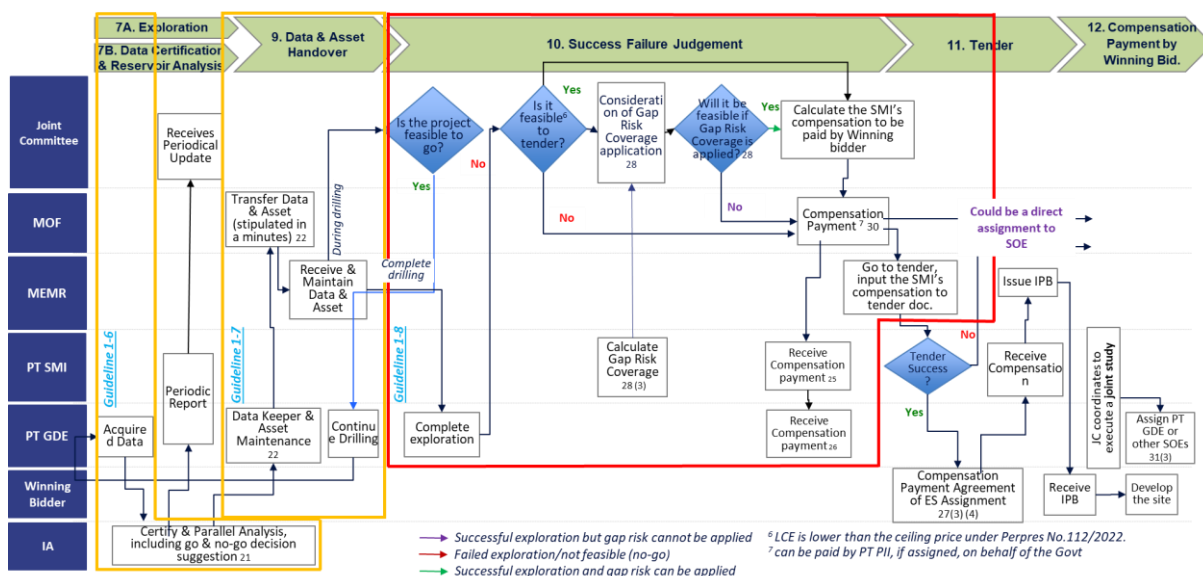
出典：JET

PMK 第 80/2022 号の詳細は 添付資料 1.1 を参照されたい。

同 PMK によると、MEMR にアサインされた政府試掘案件に対しギャップ・リスクの適用がフィージブルでない場合、SOE へのダイレクト・アサイメントに変換することが可能。試掘支援に対する PISP ファンド活用の詳細プロセスを下図の通り整理した。



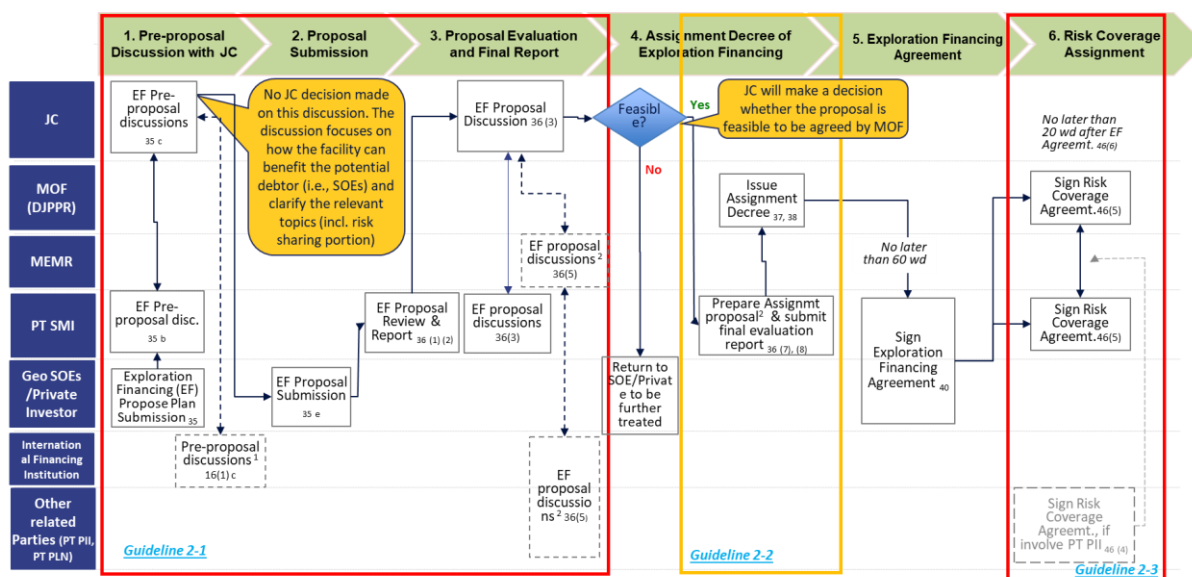
¹ JC may invite PT SMI, PT GDE, PT PII, PT PLN, International Financing Institution/Agencies, Other (16(1)(c)). Most of key issues are expected to be agreed altogether upfront.
² JC may invite MEMR, IIGF, PLN, International financing institutions/agencies, others (17(7)), (18(3)(c)).
³ DJPPR requires to conduct follow-up discussion within 14 WD after informing DJ EBTKE on the approval.
⁴ Agreement is signed by MOF, MEMR, BG, PT SMI, and PT GDE



出典：JET

図 3-1 試掘支援に対する PISP ファンド活用の詳細プロセス

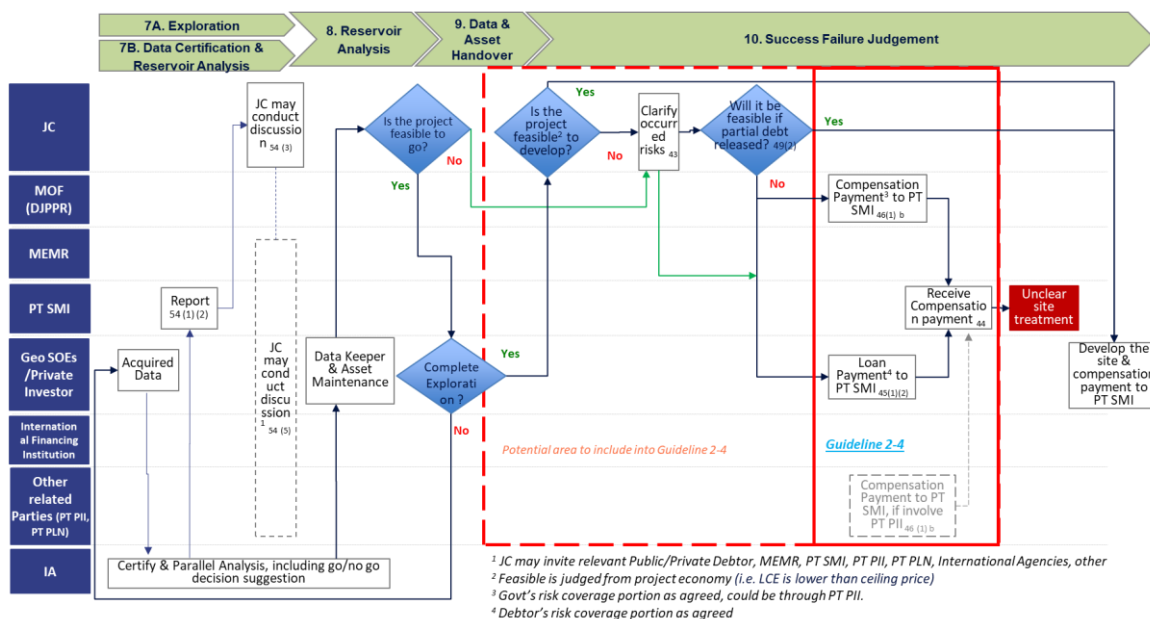
同様に、試掘ファイナンス（SOE 試掘）の実施に関するフロー及び実施ガイドラインの関係を下図に示す。



¹ PT SMI and/or JC may invite international financing institutions, other institutions. Most of key issues are expected to be agreed altogether upfront.

² JC may invite IIFG, MEMR, PT PLN, International financing institutions, and other.

² there is a nonbinding "Principle Approval", if the debtor still needs time to fulfill the requirements



¹ JC may invite relevant Public/Private Debtor, MEMR, PT SMI, PT PII, PT PLN, International Agencies, other

² Feasible is judged from project economy (i.e. LCE is lower than ceiling price)

³ Govt's risk coverage portion as agreed, could be through PT PII.

⁴ Debtor's risk coverage portion as agreed

出典：JET

図 3-2 試掘ファイナンス（SOE 試掘）に対する PISP ファンド活用の詳細プロセス

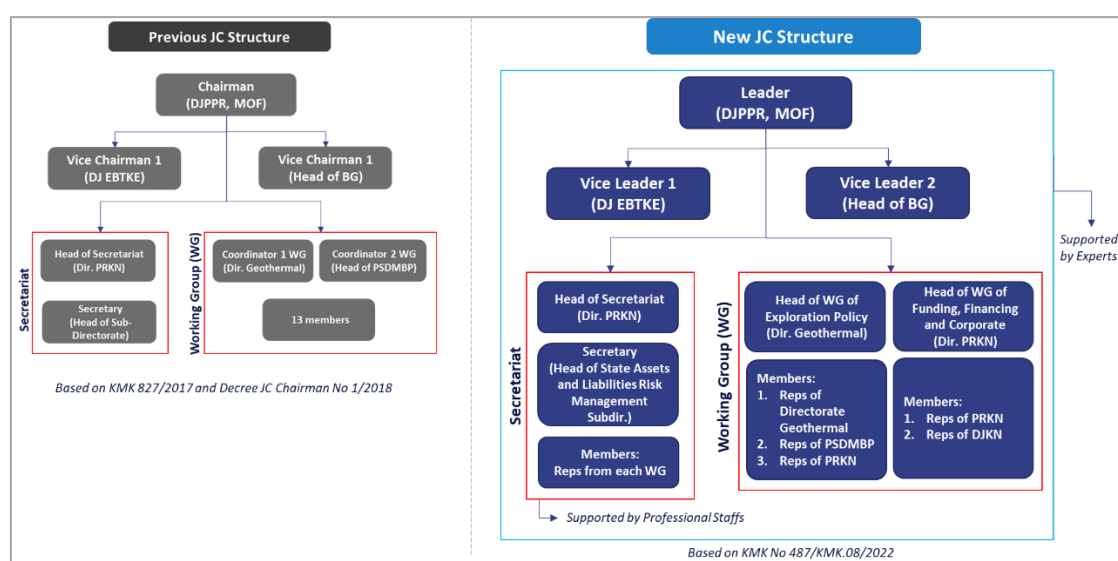
3.1.2. PMK 第 80/2022 号の派生法規にかかるレビューおよび分析

PMK 第 80/2022 号には、詳細な側面を提供するためのさらなる規則が必要であると説明されている。2022 年 8 月、MOF は JET に、財務大臣規則（KMK）の形式で準備中の 2 つの規則があるとの情報を共有した。具体的には、PISP ファンドの管理および合同委員会（JC）に関する規則である。その後 PISP ファンドの管理に関する KMK が 10 月に発行され、JC に関する KMK は 12 月に発行されている。

基本的に、PISP ファンドの管理に関する KMK は、資金源（国家予算またはその他資金

源）と、資金計画の作成、資金の利用、および資金の配置方法を規定している。世界銀行（以下、世銀）および JICA 含む他ドナーからの資金拠出がなされた際は、協力基金（Cooperation Fund）に位置付けられる。協力基金は、1)政府試掘および 2)SOE・民間試掘を含む地熱開発支援に使途可能であり、PT.SMI により計画・管理される。

JC にかかる KMK 第 487/2022 号は、レビューの結果、従前の KMK と比べ構造に大きな違いは無いが、ワーキンググループの呼称が Exploration WG（EWG）および Funding, Financing and Corporate WG（FFC WG）に変更されていることが分かった。。また、各ワーキンググループには財務省国家財政リスク管理局（PRKN）からの代表要員が含まれ、さらに事務局長にも PRKN の要員が配置される。JC の構成にかかる新旧比較を下図に整理する。



出典：KMK に基づき JET 作成

図 3-3 合同委員会（JC）の構成にかかる新旧比較

新 KMK には、JC のリーダーによって承認/決定される 4 つの項目がリストされており、それらは主に Exploration Support（政府試掘支援）に関連する。また、「その他必要と認められる事項の決定および/または承認」により、他の事項を決定するための柔軟性が維持されている。さらに、各 WG は各々の権限に関連する事項を決定/承認することができる。各 WG は、専門家を JC リーダーに推薦することができる。各 WG は、各々のスコープに関連するガイドラインを策定/評価する必要がある。JC 事務局に関しては、専門家とは別の事務局専門スタッフの支援を受けることが可能であると規定し、専門家と事務局専門スタッフにそれぞれ求められるバックグラウンドを示している。専門家と専門スタッフの予算は、APBN、PISP ファンド、またはその他資金源により賄われる。2 つの KMK にかかる詳細情報は、添付資料 1.2 を参照されたい。

過去に JET が提案した点の一つが、「事務局が各 WG を監督し、必要に応じて事務局

長に説明ができるよう、事務局メンバーを各 WG に配置すること」であったが、その点は JC にかかる KMK に反映されている。

MOF はワイサノおよびジャイロロ地熱サイトにかかる政府試掘アサイメントを財務実施機関である PT SMI に発行している。（ワイサノ鉱区のための DJPPR 局長令第 34/PR/2018 号およびジャイロロ鉱区のための DJPPR 局長令第 53/PR/2018 号）¹。しかし、ワイサノ案件は社会的な問題が解決せず打ち切りとなった。今後 MOF より、他サイトの試掘にかかるアサイメントを PT SMI および技術実施機関である PT GDE 対し発出することが予測される。

3.2. [活動 1.2] 事業性を確保するためのプロジェクト組成方法の検討を、再生可能エネルギーにかかる大統領令を反映しつつ支援する

3.2.1. 大統領令第 112/2022 号のレビューおよび関連法令への支援要請

再生可能エネルギー開発促進に関する大統領令第 112/2022 号は、2022 年 9 月 13 日に発行された。本大統領令は 7 つの主要な章にて構成され、再エネ投資の増加、エネルギーミックスにおける再エネ目標の達成、収支改善、温室効果ガス排出量の削減を目的とした法令である。また、本大統領令は、地熱セクターを含む再生可能エネルギーの調達、買取価格（8 つの RE）、電力購入契約（PPA）、および関連省庁からの政府支援について定めている。

本大統領令に規定される再エネ価格は毎年レビューされるため、政府による価格改定が毎年実施される可能性もある。地熱に関しては電力および蒸気の上限買取価格が下表の通り設定されている。

表 3-3 地熱における電力および蒸気買取料金

#	電力買取時の設備容量	上限価格 (USD cent/kWh)	
		1－10 年	11－30 年
1.	Up to 10MW	$(9.76 \times F)^*$	8.30
2.	>10MW -50MW	$(9.41 \times F)^*$	8.00
3.	>50MW - 100MW	$(8.64 \times F)^*$	7.35
4.	>100MW	$(7.65 \times F)^*$	6.50

#	蒸気買取時の設備容量	上限価格 (USD cent/kWh)	
		1－10 年	11－30 年)
1.	Up to 10MW	$(6.60 \times F)^*$	5.60
2.	>10MW -50MW	$(6.25 \times F)^*$	5.31

¹ 2022 年 12 月 23 日に行われた JC 会議議事録に基づく情報。本アサイメントは旧 PMK 62/2017 下で発行されたものだが改訂 PMK 80/2022 にも関連する。

3.	>50MW - 100MW	$(5.48 \times F)^*$	4.65
4.	>100MW	$(4.48 \times F)^*$	3.81

*Fはロケーション・ファクターであり、地域により異なる係数が設定されている。

出典：JET

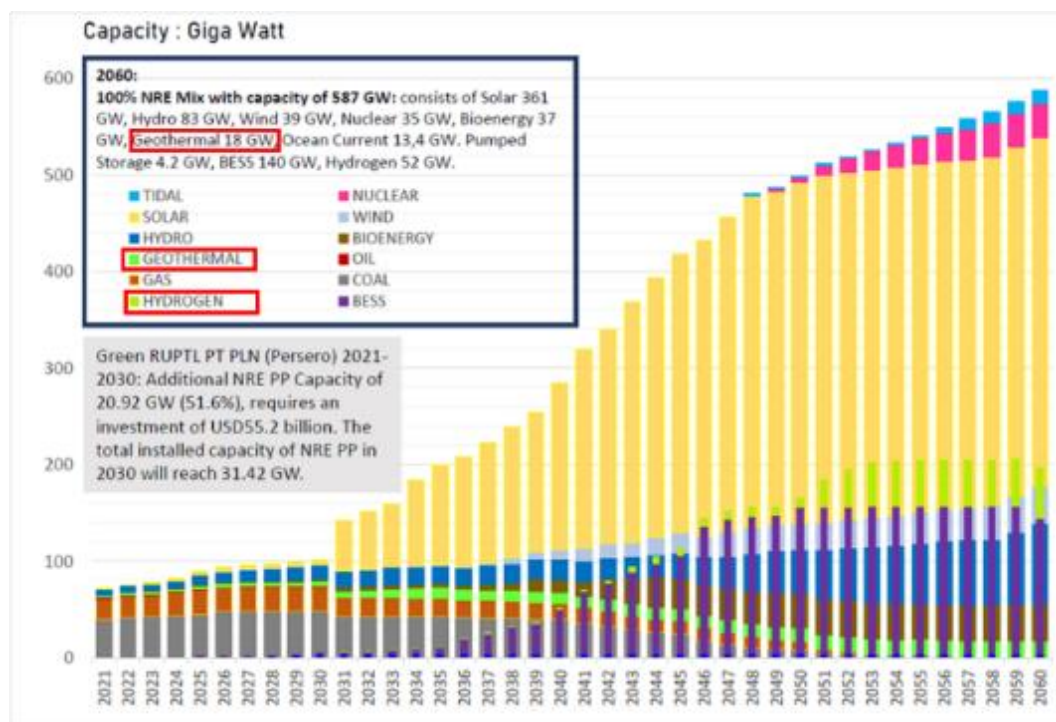
地熱セクターに関して、JETは本大統領令の発行により、以前の買取価格制度と比較して全体的にプロジェクトの実行可能性が向上し、地熱案件促進に資すると期待する。一方、大統領令を公平かつ効果的に実施するには下記項目にかかるさらなる検討が政府内にて実施されることが望ましい。

1. **拡張を含む地熱発電設備容量の決定に関する公正なルール**：開発事業者、PT PLN、または政府が適切な発電設備容量をどのように決定または承認できるかについて明確な規定がない。発電設備容量拡大につき、買取価格も含めてより明確にする必要がある。
2. **地熱発電に特化した PPA ガイドライン**：各再生可能エネルギーには独自の特性があるため、政府は地熱発電を含む各エネルギーに対して異なる PPA ガイドラインを提示することが望まれる。
3. **政府試掘、SOE 試掘、民間試掘、PSPE 試掘用にカスタマイズされたスタンダード PTA/HoA**：PTA は政府が入札する際の要件の 1 つであるが、地熱開発のパスウェイごとに適した PTA/HOA が必要である。
4. **エネルギー・トランジション・ロードマップにおける地熱の役割強化**：エネルギー・トランジションに向けた再生可能エネルギーの役割を今後さらに明確化・強化することが望まれる。中でも地熱は他の再エネと比較し、グリーン水素をより経済的に生産できる潜在性がある。

大統領令に係る詳細は添付資料 1.3 を参照されたい。

3.2.2. 地熱資源の最大活用のための水素製造検討

PLN による電力供給計画（RUPTL2021-2030）では、今後 2030 年までの地熱の追加発電設備容量を 3,355MW と計画している。また MEMR が発行したロードマップ（下図）では、地熱は 2060 年ネットゼロ・エミッション達成のため約 18GW の設備容量が期待されている。



出典：MEMR

図 3-4 MEMR による 2060 年までの新・再生可能エネルギーミックスのロードマップ

さらに、将来的には新しいエネルギーキャリアである水素（およびアンモニア）、特にグリーン水素が検討されている。現在、多くの再生可能エネルギー企業が、販売する電力とは別にグリーン水素の製造を検討している（多くが計画または研究段階にある）。グリーン水素またはアンモニアの役割については、2022 年の G20 イベントで議論された。これは、再生可能エネルギー開発事業者にとって、将来、事業範囲を拡大するための重要な機会になる可能性がある。第 2 期において、JET は、水素製造計画を理解するために、大手エネルギー企業の 1 つであるプルタミナ パワー インドネシア社（以下、PPI）と会議を行った。PPI によって進行中のブルーおよびグリーンの水素生成研究がいくつかある。

またイ国政府は、石炭火力発電所の廃止を通じ、温室効果ガス（GHG）の排出削減および再エネ案件の増加を計画している。MOF は、石炭火力発電所の廃炉（RE による代替）のコストと、石炭およびグリーン水素/アンモニアの混焼コストの比較を JET に依頼し、JET は予備的試算を実施した（3.2.3 章）。

3.2.3. 石炭火力発電所の廃炉および地熱グリーンアンモニアと石炭混焼のコスト比較

MOF からの要請を受け、JET は下記 2 ケースにおけるコスト比較を実施した。

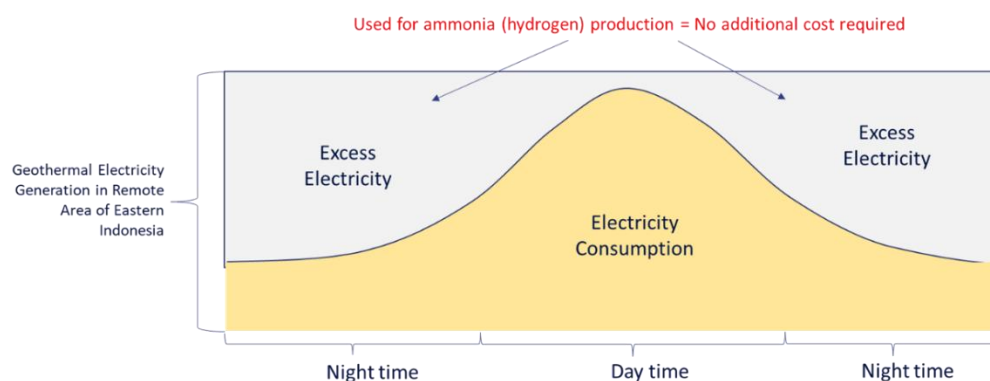
ケース 1：石炭火力発電所（CFPP）廃炉および RE による代替のコスト

ケース 2：地熱を活用したグリーンアンモニアと石炭の混焼コスト

CFPP は、10～20 年稼働している中程度の年数のものを仮定。また、両ケースにおいて、同じ CO₂ の削減量及び同じ発電能力（400MW）となることを想定。ケース 1 について、CFPP は 15 年稼働しており、残りの耐用年数が 25 年と仮定（CFPP の残存価値は DCF 法にて算定し、CAPEX は埋没費用とする）している。またコスト比較の期間は、15 年とした。

ケース 1 及び 2 に係る制度的な想定条件は下記の通り。

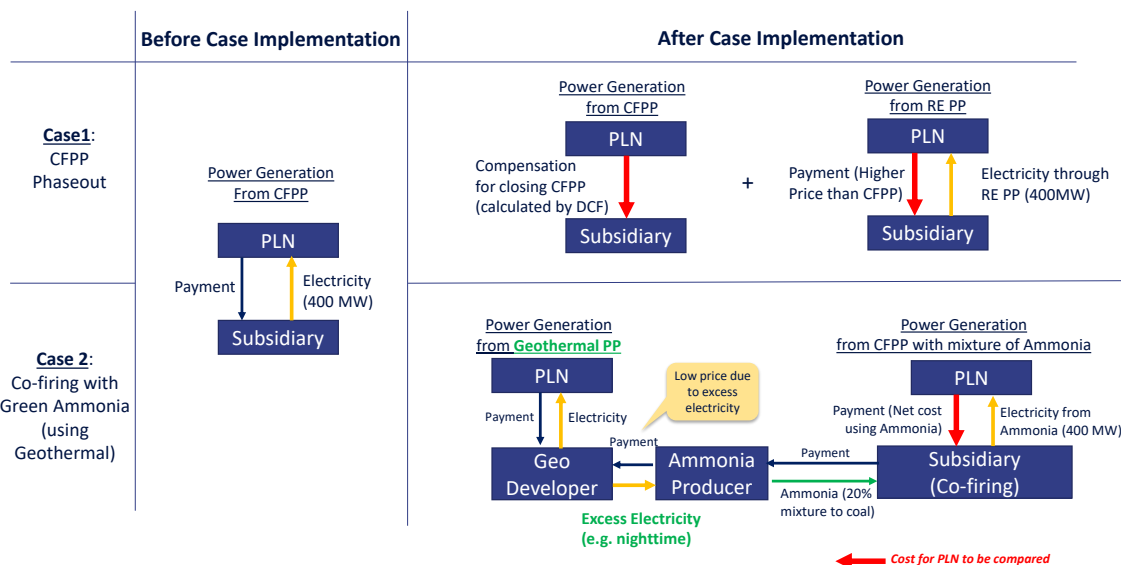
- ✓ 東部インドネシア遠隔地における地熱発電所の夜間余剰電力をアンモニア（または水素）生産に利用する（図 3-5）。
- ✓ 地熱発電所によって製造された電力は、同じ島内の港湾地域に建設されたアンモニア製造施設に送電。生成アンモニアを石炭との混焼用に販売。



出典：JET

図 3-5 東インドネシア遠隔地の地熱発電所における余剰電力活用イメージ

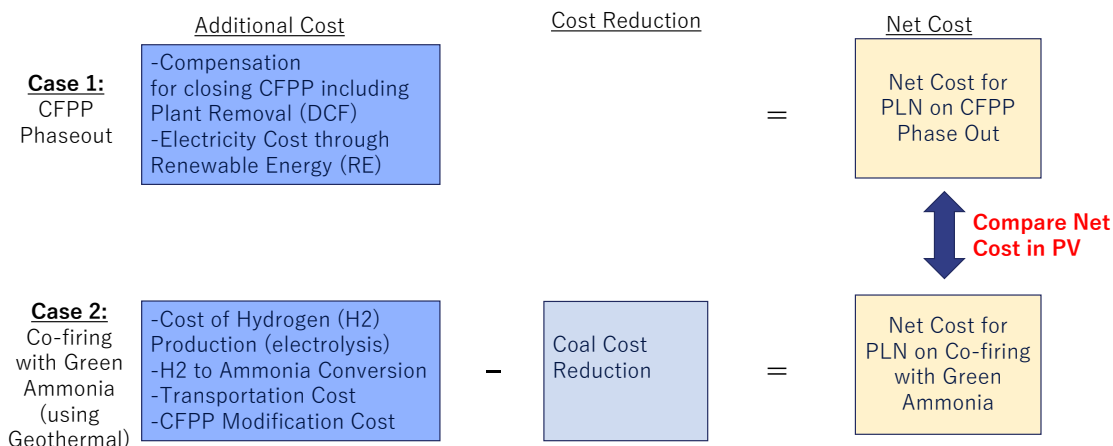
上記の制度的な想定条件をキャッシュフローモデルに反映するためさらに図示した。



出典：JET

図 3-6 ケース 1 および 2 のキャッシュフロー構成上の想定条件

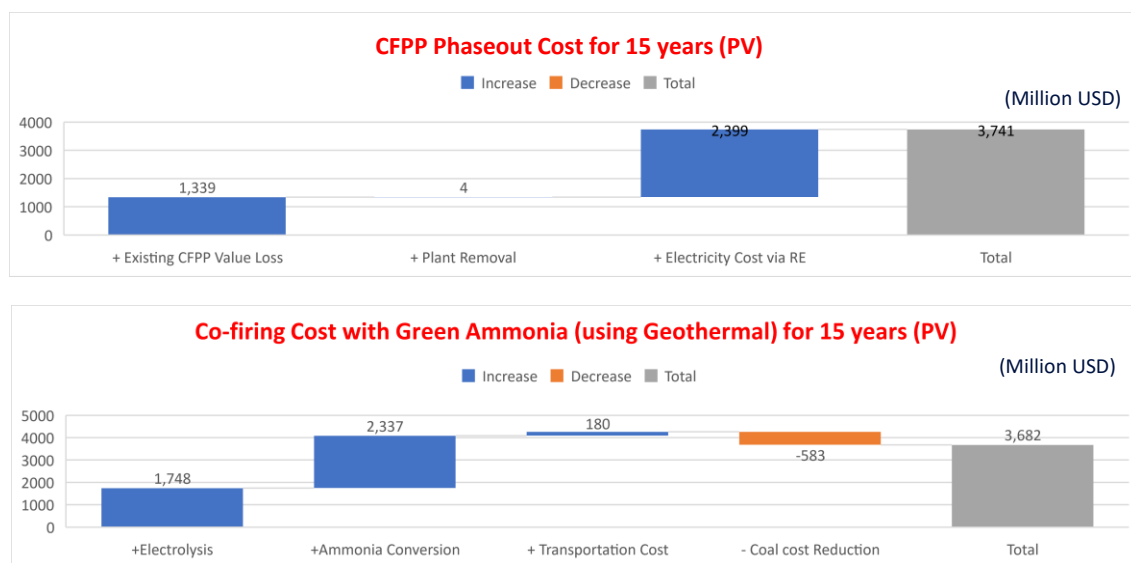
ケース 1、2 のコスト比較は下図の通り PLN の観点から行った。



出典：JET

図 3-7 PLN の観点からのキャッシュフロー比較

両ケースのコスト比較結果は下図の通り。遠隔地に所在する地熱発電所からの余剰電力のみが追加の電気コストを必要とせず（例：夜間）使用されると仮定すると、グリーンアンモニアと石炭の混焼コストが CFPP 廃炉および RE による代替のコストよりも低くなる可能性がある。



出典：JET

図 3-8 ケース 1 およびケース 2 のコスト比較結果

インドネシアにおけるネットゼロ・エミッションの目標の下では、グリーンアンモニア（または水素）への需要が高い。グリーンアンモニアの生産には、再生可能エネルギー（例：太陽、風、水力、地熱）から発電された大量の電気が必要であり、これは化石燃料から発電された電気と比較して高価である。

東インドネシアのリモート・エリアには多くの潜在的な地熱資源がある。しかし、主要な電力網に接続しない小さな需要のため、地熱資源からの発電容量は実際の地熱資源容量よりも低く設定しなければならない。また、地熱発電所は 24 時間同じ量の電気を発電し続けるため、夜間には一部の電気が利用されないことがある。

リモート・エリアに位置し、主要な電力網に接続されていない地熱発電所から発電される余剰電力を利用することで、低コストでグリーンアンモニア（または水素）を生産することができる。これはまた、東インドネシアのリモート・エリアでの電力需要と地熱資源容量の乖離を埋める可能性にもつながる。

地熱を利用した低コストのグリーンアンモニア生産の潜在力を考えると、現在の CFPP 段階的廃止のシナリオはさらに検討されるべきである。アンモニア混焼は、CFPP 段階的廃止のシナリオと比較して、CFPP のタイプによってはより経済的な解決策となる可能性がある。

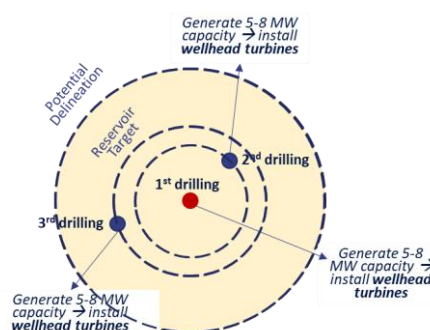
詳細な検討結果は添付資料 1.4 を参照されたい。

3.2.4. 地熱プロジェクトにおける他の潜在的な経済性強化手段

地熱開発者は、プロジェクトの経済性を向上させるための他の機会も模索している。エネルギー・トランジションを支援することに関連して、地熱流体にはバッテリー用の鉱物や金属、特にリチウムが含まれている。近年、多くのバッテリー製造業者がリチウム生産を増やすための源泉や方法を探求しており、地熱流体もその一つである。

インドネシアでは、地熱由来のリチウムへの注目が集まり、PT GDE は、その実現可能性を判断するために複数のパートナーと研究段階にある旨 JET に情報共有している。

また地熱発電所開発に関して、INPEX、Turboden などのプレイヤーが、掘削が済んだ井戸から順次坑口発電を行い、早い段階から売電収入を得る「多段階開発」を検討している。



出典：JET

図 3-9 多段階開発イメージ

またカーボンクレジットの適用も収益向上のため検討されている。近年、インドネシア

は炭素税とカーボンクレジットの適用を含む複数の規制を用いて、温暖化ガス排出量の削減に真摯に取り組んでいる。JET の調査によると、地熱開発者（PT GDE、PT PGE、PT PLN、Star Energy、Supreme Energy）は、各々の地熱案件にかかるカーボンクレジット（クリーン開発メカニズム制度）の取得に向け一部は手続き中、他の一部は既にクレジットを取得している。カーボンクレジットの申請プロセスを進めている地熱案件を下表に示す。

表 3-4 地熱案件およびカーボンクレジット申請状況

地熱発電所	ディベロッパー	潜在的排出削減量 (トン CO2e/年)	メカニズム	状況
Wayang Windu	Star Energy	743,000	クリーン開発メカニズム (CDM)	クレジット(Certified Emission Reduction: CER) 発行予定
Rantau Dedap	Supreme Energy	1,099,745	CDM	登録済
Rajabasa	Supreme Energy	1,105,668	CDM	登録済
Patuha	GDE	263,000	CDM	登録済
Darajat	Star Energy	705,000	CDM	プロジェクト設計書 (Project Design Document :PDD)完了
Lahendong Unit 2	PLN	66,000	CDM	クレジット(CER)発行予定
Liki Pinangawan	Supreme Energy	382,000	CDM	クレジット(CER)発行予定
Kamojang Unit 4	PGE	400,000	CDM	クレジット(CER)発行予定
Ulubelu Unit 3&4		581,000	CDM-ゴールドスタンダード (CDM-GS)	
Karaha Unit 1		156,000	CDM-GS	
Kamojang Unit 5		156,000	CDM-GS	プロジェクト設計書(PDD) 承認済
Lumut Balai Unit 1&2		581,000	CDM-GS	プロジェクト設計書(PDD) 承認済
Lumut Balai Unit 3&4		581,000	CDM-GS	プロジェクト設計書(PDD) 承認済
Lahendong Unit 5&6		180,000	Verified Carbon Standard (VCS)	審査中

出典：JET

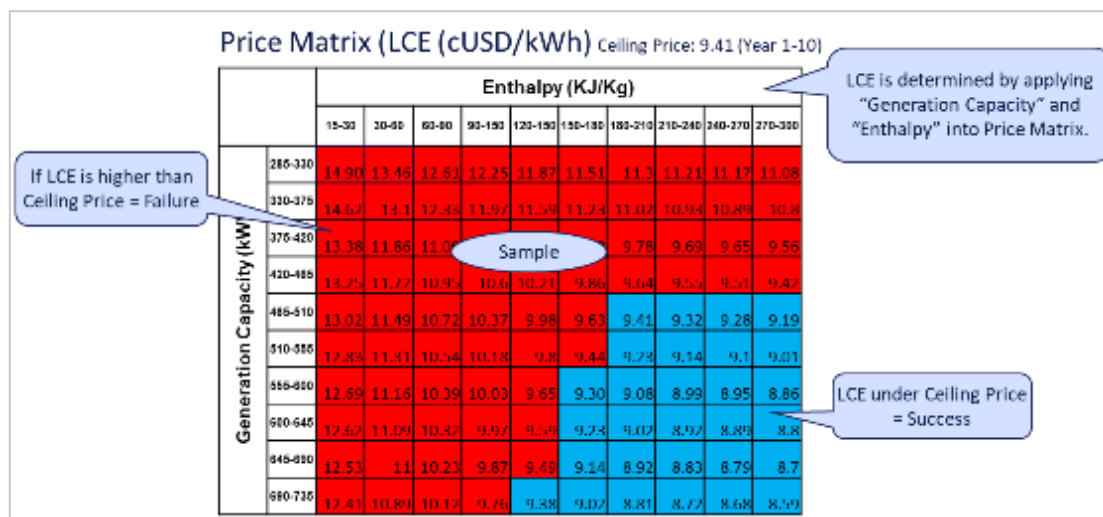
新・再生可能エネルギー発電所からの買電に関する PLN ディレクター規則第 6/2020 号

に基づくと、カーボンクレジットは少なくとも電力購入契約（PPA）に含まれる側面の1つであるが、それ以上の規定はない（例えば、PLN と開発者の間の収益共有メカニズムや請求クレジットの比率など）。したがって、電力オフテイカーとしての PLN による単独の請求や、PLN と開発者の両方による二重の請求が将来起こる可能性がある。

3.3. [活動 1.3] PTA/HOA の雛形の整備を支援する

3.3.1. 政府試掘サイトの入札における Pre-Transaction Agreement の実行

JET は PTA に含めるべき内容に関する意見を EBTKE に提出した。フェーズ1からの一連の議論に基づき、JET は PTA における価格決定メカニズム（PDM）として価格マトリックスの使用を提案した。均等化発電原価（LCE）を示す価格マトリックスの目的は、PT PLN との PPA 交渉中に使用される PDM を明示することにより入札の魅力を高めることである。価格マトリックスは、下図の通り、発電容量と、試掘結果に基づく地熱資源のエンタルピーの二つの軸で構成されている。



出典：JET

図 3-10 価格マトリックスの例示

EBTKE は協議を通じ、価格マトリックスの概念に同意を示している。また JET は、異なる地熱開発パスイベにおいて PTA を用いるタイミングにつき EBTKE と議論した。価格マトリックスを用いるタイミングは、下記3つのオプションが考えられる。

- 1) 試掘前（試掘後入札前に再調整）
- 2) 試掘後入札前
- 3) 入札後

オプション1) について、EBTKE は政府試掘における早期段階（特に試掘前）では PT PLN は関与しておらず、PTA などの合意は困難である旨コメントした。同時に EBTKE

は、入札前に同地熱鉱区特定の価格マトリックスを含む PTA に合意しておくことは、入札参加者からの信頼と関心を高めることが可能であるとの考えには同意した。オプション 2)について、現在の入札や PSPE 入札においても妥当との考えを示し、オプション 3)は現行の法令下では許されていないが、大臣が PTA 無しでの入札を許可した場合はそれが政策として認められる、との考えを示した。

3.4. [活動 1.4] 地熱開発における官民連携スキームの可能性を検討する

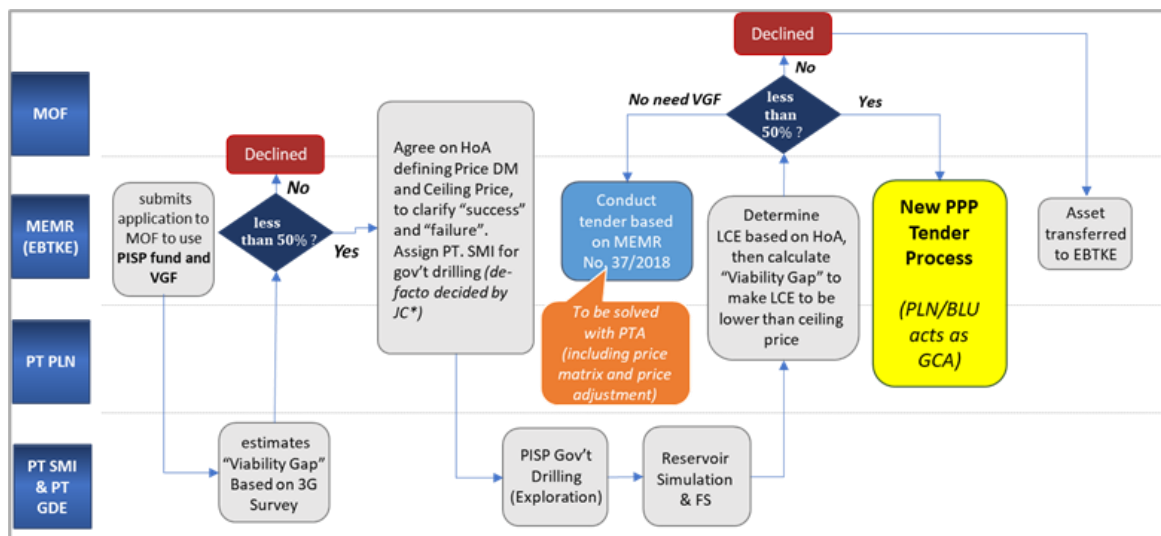
3.4.1. PPP 法枠組みにかかるレビュー

JET は第 1 期において、地熱プロジェクトの採算性向上のため 1) 初期投資に対する補助金をディベロッパーに付与、若しくは低利の融資の提供、2) PPP に係る準備及び調査補助、3) 価格政策の変更の 3 つのアプローチを検討した。既存のインドネシアにおける PPP 法令の下、プロジェクトの採算性向上のための手法として、プロジェクト・ディベロップメント・ファシリティ (PDF) 及び Viability Gap Funding (VGF) の制度が導入されている。これらは上水や廃棄物発電といった複数のインフラ・プロジェクトに適用されており。これらの手段は、地熱案件にも効果的に適用可能と考える。

PDF を用いた場合、特に政府試掘の場合においては、適切な政府契約機関 (GCA) を特定することが重要である。GCA となる可能性のある機関としては、PT.PLN や公共サービス機関 (Badan Layanan Umum :BLU) が考えられる。BLU には再生可能エネルギー研究開発センター (P3TEK KEBTKE)、新・再生可能エネルギー・エネルギー保存のための人材開発センター (PPSDM KEBTKE) が挙げられる。GCA の確定後、GCA から MOF に対し PDF の申請を行うことが出来る。

また VGF を活用する場合は、発電所の建設費のみならず、生産井の掘削費にも充当が可能とあると考えられる。下図は、VGF を活用し政府試掘・入札を実施する場合に想定されるプロセスを示したものである。ここでは、BPP が低く採算性の厳しい²サイトにおいて、試掘時に PISP ファンドを利用した後、VGF を利用する場合を想定している。

² 本分析は RE にかかる大統領令第 112/2022 号の発出前に実施したもので、当時は BPP が電力買取価格のベースラインであった。



出典：JET

図 3-11 VGF を活用し政府試掘・入札を実施する場合に想定されるプロセス

4. 成果 2 に係る活動

4.1. [活動 2.1] PISP ファンドを含むリスク低減スキームを監督するために JC が従うべき手順整備を支援する

4.1.1. ジョイント・コミッティー（JC）ガイドライン作成支援

(1) ガイドラインの概要

JET は、MOF からの要請に基づき、PMK 第 80/2022 号に基づく PISP ファンドの実施のためのジョイント・コミッティー（JC）ガイドライン案（以下、JC ガイドライン）の作成を支援した。下表は PISP ファンドに係る同 PMK の草案に記載されたガイドラインの一覧である。その後交付された同 PMK では作成が必要なガイドラインの題目が明記されていなかったが、JET は草案に記載のガイドライン題目を基礎として JC ガイドラインを作成する点につき、MOF の確認を得た。下表に記載の JC ガイドライン題目の内、色付けされている部分は JET が優先的に支援するものとして MOF および JICA との間で合意した。

表 4-1 PMK 第 80/2022 号に基づく JC ガイドラインリスト

Items	Guideline Sections
1. Guidelines for the Implementation of Exploration Support Facilities (Government Drilling)	1-1 Guidelines on Exploration Support Proposals
	1-2 Guidelines on the Review of Exploration Support Proposals and Report on the study of project proposed
	1-3 Guidelines on Budgets and Cost Plan for the implementation of Exploration Support and Exploration Support Assignment Margins
	1-4 Guidelines on Exploration Support Assignment Decisions (Decree)
	1-5 Guidelines on Exploration Support Assignment Agreements
	1-6 Guidelines on The Submission and Confidentiality of Geothermal Data and Information
	1-7 Guidelines on The Maintenance of Geothermal Data and Information as well as Assets resulting from the implementation of Budgets and Cost Plan for Exploration Support and their Submission to entitled parties
	1-8 Guidelines on The Stipulation of Exploration Support Cost
2. Guidelines for the Implementation of Exploration	2-1 Guidelines on Exploration Financing Proposals
	2-2 Guidelines on Applications for Assignment of Exploration Financing and Decisions on Exploration Financing
	2-3 Guidelines on De-risking Agreement
	2-4 Guidelines on Compensation for Exploration Financing Assignments
3. Guidelines for the Implementation of PISP Fund Management	3-1 Guidelines on PISP Fund Recording

出典：MOF 提供資料に基づき JET 作成

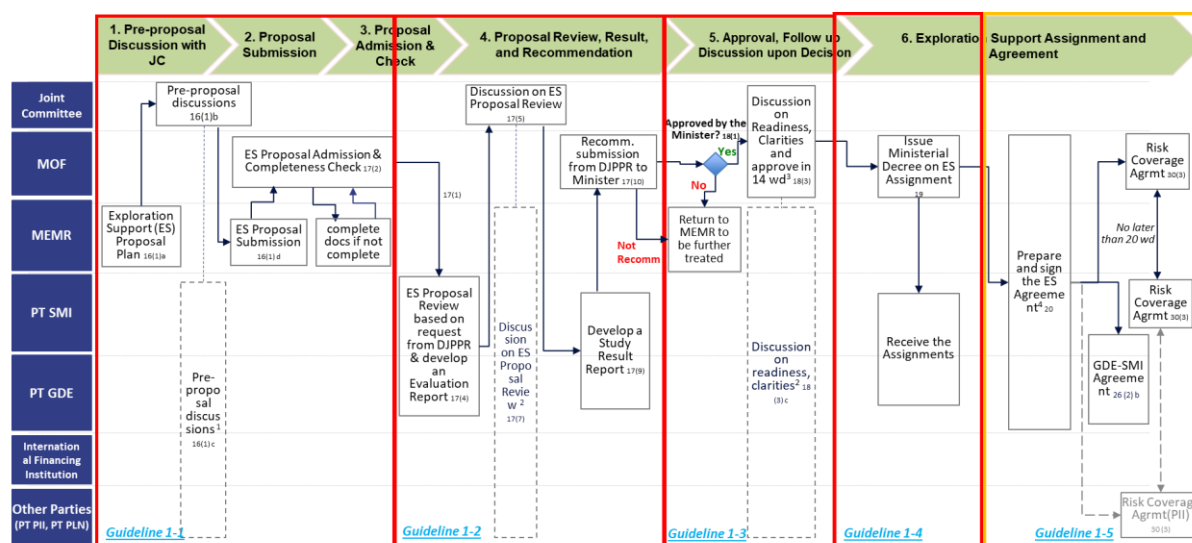
JET は、2023 年 3 月から 4 月にかけて、ガイドライン 1-1、1-2、1-8（バッチ 1）につき MOF、PSDMBP、PT GDE、PT SMI を含むステークホルダーに対し草案の説明を行った。また、同年 8 月にはガイドライン 1-3、1-4、2-1、2-4（バッチ 2）について MOF、EBTKE、PSDMBP、PT GDE、PT SMI に対し草案の説明を行った。C/P から受領したコメントや提言を反映した上で、2023 年 9 月に実施したラップアップ・セッションにて最終草案

を C/P に共有した。

JC ガイドラインは、以下から構成される。

1. 試掘支援実施ガイドライン(政府試掘)
2. 試掘ファイナンス実施ガイドライン(SOE 試掘、民間試掘)
3. PISP ファンドマネジメント実施ガイドライン

1. 試掘支援実施ガイドライン(政府試掘)にかかる全体のプロセス・フローおよび各ガイドライン番号との関係を下図に示す。

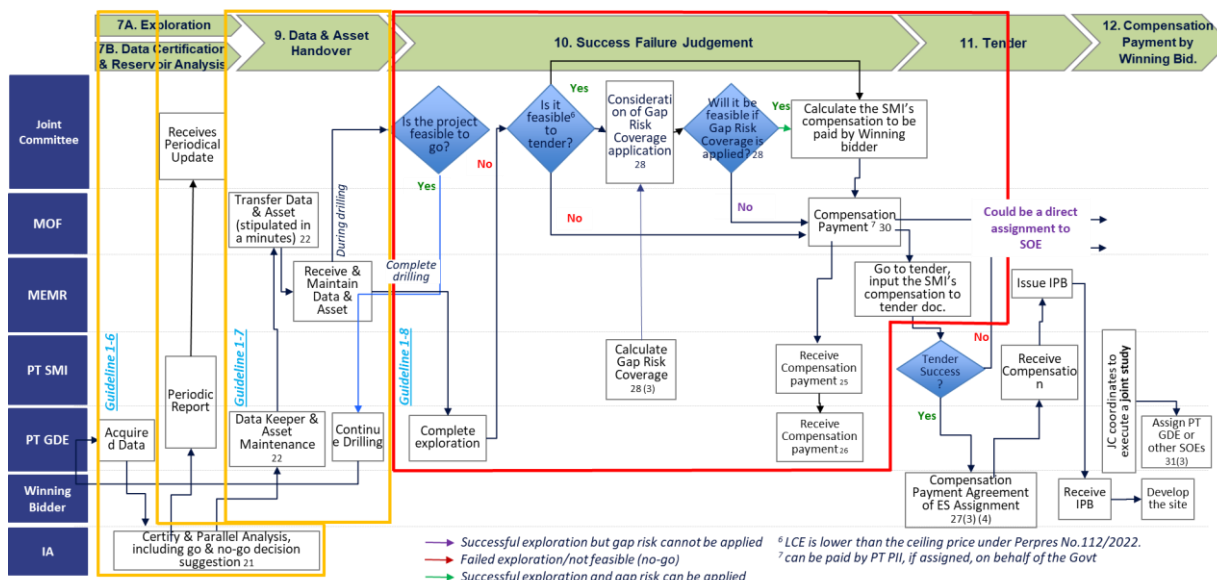


¹ JC may invite PT SMI, PT GDE, PT PII, PT PLN, International Financing Institution/Agencies, Other 16(1)c. Most of key issues are expected to be agreed altogether upfront.

² JC may invite MEMR, IIGF, PLN, International financing institutions/agencies, others 17(7), 18(3)c

³ DJPPR requires to conduct follow-up discussion within 14 WD after informing DJ EBTKE on the approval

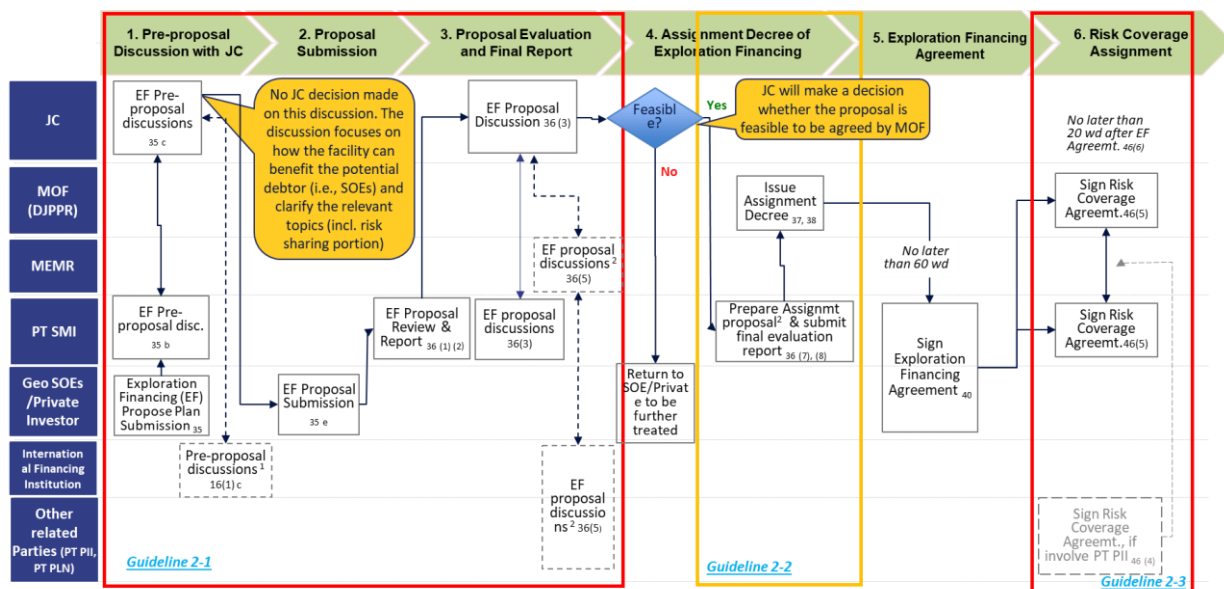
⁴ Agreement is signed by MOF, MEMR, BG, PT SMI, and PT GDE



出典：JET

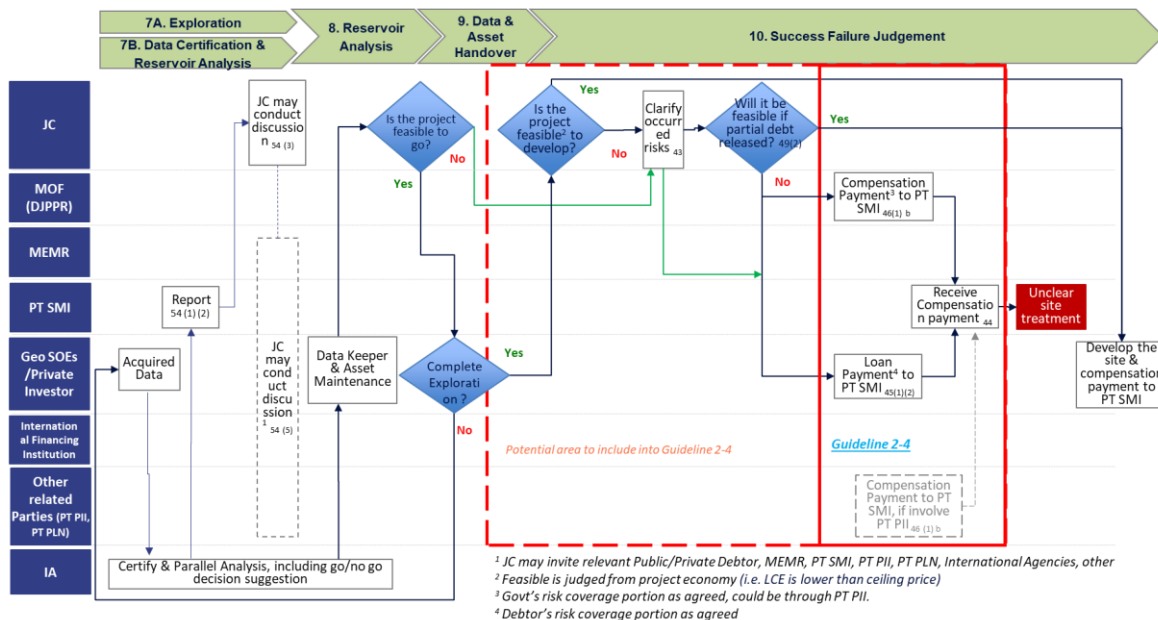
図 4-1 各ガイドラインに基づく試掘支援（政府試掘）の実施フロー

2. 試掘ファイナンス実施ガイドライン（SOE 試掘）にかかる全体のプロセス・フローを下図に示す。試掘ファイナンス（民間試掘）は、純粋な PISP ファンドでの実施は想定されておらず、世銀が支援する GREM ファシリティを活用することが予定されている。詳細プロセスは MOF と世銀との協力合意書において定められるため、本 JC ガイドラインでは詳述しない。



¹ PT SMI and/or JC may invite international financing institutions, other institutions. Most of key issues are expected to be agreed altogether upfront.
² JC may invite IIFG, MEMR, PT PLN, International financing institutions, and other.

² there is a nonbinding "Principle Approval", if the debtor still needs time to fulfill the requirements



¹ JC may invite relevant Public/Private Debtor, MEMR, PT SMI, PT PII, PT PLN, International Agencies, other
² Feasible is judged from project economy (i.e. LCE is lower than ceiling price)
³ Govt's risk coverage portion as agreed, could be through PT PII.
⁴ Debtor's risk coverage portion as agreed

出典：JET

図 4-2 各ガイドラインに基づく試掘ファイナンス（SOE 試掘）の実施フロー

4.2. [活動 2.2] JC から割り当てられた各国有企業（PT SMI、PT GDE、PT PII）の役割について、各国有企業の実施能力を強化する

4.2.1. 財務モデルの修正と PLN 及び GDE に対する説明会実施

JET は、パイロット事業であるチャンドラディムカの支援に関連し、GDE および PLN に対し、試掘ファンドを活用した試掘の成功・失敗の判断、売買電価格の算定に使用する財務モデルを作成してきた。本技プロにおいても、GDE および PLN の実務担当者との議論を踏まえ、最新の再エネ買取上限価格政策（大統領令第 112/2022 号）で導入された二段階価格への対応、税目の細分化と税金還付への対応、PISP の返済方法の変更、試掘・掘削時の金利の元本化、失敗した生産井を還元井に転用メカニズム導入、その他各種前提条件の見直しに対応するよう財務モデルを修正した。

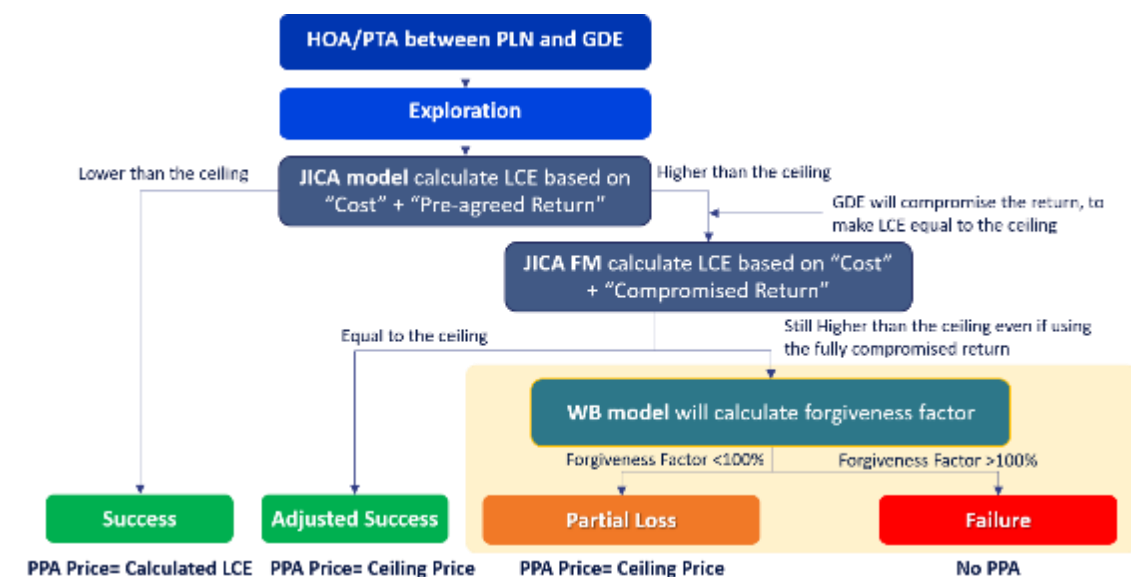
4.2.2. JICA および世銀が作成した地熱向け財務モデルの活用・併用方法

PLN と GDE は、チャンドラディムカの試掘の成功失敗の判断、PPA 価格決定のために JICA モデルを活用することで合意している。

一方、SMI は試掘ファンドを活用して試掘した後、試掘の結果に応じて返済額を算定するために世銀の財務モデルを活用したい意向を持っている。当初、世銀モデルは、試掘に世銀の資金が入っている案件のみで活用されることが想定されていたが、SMI は 100% PISP Fund のみで試掘するチャンドラディムカにおいても同モデルの適用を想定するに至った。

こうした背景のもと、JET、SMI チーム、世銀チームで財務モデルの活用に係る調整会議が複数回実施された。これらの調整会議では、i) JICA モデル、世銀モデルの双方の使用目的、技術的特徴についての説明、ii) 双方のモデルを使用した場合に、試掘成功・失敗をどのように判断するか、iii) 双方のモデルを併用した場合に起こりうる問題点、iv) 双方のモデルの整合性確保とシナジーについて意見交換を行った。

これらの調整会議の過程で、JET は双方のモデルを併用する場合に想定されるフローについて以下の通り整理・提言を行った。



出典：JET

図 4-3 両財務モデル併用の場合に想定されるフロー

しかしながら、上記のように二つの財務モデルを併用して、試掘の成功失敗の判断、返済免除額および PPA 価格の算定を行う場合、双方のモデルの整合性を確保しておくことが必要不可欠となる。それができなかった場合、売電主体である GDE、買電主体の PLN、PISP Fund を管理する SMI の間で、試掘の結果の判断と返済額および PPA 価格決定の際に大きな問題が生じることを指摘した。

チャンドラディムカに使用する JICA モデルについては、PLN および GDE との長期間の議論を踏まえて、実際のお金の流れをシミュレーションできるよう複雑且つ精緻なモデルとして最終化されているため、モデルの構造を変更することは困難である。

そのため、整合性を確保するためには、構造が非常に簡素な世銀モデルを精緻化することを提言した。ただし、世銀モデルを変更し JICA モデルと整合性が取れるようにするためには、世銀・SMI 側に大きな負担がかかることが懸念された。そこで、JICA 専門家チームは、現実的なアクションとして、以下の 3 つのステップで両モデルの整合性がどの程度確保できているかを確認することを提案し、SMI も同意した。

JET は、2023 年 1 月にステップ 1 で規定された平均売電単価の算定結果及び使用した前提条件およびキャッシュフローを SMI/世銀チームに共有した。同データを踏まえて、下記ステップ 2 を SMI 実施、その結果を踏まえて、同年 2 月 6 日、4 月 11 日に再度調整会議を開催した。SMI 側は同時点で大きな乖離があるものの、世銀モデルを修正して JICA モデルと整合するように作業したいとの意向が示された。



出典：JET

図 4-4 財務モデル間の整合性チェックに係る3つのステップ

SMI 側の作業の結果、世銀モデルが JICA モデルと整合性が確保できていないことが明確になった場合、JICA 専門家チームは、少なくともチャンドラディムカについては、JICA モデルを使用するよう財務省、PT. SMI に対して提言している。

4.2.3. PT GDE 事業計画支援

JET は、より広範なエネルギー・トランジションにおける事業展開の意向につき GDE ヘヒアリングを2回実施した。

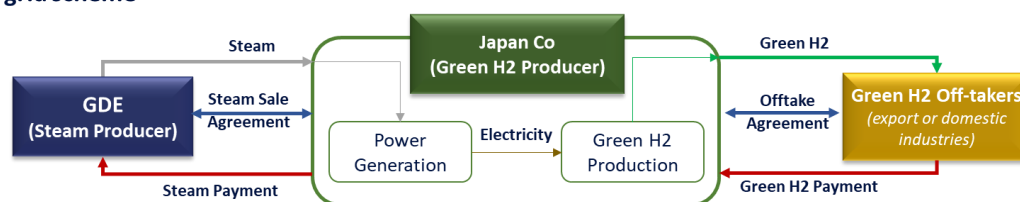
2023年3月の対 GDE 協議において下記2分野の事業計画への意欲および支援への期待を示した。

- a. 短期的な事業支援：発電所の拡張などを通じた既存資産の最大活用化
- b. 長期的な事業支援：地熱資源からのグリーン水素生産および鉱物資源抽出を含む、新たなビジネスモデルや機会の模索

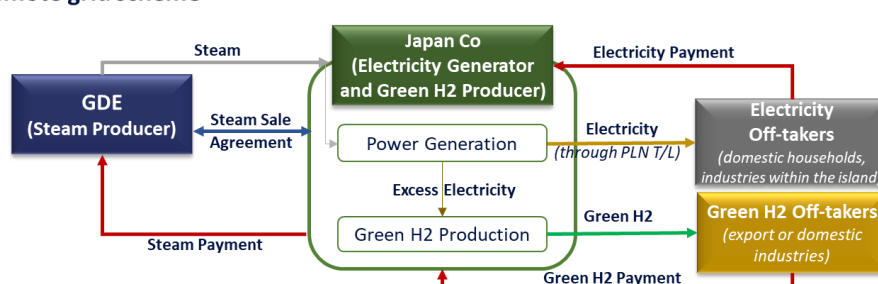
GDE は特に、大規模水素生産にかかる日尼協力の可能性の有無につき協議したいとの意向を示した。GDE は、ディエンの資源を用いて追加発電が可能であると見ている。また全ての発電電力を PLN に販売する義務は無いことから、余剰発電分をオフグリッドにてグリーン水素の生産に活用が可能であり、引いては 2060 年までのネットゼロ・エミッションというイ国政府の目標に貢献できる、との考えを示した。また、オフグリッド・スキームの場合は現在 100MW に制限されている既存の送電線の増強が不要であることも、グリーン水素生産への活用が適しているとコメントした。

PT GDE が地熱エネルギーを用いて水素生産を行う計画に関連して、JET は下図に示す2つの潜在的な事業スキームおよびサプライチェーン・コンセプトを提案した。

① Off-grid scheme



② Remote grid scheme



Source: JET

図 4-5 地熱エネルギーを利用した水素事業スキームおよびサプライチェーン・コンセプト

提案した両スキームにおいて、GDE は蒸気のプロデューサーとして機能することが想定される。1つ目のスキームであるオフグリッド・スキームにおいては、GDE がグリーン水素生産者に蒸気を販売する。水素生産者は、まず蒸気から発電し、同電力を用いて水素を生産・販売する。本スキームにおいてはグリーン水素が唯一のプロダクトである。2つ目のスキームであるリモートグリッド・スキームにおいては、GDE が蒸気のある事業体に供給し、事業体は蒸気からまず発電を行い、電力の一部は PLN の送電線を通じて販売する。電力需要の低い時間帯に生じた余剰電力は、グリーン水素の生産に用いる。この場合、電力とグリーン水素がプロダクトとなる。

2023 年 3 月に実施した協議において、GDE の観点からは、オフグリッド・スキーム（スキーム 1）が好ましいことが判明した。これは、オフグリッド・スキームでは既存の送電線を増強する必要性やそれにかかる課題が生じないため、オペレーション上より好ましい選択肢であることに起因する。

4.3. [活動 2.3] JC の事務局としての役割を強化するための支援を行う

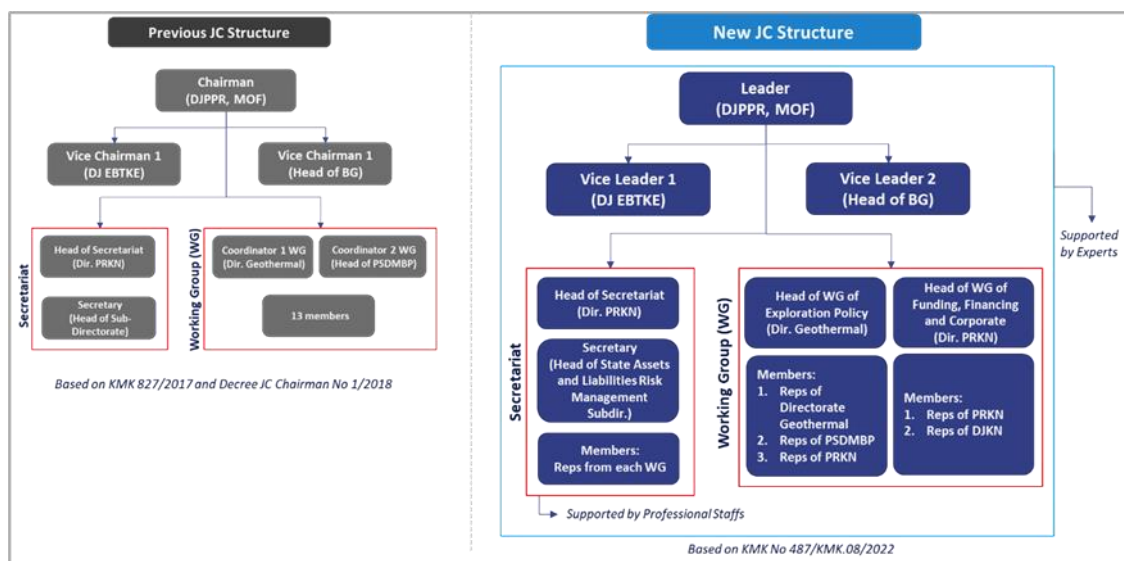
4.3.1. JC 事務局の枠組みおよび機能

第 1 期において PMK 第 80/2022 号発出前に、JET は JC 事務局のあるべき役割・機能につき分析を試みた。JC 事務局の位置づけや役割は、緑の気候基金（GCF: Green Climate Fund）の各国の事務局である国家指定期間（NDA: National Designated Authority）に関連づけることができる。イ国における GCF の NDA は財政政策庁（BKF）下の“Center for Climate Finance and Multilateral Policy（PKPPIM）”であり、GCF 事務局にとってのフォ

ーカル・ポイントとして下記に示すような重要な役割を果たしている。

- ・ イ国における GCF の活動に幅広く戦略的見解を述べる。
- ・ 関連する官民および市民に対し、GCF のファンディング対象となる潜在案件の特定を奨励する。
- ・ 同意プロセス (No-objection process) に基づき申請を希望する案件の内容が受益国の気候変動対策計画等に沿っていることを確認する。
- ・ 申請を希望する案件に対する異議がない旨の同意書 (No-objection letter) を作成する。
- ・ イ国におけるレディネス準備支援プログラムの資金支援にかかる指示を出す。

第2期に入り、2022年4月にPMK第80/2022号が発出された。また同年12月に派生法規として財務大臣規則 (KMK) 第487/2022号が発出された。これらの法令により、JC事務局の構成および役割がより明確となった。JC事務局は下図に示される通り、事務局長 (国家財政リスク管理局の人員)、事務局員 (国家資産・債務リスク管理副局長)、各WGグループの代表メンバーから構成される。また事務局は、必要に応じ (JCを支援する外部専門家とは別に) 専門スタッフを雇用することも可能である。



出典：KMKに基づきJET作成

図 4-6 JC 事務局構成にかかる新旧比較

またJETはJC事務局の機能につき、従前のPMK第62/2017号下のJC議長規則第1/2018号の規定とKMK第487/2022号の規定を下表の通り比較した。

表 4-2 JC 事務局の機能にかかる規則の新旧比較

JC 議長規則第 1/2018 号	財務大臣規則第 487/2022 号
1. ワークプラン作成および JC による承認取得。 2. JC によって採択されるべき戦略的決定のための会議を実施する。これは会議への当事者招待、議題及び資料用意、議事録作成、決定事項管理を含む。 3. 地熱データ・情報提供活動の実施におけるインプット取得のための、関連機関との調整実施。 4. 地熱データ・情報提供活動に関連する省庁、その他政府機関などとのソーシャリゼーション。 5. 地熱データ・情報提供活動実施に必要な能力強化の実施。 6. ワーキンググループ実施に係る調整。 7. JC より課された業務の遂行。	1. JC リーダーによる責務・権限実行のための調整、管理監督に対する支援。 2. JC 会議の実施における調整（招集レター、議事録、決定内容の作成、回付、管理を含む）。 3. JC の内部および外部（ステークホルダー）とのあらゆる活動にかかるファシリテーション。 4. JC リーダー、WG リーダーへ提出されるべき地熱開発支援にかかるプロポーザルの受付処理。 5. PT SMI、PT GDE、IIGF および JC の責務実行に関連するステークホルダーとの調整。 6. 地熱開発支援にかかるステークホルダーとのソーシャリゼーション実施。 7. 議論、策定、署名されたすべての決定事項、規定・合意事項、議事録などの適切な管理。 事務局自身の会議にかかる規定 1. 事務局の会議の実施は、各会計年度において事務局長が決定する。 2. その他、必要に応じて開催が可能。

出典：JET

4.3.2. JC 会議のフォロー実施

JET は第 2 期の期間に実施された JC 会議の状況をフォローした。2022 年から 2023 年 7 月までの間に全 9 回の JC 会議が実施され、うち 8 回は技術的な内容であり、各 WG メンバーおよび PT SMI、PT GDE が参加している。

議題は多岐にわたるが、全 9 回のうち 6 回においてワイサノ鉦区の進捗が議題に含まれる。その他、汚職撲滅委員会からの政府試掘にかかる汚職脆弱性調査依頼への対応、ナゲ鉦区の政府試掘状況（現地視察含む）、JC 年間計画および予算、改訂 PMK に基づく SOE（PT SMI および PT GDE）へのアサイメントなどが議論された。

また 2023 年 9 月末には、JET の呼びかけを通じた JC 会議が開かれ、JET は PISP ファ

インドにかかる JC ガイドライン策定支援成果の総まとめを発表した。ガイドライン策定支援活動の詳細は 4.1.1 章に記載している。

4.4. [活動 2.4] 実際の地熱開発事業において PTA/HOA を活用した事前合意メカニズムが適用されるように JC・開発事業者・国営電力会社（PLN）等のステークホルダー間の協議を促進する

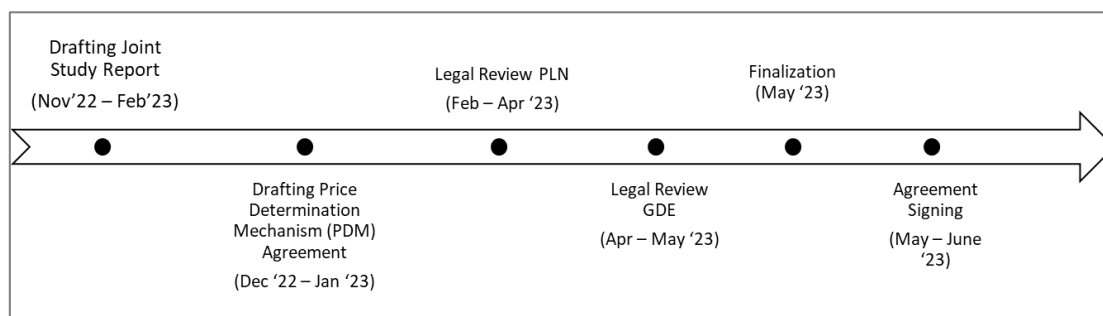
4.4.1. チャンドラディムカ HoA への提言

HOA の締結は 2021 年 12 月 27 日に GDE および PLN 間でなされた。合意された HOA は一般的な条項に留まり、チャンドラディムカの価格決定メカニズム（PDM：Price Determination Mechanism）は 2 者間の共同研究によって HOA とは別に策定されることが合意された。

4.4.2. チャンドラディムカ HOA のフォローアップとしての価格決定メカニズムにかかる協議

署名された HOA に基づき、PDM 策定に向けた共同研究が実施される過程で、JET は要請を受けフォーカス・グループ・ディスカッション（FGD）へ参加した。2022 年 2 月の第 1 回 FGD（PDM ステップ）、3 月の第 2 回 FGD（チャンドラディムカ財務モデル）、11 月の第 3 回 FGD（リスクプレミアム）に参加し、インプットを行った。

2023 年 4 月に実施したアップデート協議にて JET は下図のタイムラインを GDE より受領した。



出典：JET

図 4-7 チャンドラディムカ価格決定メカニズム合意にかかるタイムライン

また同年 8 月末の GDE との協議後、ハイレベルにおいて PDM 草案が承認されたとの情報が共有された。現在 GDE 社長および PLN 新・再エネプロジェクト管理局長の署名を取り付ける段階にある。

4.5. [活動 2.5] JC の運営指針に従った地熱開発事業の監督能力を強化する

4.5.1. チャンドラディムカの PISP ファンド申請プロセス支援およびモニタリング

2023 年 4 月の GDE との面談の際、PISP ファンドの申請プロセスの進捗状況を確認した。

その際に確認した 1) 事前プロポーザル段階と、2) 正式プロポーザル提出および融資契約締結段階における PISP ファンドの申請プロセス進捗状況および今後の予定を、下表のとおり整理した。

表 4-3 チャンドラディムカの PISP ファンド申請プロセスと進捗 (2023 年 4 月時点)

事前プロポーザルの段階		
活動	タイムライン	進捗状況
Pre-Proposal Submission	29 November 2022	completed
Preliminary Verification & Discussion	December 2022 – January 2023	completed
Site Visit	22 February 2023	completed
Pre-Proposal Revision Submission	27 February 2023	completed
Due Diligence of Pre-Proposal	February – April 2023	completed
Indicative Term Sheet Discussion	April – May 2023	ongoing internal SMI
Meeting with Joint Committee	May 2023	planned
正式プロポーザルおよびトランザクションの段階		
Proposal Submission (Revision of Environmental Permits)	August 2023	planned
Due Diligence of Proposal	November 2023	planned
Meeting with Joint Committee	December 2024	planned
Assignment Decree to PT SMI	January 2024	planned
Loan Agreement	February 2024	planned

出典：GDE（2023 年 4 月）

JET は、上記の GDE との面談と同時期に PT. SMI とも面談をおこなった。そこで確認した際、PT. SMI は 2022 年 11 月の事前プロポーザルを受領後、GDE および PT. SMI の技術アドバイザーである Jacobs³と一緒に 2023 年 2 月にチャンドラディムカ予定地の

³ Jacobs は、ニュージーランドに拠点を置く地熱発電事業の経験豊富なコンサルタント会社。同社の PT. SMI に対する支援は、ニュージーランドの外務省が資金的に支援する技術協力プロジェクトを通じて実施されている。

現地調査を実施したことを確認した。

4.5.2. JC ガイドラインにおける EIA プロセス支援のための予備調査

第1期において JET は、地熱開発に対する地元住民の反対などにかかる社会的課題解決に向けた支援への要請を EBTKE より受けた。JET は同支援を、本技プロ案件のスコープの下で、他ドナーの支援活動との重複を避けつつ実施できるよう、合同委員会(JC)活動へのインプットとして行った。JC が案件準備段階において環境社会にかかる潜在的課題の特定および理解を徹底することが望ましく、JET は森林・水活用にかかる法令分析や環境林業省(KLHK)へのヒアリング、地熱案件における環境影響評価(EIA)策定時の参照ポイント(ベースラインスタディ、潜在的課題の特定や緩和策を含む)などをまとめた参考レポートを JC へ提出した。

4.5.3. ワイサノ案件に関するフォローアップ

2023年5月に実施した対 MEMR 協議において、ワイサノ案件への地熱エネルギー上流開発プロジェクト(GEUDP)活用に向けて支援を行ってきた世銀が、地元住民の反対を理由に支援を打ち切る旨の決定を下したとの情報共有があった。世銀のセーフガード政策上、いかなるコミュニティの抗議も受容しない一方で、世銀は依然として他サイトを GEUDP 活用支援の対象として検討しており、MEMR は現在のセーフガード政策を前提とした資金へのアクセシビリティに懸念を示した。

4.6. [活動 2.6] エネルギー鉱物資源省鉱物・石炭・地熱資源センター(PSDMBP)の試掘管理及び結果分析におけるマネジメント能力を強化する

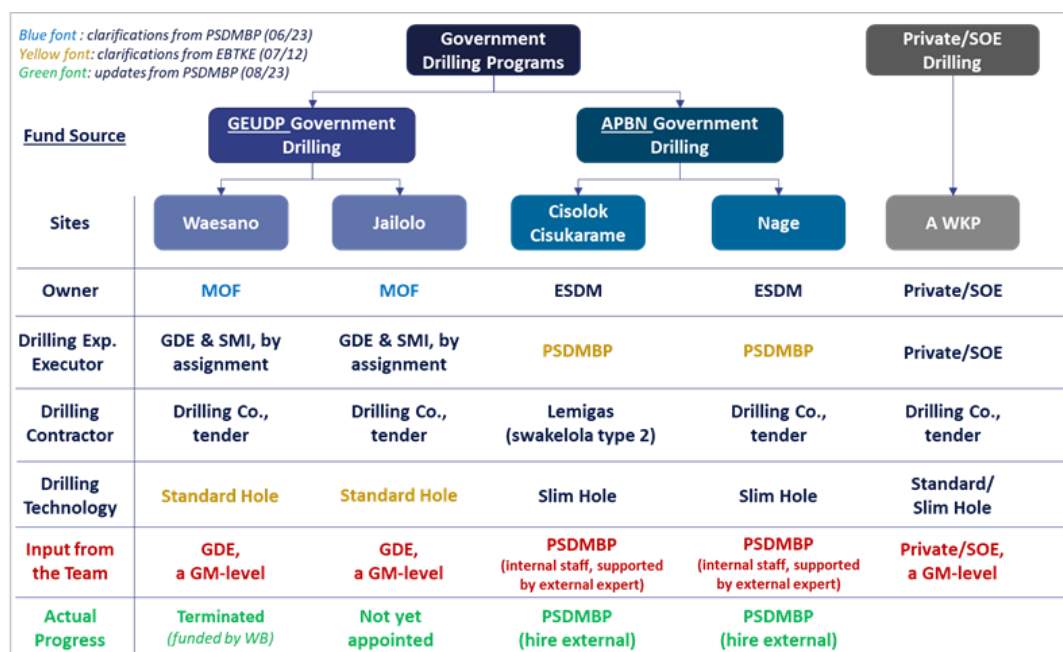
4.6.1. 国家予算を活用した政府試掘活動に適したエンジニアリング技術責任者(KTPB)に関する提言

PSDMBP は2020年から国家予算(APBN)を活用した政府試掘を実施しており、2021年5月に JET に対し、健康面、安全面、環境面(HSE)を含むプロジェクト全体を管理するエンジニアリング技術責任者(KTBP)に適した人材配置にかかる意見を求めた。PSDMBP は、APBN または PISP ファンドを活用した政府試掘活動における KTBP と HSE 責任者の適切な配置を規定する法的根拠は未だ無いとの考えを示し、EBTKE も同様の見解を2021年7月に示した。

当時、関連法令では、地熱許可証(IPB)の保有者が地熱事業を行うことのみが規定されていた。地熱の発電利用に関する政令第7/2017号によると、IPBホルダーはHSEの要求水準を満たし、KTPBが主導する活動に対する管理監督人材を配置することが求められる。また、KTPB およびその副官候補者は、IPBホルダーが提案し、主任地熱検査官(EBTKE 地熱部長)により承認される。

2021 年 11 月、労働安全衛生、環境保護管理、発電利用のための地熱技術ガイドラインに関する MEMR 省令第 33/2021 号が発行された。同省令には、予備調査・探査（PSPE）実施事業者または IPB ホルダーによる KTPB の任命に関する規定が定められている。第 158 条によると、規定される PSPE 実施者または IPB ホルダーの権利および義務は、1) 予備調査・探査活動への協力、2) データ追加アサイメント、または 3) 探査、開発、および/または運用のアサイメント活動を行う政府機関、公共サービス機関、および SOE にも適用される。よって、PSDMBP も APBN 政府試掘を実施するにあたり同様の KTPB 任命プロセスをとる必要があると解釈されるが、適切なリソースの要件（内部の人材（公務員）または外部）に関する規定はない。

省令発行前に EBTKE は、APBN の政府試掘については、KTPB は PSDMBP の人材であるべきだが掘削技術は非常に扱いが難しいため、外部の専門家の雇用を検討する必要があるとの見解を示した。一方、JET の意見は、外部の専門家/プロフェッショナルの支援を得て、政府機関が自らプロジェクトを直接実施および監督することを奨励するものであった。チームのインプットと PSDMBP による実際の進捗状況を下図に示す。



出典：JET

図 4-8 政府試掘プロジェクトに対する KTPB 責任者分析結果概要

4.6.2. ナゲにおけるデータレビュー支援

JET は、第 3 回 JCC で合意した EBTKE からの要請に基づき、ナゲ掘削データの分析において PSDMBP を支援した。ナゲ地熱地帯はフローレス島東ヌサトゥンガラに位置する。2017 年の PSDMBP による地表調査の後、PSDMBP は掘削請負業者のペトロテック社と契約し、2022 年に APBN 政府試掘を実施した。

4.6.3. 掘削コストの標準化に関する技術支援

JET は EBTKE から、地熱活動のための掘削コスト標準化手法の策定支援にかかる要請を受け、本要請は 2022 年 11 月の第 3 回 JCC にて EBTKE と JET の双方で合意された。同 12 月、EBTKE は、支援要請の背景と JET に期待する支援形態を説明するための会議を開催した。

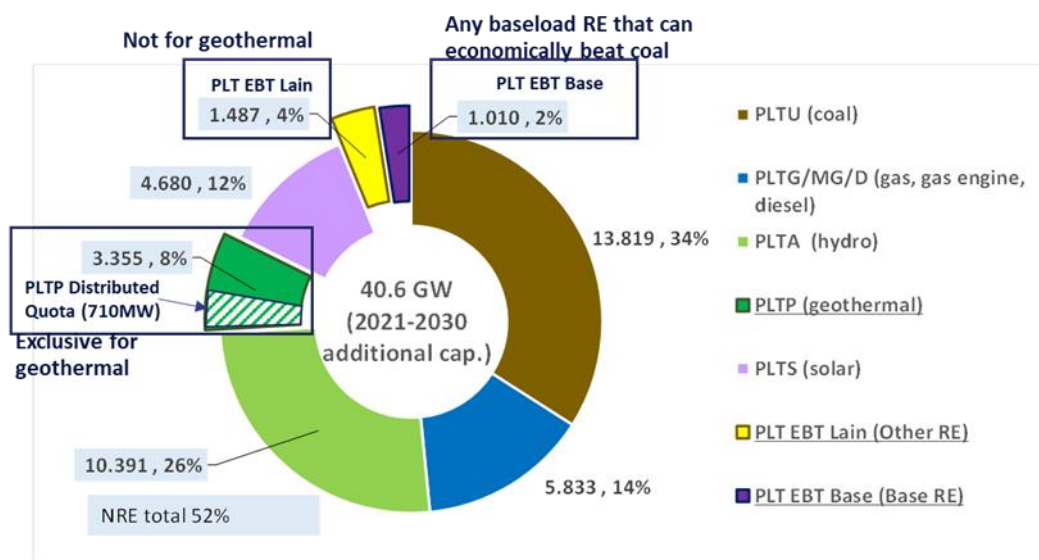
EBTKE によると、汚職撲滅委員会（KPK）は EBTKE に対し、1) 掘削手順、2) 掘削コスト基準を提供するよう要請した。掘削コストの基準に関し、EBTKE は既に KPK に対し、単一の基準を作成することは非常に困難であると回答しており、JET から同主張を裏付ける資料の提供があることが望ましいと考え、本要請に至ったとのことであった。JET は、全ての地熱サイトに 1 つの掘削コスト基準を適用することは不可能であることを説明するための関連文書を作成する点に合意した。EBTKE はまた、同文書に掘削の単価の範囲、考慮すべきコンポーネントの特定、各コンポーネントのコスト範囲などのコスト標準化手法を含めることを要請した。

5. 成果3にかかる活動

5.1. [活動 3.1] 開発中の地熱開発事業の現状を最新の RUPTL を反映しつつ更新し、阻害要因について分析する。

5.1.1. RUPTL2021-2030 および地熱の位置づけにかかるレビュー

マスタープランの改訂の基礎として、JET は RUPTL 2021-2030⁴（以下 RUPTL 2021）のレビューを行った。RUPTL2021 は「Green RUPTL」としてカーボンニュートラル 2060 の達成に向けた顕著なシフトを示している。2030 年までの 10 年間で計画されている合計 40.6GW の追加設備容量のうち、52%が新・再生可能エネルギー(NRE)である。地熱（PLTP）は 3,355MW と全体の 8%を占める。PLT EBT Lain と PLT EBT Base が新しいカテゴリーとして追加され、地熱の設備容量追加が可能となっている。



- 1) PLT EBT Lain: バイオエネルギー、風力などその他再生可能エネルギー発電所（非ベースロード電源）
- 2) PLT EBT Base: 地元の再生可能エネルギー（水力、地熱、太陽光、バイオなど）、ガス（エネルギー貯蔵設備含む）などの燃料を用い、石炭火力との比較において経済的価値が認められ、さらにベースロード電力として 24 時間連続運転が可能な発電所。（再生可能エネルギー源のタイプは、各場所の潜在的な再生可能エネルギーの実現可能性調査後に決定される）
- 3) 割当（Distributed Quota）: 地熱の設置容量であるものの発電所は未特定。割当容量は、より開発準備度の高い発電所により充当される。

出典：RUPTL2021 および EBTKE へのヒアリングに基づき JET 作成

図 5-1 追加設置容量およびエネルギー源（2021-2030）

⁴ MEMR Decree 188.K/HK.02/MEM.L /2021 に基づき 2021 年 9 月 28 日発行

地熱は主要な再生可能エネルギーの一つであり、脱炭素化への動きの中でベースロード電源としての地熱の位置づけはさらに重要なものとなる。2020 年時点で、地熱の既設容量は 2,131 MW であった。RUPTL 2021 は、2030 年に 5,486 MW の合計設置容量を目標としており、累計で 3,355 MW の追加設備容量が予定されている。



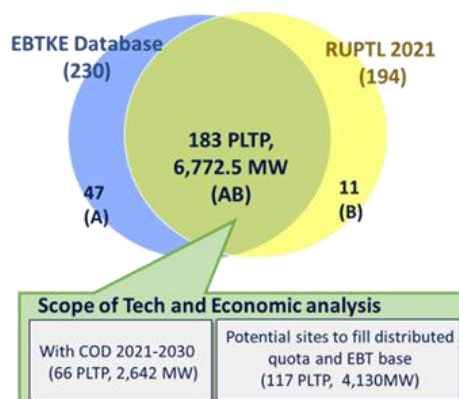
出典：RUPTL2021 に基づき JET 作成

図 5-2 地熱発電設置容量計画

5.1.2. 現状および潜在的なボトルネック分析

JET は 2021 年 5 月に EBTKE から提供されたデータベースと RUPTL 2021 に基づいて、現状と課題の分析を実施した。EBTKE のデータベースには 230⁵のサイトが含まれており、うち 183 のサイトは RUPTL に掲載され、残り 47 サイトは掲載されていない。さらに、EBTKE のデータベースにはないが RUPTL に掲載される 11 のサイトがある。分析の対象は、EBTKE および RUPTL に掲載される 183 のサイト（AB）であり、それらは 1) COD 予定年（2021-2030）を持つサイト、および 2) COD 予定年の特定がない潜在サイトに分類できる。

⁵ COD に達した 3 つのサイトは除外



出典：EBTKE データベース、RUPTL2021 に基づき JET 作成

図 5-3 分析の範囲および構成

JET は対象の 183 サイトに対し下表のカテゴリーおよびクリアテリアを用いて現状分析を行った。

表 5-1 現状分析クライテリア

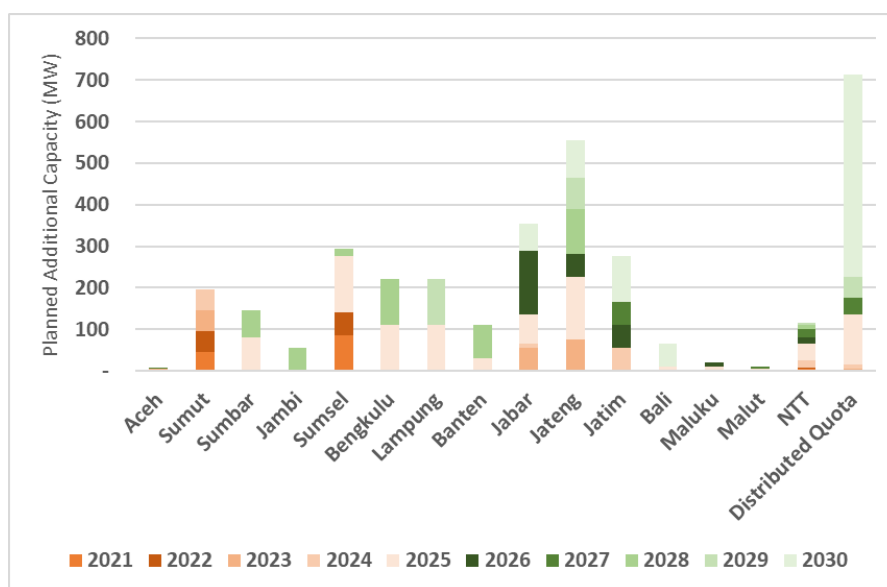
#	カテゴリー	クライテリア
1	地理	1)地域、2)州
2	開発パスウェイ	1)PSPE、2)SOE 試掘、3)民間試掘、4)政府試掘
3	開発進捗	1)試掘有無、2)PPA 有無
4	主要課題	1)主要課題無し、2) PPA/PLN 支援要、3)地域政府/コミュニティ課題、4) 資金問題、5)許認可問題、6)ライセンス返却

出典：JET

本報告書では、COD 予定年が特定されるサイトにかかる主な分析結果を記す。

(1) 地理

州ごとの所在で見ると、Jateng（中部ジャワ州）および Jabar（西ジャワ州）において 10 年間で最も多くの地熱発電設備容量(MW)の導入が計画されており、続いて Sumsel（南スマトラ）と Jatim（東ジャワ）となる。

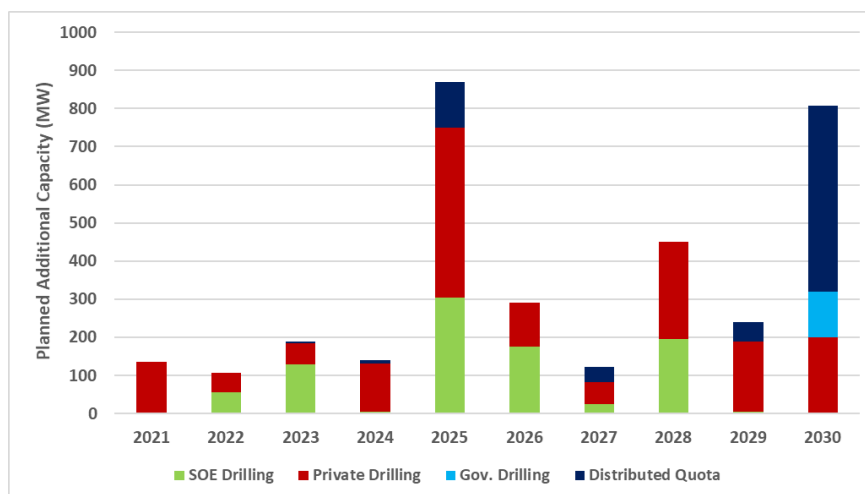


出典：RUPTL2021 に基づき JET 作成

図 5-4 州および COD 予定年ごとの追加設備容量計画

(2) 開発パスウェイ

3,355MW の追加設備容量のうち、訳 50%が民間試掘・開発サイトとなる（32 発電所、1,628MW）。続いて SOE ディベロッパーによる試掘・開発サイトが 25%を占める。



出典：RUPTL2021 に基づき JET 作成

図 5-5 開発パスウェイおよび COD 予定年ごとの追加設備容量計画

5.2. [活動 3.2] 新しいプロジェクト組成方法を踏まえて各地熱開発事業の財務的実行

可能性を評価する

5.2.1. 地熱マスタープラン更新に向けた技術分析および前提条件の設定

提供されたデータに基づき、貯留層の温度と圧力に基づいて、各地熱地帯の貯留層特性と坑井の噴出能力を考慮し、表 5.2 に示すように、Poor/Fair/Good/Excellent に分類した。

表 5-2 生産井一本あたりの発電出力の推定

Classification	Range (MW/well)	Median value (MW/well)
Poor	$MW < 5$	2.5
Fair	$5 \leq MW < 10$	7.5
Good	$10 \leq MW < 15$	12.5
Excellent	$15 \leq MW$	17.5

出典：JET

次に、発電所の計画出力（MW）を生産井 1 本あたりの推定発電出力（MW/坑井）で割り算することにより、生産井の本数を計算した。還元井の本数はある程度の推計に基づいて算出した。変電所からの距離は地図に基づき測定し、送電時の損失も考慮した。

5.2.2. 地熱マスタープランに更新に向けた財務分析

(1) 分析手法および前提条件

今後開発が想定される 183 の候補サイトにおいて、i) 旧法および現行法で規定された地熱上限買取価格を用いた場合、どの程度のサイトが財務的に見て開発可能であるか、また ii) それが RUPTL で示された「2030 年までに 3,355 MW の地熱発電所を新設」を達成することが可能か否か判断するために財務分析を行った。

財務分析では、事業実施主体の視点から見て、十分な利益が出るか否かを検証するために自己資本内部収益率 (Equity IRR) を算定した。キャッシュフローは、米国ドルの実勢価格表示で事業期間中のインフレ率として 2.0% を使用。事業期間は、既存の PPA を参考に、商業運転開始後 30 年間とした。

分析に際しては、ことなる 4 つの事業パターン、すなわち「国営企業 (SOE: State Owned Entity) 試掘型」、「政府試掘型」、「民間試掘型」、「PSPE 試掘型」。それぞれのパターンの各事業段階における実施主体（民間、SOE）、資金ソースと融資条件（自己資金、PISP Fund、円借款、商業融資）、目標利益率をそれぞれ別途設定した。

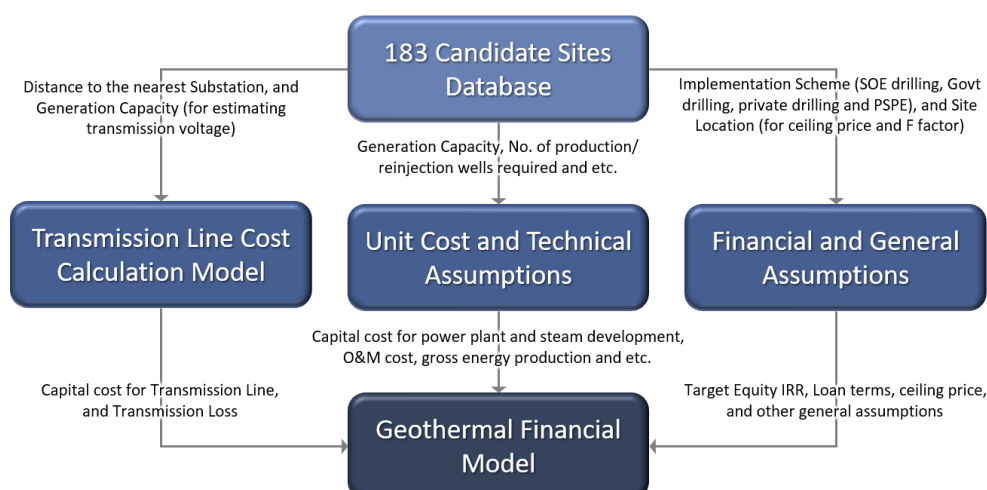
自己資金および融資のコストは、事業パターンによって異なると仮定した。例えば、SOE の場合、ドナー機関からの低金利で返済期間が長い譲許的融資を受けることができると想定した一方、民間が開発主体の場合商業銀行からの融資になると仮定した。

また、民間事業者は SOE と比べて高い利益水準を要求することを踏まえ、民間企業および SOE の自己資金のコスト（Equity IRR のハードルレート）をそれぞれ 15%、12%と設定した。SOE 試掘および政府試掘の場合、開発事業者が負う試掘リスクが緩和されるためハードルレートが通常と比べて 1%ポイント低くなると設定した。

(2) 地熱財務モデルの構造

地熱財務モデルは、以下の構造で構成されており、同モデルを利用して 183 候補サイトの Equity IRR を算定した。財務モデルでは、売電価格として上限買取価格を使用している。上限買取価格は、再エネの上限買取価格を定めた新大統領令(Perpres No. 112/2022)に準拠しており、候補地点で想定されている発電容量およびロケーションに応じて変動する仕組みとしている。

その結果、算定された Equity IRR がハードルレートよりも高い場合、財務的にみて開発可能、逆に低い場合は開発できないと判断した。



出典：JET

図 5-6 マスタープラン向け地熱の財務モデルの構造

(3) 分析結果

分析に際しては、旧来の上限買取価格、新上限買取価格を使用した分析したほか、売買電契約の引き渡し地点の変更、法人税 5 年間減免、上限買取価格で地方を優遇するためのロケーション・ファクターの増加など複数シナリオを分析した。ここでは、そのうち代表的な 3 つのシナリオの分析結果について記載する。

a. 旧来の上限買取価格を適用した場合

旧来の上限買取価格を定めたエネ鉱省令第 12/2017 号では、地熱の上限買取価格は、発電所が立地する地域または国全体の平均発電原価（BPP: Biaya Pokok Pembangunan）を基準として設定されていた。

同省令は、既存設備の発電原価が全国平均 (7.05 cent/kWh) よりも高い地方部では、各地方の BPP (Regional BPP) が上限買取価格とされていた。このため、大規模発電所が少なく、中小規模のディーゼル発電に依存が高い、東部インドネシアおよびスマトラの一部地域 (アチェ州、北スマトラ州) などでは、地熱の買取上限価格も高く設定されていた。

一方、国全体の BPP (National BPP) よりも Regional BPP が低いジャワ島、スマトラ島の大部分では、PLN との交渉によって買取価格が設定されることとなっていた。ただし、PLN は National BPP よりも低い金額を上限買取価格とする内規を作成したといわれていた。そのため、電力需要が大きく、地熱の開発ポテンシャルが高いジャワ島およびスマトラ島の開発は停滞した状態となっていた。

今回、183 の候補地にこれら旧来の上限買取価格を用いて分析した結果、ジャワ島は可能発電可能地点なしで、開発可能地点の総発電容量は 1,061 MW (既存 136MW⁶および追加 925MW) と推計された。これは、目標値である 3,355 MW を大きく下回ることが分かった。

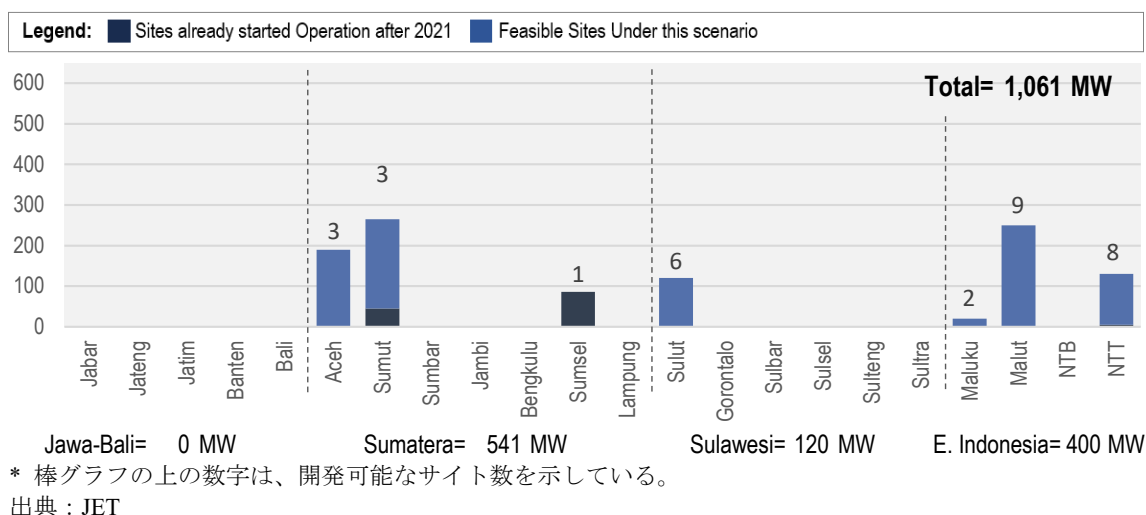


図 5-7 開発可能な地熱サイト (旧来の上限買取価格: エネ鉱省令 No. 12/2017)

b. 基本分析ケース：大統領令 No.112/2022 に基づく新上限買取価格

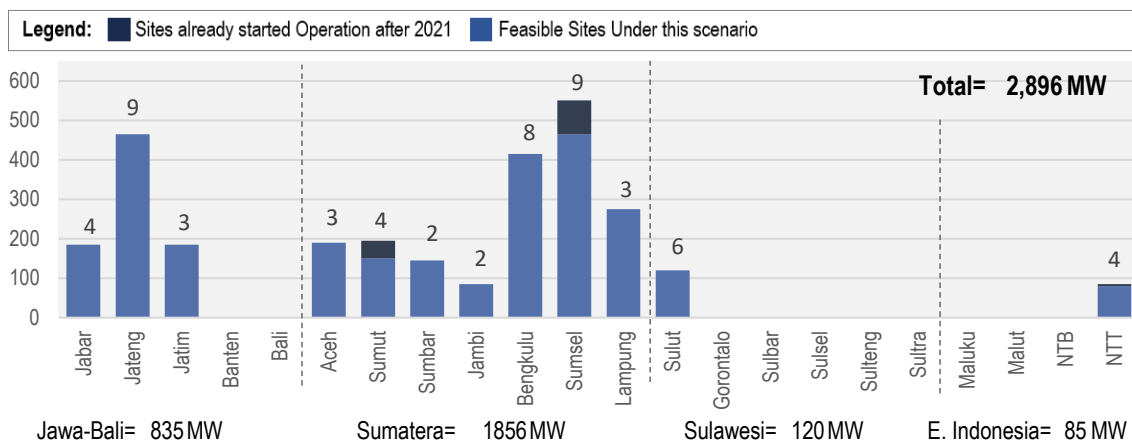
2022 年に新しい上限買取価格が公布された結果、ジャワ島およびスマトラ島の大部分地熱の上限買取価格は、大幅に上昇することとなった。一方、スマトラ島北部、東インドネシア、島嶼部などの小規模グリッドでは、新しい上限買取価格は、各地の Regional BPP よりも低く設定されている。

新しい上限買取価格および PISP Fund を活用した場合、開発可能地点の総発電容量は 2,896 MW と推計された。これは旧来の上限買取価格を適用した場合の 1,371 MW を大

⁶ RUTPL 2021-2030 で目標値が設定されて以降これまでに運転開始した Rantau Dedap 1 号機: 86 MW (2021)、Sokoria 1 号機: 5 MW (2022)、Sorik Mepapi 2 号機: 45 MW (2021)の合計 136MW を含む。

きく上回っているものの、開発目標である 3,355 MW には届かない結果となった。

新しい上限買取価格は、ジャワ島およびスマトラ島の大部分の地熱開発にインセンティブを与えたものの、それ以外の地域の上限買取価格が抑えられてしまったことが一因であると考えられる。



* 棒グラフの上の数字は、開発可能なサイト数を示している。

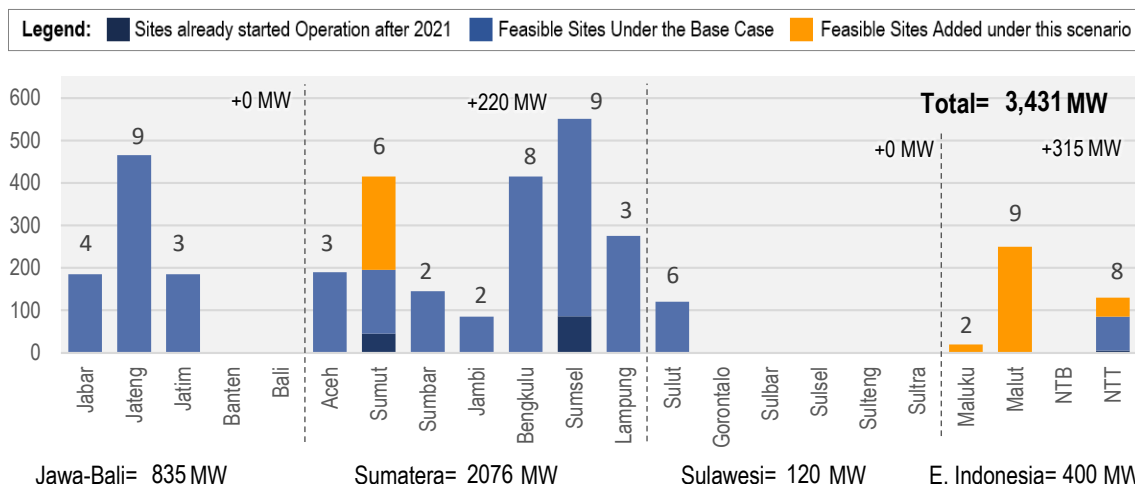
出典：JET

図 5-8 開発可能な地熱サイト（新上限買取価格：大統領令 No.112/2022）

c. 新上限買取価格または Regional BPP のいずれか高いほうを採用したケース

本シナリオは、各地域において新大統領における上限買取価格と Regional BPP を比較し、いずれか高いほうを採用している。つまり、本シナリオの場合、地方部の地熱開発の財務的妥当性を改善するとともに、ジャワ島および大部分のスマトラ島においては新大統領令で付与されたインセンティブを活用できることになる。

財務分析の結果、3,431 MW の地熱開発が可能（基本ケースより 535 MW 増）という結果となり、開発目標である 3,355 MW の達成の目途がたつことが分かった。そのほか、地域間の格差是正、ディーゼル発電に大きく依存した地方部におけるディーゼル燃料からのエネルギーコンバージョンに大きく貢献することが可能だと判断される。



* 棒グラフの上の数字は、開発可能なサイト数を示している。

出典：JET

図 5-9 開発可能な地熱サイト（新上限買取価格または BPP のいずれか高い価格）

d. 分析結果のまとめ及び提言

- ・ 新価格政策は、地熱のポテンシャルが高く大規模グリッドが存在するジャワ島およびスマトラ島の大部分の上限買取価格を上昇させることで同地域における開発のインセンティブを付与している。
- ・ 地熱の新上限買取価格は、BPP を基準として設定された旧価格よりも全体的にはより良いインセンティブを与えることに成功しており、開発可能地点の総発電容量は、旧価格適用時の 1,371 MW から、新価格では 2,841 MW にまで増加する見込み。
- ・ しかし、新価格政策を前提とした分析でも RUPTL 2021-2030 で設定された地熱開発の目標値（2030 年までに 3,355 MW 追加）には届かないことが分かった。
- ・ 新価格政策では、東部インドネシアなど地方部における上限買取価格が Regional BPP を下回っており、それら地域へのインセンティブ付与には失敗しているといえる。
- ・ 地熱の開発目標を達成し地域格差を是正するためには、地方部における上限買取価格として Regional BPP を再導入することが必要だと思われる。これら地方部における地熱開発は、ディーゼル燃料への依存度が高い地方部におけるエネルギーコンバージョンに大きく寄与すると思われる。
- ・ 近年の物価上昇および金利上昇を踏まえ上限買取価格の更新が必要だと考えられる。上限買取価格の頻繁な改定を防ぐためには、今後、物価上昇指数などと連動して毎年改定が行えるような仕組みの導入が必要となる。

5.2.3. インドネシア政府の財政負担に係る分析

(1) 分析の目的と方法

本分析は、地熱開発を促進するための上限買取価格政策を導入する際に、インドネシア政府がどの程度の財政負担を行う必要があるかを概算で推定することを目的としている。

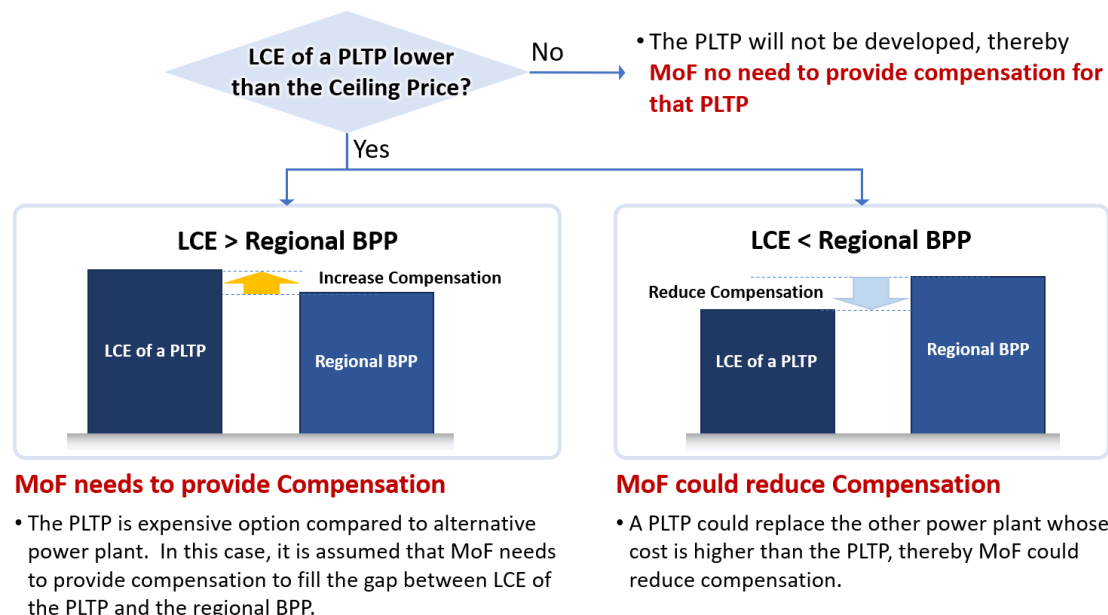
分析は、地熱発電の上限買取価格として i) 旧価格政策（エネ鉱省令 No.12/2017）、ii) 現価格政策（大統領令 No.112/2022）および上記の通り提案した iii) 調整版価格政策（新上限買取価格または BPP のいずれか高い価格）の 3 パターンを採用した際に、インドネシア政府の財政負担がどのように変化するかを分析した。

分析では、各候補サイトの LCE が上限買取価格を超える場合、同サイトは開発されないため政府による財政負担は生じない。

一方、候補サイトの LCE が上限価格および発電所が位置する地域の BPP の双方を下回った場合、政府の財政負担は軽減されると仮定した（同地熱サイトの開発により、BPP と同等の費用が必要な他電源の開発が回避されるため）。

また、候補サイトの LCE が上限価格より低いものの、同候補発電所が位置する地域の BPP の双方を上回った場合、政府は地熱サイトの LCE と BPP 差分に対して財政負担する必要があると仮定した。

分析のフローは以下の通り。

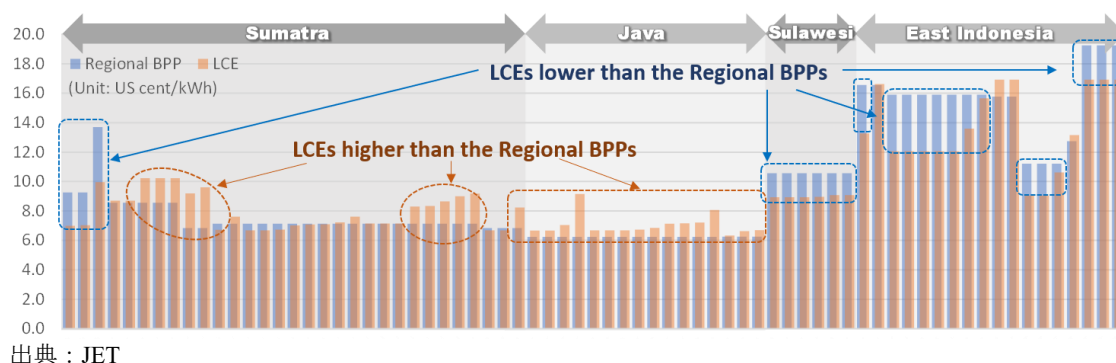


出典：JET

図 5-10 インドネシア政府の財政負担分析のフロー

下図は、調整版価格政策下において財務的に妥当な地熱発電所の LCE と、それらの発

電所が位置するグリッドの地域 BPP を比較したものである（上限買取価格よりも LCE が高く、財務的に妥当でないと判断された発電所の LCE は表示していない）。



出典：JET

図 5-11 候補発電所の LCE と地域 BPP の比較（調整版価格シナリオのケース）

スマトラ島北部、スラウェシ島および東部インドネシアの島嶼部の地域 BPP は、その他の地域と比べて BPP が高くなっている。これらの地域では、地熱発電所の LCE が BPP よりも低くなる可能性が十分にあるといえる。そのため、これら地域における地熱開発は、地域 BPP を押し下げる効果があり、その結果、政府の財政負担が軽減できる可能性がある。

一方、新上限価格政策下において地域 BPP よりも上限買取価格が高く設定されているジャワ島およびスマトラ島の大部分では、地域 BPP よりも LCE が高い地熱発電所の開発が可能となっているため、地域 BPP は高くなる傾向にある。この場合、地域 BPP と LCE の差を埋めるために、政府の財政負担が発生しやすい状況となっている。

(2) インドネシア政府の財政負担分析の結果

BPP を基準とした”旧上限買取価格”では、各地の BPP よりも LCE が高い地熱発電所は開発ができなくなってしまう。そのため、同価格政策を適用した場合、地熱開発に対する政府の財政負担は低く抑えることが可能である。ただし、同政策を採用した場合、地熱開発目標が達成できないほか、脱炭素と気候変動に対する取り組みのひとつである「ネットゼロ」にも貢献できないことは明らかである。

現在適用されている“新上限買取価格”の場合、ジャワ島およびスマトラ島の地熱上限買取価格が上方修正されたため、同地域での地熱開発が可能となり、地熱開発が促進される。ただし、BPP が低い同地域での地熱開発を行った場合、政府が LCE と BPP の差を負担する必要があるため、財政負担は大きくなってしまう。

一方、“調整版価格政策”（新上限買取価格または BPP のいずれか高い価格）”を適用した場合、地熱開発目標を達成したうえで、政府の財政負担も低く抑えることができることが分かった。これは、BPP が非常に高い地方部・島嶼部において、BPP よりも安価な地熱開発が可能となった結果、同地域における財政負担が減少していることが原因と

なっている（BPP と同価格の代替発電所が建設された場合と比べて、政府の財政負担が減少）。

表 5-3 インドネシア政府の財政負担分析の結果

Scenarios	Installed Capacity Added ...a)	Changes in Compensation for 10 years ...b) (USD million)	Compensation per MW ... b) / a) (USD per kW)
Old Ceiling Price (MEMR Reg No.12/2017)	1,061 MW	- 1,239.1	-1,167.9
New Ceiling Price (New Perpres No.112/2022)	2,896 MW	684.8	236.5
Adjusted Ceiling Price: New Ceiling or Regional BPP whichever is higher	3,431 MW	71.8	20.9

Recommended!

出典：JET

5.3. [活動 3.3] 各地熱開発プロジェクトの優先順位の見直しを中心にマスタープランを更新し、政府内承認手続きに必要なフォローを行う

5.3.1. 財務省および EBTKE へのマスタープラン分析結果説明

財務省（2023 年 4 月 10 日）、EBTKE（同 14 日）に対して、マスタープランに係る財務分析結果を説明するとともに、地熱促進に向けた政策に対しての分析結果を活用した地熱促進政について議論を行った。先方からの主要コメントは以下の通り。

財務省からの主要コメント

- ・大統領令 112/2022 で規定された再エネの上限買取価格および F Factor は、3 年ごとに見直すこととされている。本分析は、次回の改定に際して大いに参考になる。
- ・地熱発電に対するインセンティブを設定した各シナリオにつき、導入した場合の効果だけでなく、導入した場合の政府財政に対するインパクト（政府負担額）を定量的に分析して欲しい。

EBTKE からの主要コメント

- ・分析結果は、従来および新しい上限買取価格が地熱事業の促進に与える意味を理解するうえで非常に有用である。
- ・地熱発電の上限買取価格をその他の再生可能エネルギーと比べて高額にすることは難しい。地熱発電事業者にとって魅力ある政策、地熱発電の価格を下げるための政策を考える必要がある。
- ・例えば、EBTKE では、地熱発電所のアクセス道路を政府が無償で建設すること、試掘段階において土地に関する税金を免除することも検討している。
- ・本分析結果は、地熱発電事業に対する補助金政策、支援策を考えるうえで有用である

め、財務省の予算財務・リスク管理局（PRKN）、財政政策庁（BKF）、PT.SMIなどの関係者を招聘しフォーカスグループディスカッション（FGD）を行うべきだと考える。

JICA 専門家チームの対応について

- ・地熱発電の価格を下げるための追加のインセンティブシナリオの分析を行うとともに、各シナリオがインドネシア政府予算に及ぼす影響を分析する。
- ・マスタープランの分析結果を説明し、今後の地熱発電事業に対する補助金政策、支援策を議論するための FGD を開催する。

5.3.2. フォーカス・グループ・ディスカッション（FGD）

JICA 専門家チームは、地熱のマスタープラン分析結果を関係者に周知するために、2023 年 8 月 22 日にフォーカス・グループ・ディスカッション（FGD）を開催した。インドネシア側の参加者は、EBTKE、PSDMBP、MoF-PRKN、MoF-BKF および PT SMI であった。

以下が、インドネシア側参加者からの主なコメントである。

- ・ EBTKEからは、掘削コストデータ、最新技術を考慮した前提条件、物価上昇につきマスタープラン分析で考慮して欲しいとの発言があった。
- ・ PRKNからは、地熱発電の LCE を下げて財務的妥当性を高めるためには、どのコストを引き下げる必要があるか質問があった。JET は、地熱の LCE を引き下げるには初期投資の費用を削減することが重要であること、また、試掘コストは初期投資の 10～20%を占めていることから、同費用の削減にも相応の効果があることを説明した。
- ・ EBTKEからは、東部インドネシアでは、コストだけでなく、将来的な需要を踏まえて地熱開発を進めるべきだとのコメントがあった。RUTPL などと言及されている需要は、産業立地による需要増が含まれていないが、東部インドネシアにおいては各種金属の精錬所など産業分野での需要が見込まれるとの発言があった。
- ・ PRKN は、金利が上昇した場合に加え、金利が下落した場合、地熱開発に及ぼす影響を分析して欲しいとの要求があった。同コメントを踏まえ、JET は金利が 1.0%ポイント下落した場合の分析を本レポートに追加した。また、JET は、金利上昇、物価上昇、人件費高騰などマーケットの変化を政策に反映させるために、インドネシア政府が各発電方式の標準的財務モデルを作成・利用することの重要性を指摘した。
- ・ インドネシア政府の財政負担を分析するためには、石炭火力発電所の早期廃止を考慮するべきとの発言があった。JET は、類似のコスト比較分析を行っていたため、同分析について紹介した。
- ・ PT.SMI は、地熱発電所の発電容量が、各州においてどの程度増加するかだけでなく、

発電所の数がどの程度増えるかについてもグラフで図示して欲しいとの要望があった。JET は、本レポートにおいて同情報をグラフに追記した。

- ・ PSDMBP は、将来的にバイナリーなど、温度が低いサイトのシミュレーションも実施する必要があるとの提言があった。
- ・ PRKN からは、世界的な金利の上昇の影響を緩和するためには、今後は試掘・掘削を実施するうえで、国内金融機関からのルピア建て融資または外貨融資をルピア建てにスワップすることについても検討する必要がある旨発言があった。
- ・ PT. SMI は、JICA 財務モデルと世銀財務モデルの整合性を確保して、活用することが将来的に地熱開発業者に利益をもたらすため、その点についても引き続き支援して欲しいとの発言があった。

5.3.3. JICA 専門家チームの対応

上記のインドネシア側関係者のコメントを踏まえ、JET は、インドネシア政府の財政負担分析を含む追加の財務分析を実施し、それらの結果について本レポート反映させた。

6. プロジェクト実施運営上の課題・工夫・教訓

6.1. 運営上の課題および対応策

プロジェクト実施期間中に、以下の運営上の課題に直面し、それへの対応策を実施している。

表 6-1 フェーズ2 実施過程において直面した課題および対応

活動	課題	対応策
全体	コロナ禍にて、国際専門家は国内業務を中心に業務運営せざるを得なかった。特にフェーズ 2-1 はほとんど現地渡航ができず、また、本邦招へいはフェーズ 2-2 に延期することとなった。	- チームはローカルコンサルタントと連絡を密に取り、オンライン会議およびソーシャルメディアプラットフォームにて現地ステークホルダーとの協議を進めた。 - 本邦招へいは、コロナのピーク後の 2023 年 6 月に実施し、当初の目的を全て達成している。
[1-1] 改訂 PMK に基づき PISP ファンドを含むリスク低減スキームの整備を支援する	PISP ファンドにかかる財務省令改正の遅延	ドラフト段階において改正案を入手し、フェーズ 2-1 において財務省に内容へのインプットを実施した。この改正財務省令はフェーズ 2-2 の期間中に公布された。
[2-1] PISP ファンドを含むリスク低減スキームを監督するために JC が従うべき手順整備を支援する	財務省令の改正の遅延が SOP 作成業務の遅延につながった	財務省令の改正が正式に公布されたのはフェーズ 2-2 が開始された直後であった。チームは SOP を合同委員会運営ガイドラインとして作成し、財務省およびその他カウンターパート機関への説明を速やかに実施した。
[2-2] JC から割り当てられた各国有企業（PT SMI、PT GDE、PT PII）の役割について、各国有企業の実施能力を強化する	- チャンドラディムカ事業の財務評価を実施する JICA の財務モデルと世銀の財務モデルとのギャップが顕在化 - GDE および PLN との間で期待される財務リターンレートに係る考え方の違いが顕在化	- チームは、世銀と JICA の財務モデルの違いを詳細分析し、相互連携のための解決策を SMI に提言し、ギャップを極力埋めるための調整を図った。 - チームは、PLN と GDE との会議に参加し、地熱セクターにおけるリスクプレミアムの分析結果を提示し、調

		整を図った。2023 年 8 月時点で、価格決定メカニズム（PDM）の基本方針が両 SOE の上層部にて承認されている。今後は、PDM の合意書を締結する予定である。
[2-5] JC の運営指針に従った地熱開発事業の監督能力を強化する。 （地熱開発事業として、チャンドラディムカ、パトゥハ 3・4 等が想定される。）	- フェーズ 2-1 の期間中に、地熱の国営会社および子会社を合併し、GDE、PGE および PLN G&G を一つの持ち株会社のもとに統合運営する案が浮上し、GDE と進めていたチャンドラディムカ事業への円借款計画への影響が懸念された。 - この合併案の影響に加え、ジャワ-バリ系統の電力供給過多も懸念され、フェーズ 2-1 期間においては、チャンドラディムカ事業を推進するモメンタムは相対的にスローダウンしてしまった。	- チームは、合併案およびその組織的な意味合いを分析し、地熱のファシリティ利用や円借款計画への影響を検討した。結果的には、PGE のみが上場する形となり、GDE への組織的な影響はなかった。 - チームは、チャンドラディムカ事業の財務モデルの改正など、GDE への支援を継続し、モメンタムが失われないよう対処した。

出典：JET

6.2. 本プロジェクトの教訓

本プロジェクト期間中において、地熱セクターに係る政策的・組織的な環境はダイナミックに変化している。具体的には、以下の要素がプロジェクトのニーズやモメンタムに影響したと言える。

組織的な環境変化: 国営企業省による国営企業改革の基本方針が打ち出され、地熱に関連する国営企業およびその子会社を合併する案（プルタミナの地熱子会社 PGE, PLN の子会社 PLN G&G および GDE の合併）が検討された。このことにより、地熱に係る各種法制度改正のペースが遅れた。また、世銀による SMI への支援内容と本プロジェクトとの調整にも時間がかかり、国営企業による試掘スキームをチャンドラディムカ事業に適用することのボトルネックとなっていた。

政策的な環境変化: 尼国政府がコミットしているエネルギー・トランジションのテーマは、PLN の電力計画である RUPTL の再生可能エネルギーの比率を大きく増加改正することへの契機となり、その結果、地熱発電の位置付けも全体のエネルギーミックスの中で極めて重要な要素として再認識されている。一方、料金政策上は、他の再生可能エネルギーとの比較において、地熱のコスト競争力を強化することの必要性も注視されるようになっている。また、この議論の流れの中で、地熱のポテンシャルが高いが電力需要

が低い地域などにおいて、グリーン水素を生産することが検討されつつある。

コスト競争力の向上に関連する議論として、ローカルコンテンツの比率向上の政策も実施され、この方針が一律的に適用されたことが課題となり、国際援助機関によるローンを活用した調達プロセス上の課題となっている。

教訓: JET は、尼国の地熱関係機関とは、本プロジェクトに係るアクティビティのみならず再生可能エネルギーおよび周辺の組織的環境や政策・制度上の環境変化に係る協議も進め、地熱への意味合いを考えてきた。このことで、本プロジェクトの各アクティビティが、ダイナミックに変化する環境に対応できるようにしてきた。

途上国への技術支援は、当初の計画を固定的に捉えて推進する方法と、ダイナミックに環境変化に応じた計画内容にする双方の考え方が存在する。本プロジェクトのように、支援内容の骨格部分が大きな環境変化の影響を受ける場合、後者の考え方が必要になると思われる。このようなプロジェクトは、以下の点を考慮することが推奨される。

- ・ 外部環境の変化要因を前倒して抽出する。適切な場合に、（ローカルコンテンツ比率向上政策の課題に対して行われたように）JICA 含むドナーが一丸となり尼国政府への働きかけを行う
- ・ 体系的なモニタリング計画を立て、外部変化要因をタイムリーに把握できるようにする
- ・ プロジェクトへの影響や活動への意味合いを定期的に考え、活動計画に反映する

7. プロジェクト目標の達成度

7.1. プロジェクト成果にかかる達成度評価

プロジェクト成果にかかる達成度は下表の通り。

表 7-1 プロジェクト成果に関する達成度評価

成果 (R/D より引用)	指標 (R/D より引用)	達成度評価
成果 1. (i) Pre-Transaction Agreement /Heads of Agreement (PTA/HOA) による事前合意メカニズム、(ii) PISP ファンドを含むリスク低減スキーム、(iii) 事業性を確保したプロジェクト組成方法等の地熱開発促進政策のもととなる制度・規則が整備される。	1) 改訂 PMK に基づくリスク低減メカニズムの確立 2) 法令/政策に支援された、実行可能なプロジェクト/事業財務構造 3) PTA/HOA 標準フォーム	1) 高: 改正された PMK No.80/2022 および派生する財務大臣規則 (KMK) によって、地熱のリスク低減メカニズムが改善された。 2) 中: 再エネにかかる新大統領令にて、地熱のシーリング価格は以前の MEMR 省令第 12/2017 号で設定された価格 (BPP を上限とする) よりも高く設定された。しかし、東インドネシアにおいては大統領令の価格は BPP より低く、同地域での地熱事業の財務性を圧迫している。JET は、改訂マスタープラン報告書および C/P とのフォーカス・グループ・ディスカッションにおいて、地熱シーリング価格の改訂 (BPP と大統領令で設定した価格のどちらか高い方をシーリング価格とする) を提案した。 政府予算にて政府試掘を実施したナゲサイトにおいて入札が実施され、試掘にて得られた地下データを無償提供することにより発電原価の押し下げに貢献している。 3) 中: PLN は新たな PTA/HoA を作成し、EBTKE の入札に必要な価格マトリクス情報を提供している。このマトリクスは、再生可能エネルギー大統領令のシーリング価格を適用している。守秘義務上 PTA/HOA フォーマットを入手できなかったが、JET は PTA/HoA の作成に必要な項目に関するインプットを EBTKE に行った。 PTA/HoA が作成され、運用されていることは、PPA 価格決定の方法を明確に

	4) 地熱開発の官民連携にかかるコンセプト	するための大きな一歩であると言える。 また個別案件では、JET が支援したチャンドラディムカの HOA が署名されている。 4) 高: PPP に係る関連法制度を分析し、アベイラビリティ・ペイメントのスキームに係るキャパビルを実施している。 地熱リスク低減ファシリティの一つとして民間の試掘を支援するスキームも PMK No 80/2022 に含まれている。 地熱開発への民間投資スキームを幅広く分析し、グリーン水素生産と PLN への電力供給を統合的に実施するスキームも検討し、説明している。
2. 実際の地熱開発事業を SOP に沿って地熱開発促進政策を活用し、監督・承認・管理する JC 及び関係国有企業の能力が強化される。	1) PTA/HOA の実行 2) SOP の実行 3) 合同委員会(JC)の組織にかかる SOP	1) 高: チャンドラディムカ事業に係る HoA は 2021 年 12 月に GDE と PLN との間で締結されている。 2023 年 8 月時点においては、詳細な価格決定メカニズム(PDM)が GDE と PLN の上層部において承認されている。今後、正式な合意の締結が見込まれている 2) 中: 合同委員会の SOP を JC ガイドラインというフォームにて作成している。このガイドラインは、関係機関へ十分に説明し、運用への理解を得ている。今後、具体案件への適用が期待される。 3) 高: 新たな合同委員会の組織体制の検討を支援し、政府試掘および SOE 試掘の業務フローの中における合同委員会の役割を明確にしている 試掘する候補サイトの審査のガイドラインを作成し、点数にて評価する方法や社会配慮のマネジメントについて協議している。

	4) 試掘活動管理およびアセスメントのための、JC の運用化 5) JC の下、特定の案件開発を行う。 (チャンドラディムカなど)	4) 高: 政府試掘のサイトとして、ナゲの試掘結果をレビューし、政府試掘業務に必要な能力強化を実施している。 汚職撲滅委員会(KPK)からの要請に基づき、政府試掘に係る試掘コスト標準化への見解を整理し、説明している。 試掘の成功・失敗を判断するプロセスを明確にし、部分的な損失への対処方法のプロセスを説明している。 5) 中: チャンドラディムカ事業およびチマング事業に関しては、PISP ファンドの申請書が GDE から SMI へ提出されている。SMI は、詳細審査（デューデリジェンス）を実施している。この審査後に試掘業務が実施されることになる。
3. 地熱開発マスタープランが政府の新しい規則・政策を踏まえて見直される。	1) 優先案件含むマスタープランの改訂	1) 高: 地熱マスタープランをアップデートし、関係機関に説明している。価格政策のケース別シミュレーションを実施し、FGD セッションにてその意味合いを協議し、今後の政策改善への提言を行っている。 東インドネシアの価格政策の改善を提言し、地熱開発が BPP を削減する可能性について協議している。

出典：JET

7.2. プロジェクト目標および達成度評価

プロジェクト目標および達成度にかかる評価は下表の通り。

表 7-2 プロジェクト目標および達成度評価

目標 (R/D より引用)	指標 (R/D より引用)	達成度評価
<u>目標</u> 地熱開発促進政策が運用される。	1) 少なくとも1つの地熱プロジェクトが、PISP ファンドを含むリスク低減ファシリティを用いて、開発される。	1) 中： チャンドラディムカおよびチマングに係る PISP ファンドの申請書が GDE から SMI に提出された。この申請書への評価およびデュー

	2) 事業の財務構造が、民間投資を呼び込む	デリジェンスは SMI が実施中。 リスク低減策に係る新たなレギュレーションおよびガイドラインを支援した。 2) 中： 再生可能エネルギーに係る大統領令および PISP ファンドに係る財務省令は公布され、民間投資促進のベースとなっている。民間試掘へのファンド（GREM 含む）申請はまだ行われていないが、地熱投資セミナー（2023 年 6 月実施）においては、多くの企業が投資に関心を示していた。 今後は、地熱開発へのインセンティブシステムをさらに強化・整備することが望まれる。2023 年 7 月時点では、エネルギー・トランジションの枠組みである JETP が詳細計画（CIPP）をとりまとめており、ベースロード型再生可能エネルギーである地熱へのさらなる財務インセンティブが検討されている。
--	-----------------------	--

出典：JET

8. 上位目標の達成に向けての提言

8.1. 上位目標達成見通し

プロジェクト上位目標および達成見通しは下表の通り。

表 8-1 プロジェクト上位目標および達成見通し

上位目標 (R/D 引用)	指標 (R/D 引用)	達成度評価・見通し
<u>上位目標：</u> 地熱開発促進施策の実施により、地熱開発が促進される	1) 改訂マスタープラン策定および地熱開発における進捗: a. PISP ファンドを含むリスク低減ファシリティ/政策を活用した、試掘の実施。 b. 試掘の結果を活用した、地熱発電所の建設。	a. 中: 2 サイト（ナゲ、チソロク）において PSDMBP が国家予算（APBN）を用いた政府試掘を実施した。ナゲの落札事業者は、本試掘コストの返済義務がない。これは PISP ファンドの活用ではないが、政府試掘における確かな進捗と考える。 b. 中: 国営企業および民間企業によって、着実に地熱発電所の建設が進められている。リスク低減ファシリティを活用したサイトの建設には至っていないものの、地熱の各種政策・制度改善は民間および国営企業の投資・建設の活動を活性化させている。

出典：JET

8.2. 上位目標達成のため尼国側に期待される今後の活動計画

JET は 2023 年 10 月の JCC において、プロジェクトの上位目標達成のためにインドネシア側に期待される活動項目を提案した。

表 8-2 C/P による今後の活動提案

MOF	・ 合同委員会 (JC) 運営ガイドラインを活用し、JC のオペレーションを安定的に継続させる ・ IIGF 保証に係る財務省令を改正し、PISP ファンド運用の役割を明確にする ・ JETP の枠組みが地熱促進になるよう働きかける
MEMR	・ JC ガイドラインを活用し、JC のオペレーションを安定的に継続させる ・ 再生可能エネルギー大統領令の改正（地熱シーリング価格のさらなる改正） ・ 地熱サイトの入札業務 ・ 政府試掘に係る業務 ・ グリーン水素との統合開発を促進するための法制整備
PSDMBP	・ 国家予算を活用した政府試掘 ・ 開発計画に基づく 3 G 調査の継続 ・ 地下データに基づく貯留槽分析のブラッシュアップ
PT SMI	・ チャンドラディムカ事業およびチマング事業にかかるデュー・デリジェンスの完了 ・ JICA および世銀財務モデルの調和を完了させる。 ・ クリーンエネルギー開発と ETM とのパッケージ化
PT GDE	・ 事前プロポーザルにかかるデューデリジェンス終了後は、チャンドラディムカ事業およびチマング事業にかかる正式プロポーザルを提出し、試掘業務へ進む。 ・ 新たな地熱開発を実施し、グリーン水素やリチウム利用などの新事業モデルへの拡大を模索
PT PII	・ ファンドの中での IIGF 保証の役割を明確にし、地熱開発業務を支援する

出典：JET

8.3. 提言

本プロジェクトを終えるにあたり、中長期的な地熱開発の促進および脱炭素化へ向け、以下の通り提言する。

地熱開発のアクティビティ

- 1) 設立・改正された地熱リスク低減ファシリティのプラットフォームを最大限活用した、地熱ファンドのさらなる有効活用：政策・制度は整備され、具体的な運用メカニズムも明確になっている。具体的な運用実績（トラック・レコード）を積み重ねていくことを最優先し、構築されたモメンタムを維持・強化していくことが重要である。

- 2) **合同委員会 (JC) の運営ガイドラインの活用を通じた、合同委員会の安定的な業務遂行**：MEMR-EBTKE と財務省-DJPPR との協力関係は地熱開発において不可欠。作成された詳細な運営ガイドラインは、合同委員会の安定的かつサステイナブルな運営を担保し、特に政府試掘と国営企業試掘を活発化させていく。
- 3) **地熱の価格政策および投資インセンティブをさらに改善・強化し、民間目線での財務収益性をさらに向上させる**：上限価格のシミュレーションにより、価格を市場環境に合わせてダイナミックに改正していくことの重要性が浮き彫りになっている。特に、東インドネシアにおいては、ディーゼル発電から地熱へのシフトを促進することが重要である。

幅広いエネルギー・トランジションの活動とのシナジーを追求

- 1) **統合開発スキームの促進**：グリーン水素生産は、地熱ポテンシャルが高いが電力需要が比較的小さい地域において有効なスキームであり、PLN への売電と同時にグリーン水素の販売も実施できる統合開発を可能ならしめるべきである。
- 2) **地熱で培ったファイナンスメカニズムを再生可能エネルギーに拡大・応用**：地熱で培ったファイナンスメカニズムを再生可能エネルギーに拡大・応用：リスク低減、与信強化、財務収益性向上支援などは幅広く再生可能エネルギー分野への応用を検討すべきである。

以上

添付資料リスト

- 添付資料 1 **Detailed Explanation of Project Activities**
- 添付資料 2 **Baseline Study Results**
- 添付資料 3 **Material of Public Relations (Indonesia
Geothermal Public Private Exchange
Conference)**
- 添付資料 4 **Equipment Handover**
- 添付資料 5 **Project Completion Report**

List of Abbreviations

3G	Geology, Geochemistry, Geophysics
ADB	Asian Development Bank
AMDAL	<i>Analisis Dampak Lingkungan</i> / Environmental Impact Analysis
AP	Availability Payment
APBN	<i>Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara</i> /State Budget
BAPPENAS	<i>Badan Perencanaan Pembangunan Nasional</i> / National Development Planning Agency
BG	<i>Badan Geologi</i> /Geological Agency
BKF	<i>Badan Kebijakan Fiskal</i> /Fiscal Policy Agency
BLU	<i>Badan Layanan Umum</i> /Public Service Agency
BoC	Board of Commissioners
BoD	Board of Directors
BOT	Build-Operate-Transfer
BPKP	<i>Badan Pengawasan Keuangan dan Pembangunan</i> / Financial and Development Audit Agency
BPP	<i>Biaya Pokok Penyediaan</i> /Electricity Generation Cost
BTO	Build-Transfer-Operate
BUPI	<i>Badan Usaha Penjaminan Infrastruktur</i> /Infrastructure Guarantee Agency
CAPEX	Capital Expenditures
CCM	Cost Calculation Methodology
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction
CFPP	Coal Fired Power Plant
CMAI	Coordinating Ministry for Maritime and Investments Affairs
COD	Commercial Operation Date
CTF	Clean Technology Fund
D/D	Due Diligence
DJK/DGE	<i>Direktorat Jenderal Ketenagalistrikan</i> /Directorate General of Electricity
DJKND	<i>Direktorat Jenderal Kekayaan Negara Dipisahkan</i> /Directorate General of Separate State Assets
DJPPR	<i>Direktorat Jenderal Pembiayaan dan Pengelolaan Resiko</i> /Directorate General of Financing and Risk Management
DLE	Direct Lithium Extraction
EBTKE	<i>Energi Baru Terbarukan dan Konversi Energi</i> /New, Renewable and Conversion Energy
EIA	Environmental Impact Assessment
EPC	Engineering, Procurement and Construction
EMRP	Equity Market Risk Premium
MEMR	<i>Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral</i> /Ministry of Energy and Mineral Resource
FBC	Full Business Case
FI	Financial Instrument
FIT	Feed-in Tariff
FMV	Fair Market Value
FS	Feasibility Study
FX	Foreign Exchange
FY	Fiscal Year
GCA	Government Contracting Agency

GCF	Green Climate Fund
GDIP	Geothermal Data and Information Provision
GEF	Global Environment Facility
GEUDP	Geothermal Energy Upstream Development Project
GFM	Government Force Majeure
GM	General Manager
GoI	Government of Indonesia
GREM	Geothermal Resource Risk Mitigation
GSEN	<i>Grand Strategi Energi Nasional</i> /National Grand Energy Strategy
HoA	Heads of Agreement
HSE	Health, Safety, and Environment
IBRD	International Bank for Reconstruction and Development
IDC/IA	Independent Data Certifier/Independent Appraiser
IDR	Indonesian Rupiah
IFC	International Finance Corporation
IFI	International Financing Institution
IFRIC	International Financial Reporting Interpretations Committee
IPB	<i>Izin Panas Bumi</i> /Geothermal License
IRR	Internal Rate of Return
IPPKH	<i>Izin Pinjam Pakai Kawasan Hutan</i> /Permit of Borrow-to-Use in Forestry Area
ISAK	<i>Interpretasi Standar Akuntansi Keuangan</i> /Interpretation of Financial Accounting Standards
IUJPTL	<i>Izin Usaha Jasa Penunjang Tenaga Listrik</i> /Electric Power Support Services Business License
IUPTL	<i>Izin Usaha Penyediaan Tenaga Listrik</i> / Electricity Supply Business Permit
JC	Joint Committee
JCC	Joint Coordination Committee (of the TA)
JET	JICA Expert Team
JICA	Japan International Cooperation Agency
JISDOR	Jakarta Interbank Spot Dollar Rate
JOC	Joint Operation Contract
JV	Joint Venture
Kepdirjen	<i>Keputusan Direktur Jenderal</i> /Director General's Decree
KMK	<i>Keputusan Menteri Keuangan</i> /Minister of Finance's Decree
KPA	<i>Kawasan Pelestarian Alam</i> /Nature Conservation Area
KPI	Key Performance Index
KPK	<i>Komisi Pemberantasan Korupsi</i> /Corruption Eradication Commission
KPPIP	<i>Komite Percepatan Penyediaan Infrastruktur Prioritas</i> / Committee for Acceleration of Priority Infrastructure Provision
KLHK	<i>Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan</i> /Ministry of Environment and Forestry
KSA	<i>Kawasan Suaka Alam</i> /Natural Reserve Area
KTPB	<i>Kepala Teknik Panas Bumi</i> /Technical Head of Engineering
kWh	kilo Watt hour
LCE	Levelized Cost of Electricity
Lemigas	Center for Research and Development of Oil and Gas Technology
MLHR	<i>Kementerian Hukum dan Hak Asasi Manusia</i> /Ministry of Law and Human Rights
MOF	Ministry of Finance
MoU	Memorandum of Understanding
MSoE	<i>Kementerian Badan Usaha Milik Negara</i> /Ministry of State-Owned

	Enterprise
MW	Mega Watt
NDA	National Designated Authority
NOID	Notice of Intention to Develop
NORC	Notice of Resource Confirmation
NPV	Net Present Value
O&M	Operation and Maintenance
OBC	Outline Business Case
P3TEK	<i>Puslitbang Teknologi Ketenagalistrikan, Energi Baru, Terbarukan dan</i>
KEBTKE	<i>Konservasi Energi/ Research and Development Centre for Renewable</i> Energy
PAP	Project-Affected People
PBB	<i>Pajak Bumi dan Bangunan/Land and Building Tax</i>
PDD	Project Design Document
PDF	Project Development Facility
Perdirjen	<i>Peraturan Direktur Jenderal/Director General's Regulation</i>
Permen	<i>Peraturan Menteri/Ministerial Regulation</i>
Perpres	<i>Peraturan Presiden/President Regulation</i>
PISP Fund	<i>Dana Pembiayaan Infrastruktur Sektor Panas bumi/Infrastructure</i> Financing for Geothermal Sector
PKPPIM	<i>Pusat Kebijakan Pembiayaan Perubahan Iklim dan Multilateral/</i> Center for Climate Finance and Multilateral Policy
PLTBg	<i>Pembangkit Listrik Tenaga Biogas/Biogas Power Plant</i>
PLTBm	<i>Pembangkit Listrik Tenaga Biomassa/Biomass Power Plant</i>
PLTD	<i>Pembangkit Listrik Tenaga Diesel/Diesel Power Plant</i>
PLTG	<i>Pembangkit Listrik Tenaga Gas/Gas Turbine Power Plant</i>
PLTMG	<i>Pembangkit Listrik Tenaga Mesin Gas/Gas Engine Power Plant</i>
PLTP	<i>Pembangkit Listrik Tenaga Panas Bumi/Geothermal Power Plant</i>
PLTSa	<i>Pembangkit Listrik Tenaga Sampah/Municipal Solid Waste Power</i> Plant
PLTU	<i>Pembangkit Listrik Tenaga Uap/Steam Power Plant</i>
PMK	<i>Peraturan Menteri Keuangan/MOF Regulation</i>
PMN	<i>Penyertaan Modal Negara/State Equity Injection</i>
PP	<i>Peraturan Pemerintah/Government Regulation</i>
PPA	Power Purchase Agreement
PPh	<i>Pajak Penghasilan/Income Tax</i>
PPP	Public-Private Partnership
PPSDM	<i>Pusat Pengembangan Sumber Daya Manusia Ketenagalistrikan,</i>
KEBTKE	<i>Energi Baru Terbarukan dan Konservasi Energi/ Training Centre for</i> Renewable Energy
PRKN	<i>Direktorat Pengelolaan Risiko Kekayaan Negara/ Directorate of State</i> Asset Management
PSAK	<i>Pernyataan Standar Akuntansi Keuangan/Statement of Financial</i> Accounting Standard
PSDMBP	<i>Pusat Sumber Daya Mineral, Batubara, dan Panas Bumi/Centre for</i> Mineral, Coal, and Geothermal Resources
PSP	<i>Penugasan Survey Pendahuluan/Assigned Preliminary Survey</i>
PSPE	<i>Penugasan Survey Pendahuluan dan Eksplorasi/Assigned Preliminary</i> Survey and Exploration)
PT GDE	PT Geo Dipa Energi
PT PGE	PT Pertamina Geothermal Energy
PT PII/IIGF	<i>PT Perusahaan Penjaminan Infrastruktur Indonesia Indonesia</i> Infrastructure Guarantee Fund/

PT PLN	<i>PT Perusahaan Listrik Negara</i> /National Electricity Enterprise
PT SMI	<i>PT Sarana Multi Infrastruktur</i>
PTA	Pre-Transaction Agreement
PUPR	<i>Kementerian Pekerjaan Umum dan Perumahan Rakyat</i> /Ministerial of Public Works and Housing
RE	Renewable Energy
RKAB	<i>Rencana Kerja dan Anggaran Biaya</i> /Work and Cost Budgeting Plan
RKAP	<i>Rencana Kerja dan Anggaran Perusahaan</i> /Work Plan and Budget of Company
RKTL	<i>Rencana Kerja Tindak Lanjut</i> /Follow up Work Plan
RUPS	<i>Rapat Umum Pemegang Saham</i> /General Meeting of Shareholders
RUPTL	<i>Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik</i> /Electricity Provision Plan
SAGS	Steamfield Above Ground System
SBP	<i>Setoran Bagian Pemerintah</i> /Government's Share
SMV	Special Mission Vehicles
SOE	State-Owned Enterprise
SOP	Standard Operating Procedure
SP	Preliminary Survey
SPC	Special Purpose Company
SPE	Preliminary Survey and Exploration
TA	Technical Assistance
T/L	Transmission Line
TKDN	<i>Tingkat Komponen Dalam Negeri</i> /Local Content
TOP	Take-or-Pay
USD	United State Dollar
VCS	Verified Carbon Standard
VGf	Viability Gap Fund
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WB	World Bank
WKP	<i>Wilayah Kerja Panas Bumi</i> /Geothermal Working Area

添付資料 1

Detailed Explanation of Project Activities

Appendix 1 Table of Contents

Appendix 1 Table of Contents	6
List of Figures	7
List of Tables	7
1.1 Structure of the PMK 80/2022 on PISP Fund	8
1.2 Detailed information of KMK on PISP Fund Management and Joint Committee	11
1.3 Summary of the RE Perpres No 112/2022 on Renewable Energy (RE) Development Acceleration for Electricity	26
1.4 Preliminary Cost Comparison: Coal Phaseout vs Geothermal Green Ammonia Co-firing	34

List of Figures

Figure 1 Sources of PISP Fund	11
Figure 2 Procedure on PISP Fund Planning	12
Figure 3 Utilization of PISP Fund	13
Figure 4 Placement of PISP Fund	14
Figure 5 Comparison of Previous and New JC Structure	15
Figure 6 Location Factors for Each Region.	33
Figure 7 Types of Coal Fired Power Plants (CFPP) for Phase-Out Program	34
Figure 8 Institutional Cashflow Assumption for Case 1: CFPP Phaseout and Case 2: Co-firing with Green Ammonia (Using Geothermal)	35
Figure 9 Cashflow Comparison from the Viewpoint of PT PLN	36
Figure 10 Installation Location Options for Ammonia (Hydrogen) Production Plant	36
Figure 11 Case 2: Estimated Green Ammonia Production Cost by the Price of Electricity. . .	37
Figure 12 Case 2: Image of Utilization of Excess Electricity from Geothermal Power Plant in Remote Area of Eastern Indonesia	37
Figure 13 Result of Cost Comparison between CFPP Phaseout and Co-firing using Green Ammonia (Geothermal) –Both cases are assumed to produce 400MW from Renewable Energy -	38

List of Tables

Table 1 Structure of PISP Fund PMK 80/2022	8
Table 2 Detailed Comparison between Previous and New KMK on Joint Committee.	16
Table 3 Structure of RE Perpres No 112/2022	26
Table 4 Details of Government Supports	27
Table 5 Assumptions on Cost Comparison between Case 1: CFPP Phaseout and Case 2: Co-Firing with Green Ammonia (using Geothermal)	38

1.1 Structure of the PMK 80/2022 on PISP Fund

On April 18th 2022, MOF issued a new PMK No 80/2022 on PISP Fund. The structure of PISP Fund can be seen on the Table below:

Table 1 Structure of PISP Fund PMK 80/2022

Chapter	Part	Paragraph	Number of Article
I: General Provisions			1
II: PISP Fund	One: Source of PISP Fund		1
	Two: Management of PISP Fund	One: Management and Utilization	2
		Two: Account and Bookkeeping	1
III: Joint Committee			5
IV: Provision of Geothermal Development Support	One: General		1
	Two: Type of Geothermal Development Support		1
	Three: Exploration Support	One: General	1
		Two: Objective	1
		Three: Criteria and/or Requirements	1
		Four: Procedure of Exploration Support Provision and Implementation	9
		Five: Compensation of Exploration Support Assignment	7
	Four: Exploration Financing	One: Purpose and Objective	2
		Criteria and/or Requirements	1
		Three: Procedure of Exploration Financing Provision	9
		Four: compensation of Exploration Financing Assignment	3
V: Funding Cooperation			4
VI: Budget Allocation and Implementation			2
VII: Reporting			4
VIII: Transitional Terms			2
IX: Closing Provision			3

Source: JICA Expert Team based on PMK 80/2022 on PISP Fund

The main ideas of each chapter are described as follows:

Chapter I

The first chapter contains 1 (one) article on each definition of the terminologies on the PISP Fund PMK.

Chapter II

Chapter II explains that PISP Fund is sourced from APBN (state budget) or other sources,

including funds received from Funding Cooperation and Treasury Investment activities of PT SMI.

Chapter III

The Joint Committee (JC) consists of the JC Leaders, Working Groups, and Secretariat from MOF, MEMR, other personnel assigned by the MEMR, as well as other ministries/institutions. The JC shall made decisions within the meetings and further stipulation is regulated under MOF Decree (KMK) No. 487/2022. For detailed explanation of the KMK on JC can refer to Chapter 1.3.2.

Chapter IV

Geothermal Development Support consists of Exploration Support that is provided by MOF to MEMR (previously known as Government Drilling) and Exploration Financing that is given to both Public and Private Debtors as well as its affiliates (previously known as SOE/Private Drilling).

The Exploration Support is conducted through assignments to PT SMI and PT GDE. The objectives are to 1) improve the Geothermal Data and Information to be more feasible and credible, 2) enhance the appetite of Business Entities to participate in the geothermal infrastructure provision through the tender, as well as 3) enhance the credibility of financing institutions to fund geothermal infrastructure provision. For every assignment, PT SMI and PT GDE will obtain compensation for this Exploration Support Assignment.

The Exploration Financing is provided to both Public Debtors (SOE), Private Debtors (private companies), or its affiliates. The objectives are to 1) finance the Feasibility Study through additional Geothermal Data and Information that is difficult to obtain from financing institutions and 2) increase confidence of financing institutions to finance the provision of Geothermal sector infrastructure for the next stage. For Exploration Financing, SOE is eligible for maximum 50% risk coverage from the total loan while the Private is not eligible, unless covered by International Financing Institutions IFIs/agencies in the Funding Cooperation Agreement. For both parties, many options of financing provision are available, such as payback/return scheme, dividend, and interest rate. The interest rate incentive can be provided by MOF if the interest rate exceeds the government loan interest rate as much as 50% of the difference in interest rates or a maximum of 2%.

Chapter V

This chapter explains that for the provision of PISP Fund, PT SMI can cooperate with IFIs and other institutions/agencies. The form of cooperation can be de-risking facilities, technical assistance, or other in-kind supports.

Chapter VI

Regarding the payment to PT SMI and IIGF, DJPPR will be assigned and shall conduct their authority and assignment as stipulated by the regulations. From PT SMI's side as the financier, PT SMI should report the audit result by public accounting office to DJPPR and IIGF related to any transaction by MOF or IIGF to PT SMI.

Chapter VII

For every implementation of Exploration Support Assignment, PT SMI shall develop a report of fund provision to PT GDE while PT GDE develops a report on the implementation of budget and working plan. Both reports should be submitted to the JC and will be discussed during JC meeting by inviting other stakeholders.

Chapter VIII

This chapter explains that if any Memorandum of Understanding (MoU) and agreement that are currently under preparation shall be implemented based on the new PMK. Any documents under PMK No 62/2017 will be still valid unless it is conflicting with the new PMK.

Chapter IX

This chapter explains that if any Memorandum of Understanding (MoU), agreement, and decree that have been made related to the PISP fund contain anything contrary with the new PMK No 80/2022, the documents shall be adjusted within one year after this PMK is issued. This chapter also stated that PMK No 62/2017 on PISP Fund is revoked.

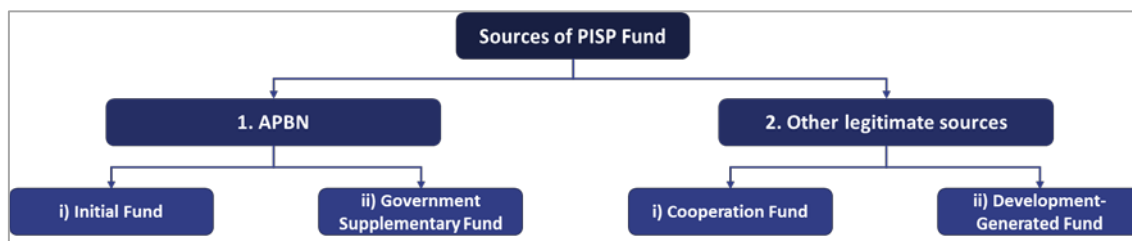
By the issuance of this PMK no 80/2022, it appears that both public and private debtors could receive some options of financing provisions from the government, i.e., payback/return scheme, dividend, or interest rate. Besides, the transparent procedure that has been stipulated by this regulation can attract more IFIs such as the World Bank to involve in the geothermal exploration stage by providing low-cost loan and de-risking facilities, i.e., IBRD's Blended Loan and GCF/CTF's reimbursable grant. In addition, in terms of risk coverage, the new PMK also stipulated political risk to be covered, not only resource risk as regulated in the previous PMK.

1.2 Detailed information of KMK on PISP Fund Management and Joint Committee

1.2.1 PISP Fund Management KMK

MOF issued a Minister Decree (KMK) No 412/2022 regarding PISP Fund Management on 18th October 2022. The KMK describes the management of PISP Fund related to planning, utilization, and placement of PISP Fund. Those activities need to be carried out mainly by PT SMI and relevant parties.

Principally, PISP Fund sources are from APBN and other funds as shown below Figure. Any funds from international financing institutions (IFIs) will be under Cooperation Funds. The utilization of cooperation funds will be used for Exploration Support, Exploration Financing, and/or any activities that only be agreed in the agreement. In case Japanese government/financial institutions want to support PISP Fund, the funds will be considered Cooperation Funds.

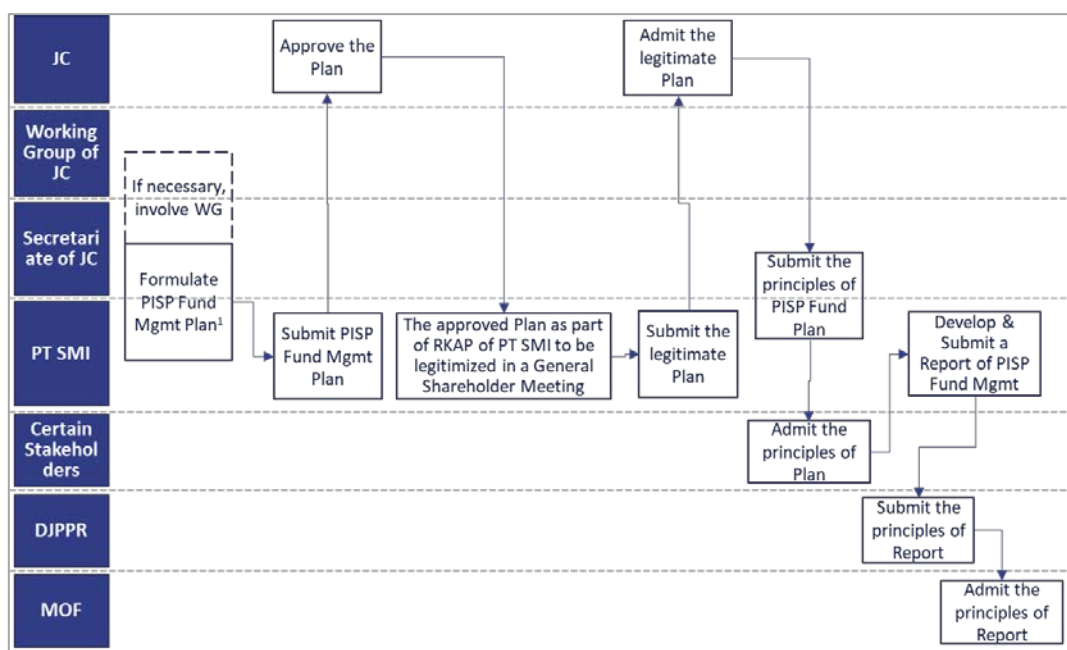


Source: JET based on KMK No 412/2022

Figure 1 Sources of PISP Fund

The government can provide additional funds according to demand, both through the state capital equity and the provision of grant.

In terms of PISP Fund planning, PT SMI requires to develop two types of planning documents annually, such as budget plan and treasury investment plan. Budget plan consists of 1) Budget for Exploration Support and/or Exploration Financing, and 2) Budget for other activities, e.g., to support 1), to support performance improvement of PT SMI, etc. The procedure on how to develop previously mentioned planning document can be seen in the Figure below.

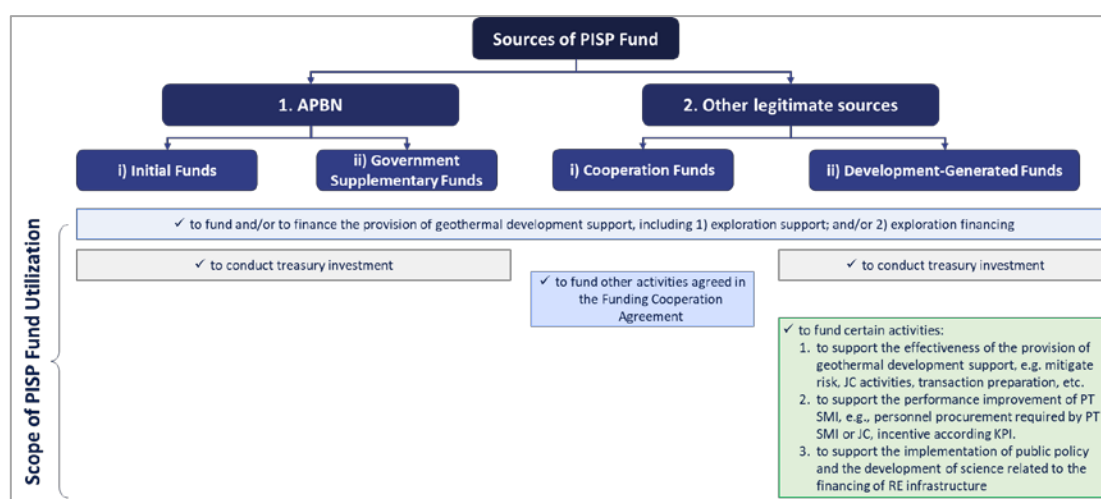


Source: JET based on KMK No 412/2022

Figure 2 Procedure on PISP Fund Planning

In regard to the utilization, Exploration Support and Exploration Financing can use all sources of PISP Fund, either from Initial Funds, Government Supplementary Funds, Cooperation Funds, or Development-Generated Funds. Figure below shows more detailed activities that can use PISP Fund. PT SMI will annually plan on the fund utilization allocation and to be agreed with JC. In addition, PT SMI may utilize the PISP Fund for purposes other than those specified in the Figure below based on the approval of the Minister of Finance and with following criteria:

- a) its utilization shall not interfere the provision of geothermal development support which is currently ongoing and/or is being prepared to be implemented in the following fiscal year, and
- b) there is a clear and measurable return mechanism for the fund to be utilized.



Source: JET based on KMK No 412/2022

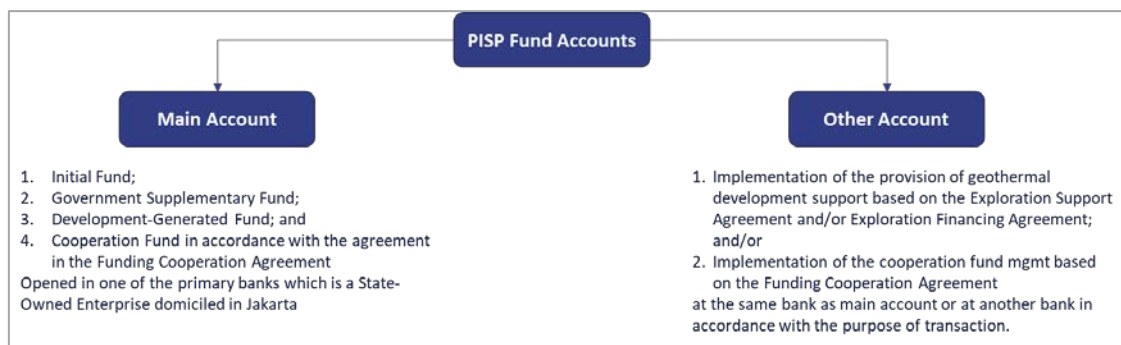
Figure 3 Utilization of PISP Fund

PT SMI is allowed to use part of PISP Fund to conduct treasury investment with considerations of fund availability and readiness. The funds resulted from investment activity will be under Development-generated Funds. The development-generated funds can be used for several activities/purposes including to fund JC activities, improve PT SMI's performance in conducting PISP Fund mgmt., etc.

PISP Fund is regulated to be placed in two accounts as shown in Figure below. PT SMI requires to open those accounts and reports to the Director General for each account opening. In managing the PISP Fund, PT SMI shall formulate and issue a guideline regarding the recording of the PISP Fund. The formulation of guideline shall be carried out in accordance with the mechanism applicable to PT SMI and shall be in coordination with the Joint Committee.

The financial information on the PISP Fund management shall be disclosed in the Notes to Financial Statements (*Catatan atas Laporan Keuangan/CALK*) on the financial statements of PT SMI, consisting information on:

- specific accounting policy related to the PISP Fund;
- amount of the PISP Fund;
- amount of the PISP Fund that is allocated for the Geothermal Development Support;
- amount of the PISP Fund that is allocated for in the treasury investment; and
- other information related to the PISP Fund if required in the accountability and transparency of the PISP Fund management.



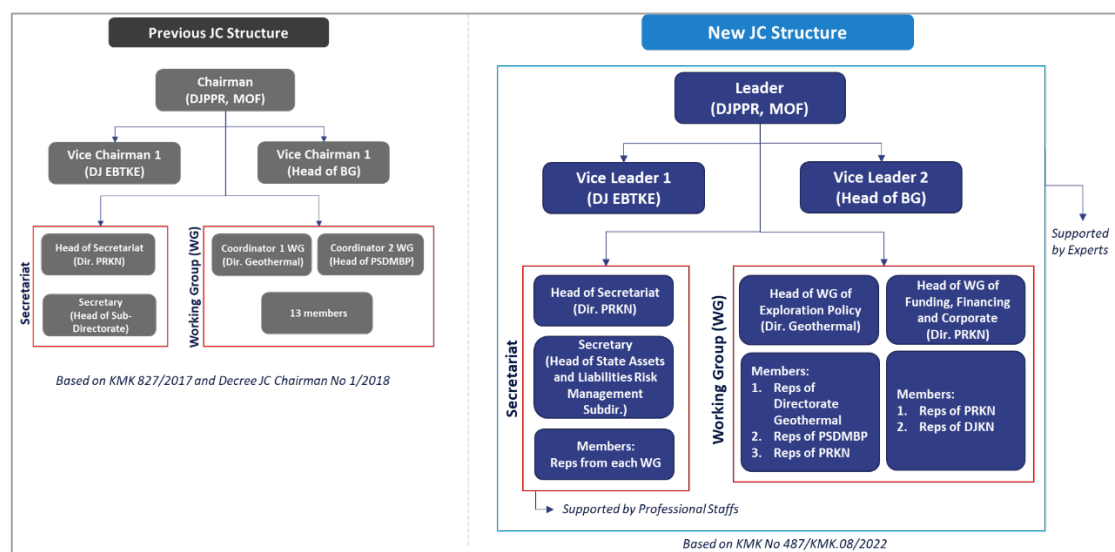
Source: JET based on KMK No 412/2022

Figure 4 Placement of PISP Fund

1.2.2 Joint Committee KMK

KMK on Joint Committee (JC) No 487/2022 was issued and signed by the Minister of Finance on December 9th, 2022. The previous KMK No 827/2017 is declared invalid and revoked.

In terms of structure, there are not many differences in terms of structure between the previous and new KMK. In the new KMK, the working group (WG) names are changed to Exploration WG (EWG) and Funding, Financing and Corporate WG (FFC WG). Also, in terms of WG members, each WG has Directorate of State Asset Management (PRKN) representatives which also act as member of Secretariat which is the new position. The Secretariat members are believed to be JET's inputs to the MOF once JET received the draft in August 2022. These members can be a liaison for each WG and provide early explanation on any situation or on any meeting requests.



Source: JET based on KMK No 487/2022

Figure 5 Comparison of Previous and New JC Structure

For the detailed comparison between previous and new KMK on JC, can be seen in the Table below.

Table 2 Detailed Comparison between Previous and New KMK on Joint Committee

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
Overall JC Duties	1. conduct monitoring and supervision on activity by PT SMI; 2. conduct strategic decision-making on activity by PT SMI, among others are: a. approval on the plan of activity assignment based on schedule and budget estimation submitted by PT SMI; b. decision on the termination or continuation activity based on the suggestion from PT SMI; c. determination on the activity result which has been certified and provide a cost estimation of Geothermal data and information including the amount of compensation and payment scheme to PT SMI; and d. other strategic decisions that affect the success of activity by PT SMI. 3. to compose the scope of work of Geothermal Data and Information provision activity.	No stipulation on overall JC duties. KMK directly breaks down the duties/functions/authority to each structure.
JC Leaders duties/	No stipulation in both KMK or JC Leaders Decree.	JC Leaders tasks 1. make efforts to achieve the objectives of establishing the JC; and

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
authorities	However, there are list of decisions to be made (<i>explained in “decisions taken under Plenary Meeting”</i>): a) Exploration Working Plan b) Technical Expert appointment c) Implementation of disaster management protocol d) Stop-and-go decision of drilling activity e) Admission on certification result of drilling data f) Realization on amount of data provision cost incurred by assignment Implementer g) Compensation amount charged to winning bidder h) Decisions that cannot be made in Technical Meeting	2. take necessary actions to prepare and to carry out the duties and authorities of the Chairmen of JC in the implementation of the Geothermal Development Support A. JC Leaders authorities 1. determine all decisions, approvals, and other matters include: a. decision on the Compensation amount of the Exploration Support Assignment for PT SMI which is charged to the Beneficiary Entity of Exploration Support, b. decision regarding the occurrence of Gap Risk in the implementation of Exploration Support, c. approval regarding the enforcement of criteria in the provision of Exploration Support as agreed in the Funding Cooperation Agreement, and d. other decisions and/or approvals required. 2. provide direction to the WG of JC and the Secretariat of JC and experts on the implementation of their respective duties and authorities 3. provide directions to PT SMI, PT GDE, and IIGF regarding matters related to the implementation of their respective duties 4. submit the recommendations to the Minister of Finance regarding matters required to be done, decided and/or stipulated in order to improve the management performance of the PISP Fund including funding, financing and corporate aspects, which include: a. recommendation on the decision of the Compensation for Exploration Financing Assignment for PT SMI; b. recommendations on the portion of risk sharing², in case of exploration risks or political risks;

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
		c. recommendations on the termination of Exploration Support Assignment, by taking into account the occurrence of exploration risks or political risks; and d. other recommendations. 5. submit the proposals and/or recommendations to the Minister of MEMR regarding matters required to be done, decided and/or stipulated, including: a. to improve the Exploration performance; b. tender of Working Area which is carried out by utilizing the Geothermal Data and Information generated from the Exploration Support; and c. other proposals and/or recommendations required. 6. take innovative steps in implementing the Geothermal Development Support to align the policy mandates regulated in the laws and regulations, and 7. submit the proposals and/or recommendations to the Minister of Finance and the Minister of MEMR regarding: a. adjustments needed to be made to the MoU between the Minister of Finance and the Minister of MEMR; b. measures needed to be taken in order to mitigate risks from occurring during the term of Geothermal Development Support; and c. alignment or adjustment as deemed necessary for the policies in their respective scopes related to the implementation of the Geothermal Development Support.

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
Exploration WG (EWG) duties/ authority	No stipulation on this specific WG in both KMK or JC Chairman Decree. However, there are list of decisions to be made (<i>explained in “decisions taken under Technical Meeting”</i>): a) Proposal of additional data/survey in pre-assignment phase b) Suitability and adjustment on exploration working plan c) Land acquisition d) Data and information transfer to MEMR, including conditions affecting land acquisition during or after assignment ends e) Barriers at the field that cannot be decided by assignment implementer	A. Exploration WG tasks 1. assist the JC Leaders in achieving the objectives in sectors relevant to the exploration, including technical, licensing, social, and environmental aspects as well as relationship with the stakeholders; 2. prepare and/or evaluate the drafts of each guideline, qualification and recommendation related to the exploration; 3. arrange and/or conduct studies as well as propose or recommend experts in supporting the implementation of duties and authorities; and 4. take necessary measures to prepare and to carry out the duties and authorities of the Exploration WG B. Exploration WG authorities 1. submit the recommendations regarding decisions or approvals on measures needed to be taken related to the implementation of the exploration, either based on their own initiative or based on proposals and/or recommendations submitted by PT SMI, PT GDE, and/or other relevant parties; 2. submit the proposals and/or recommendations needed to be decided, stipulated, and/or conducted to the JC Leaders to improve the performance of the exploration implementation; 3. conduct development and supervision on the exploration implementation, including the activities of: a. receive and discuss the reports submitted by PT SMI, PT GDE or other relevant parties regarding the implementation of the exploration; b. provide input, direction, review, study and/or clarification

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
		required in the implementation of the exploration based on the requests from PT SMI, PT GDE, experts and/or other relevant parties; and c. coordinate with relevant stakeholders regarding the exploration implementation 4. propose and/or submit recommendations on the experts required in supporting the implementation of duties of the JC Leaders and the WGs of JC; and 5. stipulate and/or make decisions related to the authorities mandated by the JC Leaders.
Funding, Financing, and Corporate WG (FFC WG) duties/ authority	No stipulation to this specific WG in both KMK or JC Chairman Decree.	A. FFC WG duties 1. assist the JC Leaders in achieving the objectives in sectors relevant to the fund management and the funding, financing, and corporation aspects; 2. prepare drafts of each guideline, qualification and recommendation related to the planning, preparation, and implementation of Geothermal Infrastructure Financing Fund management tasks and aspects of funding, financing and corporation; and 3. take necessary measures to prepare and to properly carry out the duties and authorities of the Funding, Financing, and Corporate WG. B. FFC WG authorities 1. submit proposals and/or recommendations to the JC Leaders regarding matters related to the implementation of duties of Geothermal Infrastructure Financing Fund management and

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
		aspects of funding, financing, and corporation in the provision of Geothermal Development Support either based on their own initiative or based on proposals and/or recommendations submitted by PT SMI, PT GDE, IIGF, experts, and/or other relevant parties; 2. conduct development and supervision, monitoring and/or evaluation on the implementation of duties of the Geothermal Infrastructure Financing Fund management and aspects of funding, financing, and corporation in the implementation of Geothermal Development Support, including the activities of: a. discuss the reports from PT SMI and PT GDE on the implementation of duties of managing the Geothermal Infrastructure Financing Funds and the Provision of Geothermal Development Support; b. discuss the reports from IIGF on the implementation of duties of risk sharing and/or guarantee support; c. ask for clarification, conduct studies, and provide input/direction to PT SMI in carrying out the management of Geothermal Infrastructure Financing Funds and aspects related to the corporation in the provision of Geothermal Development Support; d. conduct meetings and/or discussions with PT SMI, PT GDE, IIGF and/or relevant stakeholders regarding matters related to the implementation of duties of the Geothermal Infrastructure Financing Funds management and aspects of funding, financing, and corporation in the implementation of Geothermal Development Support; and

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
		e. coordinate with relevant stakeholders regarding the implementation of the Geothermal Development Support 3. recommends experts to the JC Leaders to support the implementation of authorities of the JC; and 4. stipulate and/or make decisions related to the authorities mandated by the JC Leaders.
Secretariat functions	[JC Chairman Decree No 1/2018] 1. Prepare the working plan to be approved by JC; 2. Conduct any meeting for strategic decision which needs to be taken by JC including to coordinate and invite parties that should attend in the JC Meeting, to prepare material and agenda of JC Meeting, to prepare the minutes of JC Meeting, and to administer any decisions taken during the JC Meeting; 3. Conduct coordination with related institutions to obtain input in the implementation of geothermal data and information provision; 4. Socialize to ministries/non-ministries governmental agencies and other parties related to geothermal data and information provision activities;	A. Secretariat duties 1. assist the JC Leaders in coordinating, managing, and administering the implementation of authorities and duties of the JC Leaders ; 2. coordinate the execution of all meetings, including inviting certain parties to attend the meetings of the JC as well as prepare, distribute, and administer the invitations for meetings, minutes of meetings, and decisions resulted from the JC; 3. facilitate the implementation of all activities of the JC internally and externally with relevant stakeholders; 4. accept and administer all applications or proposals related to the Geothermal Development Support needed to be submitted to the JC Leaders, the Exploration Working Group, and the Funding, Financing, and Corporate Working Group; 5. coordinate with: a. PT SMI; b. PT GDE; c. IIGF; and/or d. relevant stakeholders. on matters related to the implementation of duties of the JC;

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
	5. Implement capacity building for the implementation of geothermal data and information provision activity; 6. Coordinate duties implementation of Working Group; and 7. Carry out other duties given by the JC.	6. conduct the socialization and dissemination to the relevant stakeholders in regard to the provision of Geothermal Development Support; and 7. administer in an orderly manner all decisions, stipulations, agreements, minutes and/or records which have been discussed, formulated and signed. B. Secretariat authorities and responsibilities 1. prepare and decide the work plan and budget of the JC; and 2. decide the office and personnel of the Secretariat of JC as well as other supporting resources
Types of JC meetings	[JC Chairman Decree No 1/2018] 1. Plenary Meeting; at least once in 2 months 2. Technical Meeting; at any time required	1. Meetings of the JC • Led by JC Chairman or one of the Vices appointed by JC Chairman in case the Chairman cannot attend • JC meetings can be hold at any time whenever necessary to make any important and urgent decisions 2. Meetings of the Working Groups of Joint Committee; and • Execution of meetings of the Working Groups shall be determined by the head of the Working Groups in each fiscal year • The meetings of the Working Groups can be hold at any time whenever necessary to make any important and urgent decisions, based on the proposals of the relevant WG members, PT SMI, PT GDE, IIGF, experts, and/or other relevant parties submitted through the Secretariat of JC 3. Meetings of the Secretariat of Joint Committee.

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
		• Execution of meetings of the Secretariat shall be determined by the head of the Secretariat in each fiscal year. • The meetings of the Secretariat can be hold at any time whenever necessary
Experts	No details.	Experts assisting the JC include experts in the sector of: 1. Geoscience; 2. Civil construction and drilling; 3. Drilling; 4. Power plant and power transmission; 5. Social and environment (safeguard); 6. Safety and health; 7. Fund management; 8. Funding/financing; 9. Legal; and 10. Others
Professional staffs	No details	Professional staff assisting the Secretariat of JC include professional staff in the sector of: 1. secretarial administration; 2. finance; 3. archive; 4. communication; 5. technology and information; and 6. Others
Source of Fund in carrying out	No details	1. State Budget / <i>Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara</i> (APBN);

Items	Previous KMK 827/2017	New KMK 487/2022
JC duties and authorities		2. Geothermal Infrastructure Financing Funds; and/or 3. other legitimate sources in accordance with the provisions of legislations.
Source of Fund of Experts and/or Professional Staffs	No details	1. State Budget / <i>Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara</i> (APBN); 2. Geothermal Infrastructure Financing Funds; and/or 3. other legitimate sources in accordance with the provisions of legislations.

Source: JET's analysis based on KMK 827/2017, KMK 487/2022, and JC Chairman Decree 1/2018

1.3 Summary of the RE Perpres No 112/2022 on Renewable Energy (RE) Development Acceleration for Electricity

The RE Perpres issuance has three goals, such as to 1) increase investment in the RE sector, 2) accelerate the achievement of RE mix targets in the national energy mix in accordance with the National Energy Policy, and 3) reduce greenhouse gas emissions (GHGs).

Table 3 Structure of RE Perpres No 112/2022

Chapter	Article
I: General Provision	1: Definition 2: Preparation and Implementation of RUPTL 3: Preparation and Implementation of RUPTL 4: Definition and scope of renewable energy (RE)
II: Electricity Purchase Price	5-7: Ceiling Price and Dealing Price 8: Transmission Facility Price 9: Provisions for Ceiling Price and Dealing Price 10: Price of Battery Facilities 11: Provisions for pricing of excess power 12: Price provisions for PLT RE Grants 13: Provisions for Transactions using Rupiah
III: Implementation of Electricity Purchase	14 – 19: Implementation of Purchase of Electricity from Power Plants which are Entirely Built by Business Entities 20: Implementation of Purchase of Electricity from Power Plants originating from Grants
IV: Power Purchase Agreement (PPA)	21: Power Purchase Agreement
V: Government Support	22 – 27: Fiscal and Non-Fiscal Incentive Support from relevant Ministers, heads of institutions, or regional governments 28: Electricity Purchase Price and Implementation of WKP offers or geothermal business assignments to SOEs
VI: Guidance and Supervision	29: Guidance and Supervision
VII: Transition Provisions	30 – 42: Transitional conditions

Source: Perpres No 112/2022

In terms of pricing system, most of RE sources apply two-stage ceiling price with the first stage ceiling price multiplied by location factor, such as geothermal (for geothermal, the price applies escalation factor until the PPA duration), Hydropower, Solar PV, Wind PP, Biomass PP, Biogas PP, Capacity addition (expansion) for geothermal, hydro, Solar PV, Biomass PP, Biogas PP, and Excess power for Geothermal, Hydro, Biomass PP, Biogas PP. Meanwhile, the dealing price applies for Hydropower Peaker, Biofuel PP, and Ocean PP.

The RE Perpres No 112/2022 also elaborates a topic on Energy Transition Plan, especially related to Coal-fired Power Plant (PLTU) Phase-out Plan. The Minister of MEMR prepares a roadmap to accelerate the termination of the PLTU operational period after coordinating

with the Minister of Finance and the Minister of SOEs. PT PLN and other business area (Wilus) are prohibited from developing new PLTU other than those stipulated in the RUPTL or PLTU that meet the criteria stipulated in the Perpres. PLTU whose operation period has been terminated, if needed, can be replaced with RE power plants taking into account the conditions of electricity supply and demand.

In the event that the purchase of RE electricity causes an increase in BPP, PT PLN must be compensated for all costs that have been incurred and payments are made under the provisions of the legislation.

The RE Perpres No 112/2022 also regulates related to the procurement. Direct appointment bidding applies for Hydropower/Mini or micro hydro (apply as assignment), Geothermal PP (apply as assignment), Expansion of Hydro, geothermal, Solar PV, Wind, Biomass, Biogas PP, and Excess power of Hydro, geothermal, Biomass and Biogas PP. On the other hand, direct selection applies for Hydro, Solar PV, Wind, Biomass, Biogas, Biofuel PP, and ocean PP for all generating capacity.

The PPA contract shall comply with BOOT through B-to-B scheme. There are several different PPA period conditions for each RE source, such as, 1) 30 years for Hydro power/mini hydro, geothermal, and Wind PP, 2) 30 years maximum for solar PV, 3) 25 years for Biomass PP, and 4) 20 years for Biogas PP. Any transaction of electricity purchase shall be in Rupiah with the JISDOR exchange rate. The dealing price requires MEMR approval. The ceiling price will be evaluated every year. If the evaluation results in a price change, the provisions for the price change shall be regulated by a Ministerial Regulation (Permen).

Followings are some government supports mentioned in the RE Perpres No 112/2022:

Table 4 Details of Government Supports

Government Institutions	Supports
MEMR	Develop a plan for the development of RE power plant and set an RE quota
MOF	• Providing fiscal and non-fiscal incentives • Providing fiscal incentives: a. Income tax (PPh) facilities; b. Import facilities; c. Land and building tax (PBB) relief facilities; d. Geothermal development support; and/or e. Financing support and/or guarantee through SOEs. • Provide compensation to PT PLN for all costs incurred if the purchase price of electricity in the Perpres > BPP of PT PLN.
Ministry of SOE	Setting targets for RE utilization in PT PLN's performance indicators
Ministry of ATR/BPN	Ease of licensing and giving priority to the RE utilization in the national spatial planning
KLHK	Ease of licensing for land use in the forest areas and reduced

Government Institutions	Supports
	costs for the development of RE.
Ministry of Industry	Providing support to Business Entities by prioritizing the use of domestic products through: a. Supply capability creation b. determining of import quota for RE power plant components c. TKDN verification of RE power plant components d. Setting of a roadmap for the development of the electricity supporting industry
PUPR	Ease of licensing and cost reduction in RE development.
Ministry of Home Affairs	Formulation of policies to support the development of RE PP within the scope of local government
Local Government	Ease of licensing, incentives (land and building tax relief), and guarantee of land availability for the development of renewable energy power plants
BKPM	Ensuring the ease of issuing permits in the development of new and renewable energy at the central and regional levels
CMAI	Coordinate policy formulation and implementation of Government support

Source: Perpres No 112/2022

Followings are the ceiling price details of each RE,

1. Electricity Purchase Price from PLTA which Utilizes Power from Water Flows/Waterfalls

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1 st – 10 th Year	11 th – 30 th Year
1	Up to 1 MW	(11.23 x F)*	7.02
2	> 1 MW to 3 MW	(10.92 x F)*	6.82
3	> 3 MW to 5 MW	(9.65 x F)*	6.03
4	> 5 MW to 20 MW	(9.09 x F)*	5.68
5	> 20 MW to 50 MW	(8.86 x F)*	5.54
6	> 50 MW to 100 MW	(7.81 x F)*	4.88
7	> 100 MW	(6.74 x F)*	4.21

2. Electricity Purchase Price from PLTA which Utilizes Hydro Power from Reservoirs/Dams or Irrigation Canals Owned by the Ministry in charge of the Government Affairs in Water Resources Sector with Multipurpose Development

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1 st – 10 th Year	11 th – 30 th Year
1	Up to 1 MW	(11.23 x 0.8 x F)*	7.02 x 0.8
2	> 1 MW to 3 MW	(10.92 x 0.8 x F)*	6.82 x 0.8

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1 st – 10 th Year	11 th – 30 th Year
3	> 3 MW to 5 MW	$(9.65 \times 0.8 \times F)^*$	6.03×0.8
4	> 5 MW to 20 MW	$(9.09 \times 0.8 \times F)^*$	5.68×0.8
5	> 20 MW to 50 MW	$(8.86 \times 0.8 \times F)^*$	5.54×0.8
6	> 50 MW to 100 MW	$(7.81 \times 0.8 \times F)^*$	4.88×0.8
7	> 100 MW	$(6.74 \times 0.8 \times F)^*$	4.21×0.8

3. Electricity Purchase Price from PLTA of Expansion

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 30th Year
1	Up to 1 MW	$(11.23 \times 0.7 \times F)^*$	7.02×0.7
2	> 1 MW to 3 MW	$(10.92 \times 0.7 \times F)^*$	6.82×0.7
3	> 3 MW to 5 MW	$(9.65 \times 0.7 \times F)^*$	6.03×0.7
4	> 5 MW to 20 MW	$(9.09 \times 0.7 \times F)^*$	5.68×0.7
5	> 20 MW to 50 MW	$(8.86 \times 0.7 \times F)^*$	5.54×0.7
6	> 50 MW to 100 MW	$(7.81 \times 0.7 \times F)^*$	4.88×0.7
7	> 100 MW	$(6.74 \times 0.7 \times F)^*$	4.21×0.7

4. Electricity Purchase Price from PLTA of Excess Power

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)
1	All Capacity	5.80×0.7

5. Electricity Purchase Price from PLTS Photovoltaic (Excluding Battery Facilities or Other Power Storage Facilities)

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 30th Year
1	Up to 1 MW	$(11.47 \times F)^*$	6.88
2	> 1 MW to 3 MW	$(9.94 \times F)^*$	5.97
3	> 3 MW to 5 MW	$(8.77 \times F)^*$	5.26
4	> 5 MW to 10 MW	$(8.26 \times F)^*$	4.96
5	> 10 MW to 20 MW	$(7.94 \times F)^*$	4.76
6	> 20 MW	$(6.95 \times F)^*$	4.17

6. Electricity Purchase Price from PLTS Photovoltaic Expansion (Excluding Battery Facilities or Other Power Storage Facilities)

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 30th Year
1	Up to 1 MW	$(11.47 \times 0.8 \times F)^*$	6.88×0.8

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 30th Year
2	> 1 MW to 3 MW	$(9.94 \times 0.8 \times F)^*$	5.97×0.8
3	> 3 MW to 5 MW	$(8.77 \times 0.8 \times F)^*$	5.26×0.8
4	> 5 MW to 10 MW	$(8.26 \times 0.8 \times F)^*$	4.96×0.8
5	> 10 MW to 20 MW	$(7.94 \times 0.8 \times F)^*$	4.76×0.8
6	> 20 MW	$(6.95 \times 0.8 \times F)^*$	4.17×0.8

7. The Electricity Purchase Price from PLTS Photovoltaic of which Land is Provided by the Government (Excluding Battery Facilities or Other Power Storage Facilities)

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 30th Year
1	Up to 1 MW	$(11.47 \times 0.95 \times F)^*$	6.88×0.95
2	> 1 MW to 3 MW	$(9.94 \times 0.95 \times F)^*$	5.97×0.95
3	> 3 MW to 5 MW	$(8.77 \times 0.95 \times F)^*$	5.26×0.95
4	> 5 MW to 10 MW	$(8.26 \times 0.95 \times F)^*$	4.96×0.95
5	> 10 MW to 20 MW	$(7.94 \times 0.95 \times F)^*$	4.76×0.95
6	> 20 MW	$(6.95 \times 0.95 \times F)^*$	4.17×0.95

8. Electricity Purchase Price from PLTB (Excluding Battery Facilities or Other Power Storage Facilities)

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 30th Year
1	Up to 5 MW	$(11.22 \times F)^*$	6.73
2	> 5 MW to 20 MW	$(10.26 \times F)^*$	6.15
3	> 20 MW	$(9.54 \times F)^*$	5.73

9. Electricity Purchase Price from PLTB Expansion (Excluding Battery Facilities or Other Power Storage Facilities)

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 30th Year
1	Up to 5 MW	$(11.22 \times 0.7 \times F)^*$	6.73×0.7
2	> 5 MW to 20 MW	$(10.26 \times 0.7 \times F)^*$	6.15×0.7
3	> 20 MW	$(9.54 \times 0.7 \times F)^*$	5.73×0.7

10. Electricity Purchase Price from PLTBm

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 25th Year
1	Up to 1 MW	$(11.55 \times F)^*$	9.24

2	> 1 MW to 3 MW	$(10.73 \times F)^*$	8.59
3	> 3 MW to 5 MW	$(10.20 \times F)^*$	8.16
4	> 5 MW to 10 MW	$(9.86 \times F)^*$	7.89
5	> 10 MW	$(9.29 \times F)^*$	7.43

11. Electricity Purchase Price from PLTBM Expansion

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 25th Year
1	Up to 1 MW	$(11.55 \times 0.8 \times F)^*$	9.24×0.8
2	> 1 MW to 3 MW	$(10.73 \times 0.8 \times F)^*$	8.59×0.8
3	> 3 MW to 5 MW	$(10.20 \times 0.8 \times F)^*$	8.16×0.8
4	> 5 MW to 10 MW	$(9.86 \times 0.8 \times F)^*$	7.89×0.8
5	> 10 MW	$(9.29 \times 0.8 \times F)^*$	7.43×0.8

12. Electricity Purchase Price from PLTBg

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 20th Year
1	Up to 1 MW	$(10.18 \times F)^*$	6.11
2	> 1 MW to 3 MW	$(9.81 \times F)^*$	5.89
3	> 3 MW to 5 MW	$(8.99 \times F)^*$	5.39
4	> 5 MW to 10 MW	$(8.51 \times F)^*$	5.10
5	> 10 MW	$(7.44 \times F)^*$	4.46

13. Electricity Purchase Price from PLTBg Expansion

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 20th Year
1	Up to 1 MW	$(10.18 \times 0.8 \times F)^*$	6.11×0.8
2	> 1 MW to 3 MW	$(9.81 \times 0.8 \times F)^*$	5.89×0.8
3	> 3 MW to 5 MW	$(8.99 \times 0.8 \times F)^*$	5.39×0.8
4	> 5 MW to 10 MW	$(8.51 \times 0.8 \times F)^*$	5.10×0.8
5	> 10 MW	$(7.44 \times 0.8 \times F)^*$	4.46×0.8

14. Electricity Purchase Price from PLTBm and PLTBg Excess Power

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)
1	PLTBm	9.29
2	PLTBg	7.44

15. Electricity Purchase Price from PLTP which is Entirely Built by Business Entities and Entirely or Partially Built by the Central Government or Regional Government, Including Those Derived from Grants

a. Electricity Purchase Price

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 30th Year
1	Up to 10 MW	(9.76 x F)*	8.30
2	> 10 MW to 50 MW	(9.41 x F)*	8.00
3	> 50 MW to 100 MW	(8.64 x F)*	7.35
4	> 100 MW	(7.65 x F)*	6.50

b. The Purchase Price of Geothermal Steam Equivalent to Electricity

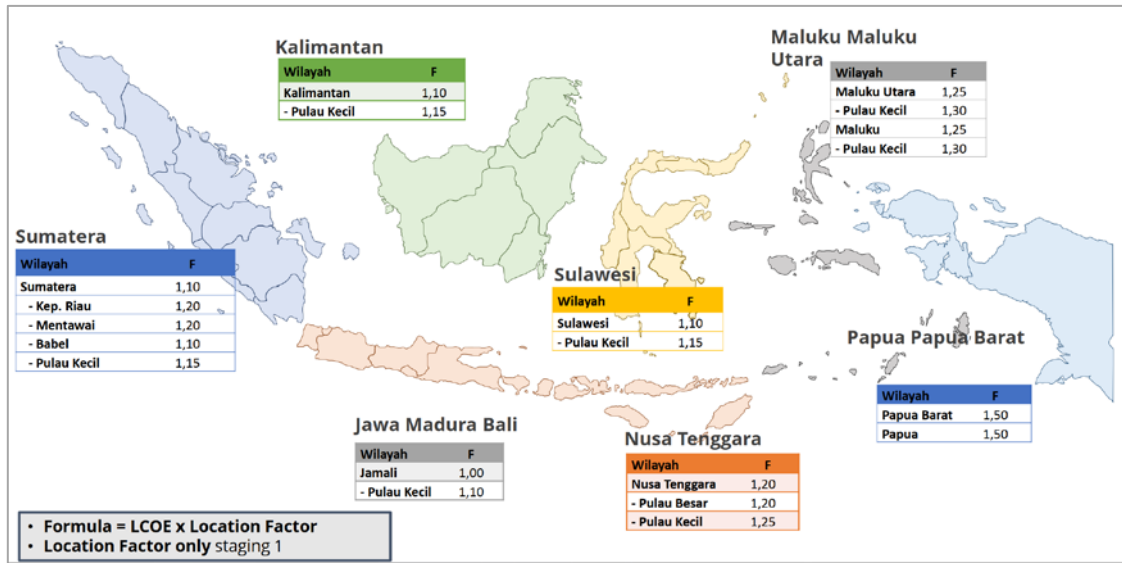
No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)	
		1st – 10th Year	11th – 30th Year
1	Up to 10 MW	(6.60 x F)*	5.60
2	> 10 MW to 50 MW	(6.25 x F)*	5.31
3	> 50 MW to 100 MW	(5.48 x F)*	4.65
4	> 100 MW	(4.48 x F)*	3.81

16. Electricity Purchase Price from PLTS Photovoltaic, PLTA, PLTB, PLTBm, and PLTBg which are Entirely Built by the Central Government or Regional Government, Including Those Derived from Grants

No	Capacity	Ceiling Price (cent USD/kWh)
1	PLTA	3.76
2	PLTS Photovoltaic	5.63
3	PLTB	5.63
4	PLTBm	9.29
5	PLTBg	7.44

Note:

*The ceiling price is the price multiplied by location factor (F) in which it has different values for each region. The F factor for each location can be seen in the Figure below.



Source: EBTKE (2022)

Figure 6 Location Factors for Each Region

1.4 Preliminary Cost Comparison: Coal Phaseout vs Geothermal Green Ammonia Co-firing

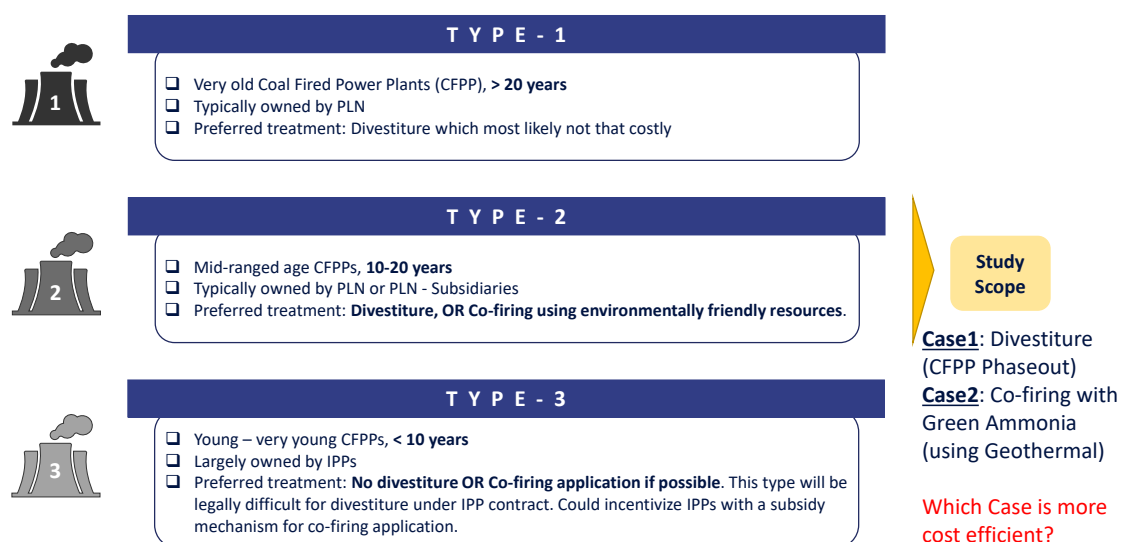
Disclaimer

JICA TA Team has conducted preliminary analysis for cost comparison between Coal-fire Phaseout and Co-firing with Ammonia using Geothermal for general discussion purpose only.

The simulation is done based on the information available in the internet web-site without any additional engineering analysis or due diligence (e.g., no cost estimation has been done assuming specific project with engineering study). JICA TA Team will not be responsible for any accuracy of the assumption/data used in the analysis.

Types of Coal Fire Power Plants (CFPP) for Phase-out Program

Types of Coal Fired Power Plants (CFPP) for Phase-Out Program are shown in the figure below. Type 1's preferred treatment is divestiture since it is very old already. Type 3's preferred treatment is not divestiture (or co-firing if possible) since this type will be legally difficult for divestiture under IPP contract. In case of Type 2, the preferred treatment is Case 1: divestiture (CFPP Phaseout) or Case 2: Co-firing using environmentally friendly resources (Green Ammonia using Geothermal). This study focuses on Type 2 to clarify which Case is more cost efficient.



Source: JICA Expert Team

Figure 7 Types of Coal Fired Power Plants (CFPP) for Phase-Out Program

Basic Assumptions

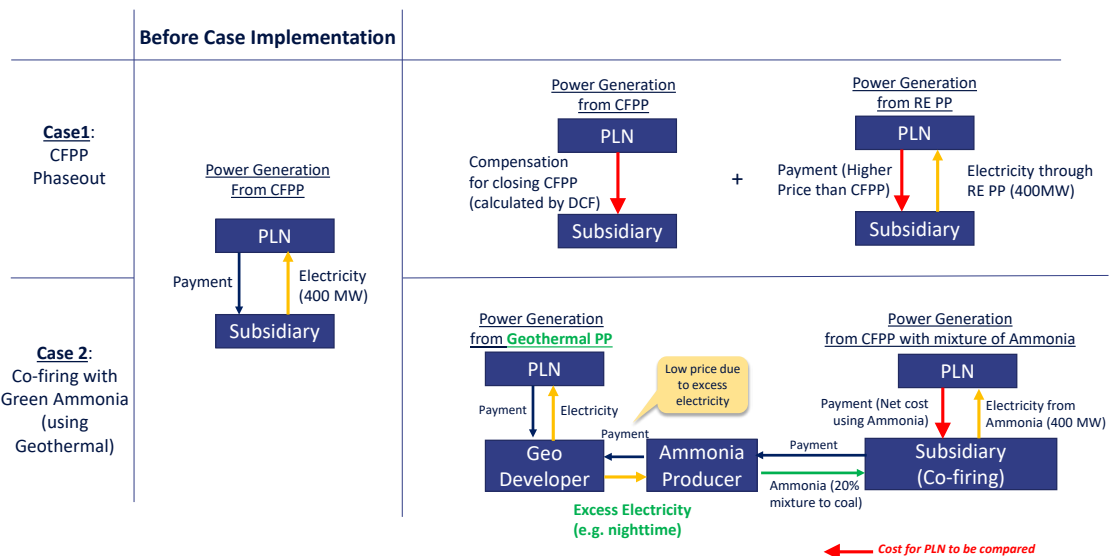
Basic Assumptions of cost comparison between Case 1: CFPP Phaseout and Case 2: Co-

firing with Green Ammonia (using Geothermal) (Type 2) are shown below.

- ◆ **Case 1:** CFPP phaseout & **Case 2:** Co-firing with green ammonia (using Geothermal) have the same CO2 reduction volume target=>Same coal usage reduction
- ◆ Both Case maintains the same electricity generation capacity (400MW)
- ◆ CFPP has been operating for 15 years since COD and remaining duration period is 25 years (DCF method is used for CFPP remaining value estimation assuming CAPEX is sunk cost)
- ◆ Cost comparison period is 15 years
- ◆ Excess electricity from geothermal power plant (during nighttime) in remote area of Eastern Indonesia is used for Ammonia (Hydrogen) production. Electricity generated at the geothermal power plant is assumed to be transmitted to Ammonia (Hydrogen) generation facility constructed at the port area of the same island.

Institutional Cashflow assumptions

Institutional Cashflow assumption for Case 1: CFPP Phaseout and Case 2: Co-firing with Green Ammonia (Using Geothermal) are shown in the figure below.

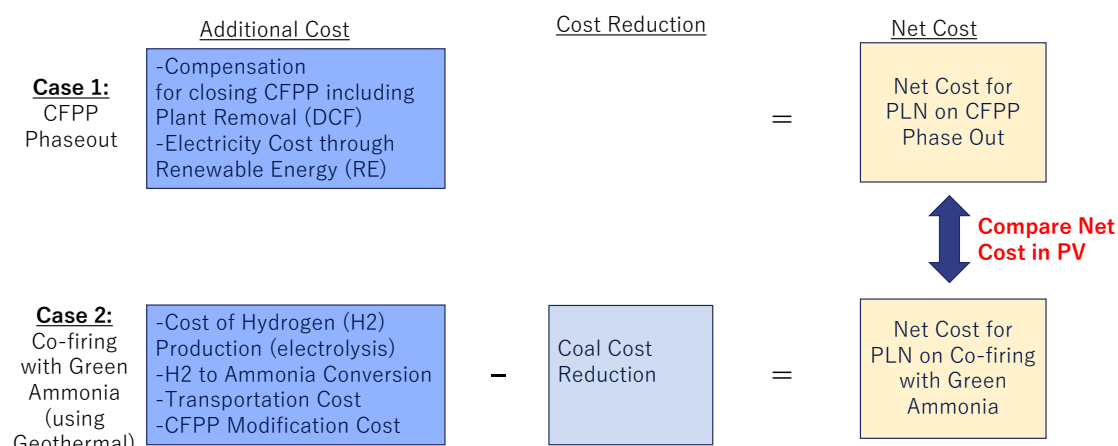


Source: JICA Expert Team

Figure 8 Institutional Cashflow Assumption for Case 1: CFPP Phaseout and Case 2: Co-firing with Green Ammonia (Using Geothermal)

Cashflow comparison from the viewpoint of PT PLN

Cashflow comparison from the viewpoint of PT PLN is shown in the Figure below.

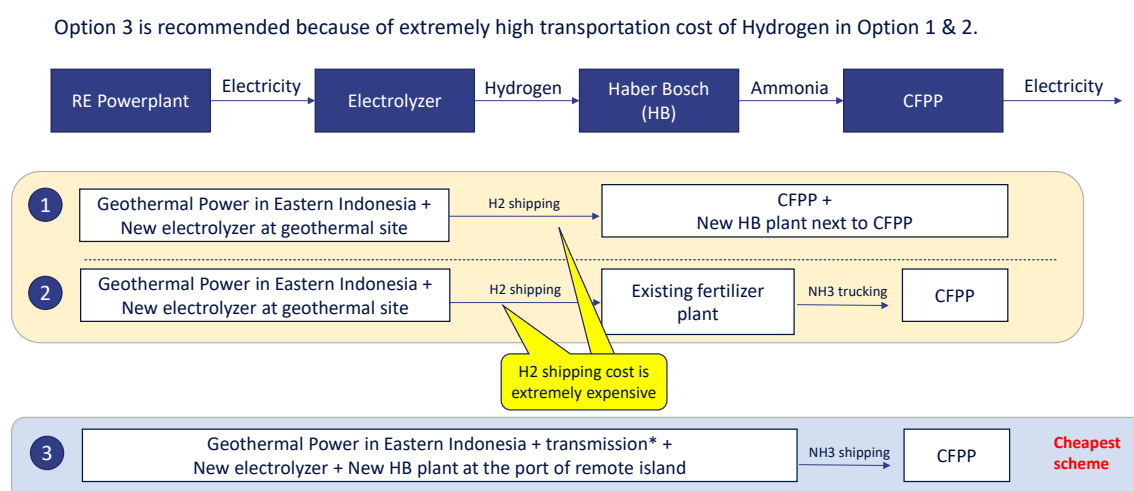


Source: JICA Expert Team

Figure 9 Cashflow Comparison from the Viewpoint of PT PLN

Installation Location Options for Ammonia (Hydrogen) Production Plant

Case 2: Co-firing with Green Ammonia using Geothermal has 3 options of installation location for ammonia (hydrogen) production plant as shown in the Figure below. Option 3 is recommended because of extremely high transportation cost of hydrogen in Option 1 & 2.



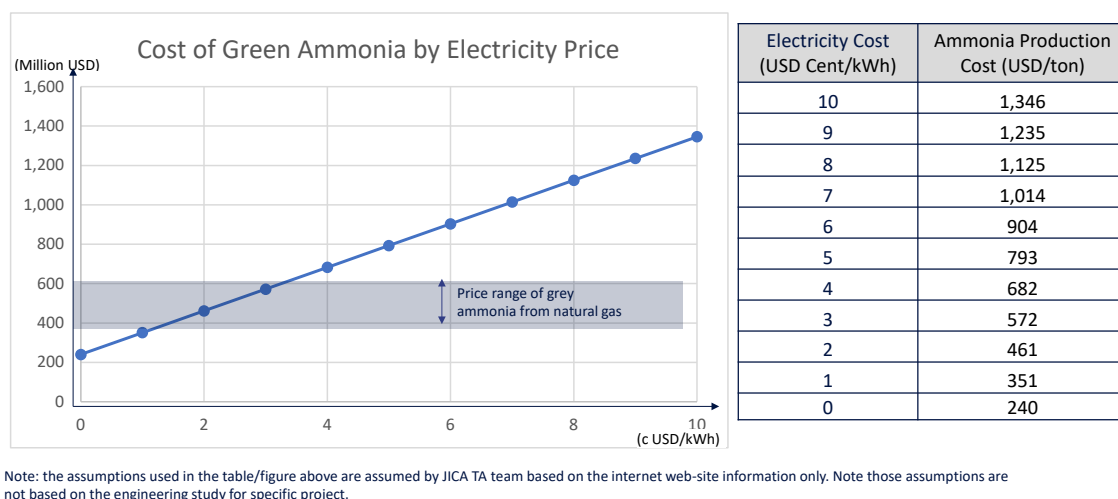
* Cost of transmission is assumed to be free by using existing transmission line in the remote island.

Source: JICA Expert Team

Figure 10 Installation Location Options for Ammonia (Hydrogen) Production Plant

Estimated Green Ammonia Production Cost

Major cost of green ammonia production is occupied by electrolysis, which is highly sensitive on the price of electricity. Figure below shows the preliminary simulation result of sensitivity analysis on the ammonia production cost based on changes of electricity cost (excluding transportation cost).

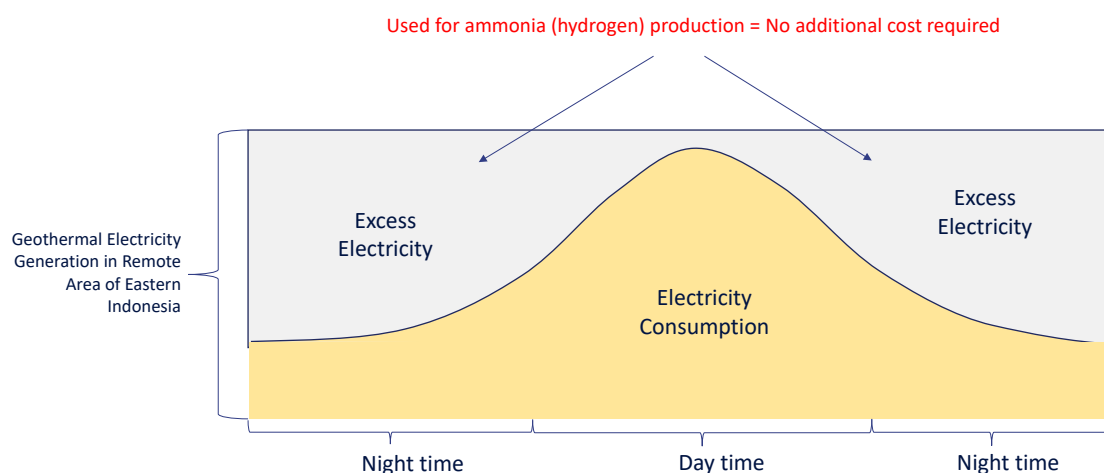


Source: JICA Expert Team

Figure 11 Case 2: Estimated Green Ammonia Production Cost by the Price of Electricity

Utilization of Excess Electricity from Geothermal Power Plant in Remote Area of Eastern Indonesia

Geothermal electricity generation in remote area of Eastern Indonesia is typically facing the supply-demand gap (small demand vs high supply capacity from geothermal resource). Assuming there is no connection to major grid, the excess electricity (during nighttime) might be used for ammonia production without additional cost.



Source: JICA Expert Team

Figure 12 Case 2: Image of Utilization of Excess Electricity from Geothermal Power Plant in Remote Area of Eastern Indonesia

Assumptions on Cost Comparison between Case 1 and Case 2

Assumptions on cost comparison between Case 1: CFPP Phaseout and Case 2: Co-Firing with Green Ammonia (using Geothermal) are shown in the Table below. Assuming only excess electricity production from Geothermal PP in remote area is used without additional

cost of electricity (e.g., during nighttime), there is a possibility that co-firing cost with green ammonia can be lower than CFPP phaseout cost.

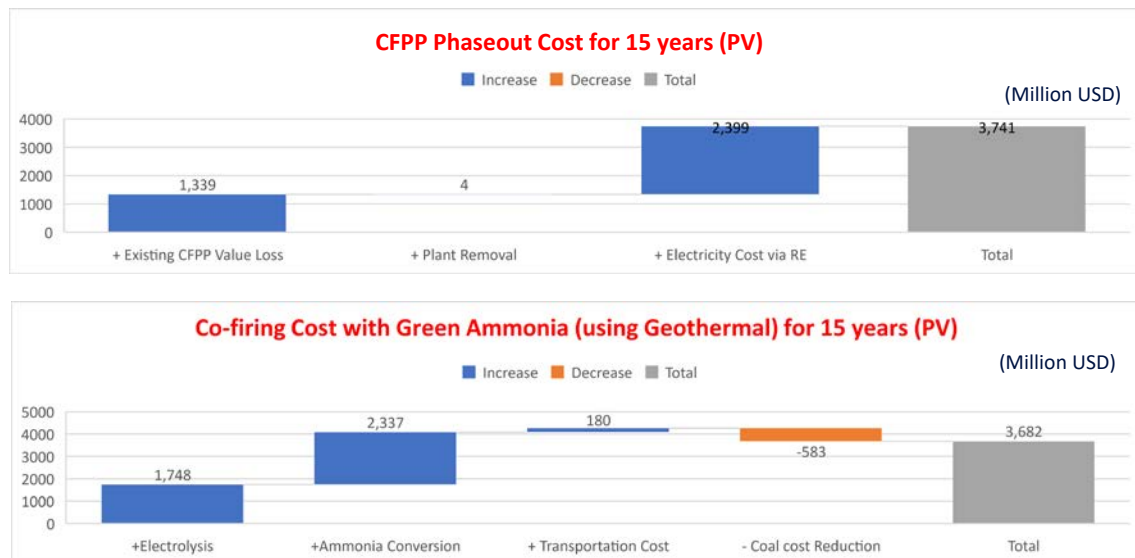
Table 5 Assumptions on Cost Comparison between Case 1: CFPP Phaseout and Case 2: Co-Firing with Green Ammonia (using Geothermal)

	Items	Assumptions		Remarks
Case 1: CFPP Phaseout	Coal Fire Power Plant (CFPP) Capacity (MW)	400	MW	1 furnace of coal fire power plant
	Electricity Price (Coal Fire)	0.07	USD/kWh	Average price of PLTU is between 6-8 cents/kWh
	Opex (Fixed)	40,000	USD/MW/year	Opex (Fixed) for CFPP
	Opex (Variable)	4.5	USD/MWh	Opex (Variable) for CFPP
	Coal price	50	USD/ton	Within the range of PLN purchase price
	Annual coal consumption	3,829	ton/MW/year	Based on JICA TA estimation
	Electricity Price (Renewable Energy)	0.09	USD/kWh	PLN's electricity purchase price for the electricity generated from Renewable Energy
	Facility Removal Cost	0.01	M USD/MW	4M USD for 400MW CFPP
Case 2: Co-firing with Green Ammonia (using Geothermal)	Annual Ammonia Consumption	3,829	ton/MW/year	Thermal efficiency is assumed as same as coal
	Electricity Price for Ammonia Production	0.01	USD/kWh	Utilize nighttime excess geo power (no additional cost required)
	Cost of Hydrogen (H2) Production (electrolysis)	150	USD/ton	Assumed the electricity price of above
	H2 to Ammonia Conversion	201	USD/ton	Assumed the electricity price of above
	Transportation Cost	20	USD/ton	From ammonia plant to CFPP
	CFPP Modification Cost	Unknown		Not included in calculation
Common	Discount Rate	10%		

Note: the assumptions table above is developed by JICA TA team based on the internet web-site information only. Those assumptions are not based on the engineering study for specific project.

Source: JICA Expert Team

Results of Cost Comparison between CFPP Phaseout and Co-firing using Green Ammonia (Geothermal) are shown in the figure below.



Source: JICA Expert Team

Figure 13 Result of Cost Comparison between CFPP Phaseout and Co-firing using Green Ammonia (Geothermal) –Both cases are assumed to produce 400MW from Renewable Energy -

Implication of Study Result

There is a high demand for Green Ammonia (or Hydrogen) under the net zero carbon emission policy target in Indonesia. Green Ammonia production requires a large amount of electricity generated from renewable energy (e.g., solar, wind, hydro, geothermal), which is expensive compared to the electricity generated from fossil fuel.

In the remote area of Eastern Indonesia, there are many potential geothermal resources. However, because of the small demand without connecting to the major grid, electricity generation capacity from geothermal resources has to set lower than the actual geothermal resource capacity. Also, since geothermal power plant keeps generating the same amount of electricity for 24 hours, some electricity cannot be fully utilized during nighttime.

By utilizing excess electricity generated from geothermal power plants located in the remote area, which is not connected to major grid, Green Ammonia (or Hydrogen) could be produced with low cost. This also might solve the mismatch between electricity demand and geothermal resource capacity in the remote area of Eastern Indonesia.

With such potential for low-cost green ammonia production utilizing geothermal, the current coal phaseout scenario could be further examined because ammonia co-firing could potentially be more economical solution for some types of coal fired power plant in comparison with a phaseout scenario.

添付資料 2

Baseline Study Results



The Project to Develop Medium- and Long-Term Geothermal Development
Policy in Indonesia (Phase 2)

Baseline Survey

January 2020



Table of Contents

- Policy and regulations on electricity purchase price from geothermal power plant
- Progress of Candradimuka
- Geothermal Exploration Fund supported by the World Bank (GEUDP and GREM)

Progress of Presidential Regulation (Perpres) Draft of Renewable Energy (RE)

- Based on information collected from the meeting with Ministry of Energy and Resource (ESDM) in April, the progress of new pricing policy for general renewable energy is rather slow due to the national pandemic situation priority.
- Based on the kick-off meetings with Ministry of Finance (MOF) and ESDM, the latest draft of Perpres has been submitted to the Cabinet Secretary. It already included the geothermal price, informed by MOF, around US 9 cents/kWh. The progress is still under internal assessment within the Cabinet Secretary.
- JICA TA Team has proposed 4 main areas of input for the Perpres Draft to be addressed and discussed jointly between ESDM and MOF:

1) Fiscal capacity sustainability concern

- Private's exploration cost:** TA Team does not recommend private's exploration cost to be reimbursable. This is especially true for existing license holders.
- Government Drilling cost:** Government takes the risk of exploration failure. Therefore, if successful, cost recovery from future Geothermal License (IPB) holder is recommended. For National Budget (APBN) usage, Government plans to conduct detailed 3G survey and exploration drilling in which the costs could be excluded from cost recovery. The plan & cost are still required further discussion & support (see page 5).

2) Effectiveness considerations

- While there are many incentives, quantitative effect on the geothermal cost structure should be verified.
- Packaging of the incentives may need to be considered from application view.

3) Application of hybrid funding for government drilling

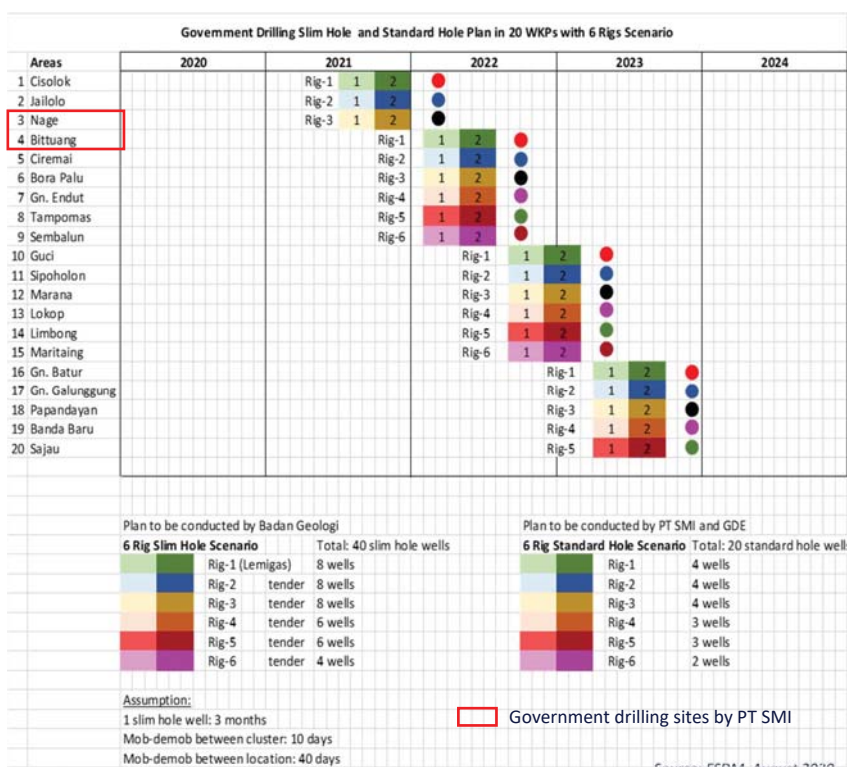
Government drilling activity is suggested to be set in detail in a ministerial regulation. Some critical considerations are, a) demarcation on funding source (PISP, APBN), b) integration of implementing structure, i.e. Special Mission Vehicles (SMV) and PSDMBP, c) governance & supervision by Joint Committee (JC). (Overview of de-risking facility is shown in page 6)

4) Transition handling with existing IPB holder

Clarity for each geothermal development pathway is needed, especially for existing IPB Holder without Power Purchase Agreement (PPA) and no exploration yet (see page 7).

3

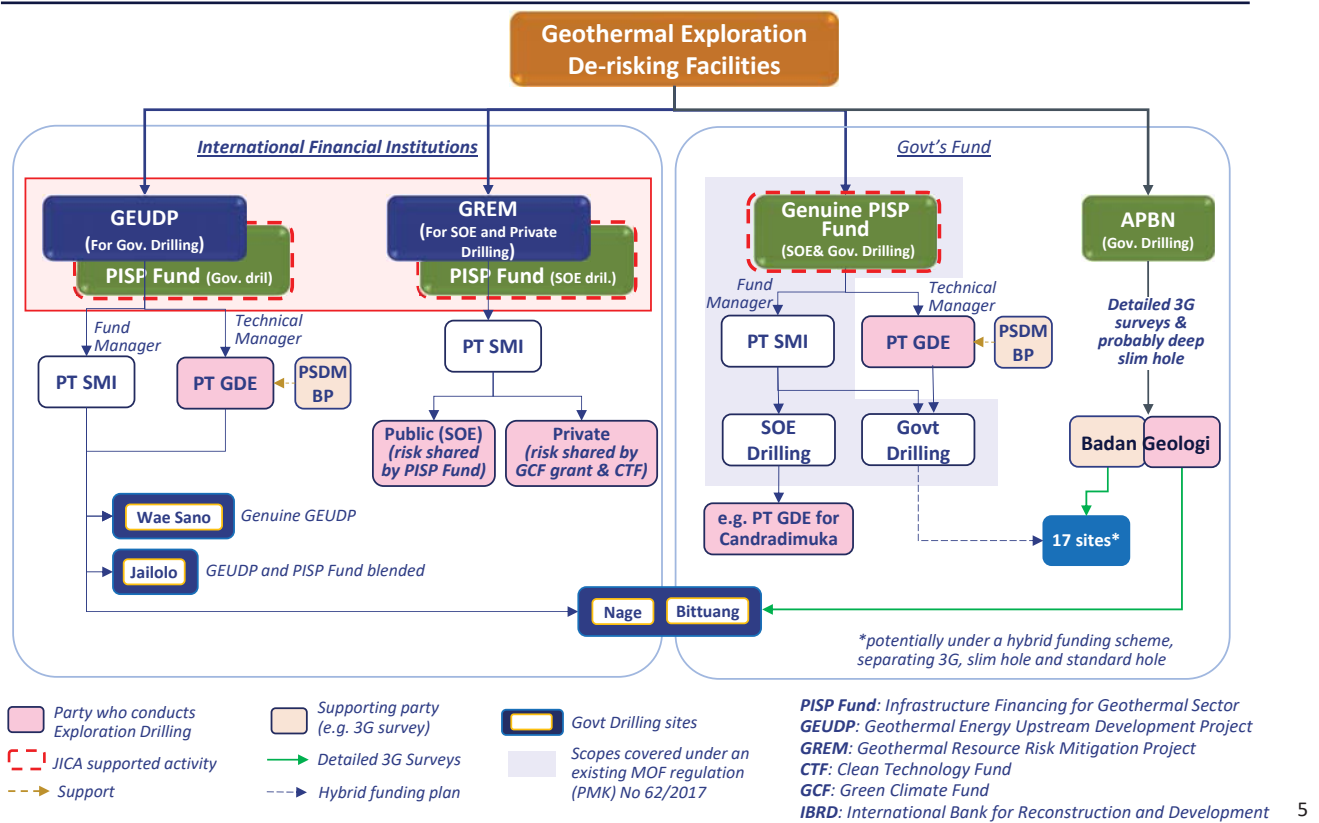
Government Drilling Plan by PSDMBP & EBTKE



- Timeline** for the government drilling plan:
 - Up to the end of 2020: prepare tender docs and desk research
 - 1st semester of 2021: 3G surveys, Light Detection and Ranging (LIDAR), evaluation, well-targeting analysis, drilling preparation including contractor tender, infrastructure/civil work for drilling, etc.
 - 2nd semester of 2021: drilling plan & drilling activities.
- It's informed that **Government (i.e. MOF) approves IDR 420 billion** of proposed IDR 600 billion to fund the geothermal exploration*.
- Based on information from PSDMBP in the kick-off meeting, only Nage and Bittuang will be part of APBN government exploration. Jailolo will use GEUDP and probably PISP Fund (see next slide).
- PSDMBP informed that there is no further planning to establish separate committee for APBN government exploration as it has been task and function of PSDMBP.

* <https://www.cnnindonesia.com/ekonomi/20201112175101-85-569140/pemerintah-setuju-beri-insentif-eksplorasi-panas-bumi-rp420-m>

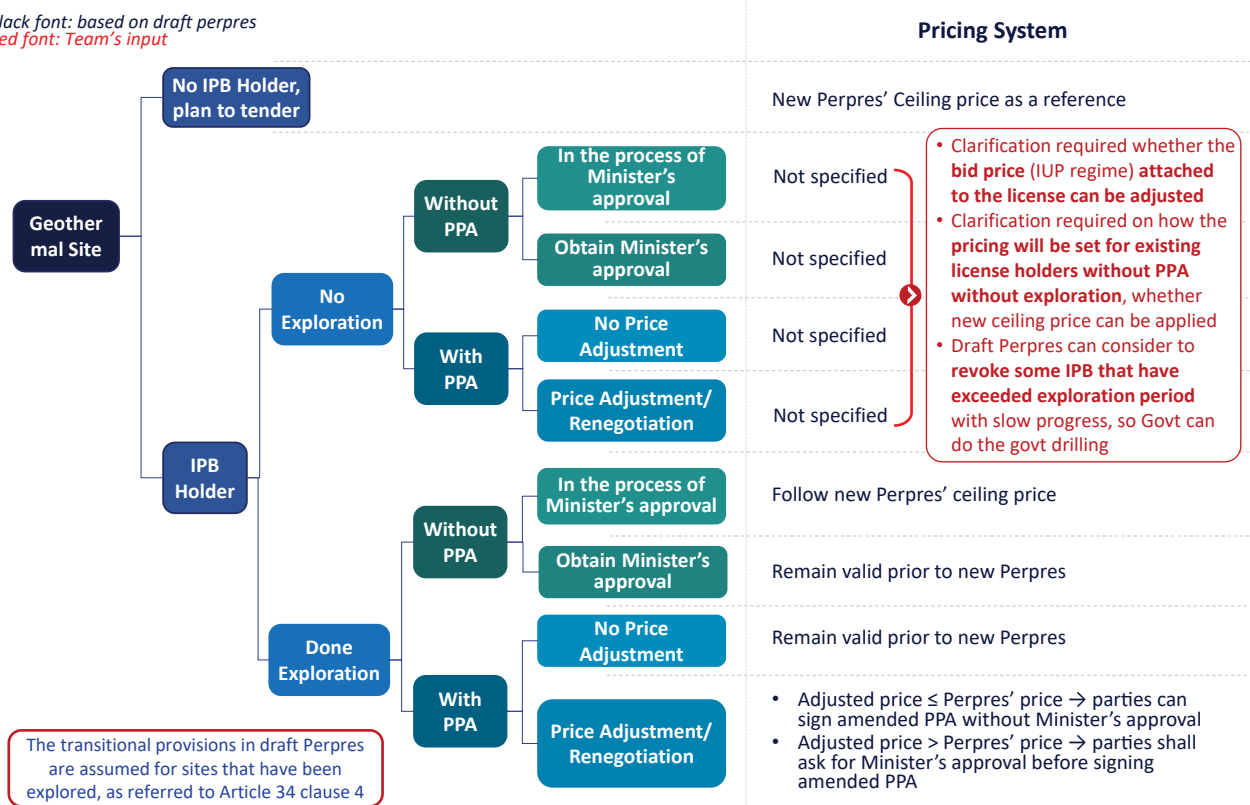
Overview of De-risking Facility and SOE Drilling / Private Drilling Plan



Transitional Conditions towards Pricing System for Geothermal under RE Perpres Draft

Based on Perpres draft in July

Black font: based on draft perpres
Red font: Team's input



PISP Fund PMK Revision

- MOF explained in the kick-off meeting that MOF Regulation (PMK) revision development on PISP Fund is currently postponed as there are so many new discussion development occurred, specifically related to Perpres on RE. The delay is decided as MOF plans to wait for the RE Perpres to be issued first which is expected in Q1 of 2021.
- Two main revision topics to be incorporated to the PMK informed by MOF are related to the synergy of Special Mission Vehicles (SMV) and GREM Facility that will be co-financed as a de-risking element.
- The team has provided several input to the PMK revision last year. Up to now, there are no progress or discussions on the PMK revision. Several inputs were suggested by the team as follows,
 - 1) HoA,
 - 2) Partial Loss,
 - 3) Fund Management Expansion,
 - 4) Evaluation Process,
 - 5) Assignment Implementation, etc.

7

Table of Contents

- Policy and regulations on electricity purchase price from geothermal power plant
- **Progress of Candradimuka**
- Geothermal Exploration Fund supported by the World Bank (GEUDP and GREM)

8

Progress of Candradimuka project (2/4) - Discussion on Risk Allocation Analysis -

Exploration Drilling			Production Drilling+ Power plant development			Operation	
Risk Cause		Risk Result	Allocation			Mitigation	Potential private insurance
			MOF	SMI	GDE		
Geological	Geothermal Resource	• Not enough resource (i.e. Dry hole)	✓		✓	• PISP Fund (In failure case, up to 50% reimbursement by MOF, remaining by GDE)	• Not covered
	Unforeseen Drilling Difficulty	• Damage to environment, goods, or personnel (e.g mud& water flow)			✓	• Private insurance to cover the damage	• Property damage/ Energy Exploration and Dev. /third party liability
		• Cost over-run (e.g. unforeseen hard-rock delays drilling schedule)			✓	• Transfer some of the risk to drilling contractor • Include contingency budget into PISP	• Not covered
Operational	Drilling Plan Default	• Damage to environment, goods, or personnel (e.g. un-optimal drilling plan result in property damage)			✓	• Private insurance to cover the damage	• Property damage / third party liability
		• Cost over-run (e.g. needs of deeper well results in longer drilling days)			✓	• Transfer some of the risk to drilling contractor	• Not covered
	Drilling Operation Mismanagement	• Damage to environment, goods, or personnel (e.g. fatal accident to drilling contractor staff)			✓	• Private insurance to cover the damage	• Property damage / third party liability
		• Cost over-run (e.g. lack of schedule management skills, delays of rig procurement)			✓	• Transfer some of the risk to drilling contractor	• Not covered

- In case of dry hole, it needs careful examination whether the cause of dry hole is insufficient geo-resource or drilling plan default.

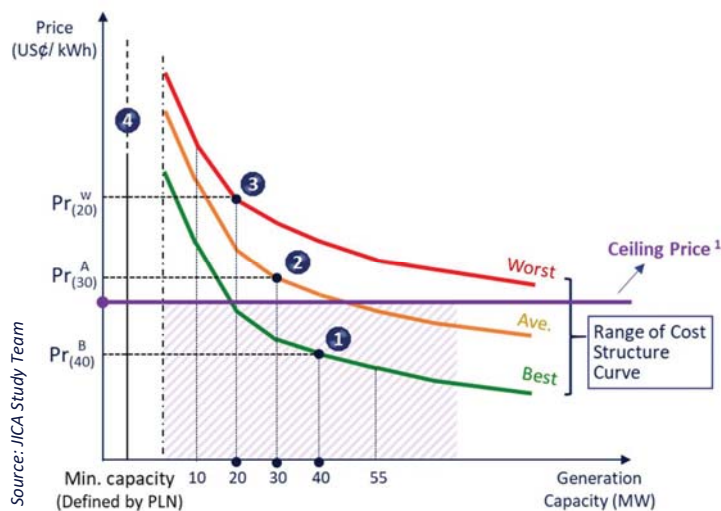
11

Progress of Candradimuka project (3/4) - Discussion on Risk Allocation Analysis -

Exploration Drilling			Production Drilling+ Power plant development			Operation	
Risk Cause		Risk result	Allocation			Mitigation	Potential Private insurance
			MOF	SMI	GDE		
Finance	Delay in PISP Disbursement	• Delay in paying bill to contractor, operational delay, penalty claims from contractor		✓		• Mitigation plan: liquidity facility from SMI.	• Not covered
	GDE's equity shortage	• GDE's failure to secure funding of non-drilling portion. (e.g. Access road, well-pad etc.) delays exploration.			✓	• Mitigation: Credit line from SMI normal loan.	• Not covered
Force majeure	Force majeure	• Natural disaster, industrial strikes, civil disturbance, NGO's protests etc			✓	• Private insurance	• Terrorism and sabotage Insurance
	Political FM	• Change in law which affects drilling activity (cancellation, cost overrun)	✓				

12

Progress of Candradimuka project (4/4) - Proposed Success Criteria Definition -



¹ ceiling price based on latest regulation at the time of exploration completion

$Pr_{(20)}^w$ = Price at 20 MW & hits Worst (W) line.

A = Average, B = Best

Ave. = Average

- 1 **Successful case**, where calculated price is below the ceiling price, with 40 MW as an example.
- 2 **Adjusted successful case**, in which calculated price is slightly above the ceiling price, with 30 MW as an example. This case can be a successful case, if the developer can accept to lower equity IRR or if other means of reducing price could be agreed (e.g. PMN conditions)
- 3 **Failure case**, where calculated price is far above the ceiling price, with 20 MW as an example.
- 4 **Failure case**, where exploration drilling result shows very low geothermal resource and below PLN's min. capacity, e.g. dry hole

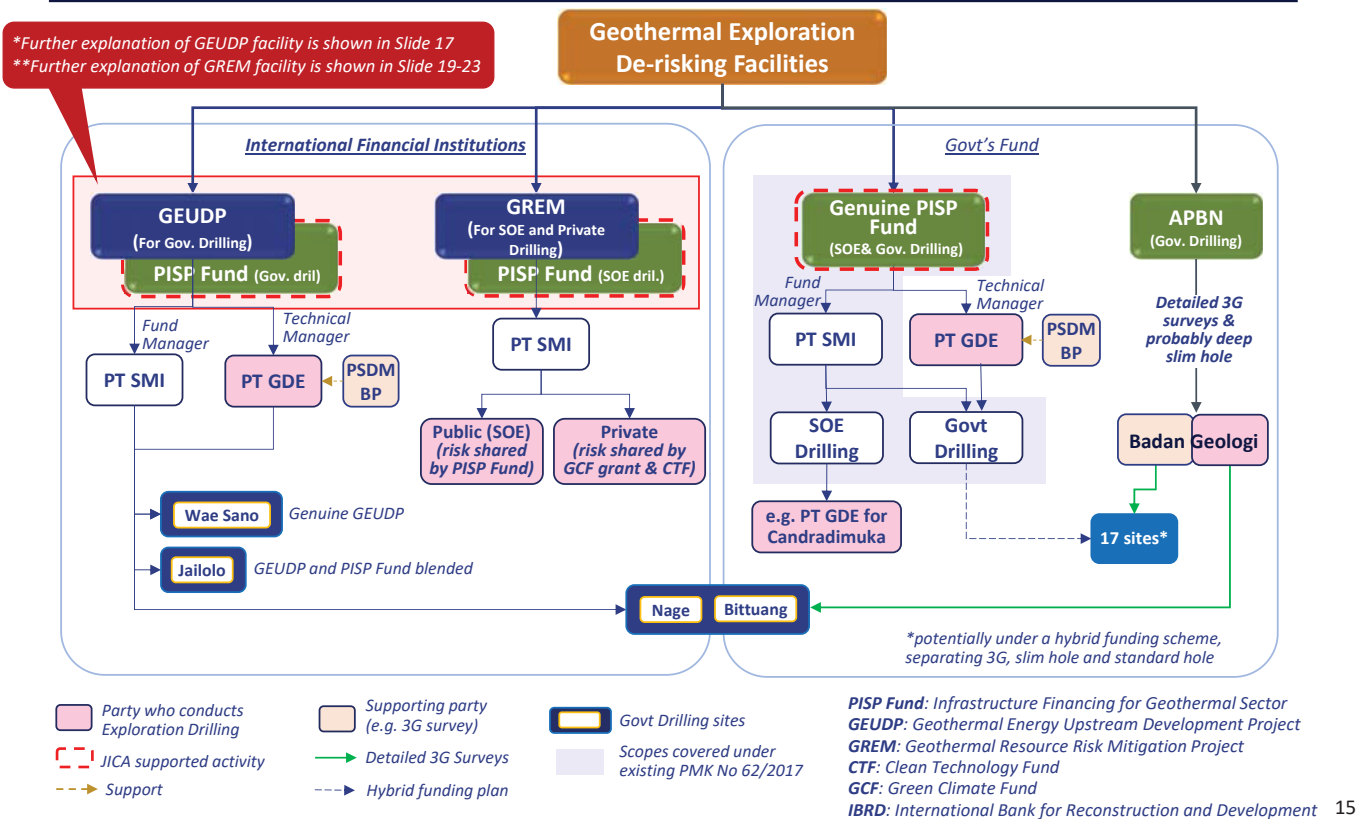
13

Table of Contents

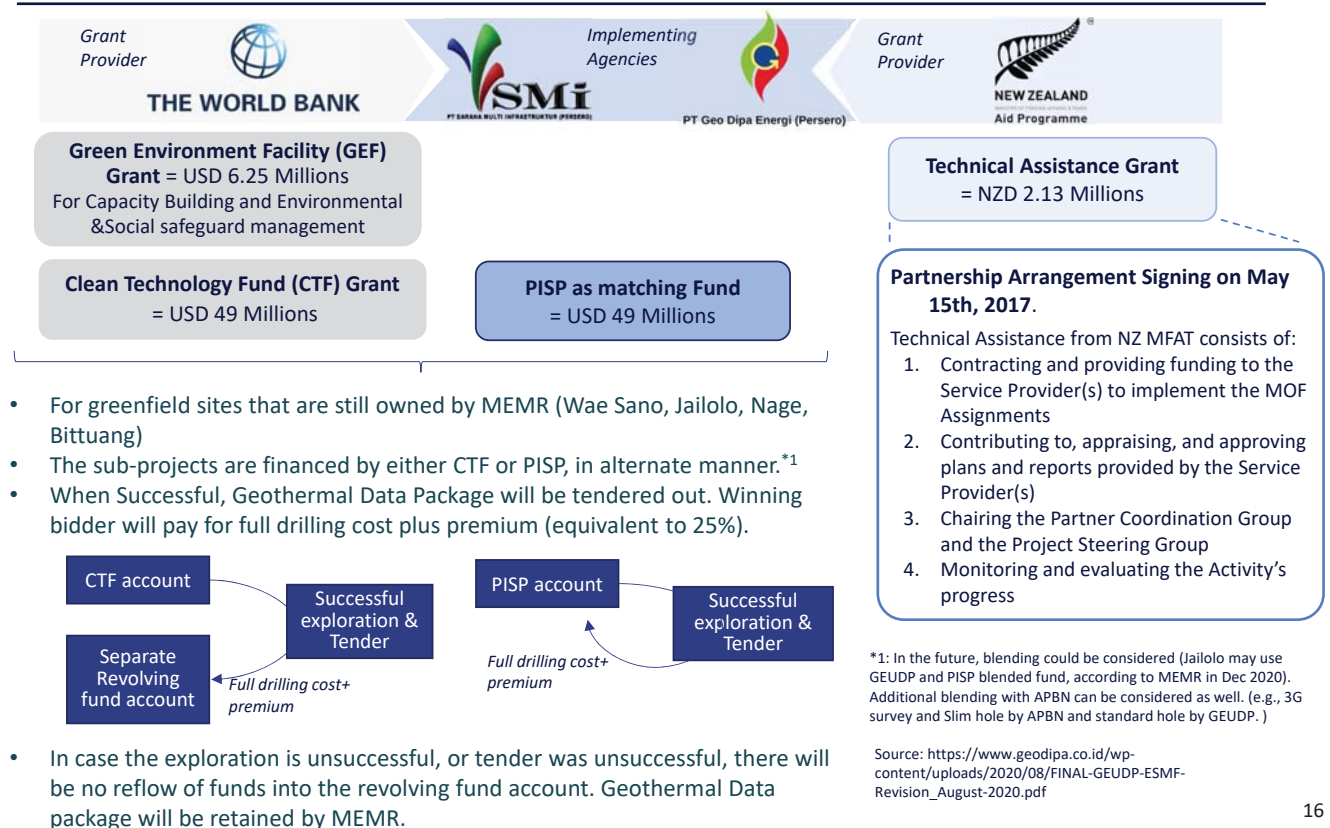
- Policy and regulations on electricity purchase price from geothermal power plant
- Progress of Candradimuka
- Geothermal Exploration Fund supported by the World Bank (GEUDP and GREM)

14

Our Understanding on De-risking Facilities



GEUDP (Government Drilling)



GREM (SOE Drilling and Private Drilling) (1/5)

- Amount and Source Allocation of the Facility -

Based on PT SMI's presentation on Sept 2020

Abbs.:

CTF: Clean Technology Fund

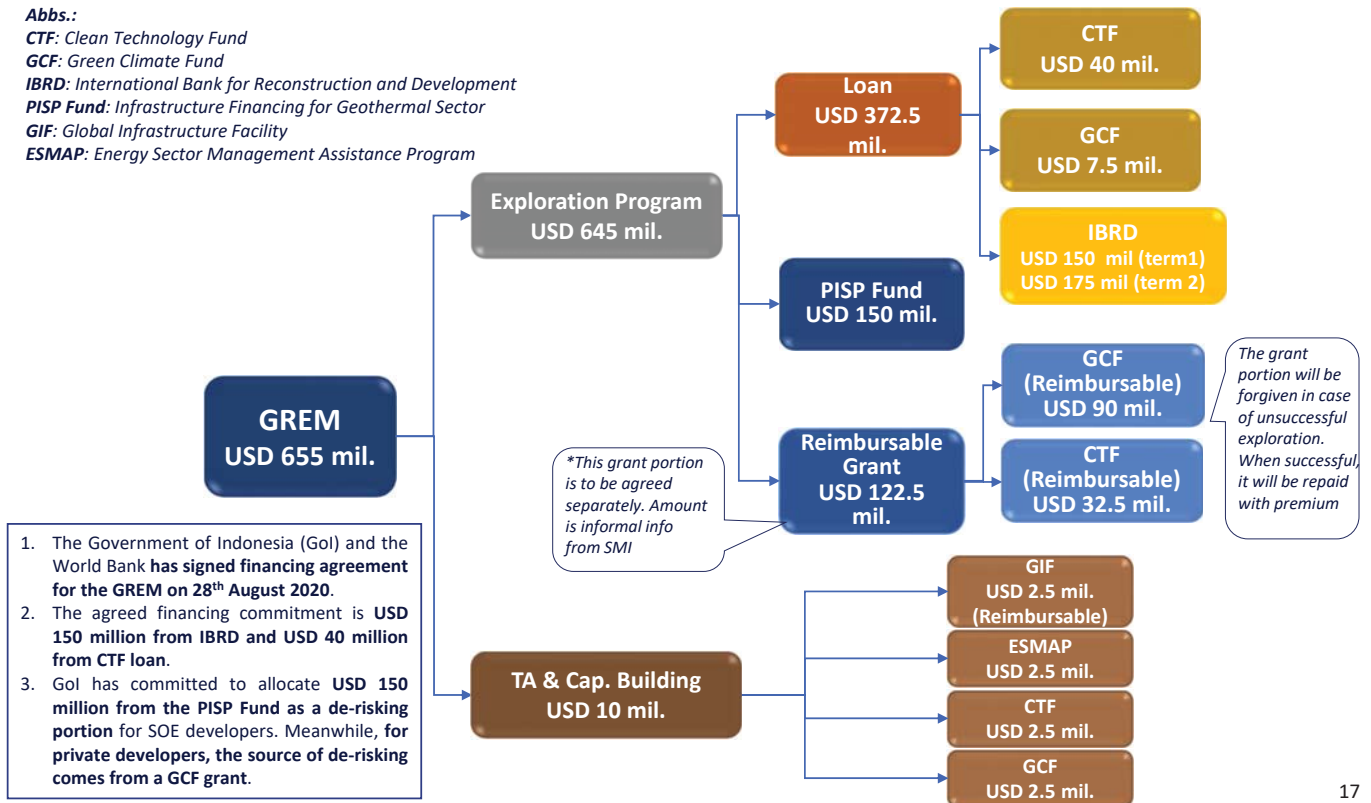
GCF: Green Climate Fund

IBRD: International Bank for Reconstruction and Development

PISP Fund: Infrastructure Financing for Geothermal Sector

GIF: Global Infrastructure Facility

ESMAP: Energy Sector Management Assistance Program

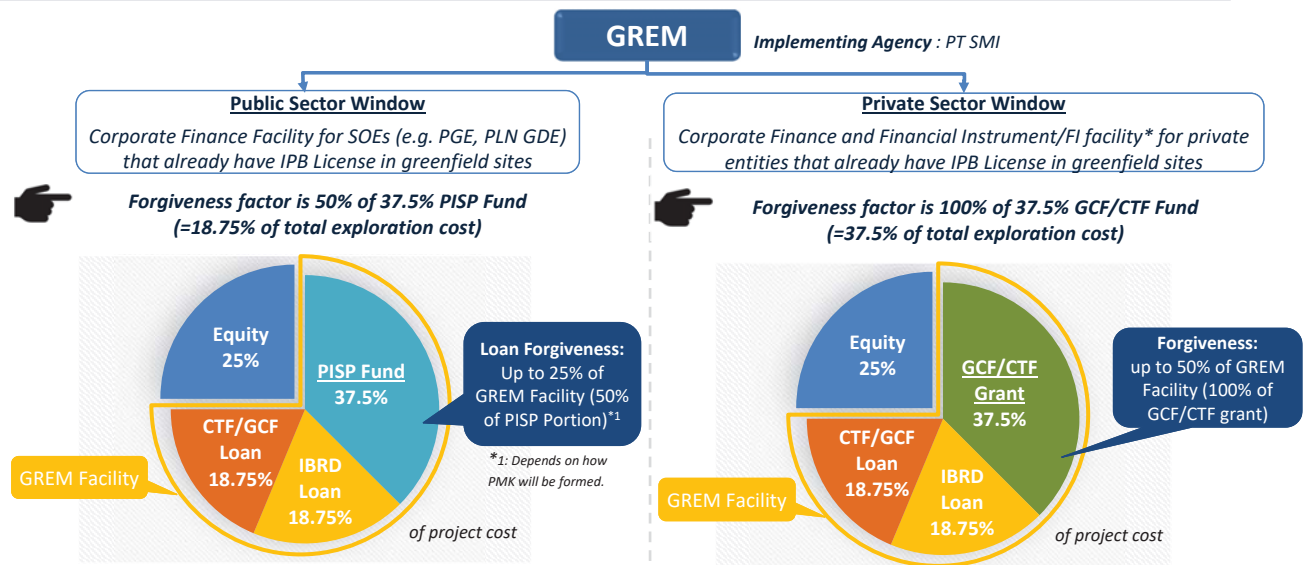


17

GREM (SOE Drilling and Private Drilling) (2/5)

- Facility Scheme Plan -

Source: JET based on PT SMI's presentation on Sept 2020



- Maximum USD 30 million /project
- Equity portion at least 25%
- When 75% is covered by GREM facility, 50% of the 75% (i.e. 37.5%) is covered by PISP Fund, and the remaining by Loans.
- When successful, need success premium on PISP portion.
- When unsuccessful, up to 50% of the PISP portion can be forgiven (Thereby 25 % of GREM Facility.)
- Loan portion will be repaid either case.

- Maximum USD 30 million /project
- Equity portion at least 25%
- When 75% is covered by GREM facility, 50% of the 75% (i.e. 37.5%) is through GCF/CTF grant, and the remaining by Loan.
- When successful, the GCF/CTF portion shall be paid back with success premium (130% - 150%), after 4 years of tenor.
- When unsuccessful, 50% of the GREM facility is forgiven.
- Loan portion (50% of the GREM Facility) will be repaid either case.

18

添付資料 3

Material of Public Relations (Indonesia
Geothermal Public Private Exchange
Conference)



The Project to Develop Medium- and Long-Term Geothermal Development Policy in Indonesia (Phase 2)



Indonesia Geothermal Development Public-Private Exchange Conference インドネシア地熱開発 官民交流会

June 22th, 2023 at JICA Ichigaya Building

Program

No	Time	Agenda	Speaker	Organization
1	9:50	Opening Remarks	Mr. Masanori Komori	Secretary General, Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide (Jase-W)
2	9:53	Opening Remarks	Mr. Kotaro Sasaki	Deputy Director, International Affairs Office, Energy Efficiency and Renewable Energy Department, Agency for Natural Resources and Energy (ANRE), Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)
3	9:55	Introduction of Jase-W Geothermal Working Group	Mr. Mitsuhiro Wada	Manager, Business Planning Group, Commercial Coordination Unit, Renewable Energy & New Business Division, INPEX
4	10:00	Introduction of JICA Geothermal Technical Assistance Project	Mr. Makoto Ozawa	Team Leader, Project to Develop Medium- and Long-Term Geothermal Development Policy in Indonesia (Phase 2)
5	10:05	Energy Policy of Indonesia and Positioning of Geothermal	- Mr. Harris - Mr. Hariyanto	- Director of Geothermal, EBTKE, Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR) - Head of Center for Mineral, Coal and Geothermal Resources, Geological Agency, MEMR
6	10:20	Roles of MOF/SMVs(special mission vehicles) in Enhancing Geothermal/Renewable Energy	Mr. Herry Indratno	Head of Sub-directorate of State Asset and Liability Risk Management, Ministry of Finance
7	10:35	Overview of Available De-risking Facilities	Mr. Delano Dalo	Head of Public Sector Financing II Division, PT SMI (Persero)
8	10:50	Roles of SOEs (state owned enterprise) and Geothermal Business Prospect	Mr. Yudiantan Yunis	President Director, PT GDE (Persero)
9	11:05	Partnership in Geothermal Context	Mr. Christyono	Executive Vice President Geothermal, PT PLN (Persero)
10	11:20	Q&A, Discussions	All participants	-
11	11:45	Closing Remarks	Mr. Katsuya KUGE	Deputy Director General, and Group Director for Energy and Mining Infrastructure Management Department, JICA
12	11:55	Networking Session (～12:30)	-	-

プログラム

No	Time	Agenda	Speaker	Organization
1	9:50	開会挨拶	小森 正則	世界省エネルギー等ビジネス推進協議会 事務局長
2	9:53	開会挨拶	佐々木 光太郎	経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 国際室 課長補佐（総括）
3	9:55	Jase-W 地熱ワーキング・グループ活動紹介	和田 充弘	INPEX 再生可能エネルギー・新分野事業本部 業務企画ユニット 事業企画グループ マネージャー
4	10:00	JICA地熱開発技術協力プロジェクトの紹介	小沢 真	JICAインドネシア国地熱開発における中長期的な促進制度設計支援プロジェクト チームリーダー
5	10:05	エネルギー政策および地熱の位置づけ	- Mr. Harris - Mr. Hariyanto	- エネルギー・鉱物資源省 地熱局長 - エネルギー・鉱物資源省 石炭・鉱物・地熱資源センター長
6	10:20	地熱/再エネ促進における財務省および傘下国営企業の役割	Mr. Herry Indratno	財務省 国有資産・負債リスク管理局 副局長
7	10:35	地熱発電試掘ファンド概要	Mr. Delano Dalo	国営インフラ金融公社 (PT.SMI) パブリックセクター・ファイナンス部 部長
8	10:50	国営企業の役割および事業展開展望	Mr. Yudistian Yunis	PT. Gio Dipa Energy 社長
9	11:05	地熱におけるパートナーシップ	Mr. Christyono	PT. PLN 地熱エグゼクティブ・バイス・プレジデント
10	11:20	質疑応答	参加者	-
11	11:45	閉会挨拶	久下 勝也	国際協力機構 社会基盤部 次長兼 資源・エネルギーグループ長
12	11:55	ネットワークング・セッション(～12:30)	-	-

3

Participants from Indonesia

No.	Name	Position, Organization
1	Mr.Harris	Director of Geothermal, EBTKE, MEMR
2	Mr.Aulia Rizky Pratama	Sub-Coordinator for Geothermal Cooperation, EBTKE, MEMR
3	Mr. Hariyanto	Head of Center for Mineral, Coal and Geothermal, GAI, MEMR
4	Mr. Herry Indratno	Head of Sub-directorate of State Asset and Liability Risk Management, MOF
5	Mr. Bogy Ariyanto	Head of Section of Intergenerational Asset and Liability Risk Analysis, MOF
6	Mr. Yudistian Yunis	President Director, PT GDE (Persero)
7	Mr. Idham Purnama	Vice President Human Capital & General Affair, PT GDE (Persero)
8	Mr. Delano Dalo	Head of Public Sector Financing II Division, PT SMI (Persero)
9	Mr. Rizky Hariseputra	Staff-Sustainable Financing Division, PT SMI (Persero)
10	Mr. Christyono	Executive Vice President Geothermal, PT PLN (Persero)

4

Introduction of Geothermal Working Group

June 22, 2023

Introduction of Geothermal Working Group

<Members>

- ✓ Geothermal developer
INPEX
- ✓ Manufacturing industry
Fuji Electric, Toshiba, Mitsubishi Heavy Industries
- ✓ Public sector^{(*1) (*2)}
METI, JICA, JOGMEC, IEEJ, JASE

(*1) METI: Ministry of Economy, Trading and Industry
JICA: Japan International Cooperation Agency
JOGMEC: Japan Organization for Metals and Energy Security
IEEJ: The Institute of Energy Economics, Japan
JASE: Japanese Business Alliance for Smart Energy Worldwide

(*2) METI, JICA, JOGMEC and IEEJ are participants as observer

<Goal>

- ✓ Finding solutions to challenges in geothermal development through innovations

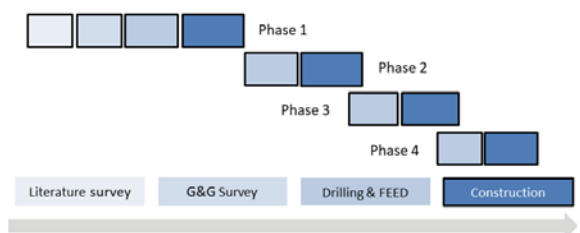
<Term>

- ✓ 4 years, assumed from 2022 to 2025
(subject to change)

<Current activity>

- ✓ Researching phased development concept

<Image of Phased Development Concept>



Explanation of JICA Technical Assistance (TA) Project

The Project to Develop Medium- and Long-Term Geothermal Development Policy in Indonesia (Phase 2)

1

Explanation of JICA Technical Assistance (TA) Project

■ Overall goal

Active geothermal development projects increase as geothermal promotion policies are implemented.

■ Project Purpose

Geothermal promotion policies are developed and implemented.



2



Energy Policies and Geothermal Roles in Achieving Net Zero Emission in Indonesia

Harris

Director of Geothermal

Tokyo, June 22nd 2023

www.esdm.go.id

[kesdm](https://www.instagram.com/kesdm)



INDONESIA COMMITMENT IN GHG EMISSION REDUCTION



COP 27, NOVEMBER 20th, 2022

Indonesia continues to take concrete steps, including GHG emission reduction by increasing the target to **31.89% with its own ability**, and **43.20% with international support**.

G20 INDONESIA 2022
G20 Presidency
"Recover Together, Recover Stronger"

- The G20 leaders reiterated the commitment to **achieve global net zero greenhouse gas emissions/carbon neutrality by or around mid-century**, while taking into account the latest scientific developments and different national circumstances.
- The commitment to **achieve the targets of SDG7** was also **reaffirmed** and the gaps in energy access will be closed to **eradicate energy poverty**.
- Bali Compact and Bali Roadmap are regarded as the guides to realize energy market **stability, transparency, and affordability**.

Bali COMPACT

Nine voluntary principles for accelerating clean, sustainable, just, affordable, and inclusive energy transitions to ensure smooth and effective transitions in accordance with national circumstances and priorities.

Bali Roadmap

Outlining concrete actions to address energy transition effort among members, by realizing three priorities (**energy accessibility, technology scale-up, and financing**) through active involvement and collaboration of G20 countries.

JUST ENERGY TRANSITION PARTNERSHIP (JETP)

President Joko Widodo together with United States President Joe Biden and leaders of the International Partners Group (IPG) countries launched JETP international agreement during the G20 Summit series of events in Bali.

FUNDING
20 Billion USD

support the energy transition of the electricity sector in Indonesia which is ambitious and fair to keep global temperature rise below 1.5°C

Energy Transition in Indonesia 2023 ASEAN Chairmanship

By the end of COP26, eight out of ten ASEAN Member States (AMS) had pledged to **net zero emissions**. These targets already cover around 91% of the region's total carbon emissions.



Recovery and Rebuilding
Rebuilding regional growth through connected markets and new competitiveness

Digital Economy
Accelerating inclusive digital economy transformation and participation

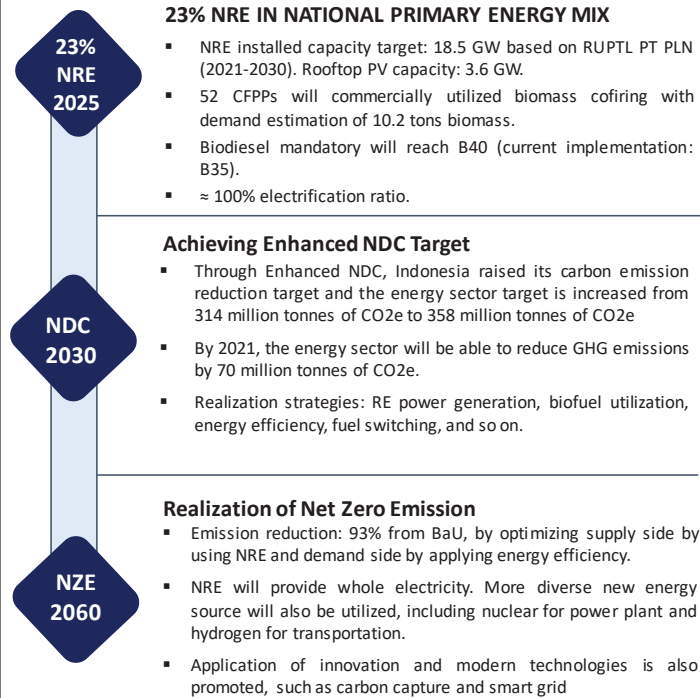
Sustainability
Promoting sustainable economic growth for a resilient future



Main Deliverables (related to energy sector):



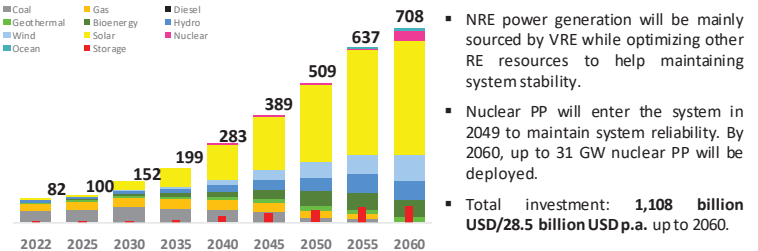
INDONESIA GREEN AND SUSTAINABLE ENERGY DEVELOPMENT GOALS



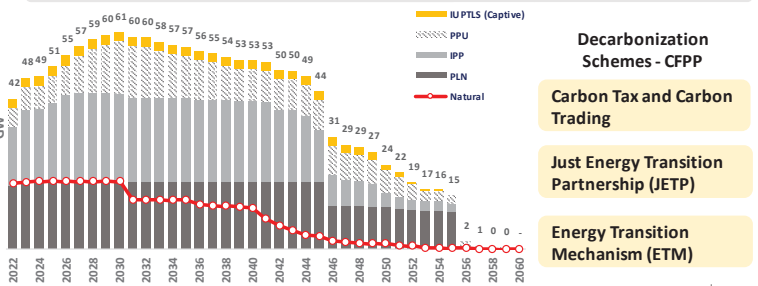
esdm.go.id | @kesdm

NZE Power Plant Development Roadmap

NRE PP Installed Capacity in 2060: 708 GW
Solar 421 GW, Wind 94 GW, Hydro 72 GW, Bioenergy 60 GW, Nuclear 31 GW, Geothermal 22 GW, Ocean Energy 8 GW. **60,2 GW Storage: Pumped Storage 4.2 GW, BESS 56 GW.**

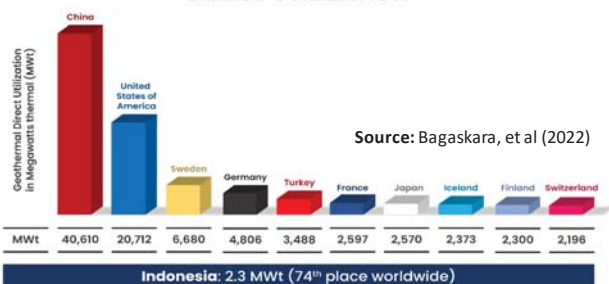
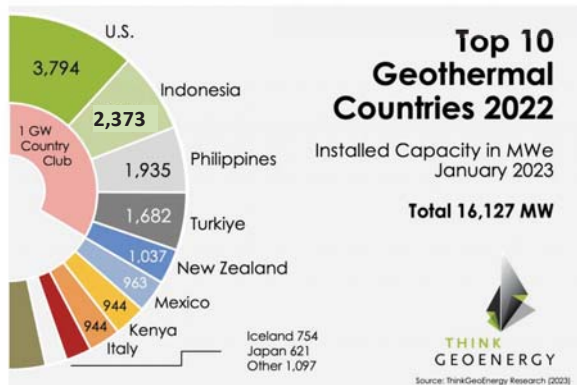


CFPP Retirement Program



Ministry of Energy and Mineral Resources | 3

GEOHERMAL ENERGY IN INDONESIA



esdm.go.id | @kesdm

No	Major Island	Prospect Areas	Resources (MW)					Installed Capacity
			Speculative	Hipotetic	Reserves			
					Possible	Probable	Proven	
1	Sumatera	104	2.187,5	1.567	3.514	867	1.169,4	917,45
2	Jawa	77	1.164	1.270	3.121	363	1.855	1.253,8
3	Bali	6	70	21	104	110	30	0
4	Nusa Tenggara	34	215	146	731	138	33,5	19,08
5	Kalimantan	14	151	18	6	0	0	0
6	Sulawesi	90	1.352	342	996	180	120	120
7	Maluku	33	560	80	496	6	2	0
8	Papua	3	75	0	0	0	0	0
Total		361	5.774,5	3.444	8.968	1.664	3.209,9	2.373,13
					13.841,9			
					23.060,4			

dan Geologi Kementerian ESDM,
ember 2021

Badan Geologi Kementerian ESDM, Desember 2021

1

Indonesia have abundant geothermal resources. Based on Indonesia's Geological Agency (Dec 2022), total geothermal resources is about **23.06 GW** (Identification of supercritical/superhot geothermal systems will boost the national resource significantly).

2

The installed capacity for electricity is **2,373.13 MW** while only few data for direct-use application **2.3 MW_{th}**. **There are wide opportunities to develop electricity and direct-use from geothermal energy in Indonesia.**

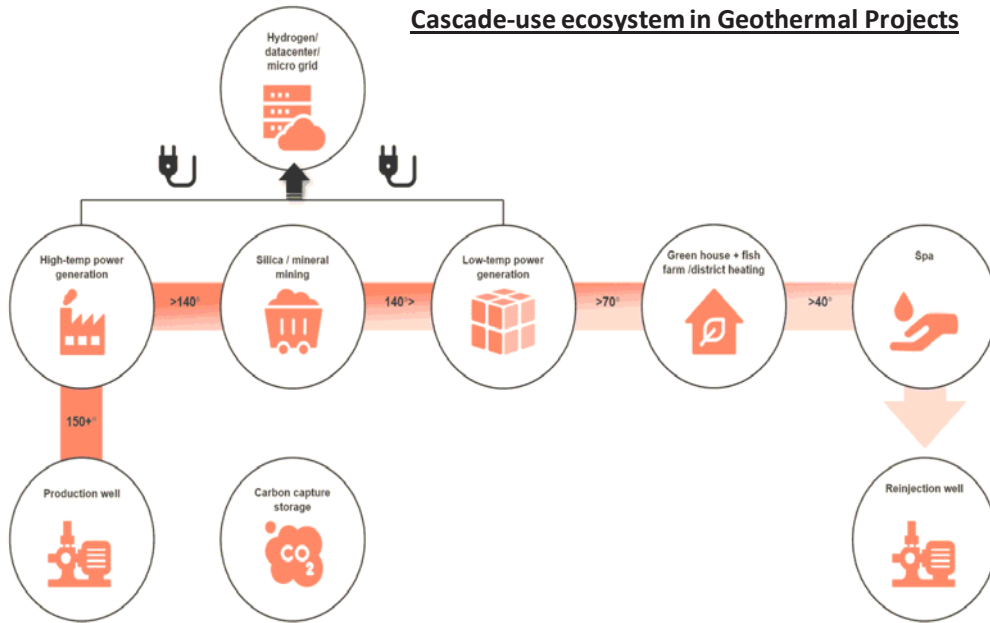
3

In order to stay competitive, the geothermal projects are encourage to conduct innovation in their business, such as seeking **direct-use opportunities, hydrogen production, emission trading, mineral extraction, etc.**

Ministry of Energy and Mineral Resources | 4

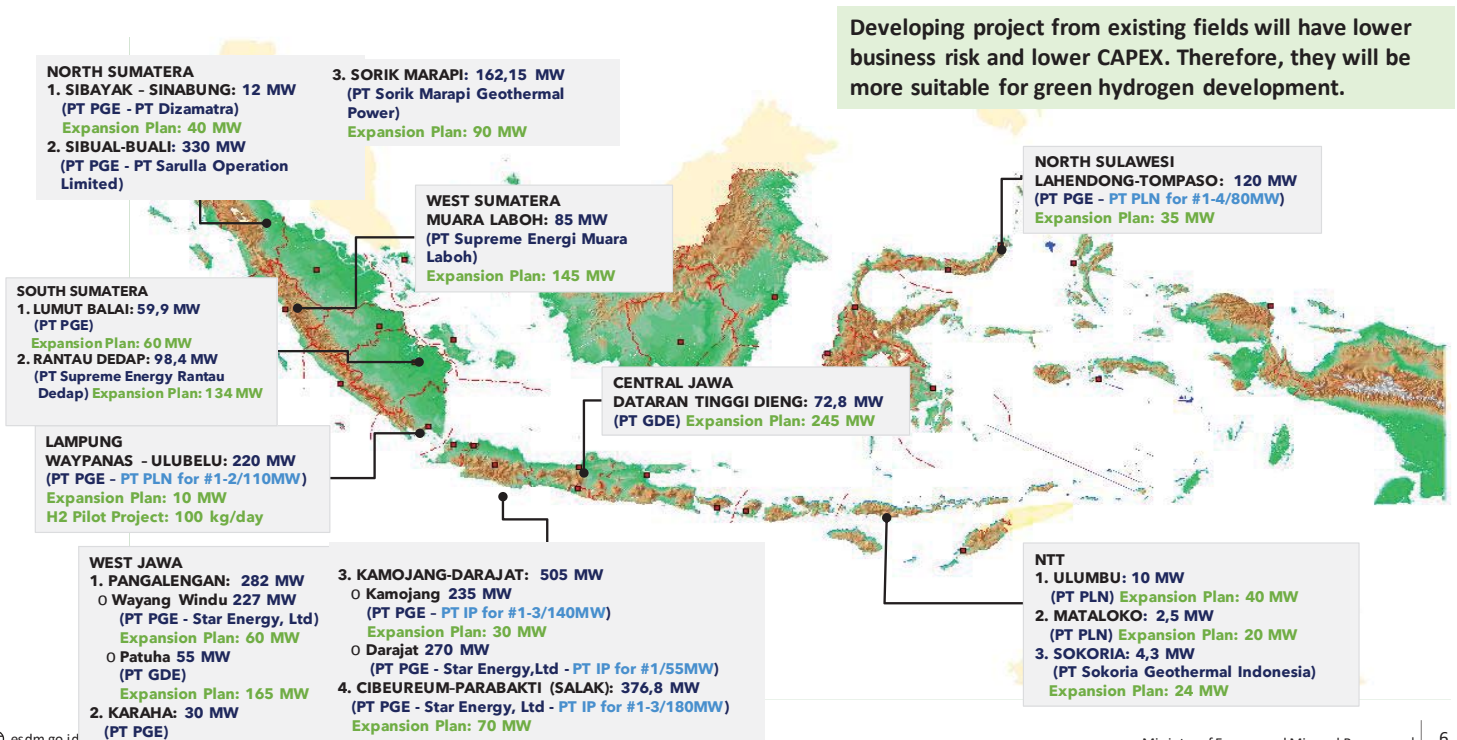
GEOHERMAL PROJECT IS MORE THAN GENERATING ELECTRICITY

Cascade-use ecosystem in Geothermal Projects



- Geothermal energy have many other purposes and benefit **beyond the electricity generation**.
- The excess heat from electricity power generation can be used for further such as, hydrogen production, mineral extraction, heat industries, district heating, CCS, and tourism activities.
- Therefore, geothermal energy can contribute more in **decarbonizing many sectors**.
- In the green hydrogen production, geothermal project **not only able to provide the electricity** for electrolyzer, but also the **water supply** and the heat energy for H₂ liquefaction process.

EXISTING GEOTHERMAL POWER PLANTS FROM 16 GWA (2,373.13 MW) WITH 1,063 MW EXPANSION PLANS

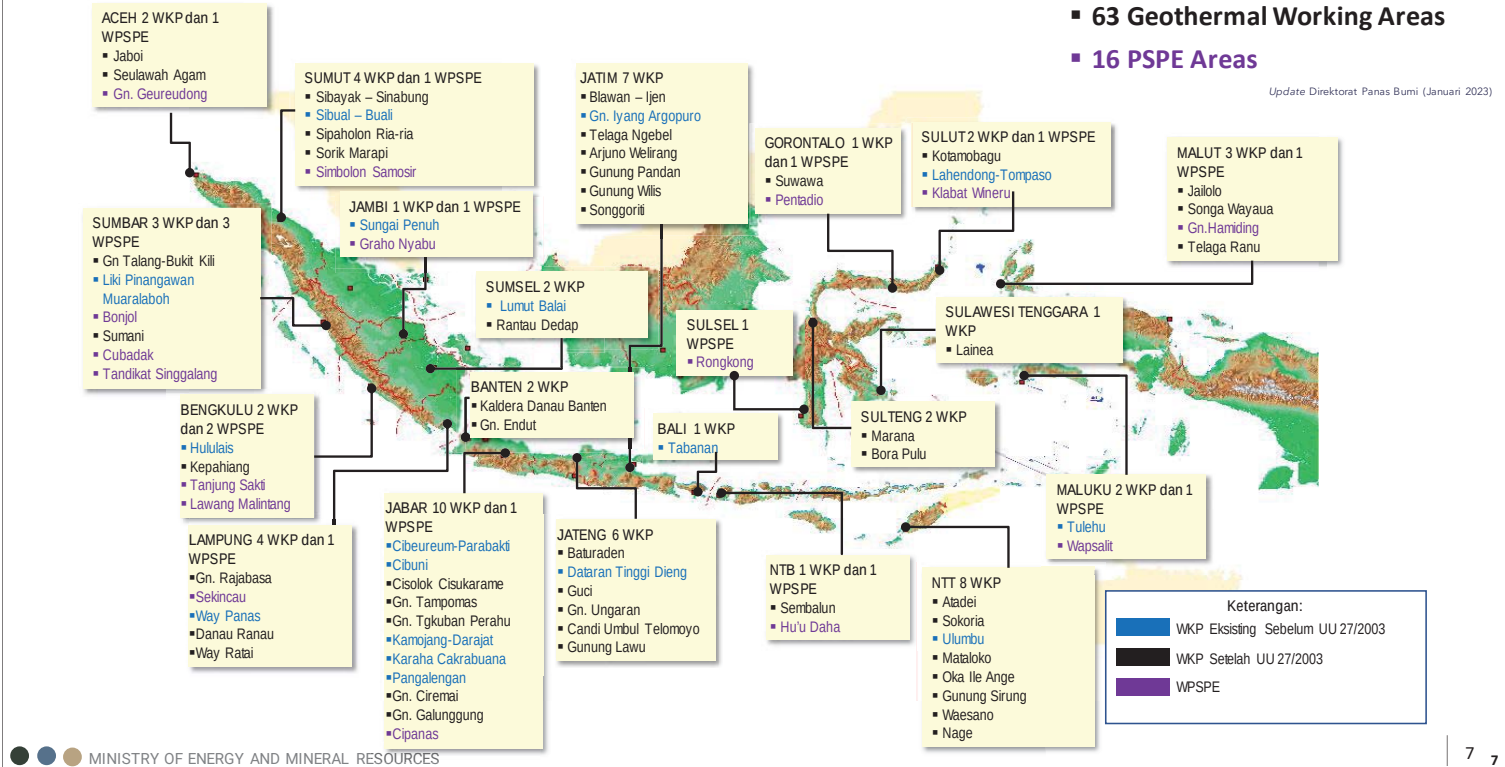


GEOHERMAL AREAS

■ 63 Geothermal Working Areas

■ 16 PSPE Areas

Update Direktorat Panas Bumi (Januari 2023)



ACCELERATION OF GEOTHERMAL DEVELOPMENT



In order to improve competitiveness, geothermal can be optimally utilized not only for power generation, but also for **direct-use operation**, **hydrogen production**, **emission trading**, **mineral extraction**, etc.

GEOTHERMAL AREA OFFERING PLAN 2023

- **Last tender:** Nage and Way Ratai (January 2023 – May 2023)
- Business Entities can also apply for a PSPE mechanism
- Next offering will be held at **GWA Cisolok**, **GWA Bora Pulu** and **PSPE Area Rongkong**

GWA	Cisolok Cisukarama	GWA	Bora Pulu	PSPE Area	Rongkong
Location	Sukabumi, West Java	Location	Central Sulawesi	Location	Luwu Utara, South Sulawesi
Area	15.580 Ha	Area	79.750 Ha	Area	43.690 Ha
Res.	45 MW	Res.	123 MW	Res.	26 MW
Capacity Plan	40 MW	Capacity Plan	40 MW	Capacity Plan	20 MW
Temp	180-200°C	Temp	220°C	Temp	220°C

- **Cisolok Cisukarama** is the result of Government Drilling by State Budget (APBN)

GEOTHERMAL DIRECT USE

Excess heat from Power Plant

- **Brine and Condensate** from Geothermal Plants are potential for direct-use utilization (**Cascade-use**).
- This scheme may give additional revenue for Geothermal Power Plant projects and improve its competitiveness.
- Direct-use application can get significant heat resources without requiring massive Capital

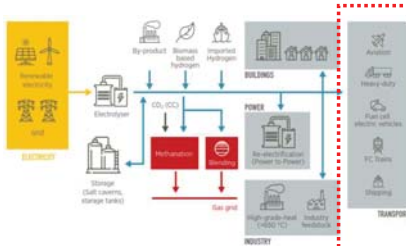
Geothermal manifestation

- Geothermal manifestation can be utilized for direct-use application.
- The most popular direct-use application is spa/tourism activity.
- The operation relatively simple compared to the other schemes.

Dedicated drilling for direct-use projects

- This method may requires a lot of investment and complex operation.
- This method may suitable for geothermal heat demand which located far away from Geothermal power plants

GREEN HYDROGEN



- In the energy sector NZE roadmap, hydrogen is projected to have 5-10% share.
- Green hydrogen production may be solution from oversupply issues.
- **Several attention and opportunities** have came up to **develop GW's scale of green hydrogen** in Sumatera, Borneo, and Sulawesi.

Source : Renewable Power IRENA 2018

For detail geothermal development opportunities in Indonesia,
you can download in here:



SCAN ME



www.esdm.go.id



Kementerian Energi dan
Sumber Daya Mineral



@kesdm



@KementerianESDM



KementerianESDM



Thank You

www.esdm.go.id



Kementerian Energi dan
Sumber Daya Mineral



@kesdm



@KementerianESDM

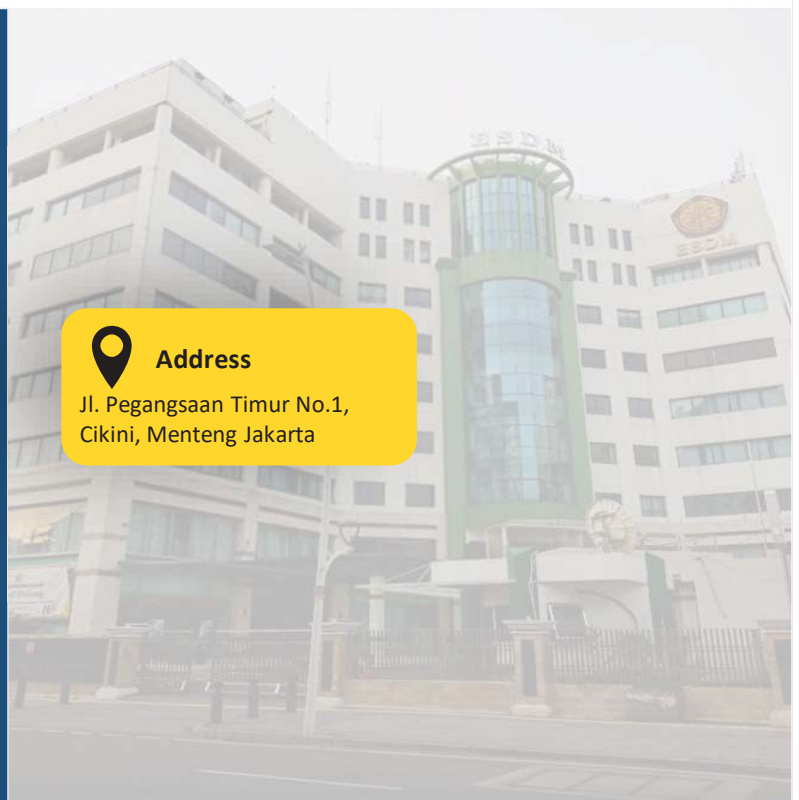


KementerianESDM



Address

Jl. Pegangsaan Timur No.1,
Cikini, Menteng Jakarta

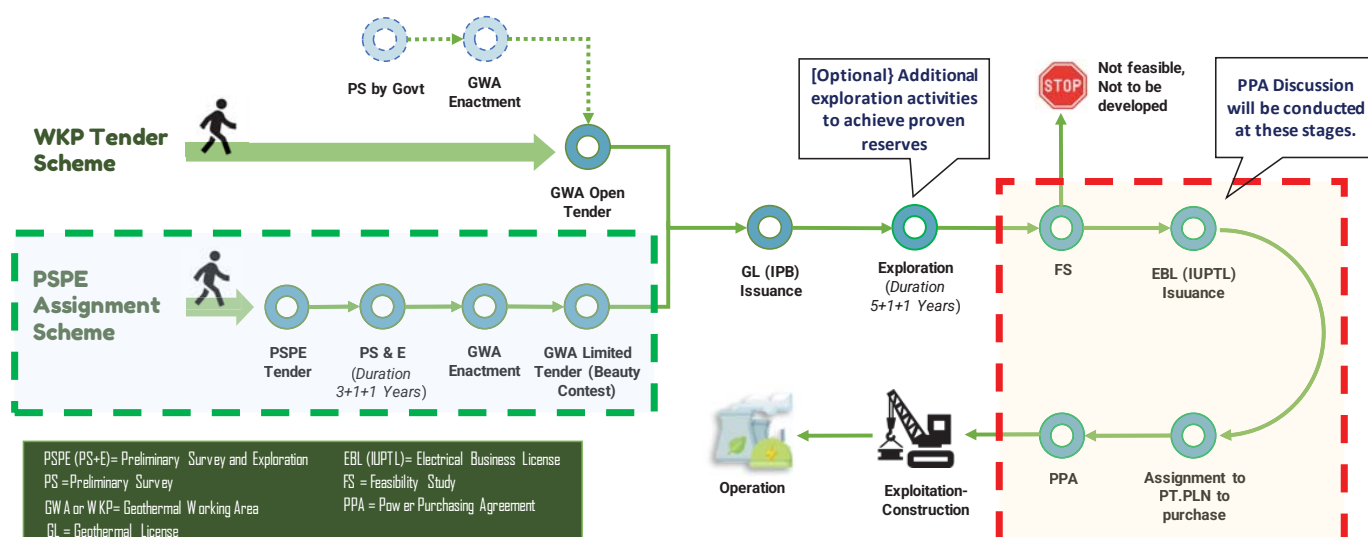


GEOHERMAL ROADMAP TOWARDS NET ZERO EMISSION

Regulations, Infrastructure Developments, Research & Innovations

	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2051-2060
Installed Capacity Target	5,5 GW	12,0 GW	15,0 GW	22,0 GW
Capacity growth	3,3 GW	6,5 GW	3,0 GW	3,0 GW
Policies and regulations	- Resolving geothermal electricity prices scheme - Massive government exploration program in the green fields - Establishment more infrastructure access to geothermal prospect areas by Government - Resolving any disputes related to conservation forest zone and geothermal prospect areas - Emission trading scheme - Power wheeling scheme	- Adjustment of several geothermal licenses period so that geothermal projects can operate at least 30 years to achieve its economic parameter. - Integration between oil & gas, mining regulations with geothermal regulations - Regulation integration among renewables and energy vectors	- Preparing regulatory frameworks to support geothermal direct use applications on heat-process industries. - Preparing regulatory frameworks to support the development of deep geothermal and EGS	
Project development	- Optimization of existing geothermal fields with the development of small scale power plants - Pilot project on Close-loop geothermal technology. - Achieving PPA (up to 12 GW capacity) for 2040 target Public hearing, advocacy, and knowledge sharing to communities and other relevant stakeholders, in order to mitigate the social issues occurred	- Establishment of inter-connection transmission grid between major islands and neighboring countries to resolves the oversupply issues - Achieving PPA for 2050 target and other business opportunities - Utilizing heat from oil and gas wells - Hybrid operations between geothermal and other renewable	- Achieving PPA for 2060 target Deep-drilling geothermal projects - Direct use applications in massive heat-process industry	Non-conventional geothermal projects
Researches & Innovations	- Green hydrogen production and market opportunities - Study on Supercritical / superhot geothermal exploration - Hybrid operation opportunities - Carbon capture and storage opportunities in geothermal fields - Identifying high gradient thermal on oil and gas fields	- Study on deep drilling geothermal and EGS - Direct use opportunities on massive heat process industry	- Feasibility study on supercritical / superhot geothermal exploitation - Study on offshore geothermal opportunities	More comprehensive study on geothermal utilizations

Geothermal Indirect Use Business Scheme



CREATING ROBUST NRE POLICY ENVIRONMENT

PRES. DECREE 112/2022

Provides framework for RE based electricity provision:

- ✓ Renewable Energy Development is carried out based on the RUPTL, which takes into account the target of the renewable energy mix, supply-demand balance, and the economic value of power plants.
- ✓ Price and procurement mechanism for RE PP
- ✓ Utilization of domestic product

PRICE: Highest Benchmark Price (HPT) for 2-stage staging without escalation with location factors applies to stage 1, for each type of REs:

Type	Stage 1 (cUSD/kWh)	Stage 2 (cUSD/kWh)
Geothermal	$7.65 - 9.76 \times F$	$6.5 - 8.30$
Large Hydro	$6.74 - 11.23 \times n \times F$	$4.21 - 7.02$
Excess Power Hydro	5.80×0.7	
Solar	$6.95 - 11.47 \times n \times F$	$4.17 - 6.88$
Wind	$9.54 - 11.22 \times n \times F$	$5.73 - 6.73$
Biogas	$7.44 - 10.18 \times n \times F$	$4.46 - 6.11 \times n$
Biomass	$9.29 - 11.55 \times n \times F$	$7.43 - 9.24 \times n$

n: Technical factor (0.7 – 1.0) F: Location factor (1 – 1.5)

Deal Price (requires MEMR approval): Peaker Hydro; Biofuel PP; Ocean PP

Pres. Regulation 112/2022 also mandates the Government c.q. The MEMR to prepare a roadmap to accelerate the retirement of the CFPP's operational life and limit the development of new CFPPs, except for those CFPPs that have been listed in the RUPTL or which are integrated with industry; committed to reduce GHG more than 35% in 10 years since CFPP started operation through technology dev., carbon offset, and/or increasing RE mix; and operated until 2050.

NRE LAW DRAFT

As a comprehensive regulation to create a sustainable and fair climate for NRE development

STRATEGIC ASPECT OF REGULATION: GOVERNMENT CONCERNS

1. **Green economy and energy transition** can be carried out through the development of NREEC.
2. Development of energy sources with **low carbon emissions and sustainable**.
3. **Integrated management of nuclear energy** and construction of nuclear power plants that **based on proven technology**.
4. The mechanism for determining NRE concession areas by the Government is through **business licensing**.
5. **Strengthening research and technological innovation** to optimize the utilization of NRE.
6. **NRE economic price** that considers the capacity and location of the development.
7. **Support from the Central Government and Regional Governments** in accelerating the development of EBT.
8. NRE development by **prioritizing domestic products and potential**.
9. Management of **NRE funds** by the Government.
10. **Strengthening coordination and synergy** between the Central Government and Regional Governments in the implementation of guidance and supervision.
11. **The role of the community** in maintaining, protecting and maintaining the sustainability of the area in NRE utilization activities.

STAKEHOLDERS COLLABORATION IN NZE IMPLEMENTATION

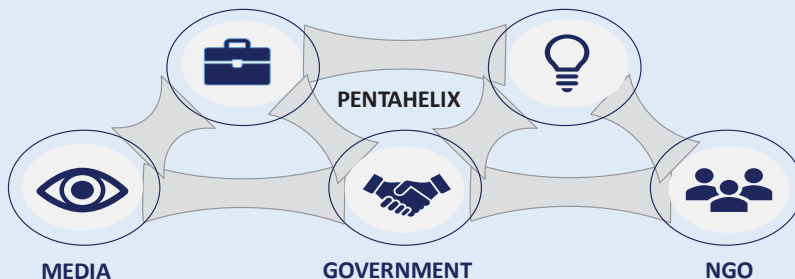
The participation of all parties is the key to a successful energy transition to carbon neutral

Carrying out business/business activities for power generation and green fuel, supporting services, creating job opportunities, contributing to state revenues and economic activities.

SOE & PRIVATE

Creating innovations in the NRE sector that can be directly utilized by the community, providing and increasing quality human resources and encouraging technology transfer.

ACADEMICS



MEDIA
Educating the public on the importance of EBT and disseminating government programs to the community.

GOVERNMENT
Formulating policies and harmonizing regulations, providing national standards, guidance and supervision, as well as being facilitators in NRE development.

NGO
Government partners, providing advocacy/assistance for the community, conducting positive campaigns and participating actively in NRE development.

Collaboration among Ministries/Agencies



GEOHERMAL DEVELOPMENT IN INDONESIA

JUNE, 2023

DIRECTORATE GENERAL OF BUDGET FINANCING
AND RISK MANAGEMENT

SOLID



INDONESIA COMMITMENT TOWARDS NET ZERO EMISSION TARGET IN 2060

Paris Agreement dan
Nationally Determined
Contribution (NDC)
2030

Target:
29% with current financial
capacity
41% with International Support

Mention on:
• First NDC (2016)
• Updated NDC (2021)

MITIGATION

Emission Reduction Targets based on Sector according to NDC
(M Ton CO₂e)

Indonesia Emission Reduction Target	forestry	Energy and transportation	Waste	Agriculture	JPPU
29%	497	314	11	9	3
41%	692	446	40	4	3.25

Policy Strengthening and Implementation

Carbon Pricing	Carbon trading	Carbon Tax (Tariff minimum: Rp30/Kg CO ₂ e)	Climate Change Financing	Technology Development and Transfer	Capacity Building
----------------	----------------	---	-----------------------------	---	----------------------

Climate Resilience

- 1 Economic Resilience
- 2 Social Resilience
- 3 Environment Resilience

ADAPTATION

Long-Term Strategy for
Low Carbon and Climate
Resilience 2060

Mandate from:
• Paris Agreement Article. 4.19
• Dec.1/CP.21 Para 35

LCCP Scenario:

- Emission Peak on 5 sector on 2030 = 540 M ton CO₂e
- Net-Sink FOLU in 2030
- Net Zero Emission in 2060

Net Zero Emission 2060

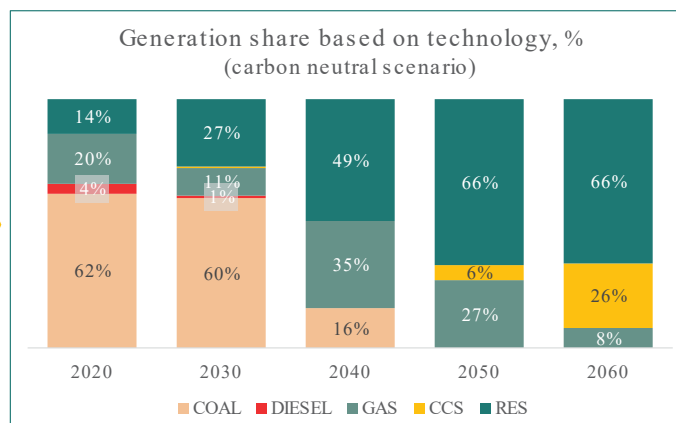
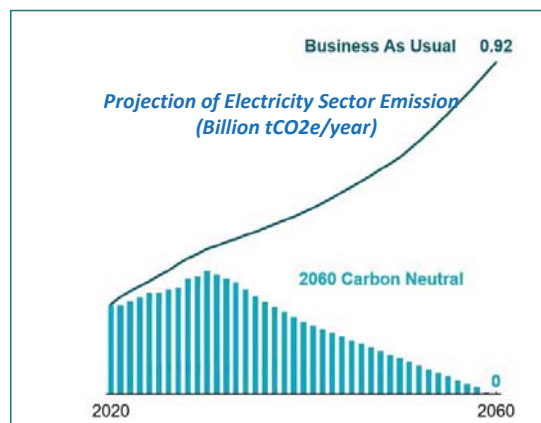
Climate Change Mitigation Financing Needs

Reference	Scope	Cost/Impact estimation
Second Biennial Update Report, KLHK (2018)	Climate Change Mitigation Cost to achieve NDC	Accumulative Mitigation Cost until 2030= USD 241.3 Billion
Roadmap NDC Mitigation Indonesia, KLHK (2020)	Climate Change Mitigation Cost to achieve NDC(using the mitigation action cost approach)	Accumulative Mitigation Cost until 2030 = USD 263.5 Billion (USD 23.96 Billion/year)

- The current financing capacity to achieve the NDC target is still insufficient.
- The financing gap is amounted around USD 148 - 263 billion.

EBT DEVELOPMENT: ROADMAP OF THE ELECTRICITY SECTOR TOWARDS NZE

Without abatement, the electricity sector is estimated to contribute 0,92 billion tCO₂e/year in 2060



* CCS in 2050 and 2060 are CCS intended for PLTU with super critical technology

- In a business as usual scenario, the electricity sector is estimated to contribute 0,92 billion tCO₂e/year in 2060.
- To deal with this, it is necessary to develop a strategy to reduce emissions by increasing renewable energy-based power plant and reducing fossil-based power plant.
- According to PLN's estimates, the best scenario at the moment is to shift power plant to 66% renewable energy-based and 26% CCS technology in 2060.
- This scenario also supports the coal fired power plant (PLTU) phasing down program in the future. The PLTU early retirement has the potential to be implemented.

Source : PLN

ENERGY TRANSITION MECHANISM IN INDONESIA

Energy Transition Mechanism

is a financing mechanism that involves the public and private sectors, for holders of an Electricity Supply Business Permit (IUPTL) to accelerate the growth in the use of renewable energy in the electricity sector by shortening the operation period of fossil power plants.

A blended financing mechanism designed to significantly accelerate renewable energy growth by phasing out the majority of a country's existing carbon-intensive power assets.

Objectives

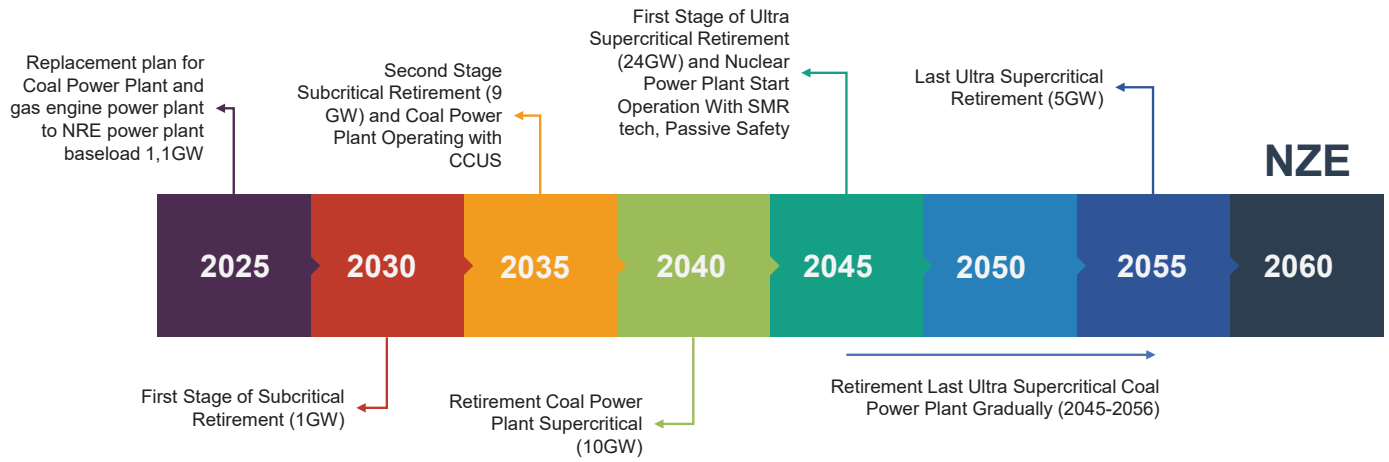
-  To achieve optimal energy mix in accordance with National Energy Policy
-  Reducing greenhouse gas emissions to achieve NDC and NZE in the Indonesian electricity sector
-  To shorten the economic life of coal power plant projects
-  To accelerate investment in renewable energy power plants

Challenges

-  Efficiency in the use of limited fiscal capacity
-  An equitable energy transition, including for workers and affected communities
-  Affordable by fiscal capacity and electricity consumers

Solution: A coordinated and integrated mechanism that combines the necessary de-risking facilities with the required financing

INDONESIA SET THE ENERGY TRANSITION MECHANISM (COAL POWER PLANT RETIREMENT) ROADMAP TO ACHIEVE NET ZERO EMISSION TARGET IN 2060



GEOHERMAL DEVELOPMENT SUPPORT, PISP FUND, AND DERISKING FACILITY

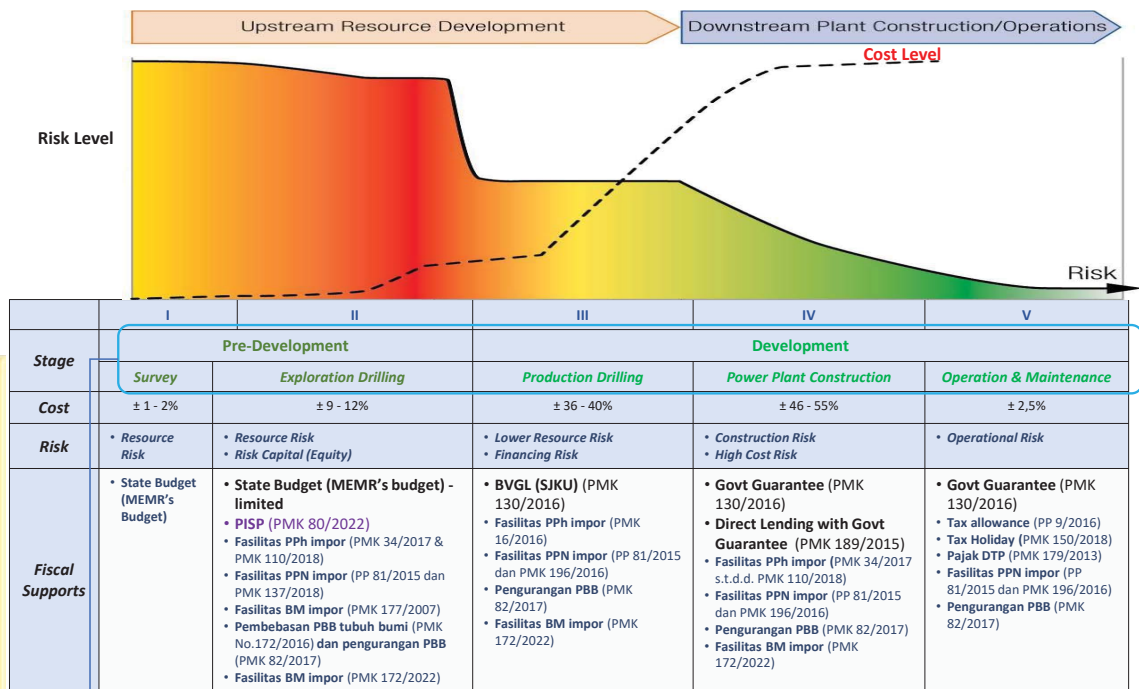


EXPLORATION RISK AND FISCAL SUPPORT FOR GEOTHERMAL DEVELOPMENT

Exploration Drilling	
Government	Private
Selandia Baru	✓
Filipina (sebelum privatisasi)	✓
Kenya	✓
Jerman	✓ (melalui dry hole)
Turki	✓
Jepang	✓ (80%)
Indonesia	✓ (PISP)

> HIGH EXPLORATION RISK<

- Lesson learned from countries that have successfully developed geothermal energy, exploration is carried out by the Government.
- The government has limitations (financial and technical) to carry out exploration, so it is also need participation from business entities.
- However, business entities also face many obstacles, including funding.
- As a mitigation, the government has provided special support for exploration, particularly through the SOE assignment scheme.



Unlocking Market required at all stages (Pre-Development & Development). Especially at the exploration stage, it needs fiscal support from the Government in the form of Exploration Support (Govt Drilling & De Risking).

8



KEMENTERIAN KEUANGAN
REPUBLIK INDONESIA

FINANCING FACILITIES FOR GEOTHERMAL



Direct Lending with Government Guarantee

Legal	PMK 189/2015
Fitures	Credit guarantee to SOE for infrastructure development
Beneficiary	BUMN
Stage	Exploitation
Risk Coverage	Credit Risk
Case	Loan ADB to PT GDE (USD 330 million) Exploitation Project D2P2

Business Viability Guarantee Letter (SJUK)

Legal	PMK 130/2016
Future	Government guarantee for PLN financial obligation in PPA
Beneficiary	SOE and Private
Stage	Exploitation
Risk Coverage	Political Risk
Case	PLTP Muara Laboh, PLTP Sarula, PLTP Rantau Dadap, PLTP Wampu, PLTP Semangka, PLTP Hasang.

PISP Fund

Legal	PMK 80/2022
Future	✓ Exploration Support (Govt Drilling) ✓ Exploration Financing ▪ SOE Drilling ▪ Private Drilling
Beneficiary	Government, SOE, dan Private
Stage	Exploration
Risk Coverage	Exploration risk and political risk
Case	Wae Sano, Jailolo, etc

Financing facility with derisking that only provided for geothermal development

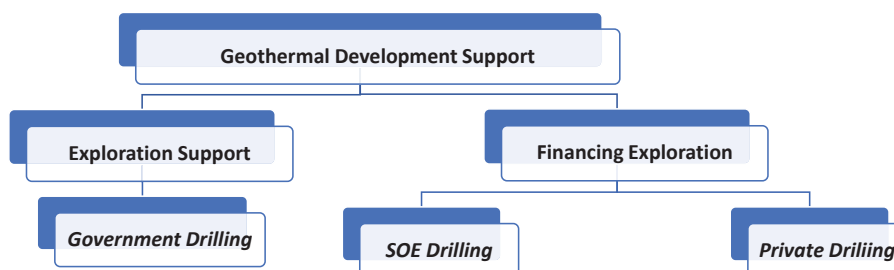
Subsidiary Loan Agreement (SLA)

Legal	PMK 108/2016 & PMK 108/2019
Future	Soft loan from multilateral or bilateral
Beneficiary	SOE
Stage	Exploitation
Case	SLA from JICA to PT PLN (JPY 30 billion) to : PLTP Lahendong, PLTP Ulubelu, Engineering Service Tulehu, Engineering Service Hululais.

9

PISP FUND FACILITY FOR GEOTHERMAL DEVELOPMENT (1)

PMK 80/2022 about Geothermal Development Support through PISP Fund at PT SMI



	Exploration Support (Government Drilling)	Financing Exploration - SOE (SOE Drilling / Public Window)	Financing Exploration - Private (Private Drilling / Private Window)
Fitures	Funding geothermal exploration activities in areas owned by the Government, with 100% derisking	Funding geothermal exploration financing in areas owned by the SOE and Private, with 50% derisking	
Beneficiary	- MEMR - Developer (auction winner after exploration)	- SOE - Entities that majority owned by SOE	Private
Instrument	Expense/Reimbursable Cost	Loan (Non Komersial) + Grant (applicable due to risk event)	
Derisking Source	Risk Sharing with Government (APBN)		GREM Financial Instrument (grant)
Scheme	Assignment to PT SMI and PT GDE	Assignment to PT SMI	
Fund Manager	PT SMI		
Implementating	PT GDE	SOE as WKP holder	Private as WKP holder
Co Finance	Geothermal Energy Upstream Development Project (GEUDP) – grant from World Bank	Geothermal Resource Risk Mitigation (GREM) – loan from World Bank	Geothermal Resource Risk Mitigation (GREM) – grant and loan from World Bank

9

PISP FUND FACILITY FOR GEOTHERMAL DEVELOPMENT (2)

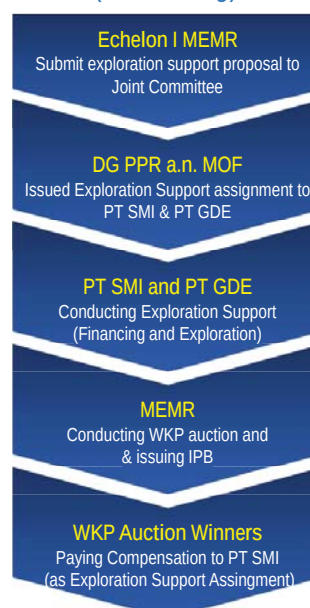
Overview

Objective	To increase the participation of business entities in the provision of geothermal infrastructure
Facility	- Exploration Support (Govt Drilling); - Financing Exploration (SOE & Private Drilling)
Fund Manager	PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero)
Implementation Unit	PT Geo Dipa Energi (Persero) – Govt Drilling
Governance	- Assignment Decree from the Minister of Finance to PT SMI and PT GDE as executors of the assignment of Exploration Support and Exploration Financing activities. - Oversight, supervision, and strategic decision making by the Joint Committee (Ministry of Finance and Ministry of Energy and Mineral Resources). - The Joint Committee is assisted by Experts (academicians, professionals, etc.) as well as TA from the Financial Institution.

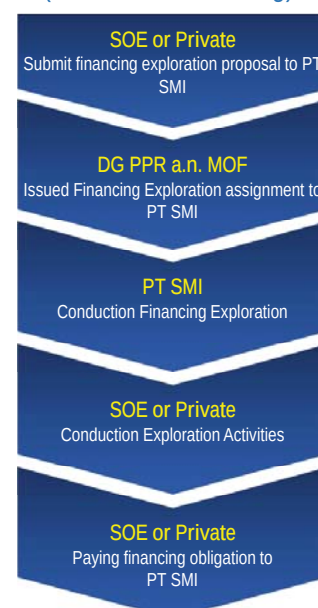
PISP Scheme and Risk Sharing

Exploration Scheme	Beneficiary	Risk Sharing
Govt. Drilling	MEMR WKP Auction	100% (APBN)
SOE Drilling	SOE WKP Development	50% (APBN)
Private Drilling	Private WKP Development	50% (Grant WB/ GREM)

Exploration Support (Govt. Drilling)



Financing Exploration (SOE dan Private Drilling)



10

CHALLENGES IN GEOTHERMAL DEVELOPMENT IN INDONESIA

No.	Challenges	Description	Potential Mitigation
1.	Location of the geothermal working areas	The locations become a challenge because of these following reasons: - They are located in remote locations that require development for access route; - They are in residential locations that can cause social issues; - Low electricity demand; - Located in protected forest, conservation forest, Tahura, etc.	- Handling social issues from the start of the Project, or avoiding locations that have the potential to have high social issues - Increasing demand at geothermal project locations with large-scale industries - Synergy with related regulators, central and local government
2.	Poisoning gas	Although rare, naturally geothermal wells can emit deadline toxic gas (H2S), as seen from these few cases such as (1) Dieng, PT GDE (March 2022), (2) Sorik Marapi, PT SMGP (March 2022), (3) Sorik Marapi, PT SMGP (January 2021).	Strict implementation of Occupational Health and Safety standards
3.	Fulfillment of safeguards	For Government Drilling projects that are co-financed with the World Bank through GEUDP, the applied safeguard standards are quite strict that one of the sub-projects was put on moratorium until the Broad Community Support is met.	- Adjustments to safeguards that are more fair and in accordance with the Indonesian context - Clear parameter on the fulfilment of safeguards
4.	Sources of funding	- Limited number of financial institutions/ investors providing geothermal financing facilities - The high exploration risk has an impact on higher cost of funds	Expansion of funding cooperation with various international institutions to strengthen funding capacity that is easily accessible for developers, both in the exploration and exploitation stages

Thank You



JICA Conference

Geothermal Resource Risk Mitigation (GREM) *Private Sector Window*

Prepared by PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero)
June 2023



A leading catalyst in the acceleration on the national infrastructure development

Table of Contents



- 1 GREM Private Window Overview
- 2 De-risking Facility Features
- 3 Application Process

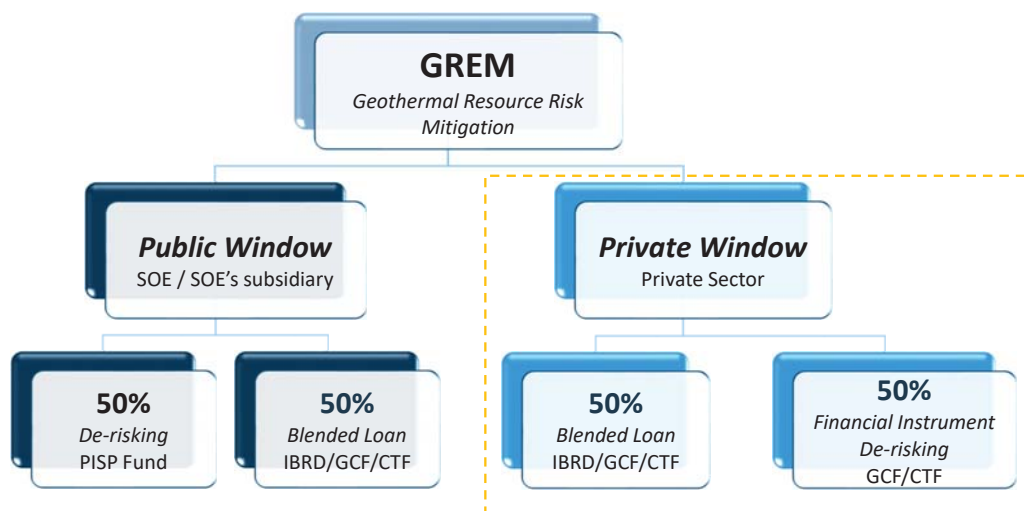
Table of Contents



- 1 **GREM Private Window Overview**
- 2 De-risking Facility Features
- 3 Application Process

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 3

Geothermal Resource Risk Mitigation (GREM)



Geothermal Resource Risk Mitigation ("GREM") was developed by the World Bank and the Government of Indonesia, with PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) as the Project Implementing Entity. GREM is a geothermal exploration financing facility that offers a de-risking scheme for resource risk.

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 4



Key Features of GREM

A financing facility funded by the World Bank and green climate funds to support geothermal exploration activity

A type of **financing facility** to support geothermal exploration activity with resource risk mitigation structure

GREM is considered bridge financing to commonly-used Equity portion in exploration phase. It can facilitate up to 75% of exploration drilling costs, half of which includes a risk-sharing component

The main feature is a stapled financing product which combines a plain vanilla concessionary loan with a quasi-equity instrument linked to the fair market value of the SPV

GREM requires a pre-agreed formula to determine the amount of repayment of the quasi-equity instrument depending on the results of the exploration
with the possibility that the repayment of that portion of the facility is as little as \$1

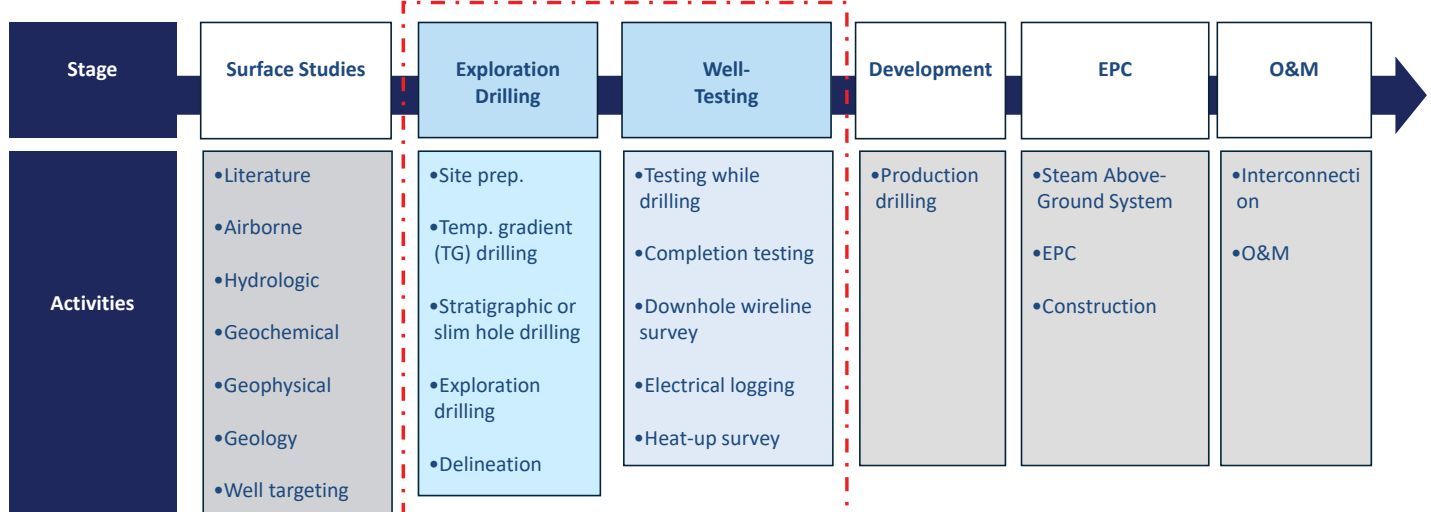
The provisions of **ESMF (safeguards)** and **procurement (for SOEs)** refer to the provisions of the World Bank

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 5

Coverages of GREM Financing



Eligible funded activities GREM Private Window



Other possible facilities:

- Delineation/extended exploration drilling without de-risking
- Retroactive financing for ongoing exploration

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 6

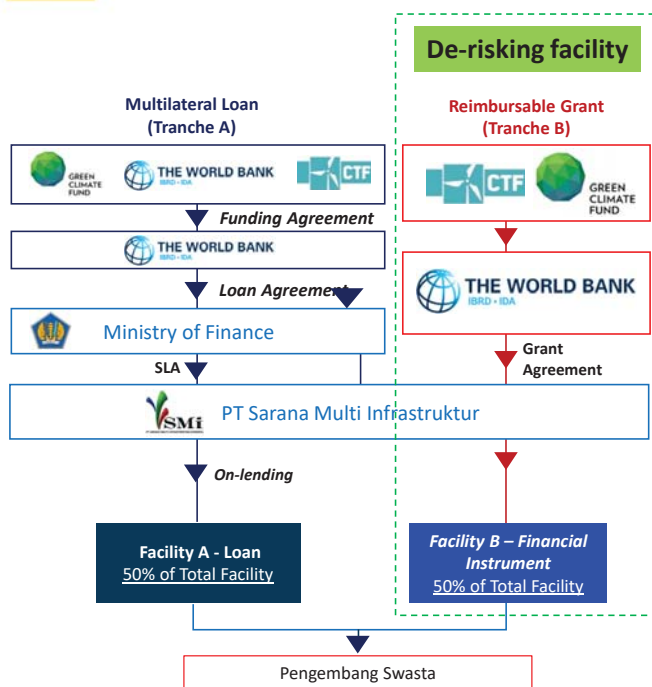
Table of Contents



- 1 GREM Private Window Overview
- 2 De-risking Facility Features
- 3 Application Process

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 7

GREM Private Window



The main feature of GREM Private Window is a stapled financing product which combines Facility A (Loan) and Facility B (Financial Instrument)

Facility A (Loan)

General Terms and Conditions – Facility A (Loan)

Max. Facility Limit	50% of Total Facility (Note: Maximum Total Limit for Facility A and Facility B is US\$ 30 million)
Gearing	Max. 75:25, where developer is required to have and prove its equity portion
Tenor	4 years (bullet payment), may be extended up to 2 years subject to review by the Lender
Interest Rate	LIBOR USD + Margin, paid Semi-Annually

Facility B (Financial Instrument)

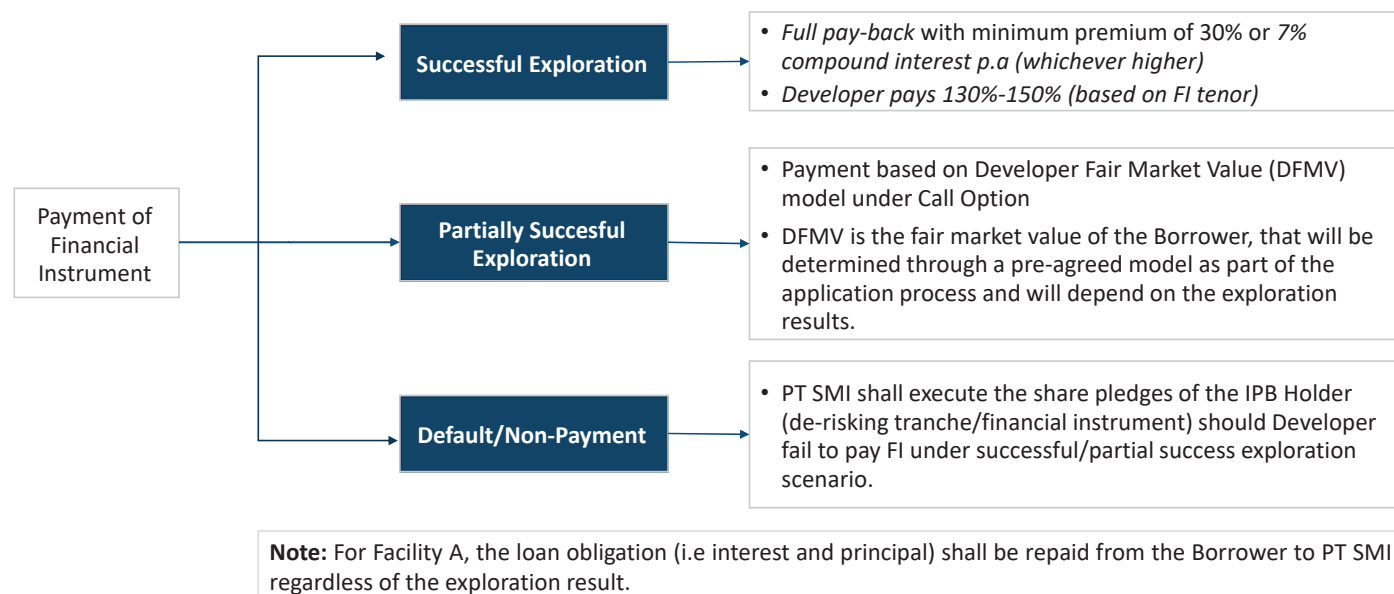
General Terms and Conditions – Facility B (Financial Instrument)

Financial Instrument	A transferrable financial instrument issued by the developer (as the Issuer) and subscribed by PT SMI, which is linked to the fair market value of the Issuer.
Max. Facility Limit	50% of Total Facility (Note: Maximum Total Limit for Tranche A and Tranche B is US\$ 30 million)
Repayment or Redemption	All FI issued shall be redeemed in full at the Notional FI Value by the Issuer maximum 6 (six) years from the date of the first issuance
Feature	Call option: Sponsor's right to buy back the FI after the exploration results are known at the Fair Market Value of the SPV or with a premium (30% - 50%) Put option: PT SMI's right to sell the FI to the Sponsor at the Notional FI Value, after 4th year from the FI first issuance date under certain circumstances such as if a Call Option is not exercised, or there is an Event of Default, etc.

8

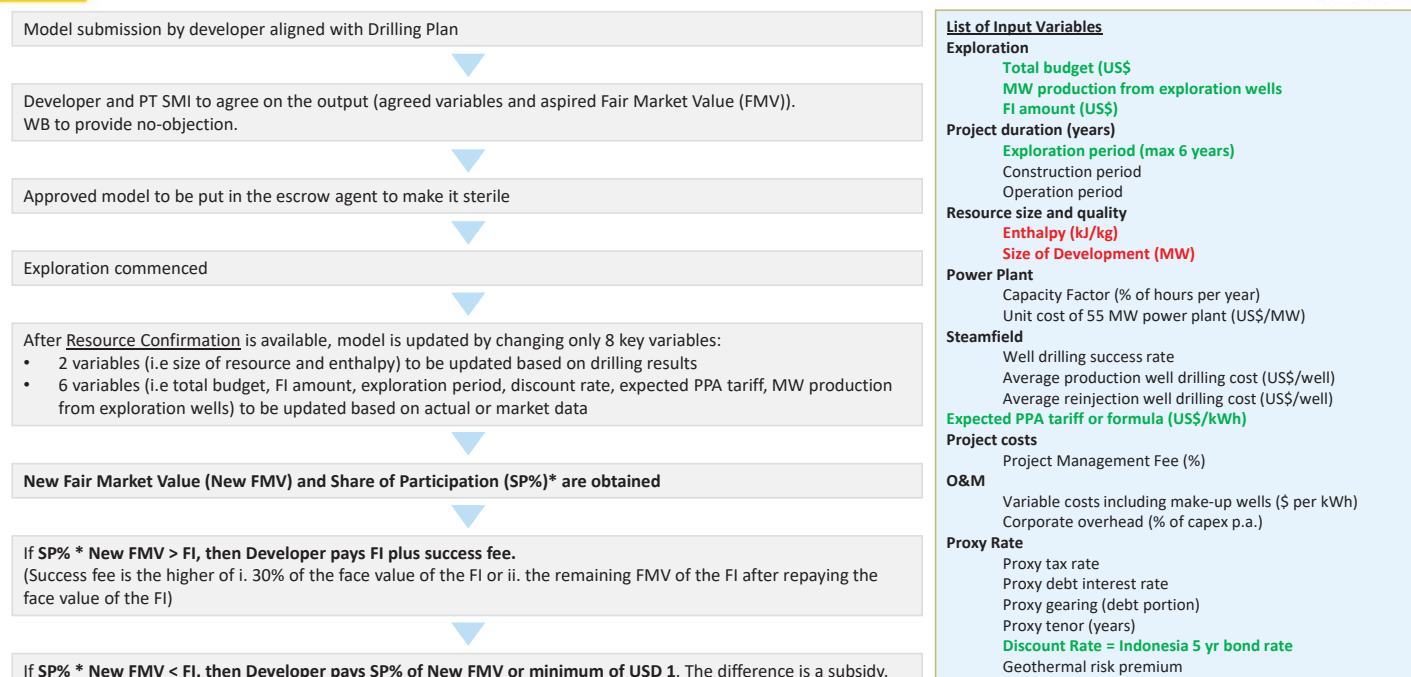


Advantage of De-risking Mechanism of GREM Private Window



PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 9

Determination of Fair Market Value



*Share of Participation: amount of FI divided by the total actual exploration cost (maximum 37.5%)

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 10

Table of Contents



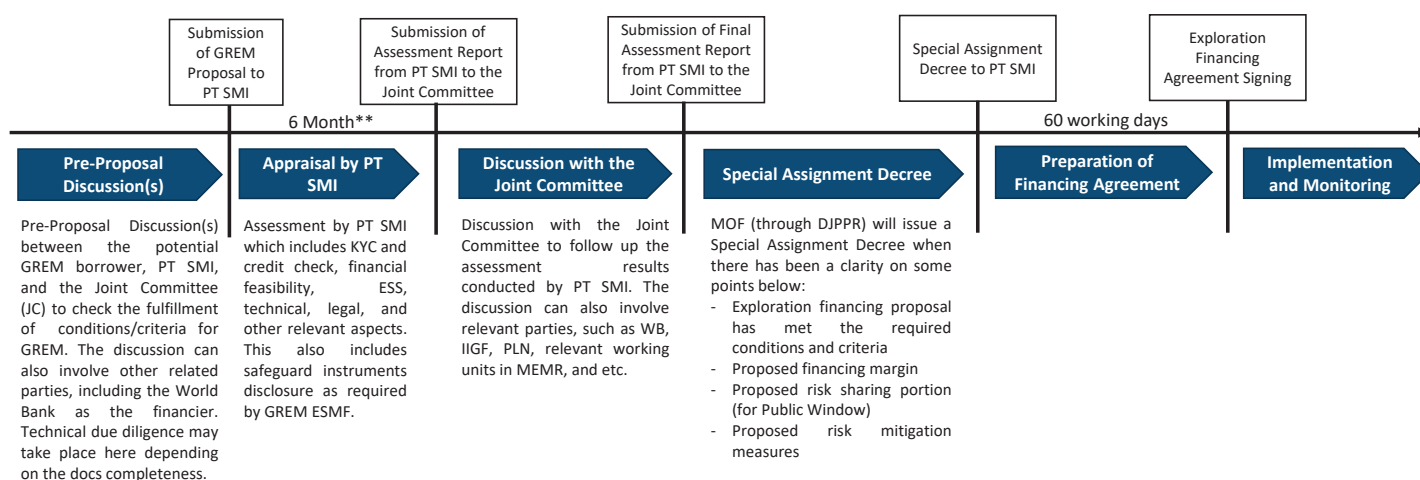
- 1 GREM Private Window Overview
- 2 De-risking Facility Features
- 3 Application Process

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 11

Indicative Process and Timeline of GREM*



As stipulated in the *Peraturan Menteri Keuangan (PMK) 80/2022*, PT SMI will provide exploration financing facility to the geothermal developers (both public and private developers) based on a Special Assignment Decree from the Minister of Finance (MOF) through the Directorate General of Budget Financing and Risk Management (*Direktur Jenderal Pengelolaan Pembiayaan dan Risiko/DJPPR*). The Indicative process and timeline is presented below:

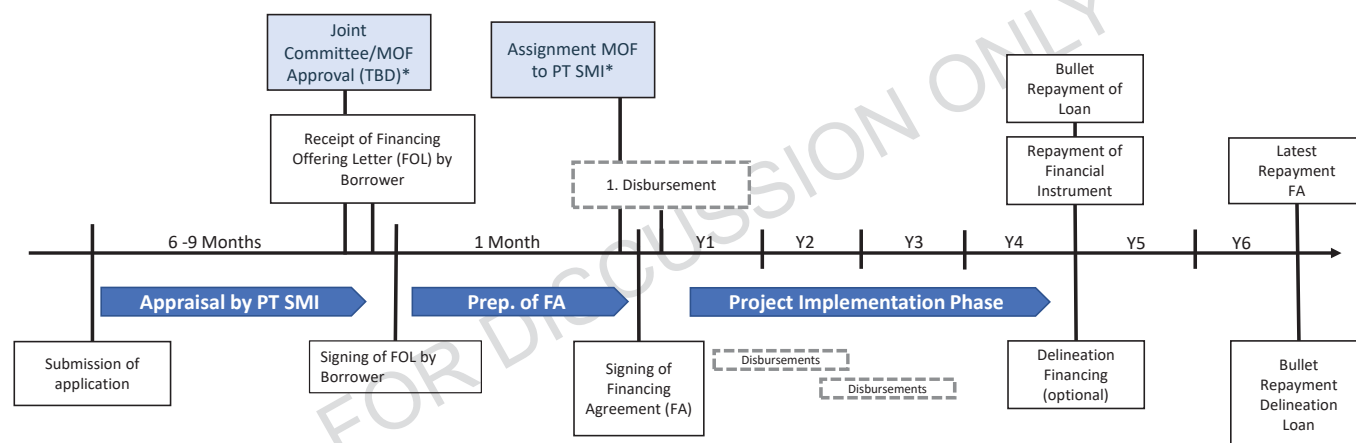


*Based on our analysis on the PMK 80/2022.

**Indicative timeline, subject to availability of the required supporting documents from applicants.

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 12

Indicative Process and Timeline of GREM Private Window Proposal^(*)



*depends on the completeness of documents/data submitted by applicants.

Procedures Document collection, KYC, AML/CFT, Due diligence (technical, ESS, financial, legal), collateralization, internal rating, ESDD public expose (60 days), term sheet negotiation, committee approval

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 13

Eligibility Criteria for Developers



Key Features	Private Sector Window
Proposal Submission	PT Sarana Multi Infrastruktur
ESMF* (<i>safeguards</i>)	Must follow World Bank Guideline
Geothermal License	Valid Geothermal License (IPB)
Experience in geothermal	Minimum proven track record of 3 (three) years apply to Sponsor
Equity Portion	Minimum equity portion of 25% of total project cost
Others	Not being subject to World Bank sanctions, involved in money laundering, and financing terrorism

*The full arrangement of Safeguards Management is described in detail in separate Environmental and Social Management Framework (ESMF) document (prepared in May 2019 and is available in PT SMI website: <https://www.ptsmi.co.id/wp-content/uploads/2019/06/ESMF-Geothermal-Resource-Risk-Mitigation-Project-GREM.pdf>).

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 14



Content of GREM Financing Application (1)

(1) Request letter for financial support by the GREM facility

- Request Letter

(2) Financing Application Form Summary:

A Financing Application must comprise the following items (and any additional information that may be requested by PT SMI on a case-by-case bases) and be signed by an authorized representative of the Developer and the Sponsor(s).

- Developer's or Developer's (if an SPV) and Sponsor's **name**
- Type of the **eligible entity** (public, private, JV)
- Name and contact details of developer's **contact person**
- Purpose** of financing/Description of the Developer's Sub-Project
- Period** of financing in line with the overall **project schedule**
- (Maximum) **value of financing** requested

(3-1) Developer's and Sponsor's information:

- Copy of information on company's legal status in Indonesia (latest Company's Registration Certificate (Akta Perusahaan)/ Company's deed of establishment / Articles of Incorporation)
- Copy of legal information on company's business in Indonesia (Tanda Daftar Perusahaan, business license/SIUP/Izin Usaha Industry, Company Domicile Certificate/SKDP, tax registration number / NPWP)
- Description of the company profile and organization structure, including management and shareholders as well as experience (CVs and track record) regarding development of geothermal power generation projects)
- If applicable a joint venture agreement between cooperating parties
- List of acting persons in the Management (full names, birthday and nationality)
- Copy of the financial statements for the last three years (minimum of two year audited financial statements) of Sponsor**

(3-2) Developer's and Sponsor's information:

- Account information**
- Credit checking**
- External **credit rating** (minimum for sponsor)
- Key **financial highlight**, of the Developer's or Developer (if an SPV) and Sponsor's
- Existing Developer's or Developer (if an SPV) and Sponsor's **financing at PT SMI** (if any)
- Developer's or Developer (if an SPV) and Sponsor's **financing from banks and/or other financial institutions** (other than PT SMI)
- Declaration of (if an SPV) and Sponsor that it has not been **involved in money laundering or the financing of terrorism activities**, and has never been sanctioned under the World Bank Group Sanction System
- QHSE (**Quality, Health, Safety & Environment**) standards of the company
- Head of Agreement/PPA with PT PLN**
- Other documents** requested by **PT SMI** and by law/regulation, as appropriate

(4) Financing of the sub-project:

- Financing structure** (beyond the financing requested from PT SMI) demonstrating sufficient capacity to cover cost overruns
- Pricing**, including all applicable fees (e.g. upfront fee, structuring fee, monitoring fee, etc.)
- Guarantees/Security** interests (if applicable)
- Type and amount of PT SMI **financing applied for**
- Details on result of analysis of **financing feasibility**
- Only public developer: A statement of willingness to pay** which is signed by the President Director of SOE/SOE's subsidiary, which states that SOE/SOE's subsidiary accept and acknowledge PT SMI's right to receive compensation, and is willing to perform obligations to pay compensation to PT SMI, in the case of Geothermal Data and Information is feasible to be further utilized by SOE/SOE's subsidiary according to the evaluation of Independent Appraiser
- Detail of equity portion (minimum 25%) commitment
- Other documents** requested by **PT SMI** and by law/regulation, as appropriate

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 15

Content of GREM Financing Application (2)



(5-1) Details of the sub-project:

- Technical data and information:**
 - Sub-Project background
 - Project progress (e.g. land acquisition status*, contracting status, if applicable)
 - Complete surface studies results including information on topography, geology, surface manifestations, heat source, reservoir and recharge area, resistivity, conceptual model and preliminary resource capacity evaluation
 - Map of the location including the status of the land, in particular with the forest area
 - Status of (condition) and planned infrastructure for implementation of the sub-project
 - Infrastructure budget (in any case) vs. actual (if actual spending has occurred) report
 - Drilling plan / work program and budget
 - Well data (geoscience & reservoir data) and complete drilling program (number of slim hole / reservoir confirmation wells, well specifications (e.g. diameters, vertical or directional), depth, structural target or aquifer, concept well design including justification)
 - Project schedule (Gantt Chart)
 - Historical drilling data and performance (if any)
 - Risks analysis and mitigation
- Drilling project contract** scheme (if any) as well as technical specifications of the drilling rig
- Details on **sub-project's contractors** (if applicable, e.g. rig contractor, drilling service contractors, key personnel/consultants on drilling)
- Staffing plan** proving sufficient experience to conduct the applied for drilling program
- Capacity:** How expertise is made available to the Developer in case it does not have it in house (especially if it is an SPV)
- Off-taker situation** and grid connection
- Detailed cost estimate** with detailed breakdown of costs regarding infrastructure (roads, water and power supply), project management, additional survey costs, mobilization and demobilization of rig, well pad preparation, drilling

*land status must be cleared before first disbursement

(5-2) Details of the sub-project:

- Financial and economic data and information:**
 - Financing requirement and scheme
 - Detailed financial modelling and analysis
 - Detailed economic analysis
- Permits/licenses** (for permits/licenses not yet issued please provide details on the current status – date of submission of application, feedback received from authorities):
 - Documentation showing license for the Sub-Project's WKP
 - Environmental Social Impact Analysis / UKL-UPL (Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup - Upaya Pemantauan Lingkungan Hidup) and/or**
 - AMDAL (Analisis Mengenai Dampak Lingkungan), following World Bank Guideline, as applicable depending on the project type**
 - Related permits from the local government, Ministry of Environment and Forestry (MoEF) permits related to forest permit for protection or conservation forest (if applicable).
 - Environmental and social impact assessment of the Sub-Project
- Procurement plan (only public window) in accordance with the World Bank procurement guideline
<http://pubdocs.worldbank.org/en/178331533065871195/Procurement-Regulations.pdf>
- Other documents** requested by **PT SMI** and by law/regulation, as appropriate

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 16

Developer's Manual



For more information on the developer's eligibility and proposal submission requirements, please download our GREM Developer's Manual in the link below:

EN

<https://ptsmi.co.id/strategic-cooperation/grem>

ID

<https://ptsmi.co.id/kerjasama-strategis/grem>

PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero) | 17



Terima kasih,



PT Sarana Multi Infrastruktur (Persero)

Sahid Sudirman Center, Lantai 48

Jl. Jenderal Sudirman No. 86

Jakarta 10220, Indonesia

Telepon : (62-21) 8082 5288 (hunting)

Faksimile : (62-21) 8082 5258

Surel : corporatesecretary@ptsmi.co.id

www.ptsmi.co.id

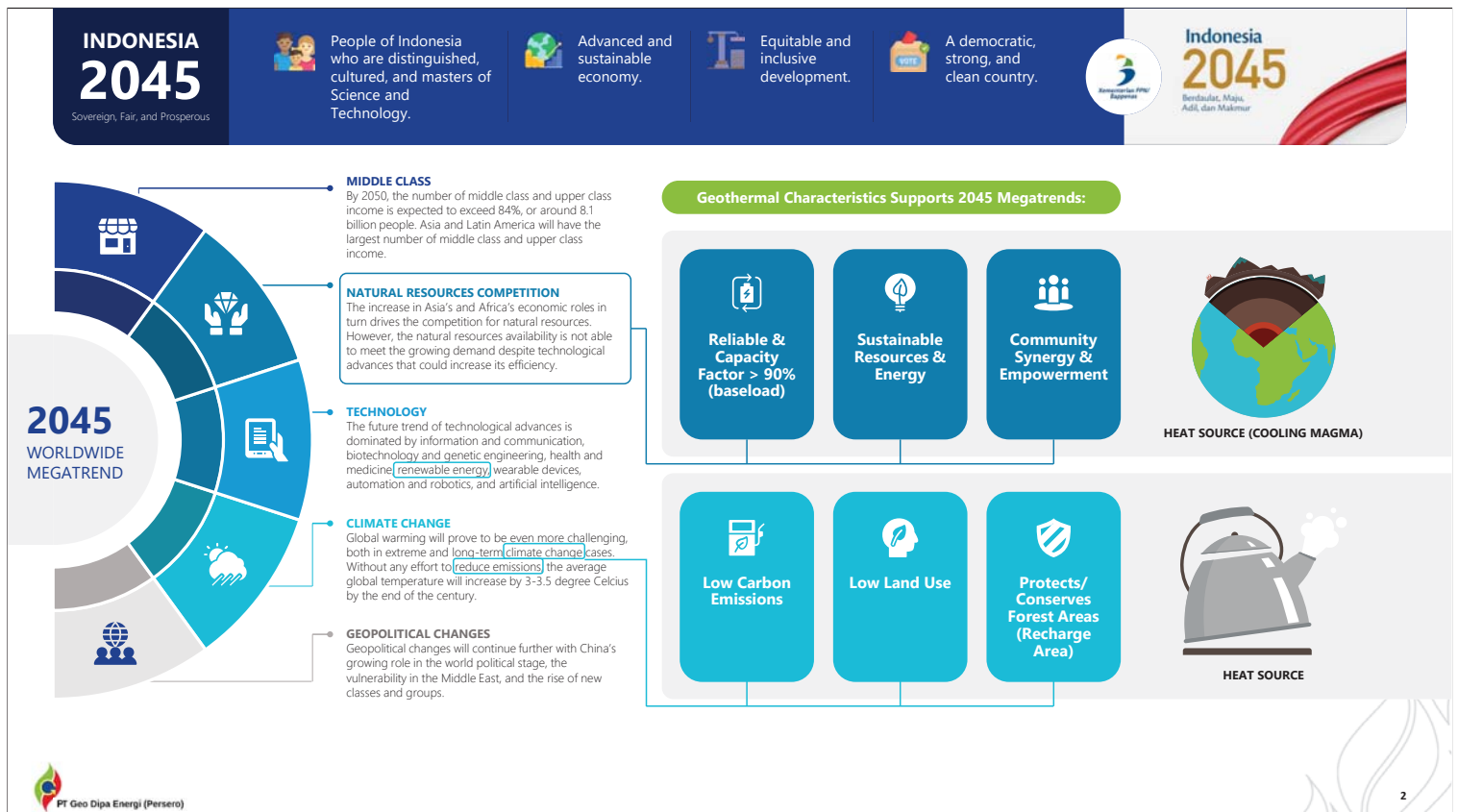
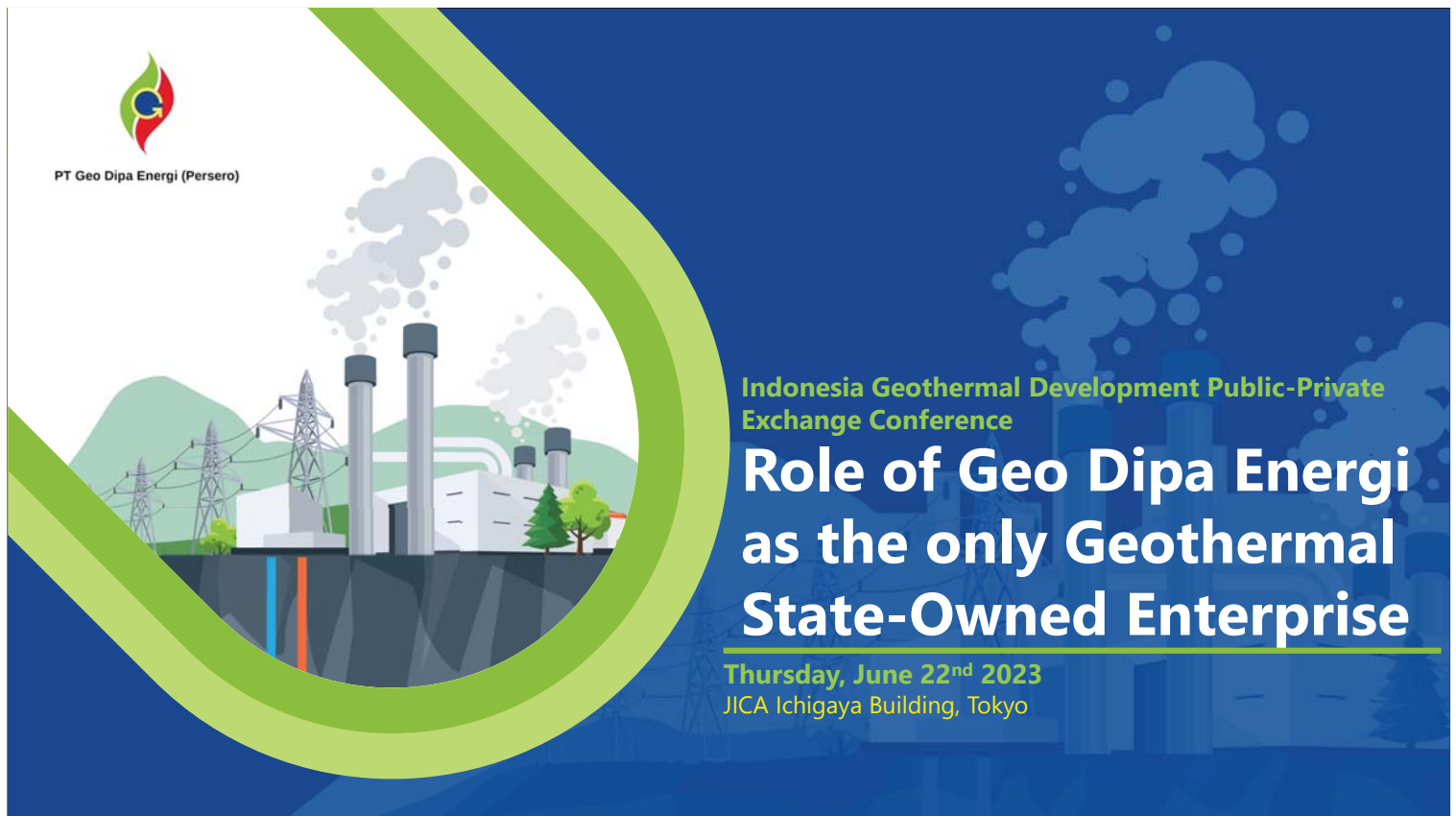
infralib.ptsmi.co.id

[@ptsmi](https://www.facebook.com/ptsmi)

[ptsmi_id](https://www.instagram.com/ptsmi_id)

[PT Sarana Multi Infrastruktur \(Persero\)](https://www.youtube.com/PTSaranaMultiInfrastruktur)

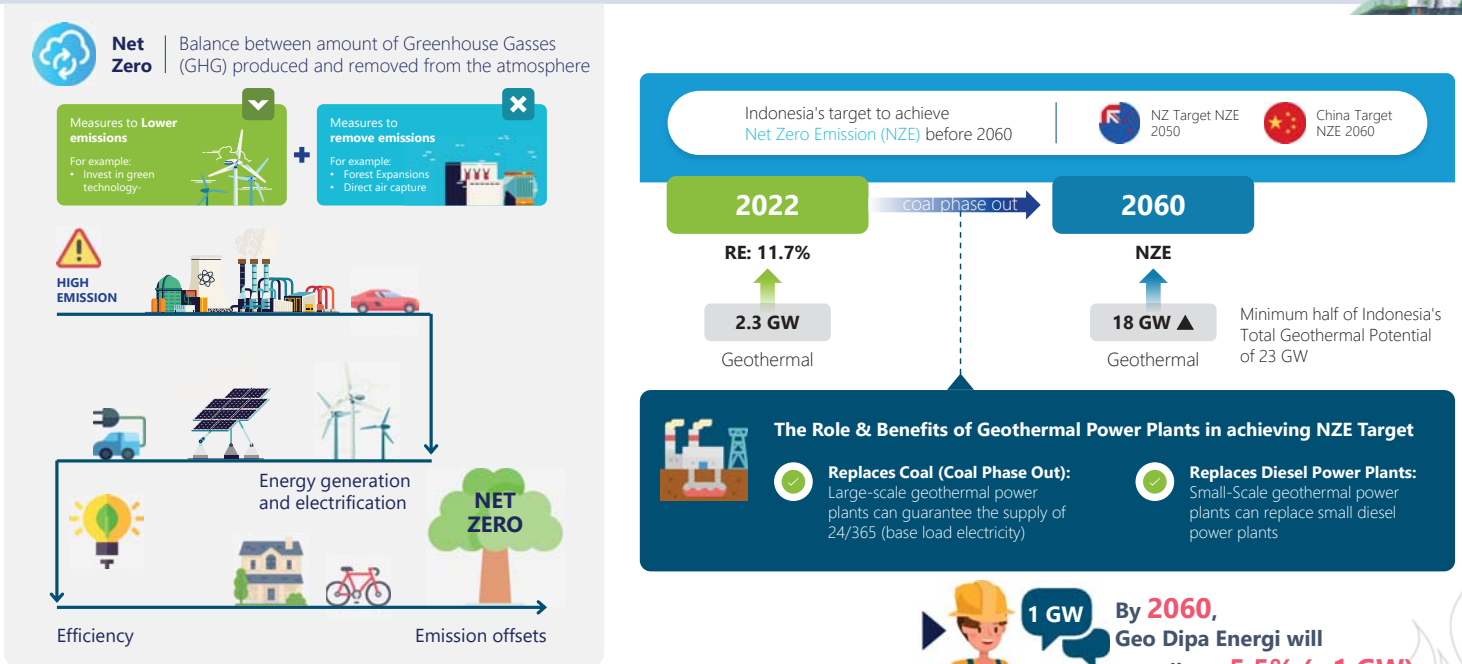
A leading catalyst in the acceleration on the national infrastructure development



Geothermal Contribution towards Net Zero Emission (NZE)



Indonesia's Net Zero Emission (NZE) Target



Corporate Overview of PT GEO DIPA ENERGI (PERSERO)



2022 Financial Overview

REVENUE

Rp 964 M¹
(Target Rp 970 M)

¹Avg exchange rate Rp 14.898
(Assumption Rp 14.350)



Dieng
Rp 418 M
Target Rp 446 M



Patuha
Rp 546 M
Target Rp 525 M

TOTAL ASSET

Rp 6.2 T
Target Rp 6.5 T

EBITDA

Rp 536 M
EBITDA Margin 55%
Target Rp 475 M

NET PROFIT

Rp 154 M
NPM 16%
Target Rp 172 M

PRODUCTION COST

Rp 362/KWh
Target Rp357/KWh
(Excluding Depreciation)

TAX GOVERNMENT CONTRIBUTION

Rp 86 M
Target Rp 73 M

Credit Rating

FitchRatings

A (idn)
Outlook Stable
2018-2020



AA- (idn)
Outlook Stable
2021



AAA (idn)
Outlook Stable
2022

GDE as an SOE (State-Owned Enterprise), also as an SMV (Special Mission Vehicle)

Being an SOE...

Acceleration of Indonesia's Geothermal Development

- Exploitation acceleration, through self-development and synergy of SOEs, and partnerships with the private sector
- Exploration acceleration for GDE-assigned WKP and GDE-owned WKP

Government Assignment to enable less-attractive projects;

- As a Government safety net, in terms of readiness to obtain new/continued business assignments in other WKPs that other Business Entities are not interested in
- i.e. Candradimuka, Arjuno Welirang, Candi Umbul Telomoyo.

Geo Dipa Energi is a **State-Owned Enterprise (SOE)** as well as a **Special Mission Vehicle (SMV)** whose task is to utilize geothermal energy into electricity



Being an SMV...

Government Assignment on Exploration De-risking

- Government may assign GDE to carry out exploration de-risking on behalf of Government, through synergy with other SMVs under MoF, i.e. Government Drilling and GREM/PISP.

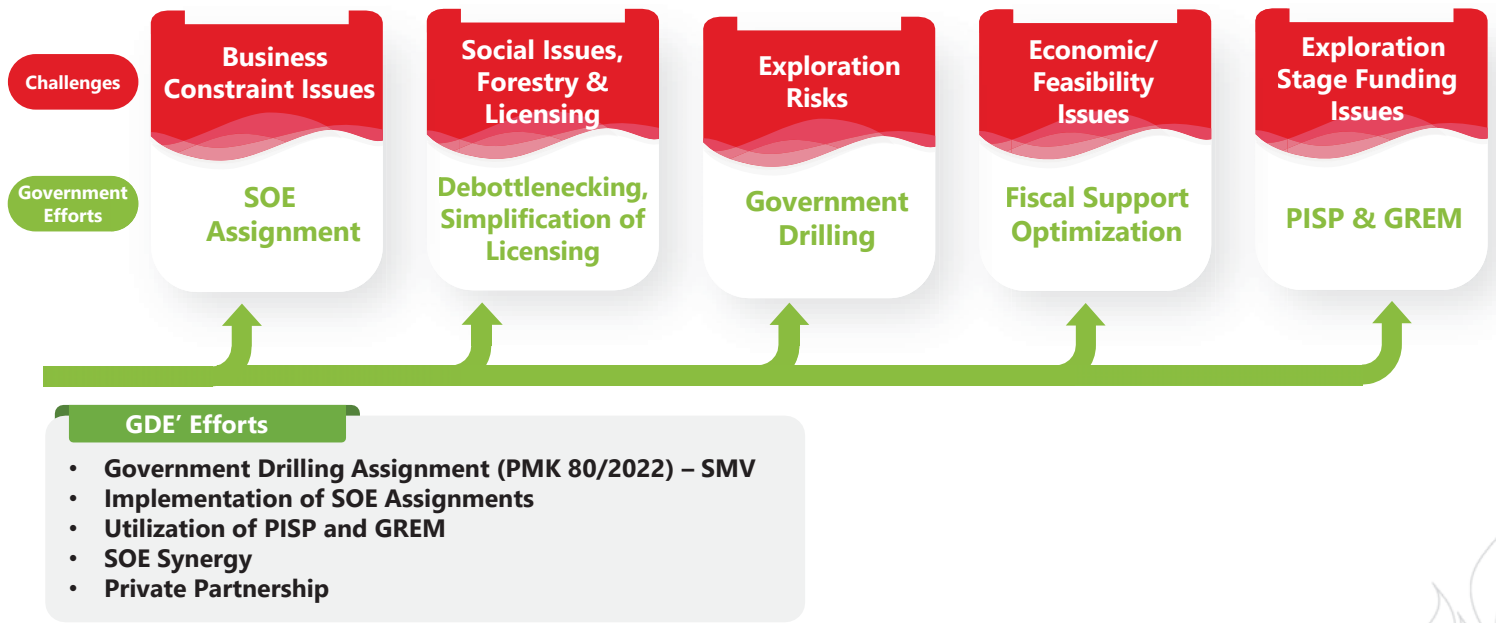
Direct Beneficiary of Fiscal Incentives

- GDE utilizes fiscal facilities and incentives available by MoF, also any new policy/facilities introduced by MoF.
- i.e. Government Guarantee, Geothermal Exploration Funds (PISP & GREM), etc.

Fiscal Policy Assistance

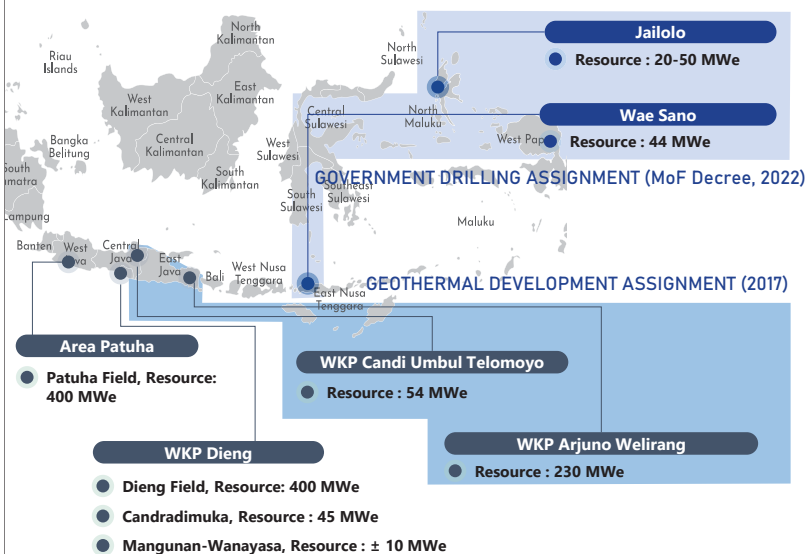
- As the Government's main partner in preparing policy breakthroughs in geothermal-related policy-making.
- i.e. GDE assisting MoF.

GDE's Contribution To Support Government's Efforts in Geothermal Acceleration



Geothermal Development by Geo Dipa Energi

GDE's Geothermal Concession Areas (WKP) and Resources



GDE Geothermal Projects and its Phases

120 MW

Projects
in Operation
Phase



Dieng-1 (2002)
55 MW



Patuha-1 (2014)
55 MW



Dieng Small Scale (2021)
10 MW, complimentary Dieng-1 55 MW

600 MW

Projects
in Exploitation
Phase

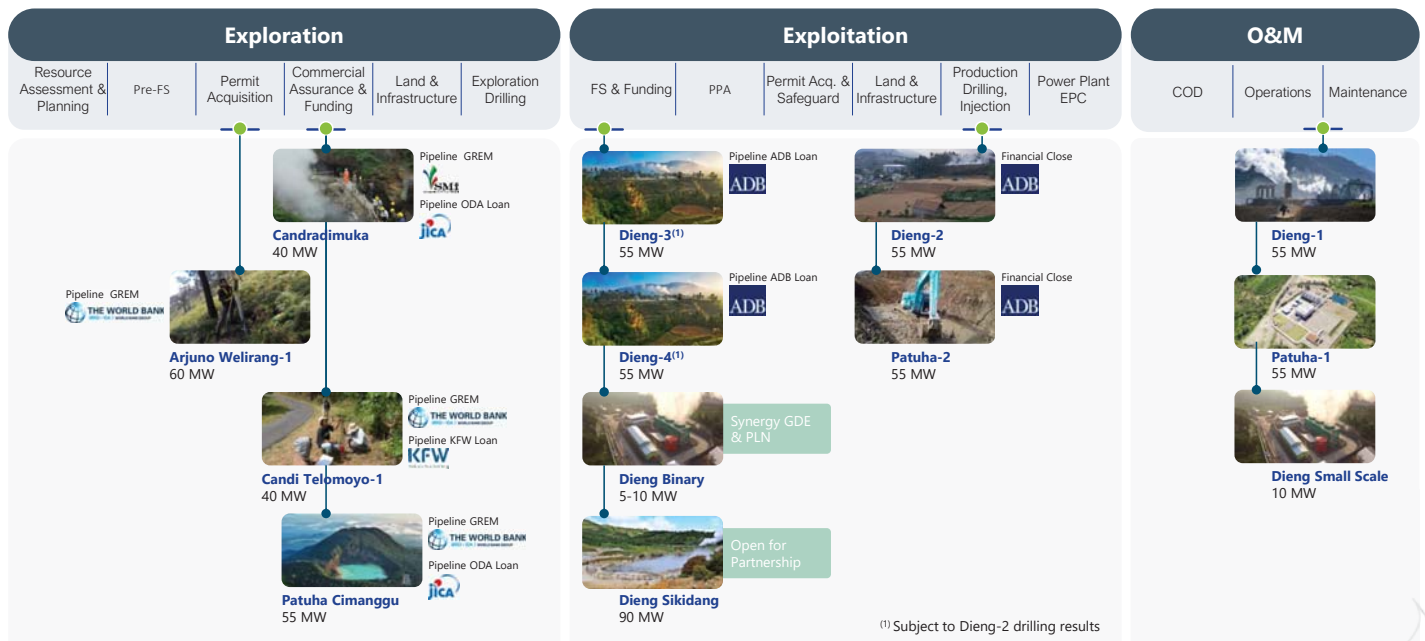
- Dieng-2 - 55 MW
- Patuha-2 - 55 MW
- Dieng-3,4,5 - 3x55 MW
- Dieng-6,7 (Sikidang) - 90 MW
- Dieng Binary - 10 MW

375 MW

Projects
in Exploration
Phase

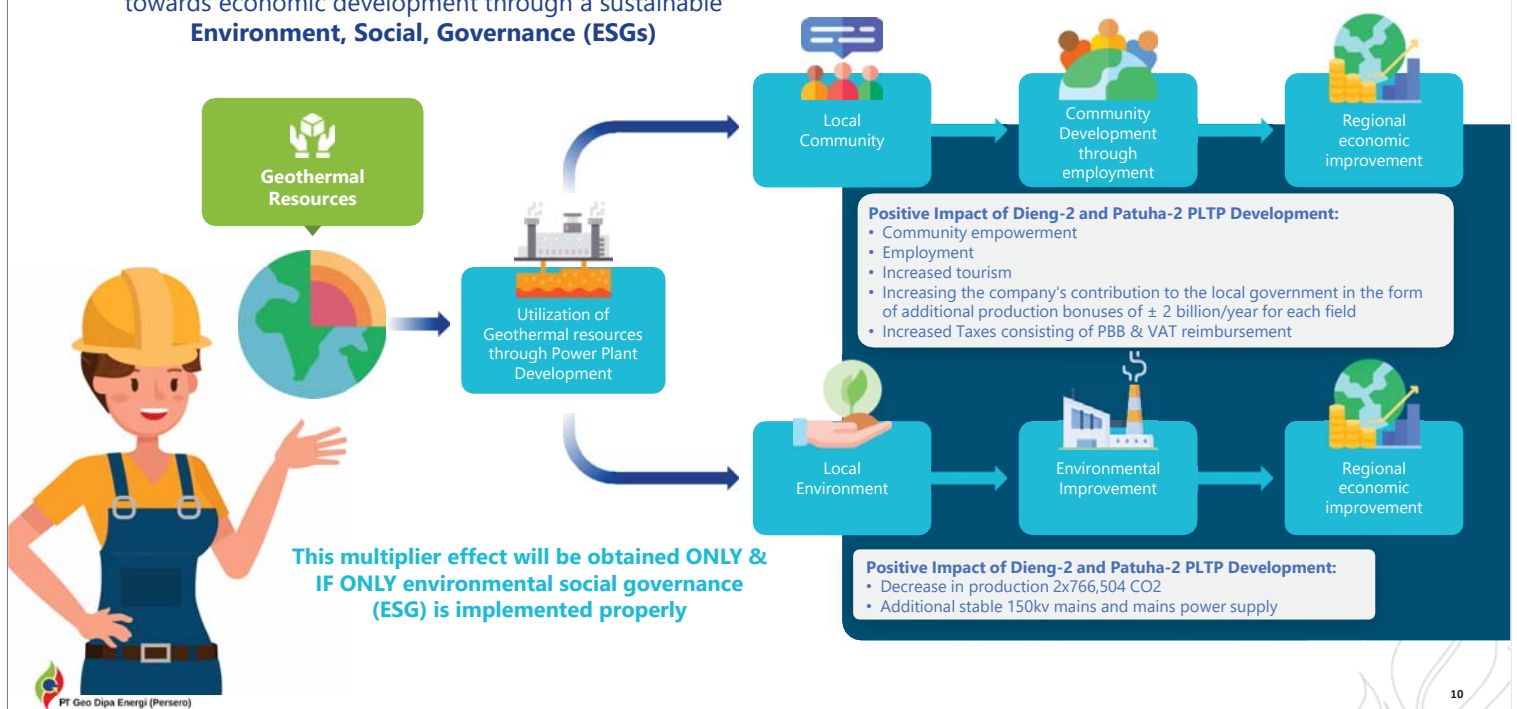
- Candradimuka - 40 MW
- Patuha Utara/Cimanggu (Patuha-3) - 55 MW
- Candi Umbul Telomoyo - 45 MW
- Arjuno Welirang - 3x60 MW
- Dieng Pakuwaja (Dieng-8) - 35 MW
- Patuha (Patuha-4,5,6,7,8) - 3x55 MW dan 2x35 MW
- Mangunan-Wanayasa - 10 MW

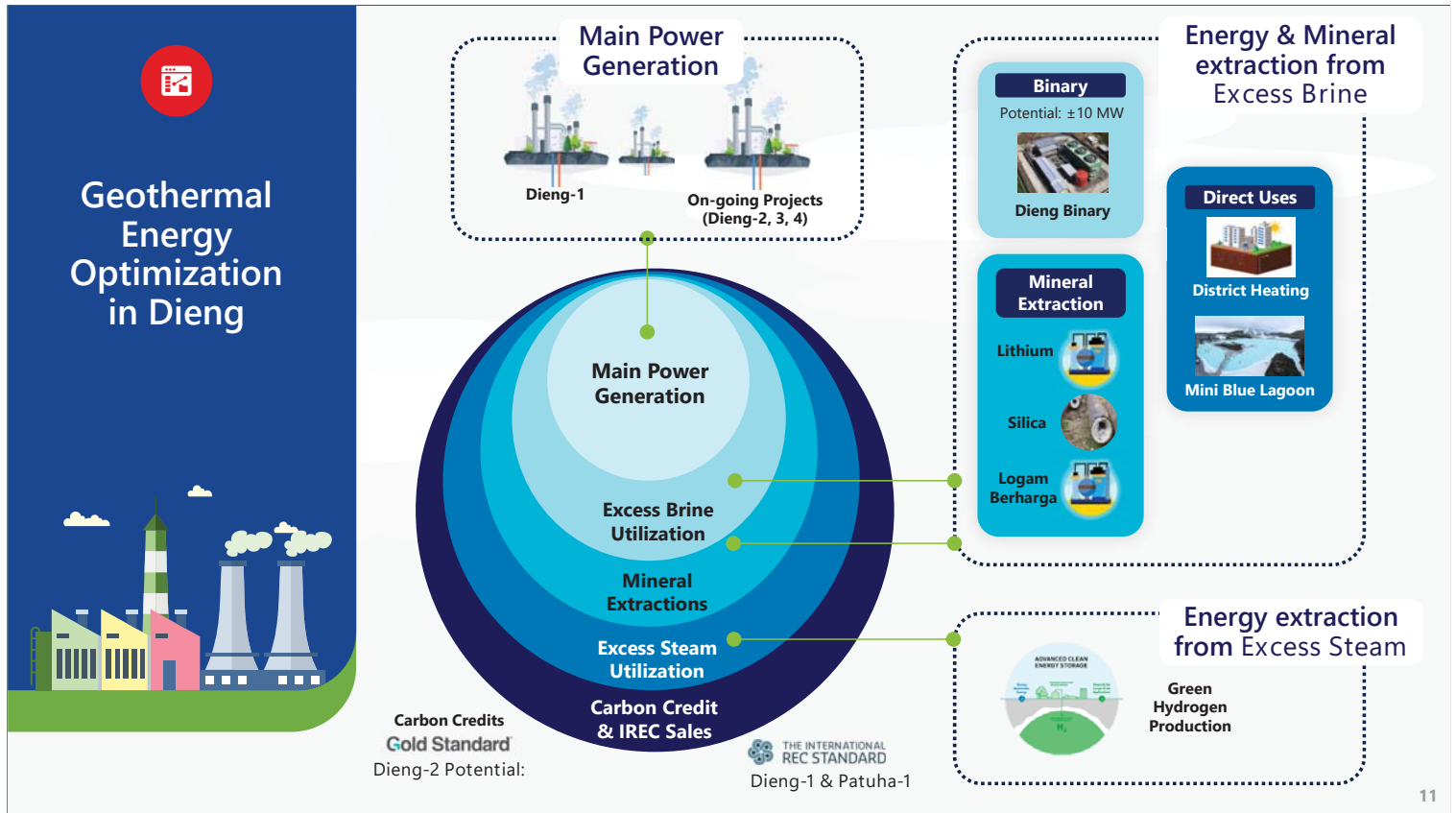
GDE Project Development Pipeline



Positive Impact of Geothermal on the Environment and Regional Economy

An illustration of **geothermal project multiplier impact** towards economic development through a sustainable **Environment, Social, Governance (ESGs)**





11





Geothermal Conference
Public-Private Exchange

Japan, June 2023

Directorate Project Management and New
Renewable Energy
PT PLN (Persero)

PLN

ULUMBU GPP 4x2.5 MW

www.pln.co.id



PLN

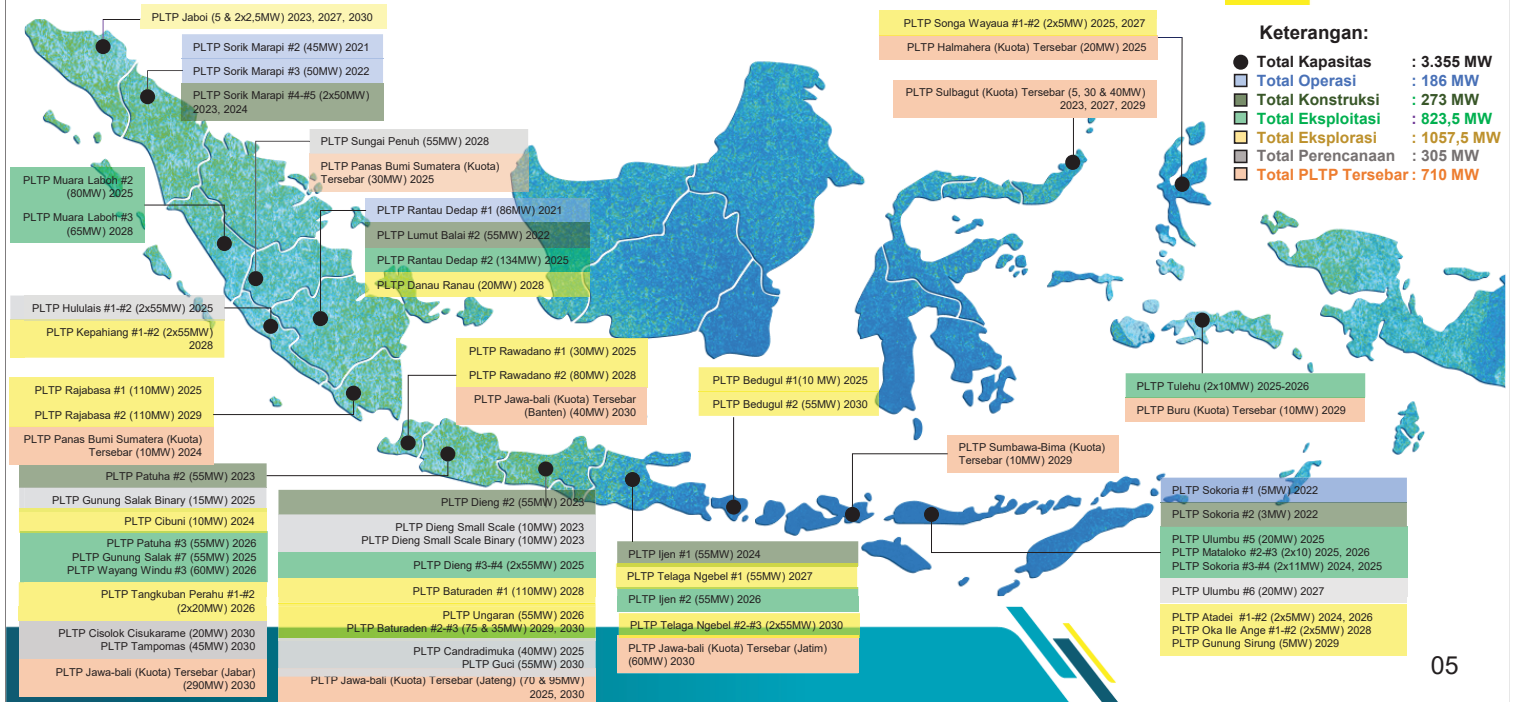
**1 | Pengembangan
PLTP di Indonesia**

Geothermal Development Projects by RUPTL 2021-2030



Keterangan:

● Total Kapasitas	: 3.355 MW
■ Total Operasi	: 186 MW
■ Total Konstruksi	: 273 MW
■ Total Eksploitasi	: 823,5 MW
■ Total Eksplorasi	: 1057,5 MW
■ Total Perencanaan	: 305 MW
■ Total PLTP Tersebar	: 710 MW



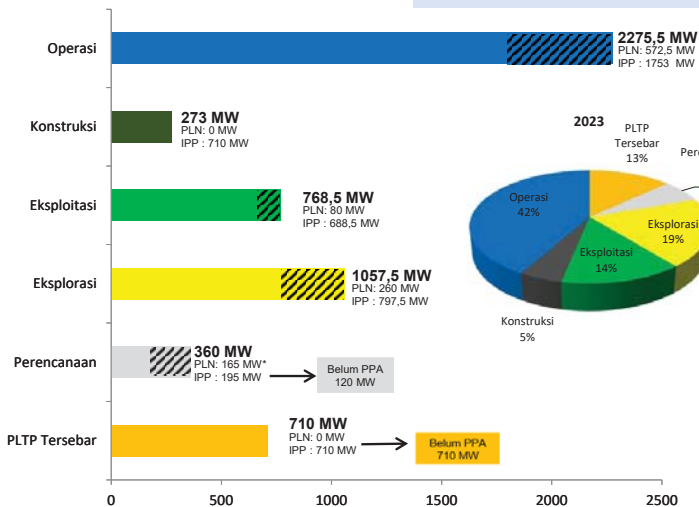
05

Geothermal Projects in May 2023

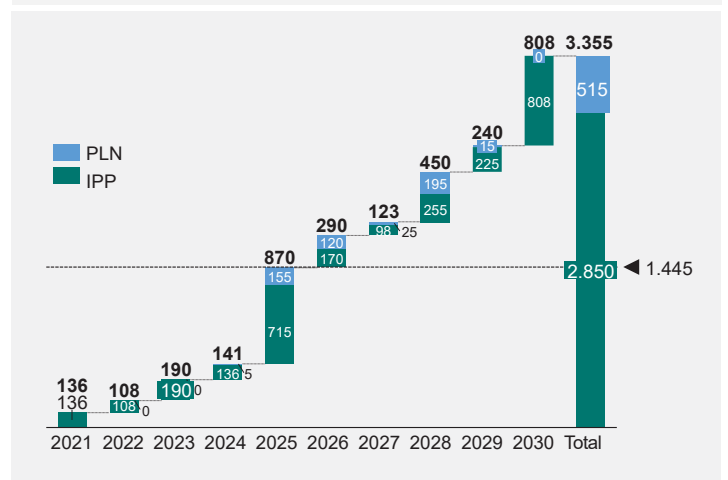


Status GPP PLN + IPP

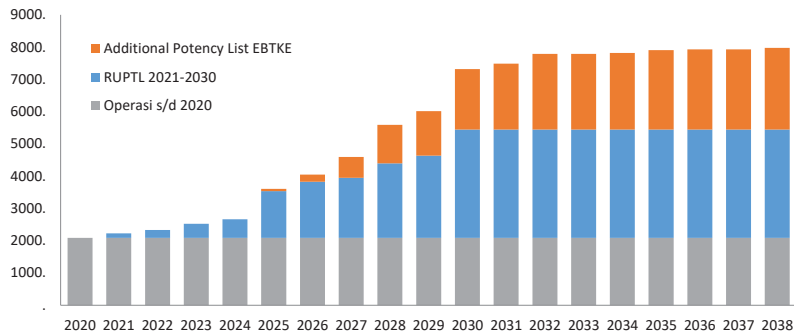
PLN	IPP
1,077 MW	4,367 MW
Total 5,444 MW	



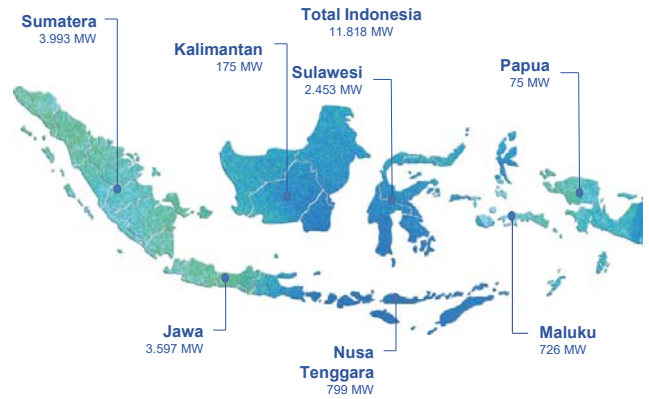
- Target RUPTL Tahun 2021 - 2030 sebesar 3.355 MW
- Dari awal pembangunan PLTP sampai tahun 2030, kapasitas PLTP yang beroperasi diharapkan meningkat dari 2.275,5 MW ke 5.444,5 MW



Additional Potency by EBTKE & PLTP Hypothetical Resources



	2020	2021 – 2030	2031-2038
Operasi s/d 2020	2.089,5 MW	0	0
RUPTL 2021-2030	0	3.355 MW	0 MW
Additional Potency*	0	1.871 MW	660 MW
Total	2.089,5 MW	5.226 MW	660 MW



Hypothetical Resources unlisted in RUPTL and Potency Listed by EBTKE

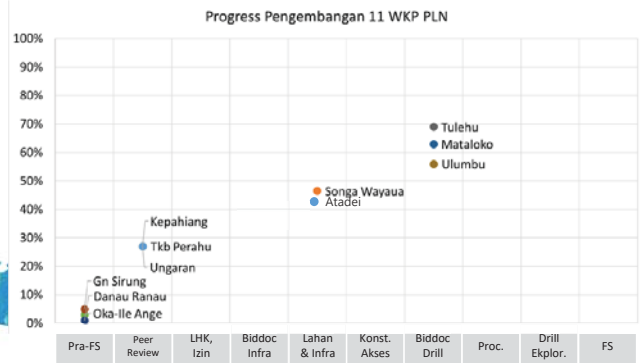
*) Surat EBTKE No. T-3518/EK.04/DEPP/2022 tanggal 22 Oktober 2022

**) Potensi Panas Bumi Indonesia 2017



2 | PLN Geothermal Partnership

PLN's Geothermal Area Concession



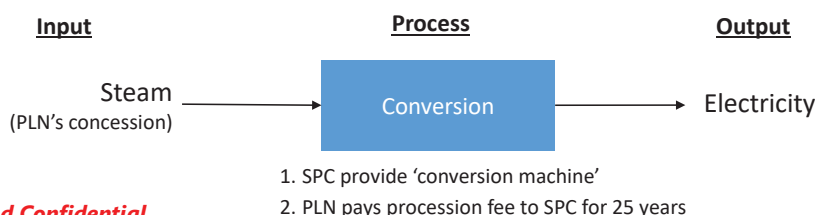
Keterangan:

PLTP Operasi: 12,5 MW	→	Tulehu
WKP Eksplorasi Lanjut: 20 MW	→	Ulumbu, Mataloko
WKP Ekspansi: 40 MW + 20 MW	→	Atadei, Songa Wayau
WKP Persiapan Eksplorasi: 20 MW	→	Gn T. Perahu, Gn Ungaran, Kepahiang
WKP Tahap Studi: 260 MW	→	Oka Ile Ange, Gn Sirung, Danau Ranau

www.pln.co.id | 1

Concept of Partnership in Developing Geothermal

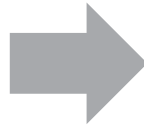
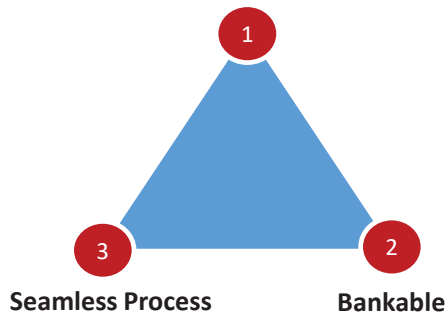
1. PLN has **9 geothermal concessions** that open for **partnership**
2. We bring a **new concept** in **developing geothermal concession**
 - a. Concession is belong to PLN (in order to comply with regulations)
 - b. Selected partner will do exploration and **PLN will reimburse exploration costs**
 - c. Selected partner and PLN's subsidiary will establish a new Special Purpose Company (SPC) to conduct exploration activities
 - d. PLN's subsidiary will become a shareholder in the SPC after exploration and the SPC will construct and then to operate a geothermal power plant for 25 years based on Geothermal Exploration and Energy Development Agreement (GEECA)



Strictly Private and Confidential

Goal of Partnership

Fairness of Partnership



New Concept (GEECA) is new not only for potential strategic investor, but also for PLN

In this regard, PLN would like to have **constructive feedback, idea and input** to ensure that the concept can be executed well (**align with market appetite and risk appetite of potential partner and lenders**)

Strictly Private and Confidential

9

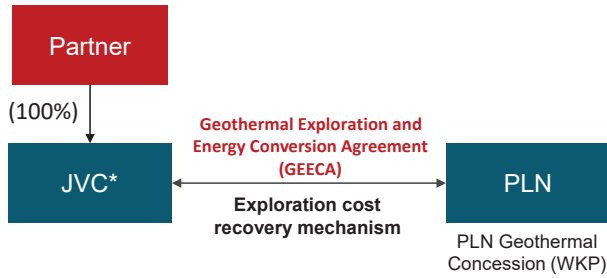
Concept of Partnership in Developing Geothermal

		PPA Model	New Concept of GEECA
1	Relationship between Parties	Developer IPP as seller PLN as buyer	Partner and PLN collaborate to set a new SPC to convert steam to be electricity
2	Ownership of Geothermal Concession	Developer IPP	PLN
3	Risk Allocation : a. Exploration risk b. Construction risk c. Operation risk	a. Developer of IPP b. Developer of IPP c. Developer of IPP	a. Partner b. SPC (partner & PLN) c. SPC (partner & PLN)
4	Stream revenue	Tariff ABCD on PPA Cover capital cost recovery, steam cost, and O&M cost	Processing fee Cover capital cost recovery, and O&M cost
5	Duration of contract	25 years	25 years

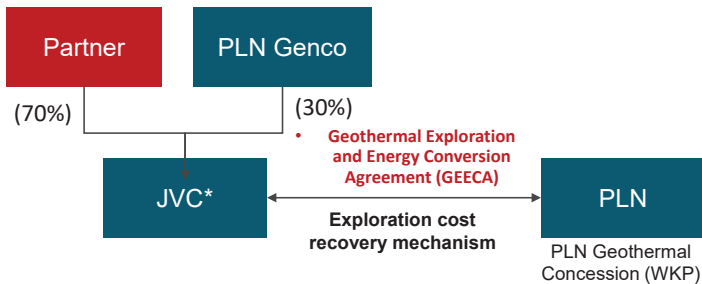
Strictly Private and Confidential

10

Signing - FS Stage



after the FS Stage



- The objective of the transaction is to develop PLN Geothermal Concession (WKP) through cooperation with Partner
- To yield a successful project, PLN assign its **Subsidiary (PLN Genco)** as shareholders within the JVC once the JVC is ready to move into the development phase of the project, to represent PLN interest and commitment
- JVC will enter into a Geothermal Exploration and Energy Development Agreement with PLN (project owner) that covers End-to-End Geothermal development stages
- Terms stipulated under the Contract will consider the balance of reward level to optimum risk allocation between parties
- The Contract also sets out the parameters for cost reimbursement for validly incurred exploration cost paid within three year of COD.

Strictly Private and Confidential

11

Potential Partner or Investor Expectation



Project Company Internal Rate of Return



Exploration Risk is **compensated** during operation phase through Component A and Reservoir Risk during operation **transfer and managed** to PLN



Exploration cost payment is reimbursed two years after **COD** (Commercial Operation Date)

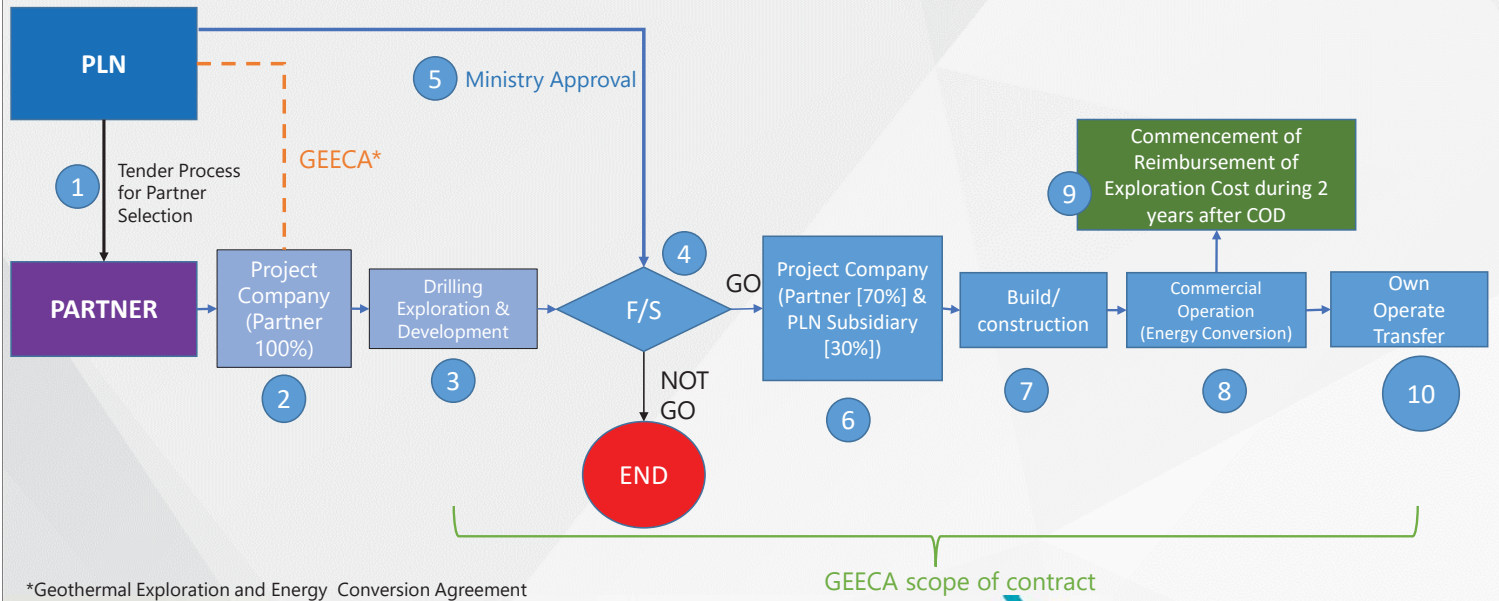


Incentive for upside capacity and further development on prospective capacity generated

Strictly Private and Confidential

12

Partnership Scheme

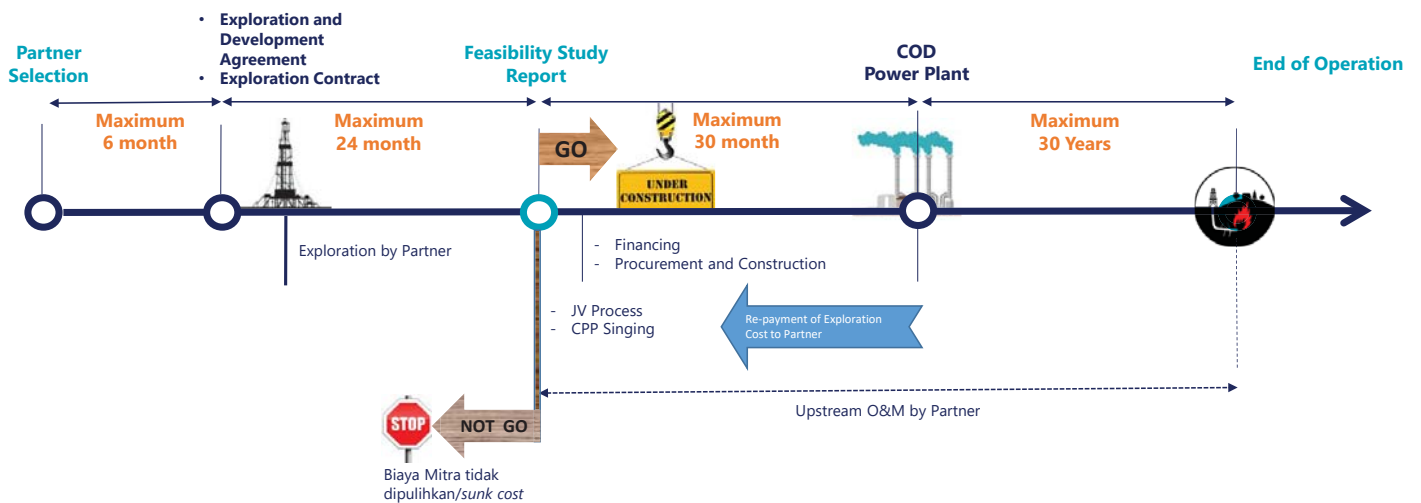


Strictly Private and Confidential

www.pln.co.id



Partnership Timeline





Thank You

Listrik untuk Kehidupan yang Lebih Baik

Status Pengembangan Energi Panas Bumi Sesuai RUPTL 2021-2030 (1/2)



OPERASI
2275,5 MW

JAWA-BALI (1215 MW)

1. KAMOJANG 1-5 (FTP-2)	(240 MW)
2. DARAJAT 1-3 (FTP-2)	(255 MW)
3. GN. SALAK 1-6 (FTP-2)	(360 MW)
4. WYG WINDU 1 & 2 (FTP-2)	(220 MW)
5. DIENG 1 (FTP-2)	(55 MW)
6. PATUHA 1 (FTP-2)	(55 MW)
7. KARAH 1 (FTP-2)	(30 MW)

SUMATERA (878 MW)

1. SIBAYAK	(12 MW)
2. ULUBELU 1-4 (FTP-2)	(220 MW)
3. SARULLA 1-3 (FTP-2)	(330 MW)
4. LUMUT BALAI 1 (FTP-2)	(55 MW)
5. SORIK MARAPI 1-3 (FTP-2)	(140 MW)
6. MUARA LABOH 1 (FTP-2)	(80 MW)
7. RANTAU DEDAP 1 (FTP-2)	(86 MW)

NUSA TENGGARA (17,5 MW)

1. ULUMBU 1-4	(10 MW)
2. MATALOKO 1	(2,5 MW)
3. SOKORIA 1 (FTP-2)	(5 MW)

SULAWESI (120 MW)

1. LAHENDONG 1-6 (FTP-2)	(120 MW)
--------------------------	----------

2021

131 MW

Cumm dev : 131 MW
2220,5 MW

OPERASI (131 MW)	
1. SORIK MARAPI (#2) (FTP-2)	(45 MW)
2. RANTAU DEDAP (#1) (FTP-2)	(86 MW)

2022

113 MW

Cumm dev : 244 MW
2333,5 MW

OPERASI (55 MW)	
1. SOKORIA (#1)	(5 MW)
2. SORIK MARAPI (#3) (FTP-2)	(50 MW)
KONSTRUKSI (58 MW)	
1. LUMUT BALAI (#2) (FTP-2)	(55 MW)
2. SOKORIA (#2) (FTP-2)	(3 MW)

2023

190 MW

Cumm dev : 434 MW
2523,5 MW

KONSTRUKSI (160 MW)	
1. DIENG (#2) (FTP-2)	(55 MW)
2. PATUHA (#2) (FTP-2)	(55 MW)
3. SORIK MARAPI (#4) (FTP-2)	(50 MW)
EKSPLORASI (5 MW)	
1. JABOI (#1) (FTP-2)	(5 MW)
PERENCANAAN (20 MW)	
1. DIENG SMALL SCALE BINARY	(10 MW)
2. DIENG SMALL SCALE	(10 MW)
PLTP TERSEBAR (5 MW)	
1. SULBAGUT (KUOTA) TERSEBAR	(5 MW)

2024

141 MW

Cumm : 575 MW
2664,5 MW

KONSTRUKSI (55 MW)	
1. LIEN (#1) (FTP-2)	(55 MW)
EKSPLORASI (61 MW)	
1. SORIK MARAPI (#5) (FTP-2)	(50 MW)
2. SOKORIA (#3) (FTP-2)	(11 MW)
EKSPLORASI (15 MW)	
1. CIBUNI (FTP-2)	(10 MW)
3. ATADEI (#1) (FTP-2) *	(5 MW)
PLTP TERSEBAR (10 MW)	
1. PANAS BUMI SUMATERA (KUOTA) TERSEBAR	(10 MW)

2025

870 MW

Cumm dev : 1445 MW
3534,5 MW

EKSPLORASI (430 MW)	
1. SOKORIA (#4) (FTP-2)	(11 MW)
2. ULUMBU (#5) *	(20 MW)
3. MATALOKO (#1) *	(10 MW)
4. TULEHU (#1) (FTP-2) *	(10 MW)
5. DIENG (#3) (FTP-2)	(55 MW)
6. DIENG (#4) (FTP-2)	(55 MW)
7. GN. SALAK (#7) (FTP-2)	(55 MW)
8. MUARA LABOH (#2) (FTP-2)	(80 MW)
9. RANTAU DEDAP (#2) (FTP-2)	(134 MW)
EKSPLORASI (155 MW)	
1. BEDUGUL (#1)	(10 MW)
2. RAJABASA (#1) (FTP-2)	(110 MW)
3. RAWADANO (#1) (FTP-2)	(30 MW)
4. SONGA WAYAU (#1) (FTP-2) *	(5 MW)
PERENCANAAN (165 MW)	
1. CANDRADIMUKA	(40 MW)
2. HULULAI (#1) (FTP-2)	(55 MW)
3. HULULAI (#2) (FTP-2)	(55 MW)
4. GN. SALAK SMALL SCALE BINARY	(15 MW)
PLTP TERSEBAR (120 MW)	
1. HALMAHERA (KUOTA) TERSEBAR	(20 MW)
2. PANAS BUMI SUMATERA (KUOTA) TERSEBAR	(30 MW)
3. JAWA-BALI (KUOTA) TERSEBAR	(70 MW)

Status Pengembangan Energi Panas Bumi Sesuai RUPTL 2021-2030 (2/2)



2026	2027	2028	2029	2030
290 MW Cumm dev : 1735 MW 3824,5 MW	122,5 MW Cumm dev : 1857,5 MW 3947 MW	450 MW Cumm dev : 2307,5 MW 4397 MW	240 MW Cumm : 2547,5 MW 4637 MW	807,5 MW Cumm : 3355 MW 5444,5 MW
EKSPLOITASI (190 MW) 1. MATALOKO (#2) * (10 MW) 2. TULEHU (#2) (FTP-2) * (10 MW) 3. PATUHA (#3) (FTP-2) (55 MW) 4. WAYANG WINDU (#3) (FTP-2) (60 MW) 5. LIEN (#2) (FTP-2) (55 MW) EKSPLOIRASI (100 MW) 1. ATADEI (#2) (FTP-2) * (5 MW) 2. TKB. PERAHU (#1) (FTP-2) * (20 MW) 3. TKB. PERAHU (#2) (FTP-2) * (20 MW) 4. UNGARAN (FTP-2) * (55 MW)	EKSPLOITASI (22,5 MW) 1. JABOI (#2) (FTP-2) (2,5 MW) 2. ULUMBU (#6) * (20 MW) EKSPLOIRASI (60 MW) 1. TELAGA NGEHEL (#1) (FTP-2) (55 MW) 2. SONGA WAYAUJA (#2) (FTP-2) * (5 MW) PLTP TERSEBAR (40 MW) 1. SULBAGUT (KUOTA) TERSEBAR (40 MW)	EKSPLOITASI (65 MW) 1. MUARA LABOH (#3) (FTP-2) (65 MW) EKSPLOIRASI (330 MW) 1. BATURADEN (#1) (FTP-2) (110 MW) 2. KEPAHANG (#1) * (55 MW) 3. KEPAHANG (#2) * (55 MW) 4. DANAU RANAU * (20 MW) 5. OKA ILE ANGE (#1) (FTP-2) * (5 MW) 6. OKA ILE ANGE (#2) (FTP-2) * (5 MW) 7. RAWADANO (#2) (FTP-2) (80 MW) PERENCANAAN (55 MW) 1. SUNGAI PENUH (#1) (FTP-2) * (55 MW)	EKSPLOIRASI (190 MW) 1. GN. SIRUNG * (5 MW) 2. BATURADEN (#2) (FTP-2) (75 MW) 3. RAJABASA (#2) (FTP-2) (110 MW) PLTP TERSEBAR (50 MW) 1. BURU (KUOTA) TERSEBAR (10 MW) 2. SULBAGUT (KUOTA) TERSEBAR (30 MW) 3. SUMBAWA-BIMA (KUOTA) TERSEBAR (10 MW)	EKSPLOIRASI (202,5 MW) 1. BATURADEN (#3) (FTP-2) (35 MW) 2. BEDUGUL (#2) (55 MW) 3. TELAGA NGEHEL (#2) (FTP-2) (55 MW) 4. TELAGA NGEHEL (#3) (FTP-2) (55 MW) 5. JABOI (#3) (FTP-2) (2,5 MW) PERENCANAAN (120 MW) 1. GUCI (FTP-2) (55 MW) 2. TAMPOMAS (FTP-2) (45 MW) 3. CISOLOK-CISUKARAME (FTP-2) (20 MW) PLTP TERSEBAR (485 MW) 1. JAWA-BALI (KUOTA) TERSEBAR (40 MW) 2. JAWA-BALI (KUOTA) TERSEBAR (290 MW) 3. JAWA-BALI (KUOTA) TERSEBAR (95 MW) 1. JAWA-BALI (KUOTA) TERSEBAR (60 MW)

添付資料 4

Equipment Handover

貸与物品リスト
List of Property Lending

業務名称：インドネシア国地熱開発における中長期的な促進制度設計支援プロジェクトフェーズ2（第2期）
Project to Develop Medium and Long Term Geothermal Development Policy in Indonesia Phase 2
対象国：インドネシア Indonesia
事業担当部課：社会基盤部 資源・エネルギーグループEnergy and Mining Group, Infrastructure Management Department

2023年10月18日

物品名称 (Name of Property)	規格・品番 (Standard, Part Number)	個数 (Quantity)	取得価格 (Purchase Price)			検査合格日 (Date of Inspection Passed)	配置場所 (Location)	現況 (Current State)	備考 (Remarks)	事業終了後の 取扱い (After Completion of Project: Handover/Return)
			取得価格 (Purchase Price)	通貨 (Currency)	日本円換算 取得価格 (In Japanese Yen)					
Copy machine	KyoceraColourMultifunction M8124cidn	1	45,500,000	IDR	400,855	2022/12/23	Project Office	in operation		To return to JICA Indonesia Office
【以下、JICAから貸与されている物品 (Property Lent by JICA)】										

添付資料 5

Project Completion Report

Contents of the Project Completion Report

Project Title : THE PROJECT TO DEVELOP MEDIUM- AND LONG-TERM

GEOTHERMAL DEVELOPMENT POLICY IN INDONESIA (PHASE 2)

Name: Makoto Ozawa Title: Team Leader

Name: Mr. Heri Setiawan Title: Project Director

Name: Harris, S.T., M.T. Title: Project Co-Director

Submission Date : 26th October 2023

I. Basic Information of the Project

1. Country

Indonesia

2. Title of the Project

THE PROJECT TO DEVELOP MEDIUM- AND LONG-TERM GEOTHERMAL
DEVELOPMENT POLICY IN INDONESIA (PHASE 2)

3. Duration of the Project (Planned and Actual)

Planned & Actual Duration :

Phase 2-1: November 2020 to February 2022 (16 months)

Phase 2-2: March 2022to October 2023 (20 months)

4. Background (from Record of Discussions(R/D))

In response to the official request of the Government of Indonesia to the Government of Japan, the Japan International Cooperation Agency (hereinafter referred to as “JICA”) held a series of discussions with Ministry of Finance, Ministry of Energy and Mineral Resources, and other related Organizations of the Government of Indonesia (hereinafter referred to as “the Counterpart”) and relevant organizations to develop a detailed plan of the Project to Develop Medium and Long Term Geothermal Development Policy in Indonesia (Phase 2) (hereinafter referred to as “the Project”).

The purpose of this record of discussions (hereinafter referred to as “the R/D”) is to establish a mutual agreement for its implementation by both parties and to agree on the detailed plan of the Project as described in the followings and the Annexes, which will be implemented within the framework of the Colombo Plan Technical Cooperation

Scheme between the Government of Japan and the Government of Indonesia.

The Counterpart will be responsible for the implementation of the Project in cooperation with JICA, coordinate with other relevant organizations and ensure that the self-reliant operation of the Project is sustained during and after the implementation period in order to contribute toward social and economic development of the Government of Indonesia.

Both parties also agreed that the Project will be implemented in accordance with the “Basic Principles for Technical Cooperation” published in December 2016 (hereinafter referred to as “the BP”), unless other arrangements are agreed in the R/D.

The R/D is delivered at Jakarta as of the day and year first above written. The R/D may be amended by a minutes of meetings between both parties, except the plan of operation to be modified in monitoring sheets. The minutes of meetings will be signed by authorized persons of each side who may be different from the signers of the R/D.

5. Overall Goal and Project Purpose (from Record of Discussions(R/D))

Overall Goal: Active geothermal development projects increase as geothermal promotion policies are implemented.

Project Purpose: Geothermal promotion policies are developed and implemented.

6. Implementing Agency

JICA

II. Results of the Project

1. Results of the Project

1-1 Input by the Japanese side (Planned and Actual)

Summary is described below. Please see Annex 1 for details.

(1) TA input amount: JPY 306 million

(Total contract amount of Phase2-1, 2-2 after contract amendment)

(2) Experts dispatch: 16 persons

(3) Acceptance of Trainee : n/a

(4) Equipment Provision : JPY387,660 (Copy machine)

(5) External project enhancement budget : n/a

1-2 Input by the Indonesian side (Planned and Actual)

(1) Counterpart (C/P) Assignment

- ・ Project Director
- ・ Project Manager
- ・ Other Counterpart Personnel

(2) Office space

JICA TA team agreed with JICA upon contract that the team continue to use the same office space as Phase 1 project.

(3) Others:

n/a

1-3 Activities (Planned and Actual)

*based on revised PDM

#	Activity
Overall Activity	
0-1	Develop Inception Report
0-2	Develop Work Plan
0-3	Conduct Baseline Survey
0-4	Hold JCC and confirm project progress
Activity 1	
1-1	Support implementation of a de-risking scheme, including PISP Fund and Combination with other facilities, based on revised PMK
1-2	Support development of viable project/financial structure reflecting RE Perpres
1-3	Support development of standard forms of PTA/HOA.
1-4	Explore possibility of PPP scheme for geothermal projects.
Activity 2	

2-1	Support development of institutional SOP for Joint Committee to supervise de-risking facilities, including combination of facilities and other promotional policies
2-2	Support SOE implementing agencies (PT SMI, PT GDE, and PT PII) to implement the assignment from JC
2-3	Support JC on the secretariat function in order to facilitate JC operation.
2-4	Facilitate collaboration among stakeholders to apply financial calculation mechanism using PTA/HOA to actual project(s).
2-5	Strengthen Joint Committee's function to follow the institutional SOP to oversee actual project(s) (e.g., Candradimuka, Patuha 3 & 4 and so on).
2-6	Strengthen Badan Geologi's functions according to the role defined by JC and to manage exploratory drillings and result analysis (e.g., asset and data management).
Activity 3	
3-1	Update the current status of geothermal projects reflecting the latest RUPTL and analyze bottlenecks.
3-2	Assess financial viability of each project based on the new viable projects/financial structures.
3-3	Update the master plan based on revised project priority.
Other Activities	
Oth-1	Conduct Visit to Japan Program
Oth-2	Stakeholder Relations

2. Achievements of the Project

2-1 Outputs and indicators

(Target values and actual values achieved at completion)

Narrative Summary (as per R/D)	Objectively Verifiable Indicators (as per R/D)	Achievement Evaluation
<u>Outputs</u> 1. Rules and regulations to implement the geothermal promotion policies, i.e., (i)	1) New de-risking mechanism based on revised PMK ³	1) High: Revised De-risking mechanism has been established based on revised PMK (80/2022) and its derivatives (KMK).

³ Regulation of the Finance Minister

financial calculation mechanisms using PTA¹/HOA², (ii) de-risking scheme including PISP Fund for exploratory drilling, and (iii) viable projects/financial structures.	2) Viable projects/financial structures supported by regulations/policies 3) Standard forms of PTA/HOA 4) Conceptual idea of PPP for geothermal development	2) Medium : New RE Perpres sets higher ceiling price for geothermal compared to previous regulations (MEMR 12/2017) which sets BPP as the ceiling price. However for eastern Indonesia, the new ceiling price is lower than BPP, which limits projects in the region to be viable. Project team, through Master plan revision report and Focus Group Discussion, suggested that RE Perpres to be revised to apply current ceiling price or BPP whichever is higher as geothermal ceiling price. Nage area which applied APBN (state budget) government drilling scheme was tendered based on provision of sub-surface data which aims to reduce the risk and strengthen financial viability. 3) Medium : JET understands PLN provides PTA/HOA for each projects with price matrix that applies RE Perpres as ceiling price. JET could not avail of PTA/HOA format due to confidentiality. However, the team already provided inputs on the required contents in the PTA/HoA to EBTKE. As to individual projet, HOA for Candradimuka was developed and signed. 4) High: Relevant regulations are reviewed and Capacity building on Availability Payment, project scheme was provided. De-risking facility for private drilling is regulated in the revised PMK
---	--	---

¹ Pre-Transaction Agreement

² Heads of Agreement

		(80/2022). Various forms of private investment participation has been analyzed, including the integrated development with Green Hydrogen production.
2. Joint Committee ⁴ and assigned SOEs operating with respective SOPs ⁵ to supervise, approve, and manage actual projects using de-risking schemes (including PISP Fund) and other promotional policies.	1) Implementation of PTA/HOA 2) Implementation of SOPs 3) Institutional SOP for JC	1) High: Candradimuka HOA has been agreed and signed in December 2021. As of August 2023, it was informed that an approval for Price Determination Mechanism (PDM) from a high-level position (director level) has been received from PT GDE and PT PLN and the PDM is planned to be signed by both directors. 2) Medium: The TA team supported development of SOPs in the form of implementing guidelines. Guidelines have been socialized with relevant stakeholders for implementation. Application to actual project have not been implemented. 3) High: The TA team supported new JC structure and supported to clarify the detail roles of JC within the context of government drilling and SOE drilling operational flow. For project assessment criteria, the team provided guidelines on scoring evaluation and discussed the practical management of social issues.

⁴ Joint Committee is organized by MOF and MEMR (EBTKE and PSDMBP).

⁵ Standard operation procedures

	4) JC is operationalized to evaluate and manage exploratory drillings and related activities 5) Development of specific project supervised under JC (e.g. Candradimuka).	4) High: JET supported review of exploration drilling of Nage as Government drilling site. The TA team provided inputs related to exploration drilling cost standardization to JC based on the Corruption Eradication Commission (KPK) request. For project assessment criteria, the team provided guidelines on scoring evaluation and discussed the practical management of social issues. 5) Medium: Application of PISP fund to SMI have been submitted by GDE for Candradimuka and Cimanggue. Due Diligence process is underway. Exploration is expected to be conducted after this project completed.
Geothermal development master plan is reviewed vis-a-vis renewed Government regulations and policies.	1) Updated master plan for geothermal development with priority projects	1) High: Master plan has been updated and socialized with C/P

2-2 Project Purpose and indicators

Narrative Summary (as per R/D)	Objectively Verifiable Indicators (as per R/D)	Achievement Evaluation
<u>Project purpose</u> Geothermal promotion policies are developed and implemented.	1) At least one geothermal development project is formulated by using government's de-risking facilities,	1) Medium : PISP Fund applications for Candradimuka and Cimanggu have been submitted from GDE to SMI. Evaluation and due diligence

	including PISP Fund.	are still undergoing in SMI. Supported the new regulations and guidelines on de-risking facilities
	2) Financial project structure is adequately attracting private investment.	2) Medium : RE Presidential regulation (Perpres) Issuance and Revised PMK for PISP fund have further established the basis to mobilize private investment. There has not been application submitted from private investors for PISP fund yet, but many private players are keen to explore the mechanism, as seen in the Geo Investment seminar (June 2023). Further incentives are desired to promote geothermal development. As of July 2023, JETP (Just Energy Transition Partnership) secretariat is establishing CIPP (comprehensive investment and policy planning), and as baseload energy geothermal is being considered to be given fiscal incentives.

3. History of PDM Modification

At the first JCC, minor modification of PDM was agreed as follows:

Before

[1-1] Support implementation of a de-risking scheme, including PISP Fund, based on revised PMK

After modification:

[1-1] Support implementation of a de-risking scheme, including PISP Fund **and Combination with other facilities**, based on revised PMK

Before:

[1-2] Support development of viable project/financial structure

After modification:

[1-2] Support development of viable project/financial structure **reflecting RE Perpres**

Before:

[2-1] Support development of institutional SOP for Joint Committee to supervise de-risking facility and other promotional policies

After modification:

[2-1] Support development of institutional SOP for Joint Committee to supervise de-risking **facilities, including combination of facilities** and other promotional policies

Before:

[3-1] Update the current status of geothermal projects and analyze bottlenecks.

After modification:

[3-1] Update the current status of geothermal projects **reflecting the latest RUPTL** and analyze bottlenecks.

4. Others

4-1 Results of Environmental and Social Considerations (if applicable)

4-2 Results of Considerations on Gender/Peace Building/Poverty Reduction (if applicable)

Not applicable to this project.

III. Results of Joint Review

1. Results of Review based on DAC 6 Evaluation Criteria

(1) Relevance : Very High

1. Relevance with Development policy	Whether project purpose and Indonesia's development policy are relevant?
- MEMR's Net Zero Emission (NZE) roadmap targets coal phaseout by 2030 and 87% RE Mix by 2060. - In achieving the aforementioned policy target, the role of geothermal power generation as a baseload power source to replace coal-fired power is crucial. The relevance with this project, which aims for 'geothermal development promotion,' is very high.	

2. Relevance with development needs	Whether needs of Indonesia side and the project purpose are relevant
C/P requested Team to support on the review of revised PMK draft on PISP fund (de-risking facility), review of Renewable energy presidential regulation draft, development of PISP fund Joint Committee guideline. These needs are highly relevant with project overall goal “Active geothermal development projects increase as geothermal promotion policies are implemented.”, and project purpose “Geothermal promotion policies are developed and implemented”.	

(2) Coherence : Very High

1. Coherence with Japan's ODA policy	- Is project coherent with Japan's ODA/MoFA's country support policy? - Is it coherent with JICA's country analysis paper ? - Is the project coordinating with other projects/agencies/donors?
- The Foreign Affairs ministry's support policy towards Indonesia includes “Support for improving international competitiveness (Enhancing the quality of infrastructure such as energy, improving various regulations and systems to enhance the investment environment) and support for addressing climate change, which is an issue for Asia and the international community,” as its key areas. In this regard, the alignment with this project, which aims to promote geothermal development as a clean baseload power source, is very high. - In JICA's country analysis paper, Indonesia is positioned as a country with steady economic growth, but at the same time, it's mentioned that there are challenges in efforts towards decarbonization and addressing climate change. In response to this, cooperation is being extended towards decarbonization and energy transition. In this context, promoting geothermal development contributes to the transition (energy transition) from coal-fired power, hence the coherence is very high. - Multiple collaborations with other JICA projects and other organizations were present in the implementation of this project. In the 'Data collection survey on SOE's New geothermal points', Team jointly supported PT Geo Dipa Energy (SOE). Further, as part of the Japan visit program, in collaboration with the, team conducted a publicity event, 'Geothermal Investment Seminar' together with Energy Conservation Center, Japan.	

Japan's cooperation policy: <https://www.mofa.go.jp/mofaj/gaiko/oda/files/000072224.pdf> (2017)

JICA Country Analysis: <https://www.jica.go.jp/overseas/indonesia/index.html>

(3) Effectiveness : High

1. Level of Achievement of Project purpose	Whether expected project outcome was achieved at aimed year. Whether there is gap in the level of achievement between beneficiaries
- Through the implementation of the project, the expected outcomes were largely achieved as planned. - Output 1 : The de-risking mechanism was established based on the revised PMK of PISP fund, and the RE Presidential Regulation resulted in improved project financial viability (higher ceiling price), except Eastern Indonesia. The team has provided input into the PTA/HOA draft through individual projects. - Output 2 : The team supported the formulation of JC guidelines and clarified stakeholders' roles and processes, so that Joint committee and SOE would operate the PISP fund based on the revised PMK. Applications to the PISP fund by GDE (Candradimuka and Cimanggu) have been made, and due diligence by SMI is underway. In particular, the HOA that the team supported for Candradimuka was signed between GDE and PLN. Furthermore, in the Nage government exploration drilling, support for the analysis of drilling results data has been provided by the team. - Output 3 : Team developed revised geothermal master plan based on the latest RUPTL and RE presidential regulation, socialized with counterparts (MEMR, MOF) and made policy proposal for geothermal development enhancement.	

(4) Impact: High

1. Expectation of achievement of Overall goal.	- Would overall goal of this project be achieved as an outcome of this project ? - Can impact to Indonesia's development policy be expected by achieving project overall goal? - Are there any factors that hinder the achievement of overall goals
- The revised PMK PISP fund, which the team reviewed and provided input on, has been issued, and the team has assisted in formulating JC guidelines for implementing the PMK. GDE has applied for the PISP fund for Candradimuka and Cimanggu. Going forward, based on the PMK and guidelines, it is expected that these specific projects will receive fund approvals and exploration drilling will be conducted. If the exploration drilling is successful or partially successful, it will proceed to exploitation, leading to the realization of promoting geothermal development. - Achievement of overall goal will contribute to the Indonesia's development plan (NZE2060, RUPTL2030). - As inhibiting factors, there's the possibility of exploratory drilling failure (Dry hole,	

insufficient financial viability, etc.). As an external hindrance, there's an issue with the Ministry of Industry's domestic product priority policy (P3DN) and the local content rate (TKDN) requirement. In bidding projects using ODA funds, from the perspective of ensuring fair international competitive bidding, the application of the borrowing country's local content laws is not accepted. Therefore, measures such as setting some waiver provisions by Indonesia side are required.	
2. Causal Relationship	- Is there any discrepancy between the overall goal and the project purpose?
- The realization of the project purpose, "Geothermal promotion policies are developed and implemented" is a necessary condition for achieving the overall goal, "Active geothermal development projects increase as geothermal promotion policies are implemented", therefore there is no discrepancy. - In R/D, the conditions leading from the project purpose to the overall goal is "Candidate geothermal projects become viable (through the operation of development promotion policy)" This is still appropriate at this point.	
3. Spillover Effect	- Are there expected effects or impacts other than project overall goal? (Impacts on policy development, effects on gender, human rights, socio-economic aspects) - Are there different positive or negative impacts based on gender, ethnicity, or social hierarchy? - Are there any other negative impacts? What measures are in place to mitigate them?
- The promotion of geothermal development contributes positively to the country's climate change challenges in the long term by improving the Renewable Energy Mix (RE MIX) and advancing energy transition - Geothermal development policy support is not expected to have a direct impact on gender and environmental and social considerations. Any impact on environmental and social considerations through specific project implementation such as exploration and drilling is anticipated to be mitigated in accordance with existing legal regulations and guidelines	

(5) Efficiency : Very High

1 Project Cost	Was the project cost on the Japanese side within the planned budget?
The project cost on the Japanese side is within 100% of the planned budget, and it is efficient in terms of output	
2 Project Duration	Was the project duration within the planned timeframe
The project duration was as planned and efficient	

(6) Sustainability : High

1 policy and institutional aspects	- Has the necessary policy and institutional support been established to ensure the sustainability of the project's impact? - Does the project align with the development needs of society, and is there an expectation that the project will continue and expand in the future? - For projects targeting pilot sites, are there institutional measures in place to support the expansion of the project in the future?
• The RE Presidential Decree allows for a review of the geothermal feed-in tariff ceiling price every three years, and revisions are expected in the future to maintain the financial viability of geothermal projects. • The issuance of revised PMK (Regulation of the Finance Minister) has facilitated the establishment of the PISP Fund's operation and monitoring system, with the JC guidelines complementing it. • The above-mentioned legal framework also applies similarly to geothermal candidate projects following Chandradimuka and Cimmangu.	
2 organizational structure of the C/P	- Has the organizational structure and capacity of the C/P, including internal and inter-organizational responsibilities, and the availability of personnel, been established to ensure the sustainability of project outcomes? - Is there sufficient ownership of the project within the C/P?
• MOF, MEMR, and SOE have established organizational structures and capacities, and personnel with experience and knowledge. Each C/P are committed to playing a role in promoting geothermal development.	
3 Technical maturity of C/P	- Does the implementing agency have a sufficient level of technical expertise required for the sustainability of project outcomes - Does the implementing agency possess a sufficient level of technical expertise required for the sustainability of project outcomes? - For projects targeting pilot sites, does the technology used have the potential for widespread adoption in other regions, and can the implementing agency effectively deploy it?
• As mentioned earlier, each implementing agency has personnel with experience, knowledge, and ownership, and for areas where additional expertise is needed or where third-party insights are required, support from the project team has been sought. Therefore, there is a low concern that the project's effects will disappear upon completion. • On the other hand, there are expectations expressed by C/P, During Japan visit and 4th JCC, for continued support to promote geothermal development and, consequently, decarbonization	

4 Financial capacity and stability of C/P	- Is there a high likelihood that the C/P will secure the necessary financial resources for the sustainability of the project's effects in the future based on its financial balance?
There is no immediate financial issue for the central government C/P (MOF, MEMR). State-owned enterprises (GDE, SMI, IIGF) are under the jurisdiction of the Ministry of Finance, and there are low financial concerns regarding their operations	

2. Key Factors Affecting Implementation and Outcomes

JICA TA team recognized several factors affecting implementation and outcomes. Table below explain such challenges and actions taken during the project.

Activity	Challenges	Actions taken
Overall	Due to Covid-19 pandemic, international experts worked from home country during phase 2-1. Japan visit program was also postponed to phase 2-2.	- Team had close communication both internally and externally through online meetings and social media platform. - Japan visit was successfully conducted in June 2023.
[1-1] Support Implementation of a de-risking scheme based on revised PMK	Delay of PISP Fund PMK revision.	Team has periodically received draft PMK and has provided feedback to MOF during phase 2-1. The PMK was officially issued during phase 2-2.
[2-1] Support development of institutional SOP for Joint Committee to supervise de-risking facility and other promotional policies	Delay of PISP Fund PMK Revision lead to delay of SOP development support.	Revised PMK was issued soon after Phase 2-2 started. Team supported SOP (Joint Committee Guideline) development and socialized with MOF and other CPs.
[2-2] Support SOE implementing agencies (PT SMI, PT GDE, and PT PII) to implement the assignment from JC	- Gap between WB financial model and JICA Team model on Candradimuka. - Disagreement on optimal rate of return between GDE and PLN.	- JICA TA Team analyzed the difference and proposed harmonization solutions to PT SMI. SMI is adjusting WB model to close the gap as much possible. - JICA TA Team joined

		Focus group discussion of PLN -GDE and provided prevailing risk premium of Indonesia geothermal sector to enhance stakeholder discussion. As of August 2023, it was informed that an approval for Price Determination Mechanism (PDM) from a high-level position (director level) has been received from PT GDE and PT PLN and the PDM is planned to be signed by both directors.
[2-5] Strengthen Joint Committee's function to follow the institutional SOP to oversee actual project(s) (e.g., Candradimuka, Patuha 3 & 4 and so on).	- During phase 2-1, there was movement to establish geothermal holding company with merging GDE, PGE and PLN G&G, which would have impact to Candradimuka's eligibility to receive ODA loan. - Due to electricity over supply within Java-Bali grid and geo-holdings establish movement, Candradimuka development discussion (among GDE, PLN and SMI) became relatively slow-going during phase 2-1.	- JICA TA Team tried to obtain info as possible and analyzed the potential impact to de-risking scheme utilization and ODA loan. In the end, only PGE went public (listed company) and GDE did not change its legal status. - Regardless the slow progress, JICA TA Team provided support to each CP such as Candradimuka financial model revision to GDE.

3. Evaluation on the results of the Project Risk Management

As mentioned in the table "Challenges encountered and actions taken", TA Team identified the project risks and handled to its best effort.

4. Lessons Learnt

Institutional and Policy environment surrounding geothermal sector has dynamically changed during the course this technical assistance. More specifically, the following dynamics has affected the needs and pace of inputs to be provided from the project.

Institutional Dynamics: The topic of SOE restructuring by Ministry of State Owned Enterprise has triggered discussions to merge the geothermal division of Pertamina, PLN and Geodipa. This has affected the pace and timing of regulatory improvements to be made in the sector. In addition, services provided by World Bank on de-risking facility has affected the inputs to be provided by JICA TA Team on SOE drilling scheme for Candradimuka Project.

Policy Dynamics: The theme of “Energy Transition” has affected the RUPTL of PLN and changed the overall RE target, together with how geothermal would be positioned within the overall energy mix. This has also affected the tariff policy and the need for the sector to be much more cost competitive in comparison with other sources of RE. This theme has also led to the topic of green hydrogen production utilizing the gap between reservoir potential and electricity demand. In addition, the policy of local contents requirement has become a bottleneck for international agency’s loan and procurement procedures.

Lessons: JICA TA Team has held periodic discussions with project stakeholders, not only on the topic directly related to the project activities but also on the surrounding environments. This is to ensure that project activities and inputs are conducted in a way that reflects the latest institutional and policy situations.

In our view, characteristics of technical assistance projects could be either “Static” or “Dynamic”. If the environment surrounding the core component is assumed to be under various external forces for change, that type of project is dynamic in character, similar to this geothermal TA. Such projects may consider the following:

- ・ Identify external forces as much as possible upfront
- ・ Develop a structured monitoring plan so that changes caused by external forces are updated in a timely manner
- ・ Derive implications for the project’s main activities in term of both substance and schedule

In this project, above points were implemented on an adhoc basis, based on information from project stakeholders. A more structured approach could have enhanced the benefits for the project to be more agile and tailored for the project impact.

IV. For the Achievement of Overall Goals after the Project Completion

1. Prospects to achieve Overall Goal

Narrative Summary (as per R/D)	Objectively Verifiable Indicators (as per R/D)	Achievement Evaluation
<u>Overall goal:</u> Active geothermal development projects increase as geothermal promotion policies are implemented.	1) Geothermal development progresses along with the updated masterplan⁶: a. exploration drillings are implemented by using de-risking facilities/policies, including PISP fund. b. geothermal power plant constructions are planned utilizing results of exploration drillings.	a. Medium: Two Government's Exploration drillings (i.e., Nage and Cisolok) have been conducted by PSDMBP using APBN (State Budget). The winning bidder of Nage geothermal area is not obliged to pay exploration compensation (the de-risking element). While this is not using PISP fund (de-risking facilities), this is a solid progress on government drilling. b. Medium: We have observed solid progress in the construction activities by SOE and private investors. While the direct usage of de-risking facility has not yet reached construction, the policy enhancement aspects of the sector has encouraged SOE and private investors to conduct exploratory drilling and proceed with plant construction.

⁶ To be updated in this Project

2. Plan of Operation and Implementation Structure of the Indonesian side to achieve Overall Goal

Team understands that Counterpart will continue its effort mainly on the following items.

This was communicated during final JCC in October 2023.

MOF	- Continue operation of Joint Committee reference to the JC implementing guideline. - Finalize and issue PMK on PII's guarantee role and mechanism within PISP fund. - Ensure JETP to be utilized for geothermal promotion
MEMR	- Continue operation of Joint Committee with reference to the JC implementing guideline. - RE Perpres revision (ceiling price for geothermal) - Conduct tender for other sites as being planned. - Conduct government drilling as being planned. - Regulatory enhancement to promote integral geothermal development (power plant capacity both for electricity sales and green hydrogen production)
PSDMBP	- Government drilling based on State Budget. - Continue technical 3G survey in relation to site development plan. - Brush up for reservoir analysis based on sub-surface data.
PT SMI	- Complete due diligence for Candradimuka & Cimanggu. - Complete harmonization of JICA and WB financial model. - Explore innovative financing solution to package clean energy revenue stream and early retirement of CFPP
PT GDE	- Upon due diligence completion, Submit PISP fund application (final) on Candradimuka, Cimannngu and proceed to exploration drilling. - Continue its business development as geothermal developer (eastern Indonesia), pilot study/project on Green hydrogen, lithium extraction.
PT PII	Support finalization of PMK on guarantee part of PISP Fund Operation.

3. Recommendations for the Indonesian side

Geothermal Development Activities:

- 1) **Build on the de-risking facility platform and further activate fund utilization:** The mechanism and regulatory platform is established. Accumulation of project track record is an utmost priority going forward in order to maintain and strengthen momentum.
- 2) **Internalize the JC implementing guidelines and conduct stable JC operations:** Continued collaboration between ESDM-EBTKE and MOF-DJPPR will be the essence of geothermal development. The detail implementing guidelines would ensure sustainable JC operations, especially on government

drilling and SOE drilling activities.

- 3) **Refine economic policies on tariff and incentives to ensure financial viability in the eyes of private developers:** Our simulation on ceiling price has demonstrated the needs to dynamically refine tariff policies. This is especially the case for East Indonesia, in which conversion from diesel powerplant will be both economical as well as environmentally legitimate. This part will be filled for Final Report, after communication with Indonesian counterpart.

Synergies with Broader Energy Transition Activities:

- 1) **Pursue integrated development activities:** Geothermal potential could also be utilized for Green Hydrogen production, especially in areas with less local electricity demand despite larger geothermal reservoir potential.
- 2) **Expand financial mechanisms to promote RE:** Various forms of de-risking, credit enhancements and financial viability support could be conceived for broader promotion and acceleration of RE.

4. Monitoring Plan from the end of the Project to Ex-post Evaluation

It is desirable that JICA Office and HQ to follow-up on following items.

- ・ Candradimuka and Cimanggung PISP application status and results, schedule of exploration (if the fund is approved).
- ・ Settlement of Local contents issue

ANNEX 1: Results of the Project

(List of Dispatched Experts, Plan of Operation)

ANNEX 2: List of Products (Report, Manuals, Handbooks, etc.) Produced by the Project

ANNEX 3: PDM (All versions of PDM)

ANNEX 4: R/D, M/M, Minutes of JCC (copy) (*)

ANNEX 5: Monitoring Sheet (copy) (*)

(Remarks: ANNEX 4 and 5 are internal reference only.)

Annex 1

Dispatch

	Position Title	Planned/Actual	Phase 2-1 P/M		Phase 2-2 P/M	
			In Indonesia	In Japan	In Indonesia	In Japan
1	Makoto Ozawa	Planned	0	5.00	2.60	2.90
	TL/Geothermal Development Policy	Actual	0	5.00	2.60	2.90
2	Koichi Yamashita	Planned	0	4.50	4.70	1.30
	Geothermal Development PPP	Actual	0	4.50	4.70	1.30
3	Takeshi Yamashita	Planned	0	3.00	0.97	1.53
	Financial Analysis/Power Business Planning 1	Actual	0	3.00	0.97	1.53
4	Kazuko Sugeta	Planned	0	4.50	1.93	4.77
	Financial Analysis/Power Business Planning 2	Actual	0	4.50	1.93	4.77
5	Hiroshi Nagano	Planned	0	0.67	0.70	1.60
	Geothermal Development Planning 1	Actual	0	0.52	0.33	1.00
6	Noriaki Uchiyama	Planned	0	0.62	0.87	1.85
	Geothermal Development Planning 2	Actual	0	0.85	0.73	1.65
7	Yoshio Soeda	Planned	0	0.67	0	0.27
	Geology 1	Actual	0	0	0	0.03
8	Tri Wulaningsih	Planned	0	0.77	0.47	0.97
	Geology 2	Actual	0	0	0.27	0.30
9	Noriaki Uchiyama	Planned	0	0.67	0.47	0.62
	Geochemistry 1	Actual	0	0	0.27	0.60

10	Shogo Oshima	Planned	0	0.30	0	0.50
	Geochemistry 2	Actual	0	0	0	0.20
11	Mitsuru Honda	Planned	0	0.67	0	0.07
	Geophysics 1	Actual	0	0	0	0.03
12	Haruhiro Inagaki	Planned	0	0.77	0.47	0.97
	Geophysics 2	Actual	0	0	0.27	0.15
13	Yoshikazu Sueyoshi	Planned	0	1.07	0.40	0.82
	Drilling Management 1	Actual	0	0.05	0.00	0.75
14	Shoma Sasaki	Planned	0	0.35	0.00	0.70
	Drilling Management 2	Actual	0	0.05	0.00	0.03
15	Shatei Iri	Planned	0	0.63	0.23	0.20
	Social and Environmental Analysis 1	Actual	0	0.55	0	0
16	Jumpei Kubota	Planned	0	0.05	0	0.05
	Social and Environmental Analysis 2	Actual	0	0.05	0	0
Total		Planned	0	24.24	13.81	19.12
		Actual	0	19.07	12.07	15.23

Plan of Operation, November 2020

Activity for Overall Project		2020		2021												2022		2022												2023											
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
		First Year												Second Year												Third Year															
0-1	Submit inception report	●					Lebaran Ramadan										●		Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
0-2	Develop and discuss Work Plan						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
0-3	Conduct Baseline Survey						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
0-4	Hold Joint Coordination Committee			●			Lebaran Ramadan										●		Lebaran Ramadan									●		Lebaran Ramadan								●			
Output 1: Rules and regulations to implement the geothermal promotion policies		2020		2021												2022		2022												2023											
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
1-1	Support implementation of a de-risking scheme, including PISP Fund, based on revised PMK						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
1-2	Support development of viable project/financial structures						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
1-3	Support development of standard forms of PTA/HOA.						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
1-4	Explore possibility of PPP scheme for geothermal projects.						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
Output 2: Joint Committee and assigned SOEs operating with respective SOPs to supervise, approve, and manage actual projects using de-risking schemes (including PISP Fund) and other promotional policies.		2020		2021												2022		2022												2023											
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
2-1	Support development of institutional SOP for Joint Committee to supervise de-risking facility and other						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
2-2	Support SOE implementing agencies (PT SMI, PT GDE, and PT PII) to implement the assignment from JC	□	□	□			Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
2-3	Support JC on the secretariat function in order to facilitate JC operation						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
2-4	Facilitate collaboration among stakeholders to apply financial calculation mechanism using PTA/HOA to actual project(s)						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
2-5	Strengthen Joint Committee's function to follow the institutional SOP to oversee actual project(s) (e.g., Candradimuka, Patuha 3 & 4 and so on)						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
2-6	Strengthen Badan Geologi's functions according to the role defined by JC and to manage exploration drillings and result analysis (e.g. asset and data management)						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
Output 3: Geothermal development master plan is reviewed vis-a-vis renewed Government regulations and policies.		2020		2021												2022		2022												2023											
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
3-1	Update the current status of geothermal projects and analyze bottlenecks						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
3-2	Assess financial viability of each project based on the new viable projects/financial structures						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
3-3	Update the master plan based on revised project priority						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
Schedule of Training in Japan and Report Submission		2020		2021												2022		2022												2023											
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
Training in Japan																																									
Stakeholder Relations																																									
Inception report, Work Plan		▲	▲	Work Plan								○																				○									
Monitoring Sheet, Project Progress Summary Report					★					★							★	★						★					★							★					
Reports				▲ Baseline Survey Report													Progress Report ▲																		▲ DFR		▲ FFR				

■ In Indonesia □ In Japan

Plan of Operation, October 2023

Activity for Overall Project		2020		2021								2022		2022								2023																			
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
0-1	Submit inception report	●					Lebaran Ramadan											●	Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan										
0-2	Develop and discuss Work Plan																			■																					
0-3	Conduct Baseline Survey		■	■																								●													
0-4	Hold Joint Coordination Committee			●									●																											●	
Output 1: Rules and regulations to implement the geothermal promotion policies		2020		2021								2022		2022								2023																			
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
1-1	Support implementation of a de-risking scheme, including PISP Fund, based on revised PMK						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
1-2	Support development of viable project/financial structures																																								
1-3	Support development of standard forms of PTA/HOA.																																								
1-4	Explore possibility of PPP scheme for geothermal projects.																																								
Output 2: Joint Committee and assigned SOEs operating with respective SOPs to supervise, approve, and manage actual projects using de-risking schemes (including PISP Fund) and other promotional policies.		2020		2021								2022		2022								2023																			
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
2-1	Support development of institutional SOP for Joint Committee to supervise de-risking facility and other						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
2-2	Support SOE implementing agencies (PT SMI, PT GDE, and PT PII) to implement the assignment from JC																																								
2-3	Support JC on the secretariat function in order to facilitate JC operation																																								
2-4	Facilitate collaboration among stakeholders to apply financial calculation mechanism using PTA/HOA to actual project(s)																																								
2-5	Strengthen Joint Committee's function to follow the institutional SOP to oversee actual project(s) (e.g., Candradimuka, Patuha 3 & 4 and so on)																																								
2-6	Strengthen Badan Geologi's functions according to the role defined by JC and to manage exploration drillings and result analysis (e.g. asset and data management)																																								
Output 3: Geothermal development master plan is reviewed vis-a-vis renewed Government regulations and policies.		2020		2021								2022		2022								2023																			
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
3-1	Update the current status of geothermal projects and analyze bottlenecks						Lebaran Ramadan												Lebaran Ramadan											Lebaran Ramadan											
3-2	Assess financial viability of each project based on the new viable projects/financial structures																																								
3-3	Update the master plan based on revised project priority																																								
Schedule of Training in Japan and Report Submission		2020		2021								2022		2022								2023																			
		Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct				
Training in Japan																																					●				
Stakeholder Relations		Inception																																		○					
Inception report, Work Plan		▲	▲																▲	▲																					
Monitoring Sheet, Project Progress Summary Report						★					★						★						★						★												
Reports				▲ Baseline Survey Report																																▲ DFR	▲ FR				

Continuous Support Intermittent Support

Annex 2

List of Products Produced by the Project

■ Phase 2-1 Deliverables

1. Inception report (Japanese)
2. Work Plan (English)
3. Monitoring Sheet & Report (English)
4. Project Progress Report (Japanese & English)
5. Technical Deliverable: Draft of Master Plan Revision (chapter 1)

■ Phase 2-2 Deliverables

1. Inception Report (Japanese)
2. Work Plan (English)
3. Monitoring Sheet & Report (English)
4. Project Completion Report (Japanese & English)
5. Technical Deliverables: Final Draft of Master Plan Revision

ANNEX 3: PDM (All versions of PDM)

Initial PDM as per Record of Discussion

Narrative Summary	Objectively Verifiable Indicators	Means of Verification	Important Assumptions
<u>Overall goal:</u> Active geothermal development projects increase as geothermal promotion policies are implemented.	2) Geothermal development progresses along with the updated masterplan ⁷ : c. exploration drillings are implemented by using de-risking facilities/policies, including PISP fund. d. geothermal power plant constructions are planned utilizing results of exploration drillings.	- Annual report	Some of candidate geothermal projects turn out to be viable.
<u>Project purpose</u> Geothermal promotion policies are developed and implemented.	1) At least one geothermal development project is formulated by using government's de-risking facilities, including PISP Fund. 2) Financial project structure is adequately attracting private investment.	- Progress of project(s)	
<u>Outputs</u> 3. Rules and regulations to implement the geothermal promotion policies, i.e., (i) financial calculation mechanisms using PTA ⁸ /HOA ⁹ , (ii) de-risking scheme including PISP Fund for exploratory drilling, and (iii) viable projects/financial structures.	5) New de-risking mechanism based on revised PMK ¹² 6) Viable projects/financial structures supported by regulations/policies 7) Standard forms of PTA/HOA 8) Conceptual idea of PPP for geothermal development	- Project monitoring report	

⁷ To be updated in this Project

⁸ Pre-Transaction Agreement

⁹ Heads of Agreement

4. Joint Committee¹⁰ and assigned SOEs operating with respective SOPs¹¹ to supervise, approve, and manage actual projects using de-risking schemes (including PISP Fund) and other promotional policies. 5. Geothermal development master plan is reviewed vis-a-vis renewed Government regulations and policies.	6) Implementation of PTA/HOA 7) Implementation of SOPs 8) Institutional SOP for JC 9) JC is operationalized to evaluate and manage exploratory drillings and related activities 10) Development of specific project supervised under JC (e.g. Candradimuka). 1) Updated master plan for geothermal development with priority projects	- Project monitoring report - Progress of project(s) - Exploration results - Reservoir simulation results - Project monitoring report	
Activities 1-1 Support implementation of a de-risking scheme, including PISP Fund, based on revised PMK. 1-2 Support development of viable project/financial structure 1-3 Support development of standard forms of PTA/HOA. 1-4 Explore possibility of PPP¹³ scheme for geothermal projects.	Inputs		<u>Precondition:</u>
			Viable project/financial structure is made clear in the form of government policy
	Japanese side	Indonesian side	
	【Experts】 ▪ Geothermal policy ▪ Risk Management ▪ Financial analysis ▪ Power sector ▪ Geothermal development plan ▪ Geology ▪ Geochemistry ▪ Geophysics	【Counterpart (C/P) assignment】 ▪ Project Director ▪ Project Manager ▪ Other Counterpart Personnel 【Land, facility and equipment】 ▪ Office space	

¹² Regulation of the Finance Minister

¹⁰ Joint Committee is organized by MOF and MEMR (EBTKE and PSDMBP).

¹¹ Standard operation procedures

¹³ Public Private Partnership

2-1 Support development of institutional SOP for Joint Committee to supervise de-risking facility and other promotional policies 2-2 Support SOE implementing agencies (PT SMI, PT GDE, and PT PII) to implement the assignment from JC 2-3 Support JC on the secretariat function in order to facilitate JC operation. 2-4 Facilitate collaboration among stakeholders to apply financial calculation mechanism using PTA/HOA to actual project(s). 2-5 Strengthen Joint Committee's function to follow the institutional SOP to oversee actual project(s) (e.g., Candradimuka, Patuha 3 & 4 and so on). 2-6 Strengthen Badan Geologi's functions according to the role defined by JC and to manage exploratory drillings and result	▪ Drilling Management ▪ Environment 【Training in Japan】 ▪ Drilling Management Course ▪ Geothermal Engineering Course		
---	---	--	--

analysis (e.g. asset and data management).			
3-1 Update the current status of geothermal projects and analyze bottlenecks.			
3-2 Assess financial viability of each project based on the new viable projects/financial structures.			
3-3 Update the master plan based on revised project priority.			

First Revision

Narrative Summary	Objectively Verifiable Indicators	Means of Verification	Important Assumption
Overall Goal Active geothermal development projects increase as geothermal promotion policies are implemented.	1) ☐ Geothermal development progresses along with the updated masterplan : a. ☐ Exploration drillings are implemented by using de-risking facilities/policies, including PISP fund. b. ☐ Geothermal power plant constructions are planned utilizing results of exploration drillings.	Annual report	Some of candidate geothermal projects turn out to be viable.
Project Purpose Geothermal promotion policies are developed and implemented.	1) ☐ At least one geothermal development project is formulated by using government's de-risking facilities, including PISP Fund. 2) ☐ Financial project structure is adequately attracting private investment.	Progress of project(s)	
Outputs Output 1: Rules and regulations to implement the geothermal promotion policies, i.e., (i) financial calculation mechanisms using PTA /HOA , (ii) de-risking scheme including PISP Fund for exploratory drilling, and (iii) viable projects/financial structures are developed.	1) ☐ New de-risking mechanism based on revised PMK 2) ☐ Viable projects/financial structures supported by regulations/policies 3) ☐ Standard forms of PTA/HOA 4) ☐ Conceptual idea of PPP for geothermal development	Project monitoring report	
Output 2 : Capacities of Joint Committee and assigned SOEs operating with respective SOPs to supervise, approve, and manage actual projects using de-risking schemes (including PISP Fund) and other promotional policies are strengthened.	1) ☐ Implementation of PTA/HOA 2) ☐ Implementation of SOPs 3) ☐ Institutional SOP for JC 4) ☐ JC is operationalized to evaluate and manage Exploratory Drilling and related activities 5) ☐ Development of specific project supervised under JC (e.g. Candradimuka)	Project monitoring report Progress of project(s) Exploration results Reservoir simulation results	
Output 3: Geothermal development master plan is reviewed vis-a-vis renewed Government regulations and policies.	1) ☐ Updated master plan for geothermal development with priority projects	Project Monitoring Report	

Activities	Inputs		Important Assumption
	Japanese Side	Indonesian Side	
1-1 Support implementation of a de-risking scheme, including PISP Fund and Combination with other facilities, based on revised PMK 1-2□Support development of viable project/financial structure reflecting RE Perpres 1-3□ Support development of standard forms of PTA/HOA. 1-4□Explore possibility of PPP scheme for geothermal projects. 2-1□Support development of institutional SOP for Joint Committee to supervise de-risking facilities, including combination of facilities and other promotional policies 2-2□Support SOE implementing agencies (PT SMI, PT GDE, and PT PII) to implement the assignment from JC 2-3□Support JC on the secretariat function in order to facilitate JC operation. 2-4□Facilitate collaboration among stakeholders to apply financial calculation mechanism using PTA/HOA to actual project(s). 2-5□Strengthen Joint Committee's function to follow the institutional SOP to oversee actual project(s) (e.g., Candradimuka, Patuha 3 & 4 and so on). 2-6□Strengthen PSDMBP 's functions according to the role defined by JC and to manage exploration drillings and result analysis (e.g. asset and data management). 3-1□Update the current status of geothermal projects reflecting the latest RUPTL and analyze bottlenecks. 3-2□Assess financial viability of each project based on the new viable projects/financial structures. 3-3□Update the master plan based on revised project priority.	【Experts】 •Geothermal policy •Risk Management •Financial analysis •Power sector •Geothermal development plan •Geology •Geochemistry •Geophysics •Drilling Management •Environment 【Training in Japan】 •Drilling Management Course •Geothermal Engineering Course	【Counterpart (C/P) assignment】 •Project Director •Project Manager •Other Counterpart Personnel 【Land, facility and equipment】 •Office space	Viable project/financial structure is made clear in the form of government policy 1-1 PMK Revision is assumed to be issued after RE Perpres is enacted. 1-2 Geothermal price stipulated in RE Perpres is within reasonable range to 2-1 SOP Development will be referred to the to-be-issued PISP Fund PMK Revision. 2-2 Role of SOE is stipulated in PMK 3-1 The new RUPTL is issued.