インドネシア国
エネルギー鉱物資源省(MEMR)
インドネシア国有電力会社(PT. PLN)

インドネシア国
託送による新電力供給スキーム
に係る情報収集・確認調査

ファイナル・レポート

平成 28 年 8 月
(2016 年)

独立行政法人
国際協力機構 (JICA)

東京電力ホールディングス株式会社

東電設計株式会社

イネ事
JR
16-003

目次

第 1 章 序論 1-1
1.1 調査の背景 1-1
1.2 調査の目的 1-1
1.3 調査工程 1-2
1.4 本邦招聘 1-4
第 2 章 他国の託送の導入事例 2-1
2.1 ケーススタディー 2-1
2.1.1 概要 2-1
2.1.2 料金規制 2-14
2.1.3 送電料金 2-23
2.1.4 アンシラリーサービスとインバランスサービス 2-27
2.1.5 国・地域を跨いだ場合の託送料金設定 2-28
2.2 日本の託送導入事例 2-28
2.2.1 送電・配電規制料金制度の概要 2-30
2.2.2 地域を跨いだ場合の託送料金設定 2-35
2.3 タイの電気事業体制と託送導入事例 2-36
2.3.1 自由化までの経緯 2-36
2.3.2 現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤー 2-36
2.3.3 規制機関 2-37
2.3.4 送電・配電部門の中立性確保策 2-38
2.3.5 料金規制の特徴 2-38
2.3.6 規制料金算定方式の概要 2-39
2.3.7 送電料金 2-40
2.4 フィリピンの電気事業体制と託送導入事例 2-40
2.4.1 自由化までの経緯 2-40
2.4.2 現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤー 2-41
2.4.3 規制機関 2-42
2.4.4 送電・配電部門の中立性確保策 2-42
2.4.5 料金規制の特徴 2-43
2.4.6 規制料金算定方式の概要 2-43
2.4.7 送電料金 2-43
2.5 海外託送事業への参入を検討する際の一般的検証項目－民間事業者の視点から 2-44
2.6 インドネシアへの託送制度導入の留意点 2-46
第 3 章 インドネシアの電力セクター 3-1
3.1 現状の電力セクター 3-1

3.2 インドネシアの託送制度の法的根拠 3-5
3.3 託送を利用した電力供給事業に必要な許認可 3-13
3.3.1 電力供給事業許可(*IUPTL*) 3-14
3.3.2 電力供給事業地域(*Wilayaha Usaha*) 3-15
3.4 現行の託送代替方式の例 3-22
3.4.1 買戻し方式 3-23
3.4.2 自己託送 3-25
3.5 インドネシアにおける託送制度利用のメリット 3-25
第 4 章 各主要系統の送配電システムの運用状況 4-1
4.1 ジャワ-バリ地区 4-2
4.1.1 現状の系統構成・電力潮流 4-3
4.1.2 計画 4-4
4.1.3 電力需給バランスの現状 4-6
4.1.4 電力需給バランスの見通し 4-7
4.2 スマトラ 4-9
4.2.1 現状の系統構成・電力潮流 4-11
4.2.2 計画 4-16
4.2.3 電力需給バランスの現状 4-19
4.2.4 電力需給バランスの見通し 4-19
4.3 スラウェシ 4-22
4.3.1 現状の系統構成・電力潮流 4-23
4.3.2 計画 4-24
4.3.3 電力需給バランスの現状 4-26
4.3.4 電力需給バランスの見通し 4-27
4.4 インドネシアの系統状況と託送制度 4-27
第 5 章 インドネシアに適した託送料金算出式の提案 5-1
5.1 インドネシアに適した託送料金算出の基本的考え方 5-1
5.1.1 郵便切手方式と MW 距離方式の比較 5-2
5.2 郵便切手方式による託送経費と託送料金の計算 5-6
5.2.1 送配電運用費用 5-8
5.2.2 アンシラリーサービス(AS) 5-9
5.2.3 事業報酬(ABR) 5-9
5.2.4 託送費用の計算と平均託送料金 5-10
5.2.5 託送料金の固定部分と変動部分の計算 5-11
5.3 託送料金の計算例（その 1 ：財務諸表と統計資料からの推定） 5-11
5.3.1 インドネシア国全土の平均託送料金 5-11
5.3.2 ジャワ系統の平均託送料金 5-13
5.3.3 ジャワ系統の電圧階級別託送料金 5-14
5.4 託送料金の計算例（その 2：PLN のジャワ島における送配電運用支出からの推定） 5-15

5.4.1 ジャワ島における平均託送料金試算 5-15
5.4.2 ジャワ島における高圧託送料金試算 5-15
第 6 章 ケーススタディー 6-1
6.1 ケース設定の考え方 6-1
6.2 ケーススタディー1 6-1
6.2.1 当該ケースの発電費用 6-2
6.2.2 当該ケースの経済性分析 6-2
6.3 ケーススタディー２ 6-5
6.3.1 託送料金に MW 距離方式を採用し料金差をつける方策 6-5
6.3.2 工事負担金を課す方策 6-8
6.4 工事負担金を課す考え方 6-8
6.4.1 両方策の比較 6-9
6.5 ケーススタディーのまとめ 6-9
第 7 章 託送制度の実効性確保策と ODA による協力の提案 7-1
7.1 中長期的な簡易的な中長期的ロードマップ 7-1
7.2 インドネシアでの託送制度活用に必要な改善策提案 7-3
7.2.1 導入に必要な法制度の修正 7-3
7.2.2 導入に必要な技術的要件 7-4
7.2.3 将来の託送料金制度 7-4
7.2.4 電力需給逼迫地域への投資を促すインセンティブ策 7-4
7.2.5 PLN の組織 7-4
7.3 託送を利用した電力供給事業のための SOP の提案 7-5
7.3.1 必要な許認可 7-6
7.3.2 許認可手続きの取得手順 7-6
7.3.3 必要日数 7-7
7.3.4 許認可発行主体 7-8
7.3.5 託送契約の雛形 7-8
7.3.6 PLN と事業者間の協議実施のタイミング 7-9
7.4 ODA による協力の可能性 7-9

図　一覧

図 1-1 調査工程 1-2
図 1-2 招聘スケジュール 1-5
図 1-3 招聘メンバー 1-6
図 1-4 招聘プログラム実施風景 1-6
図 2-1 簡素化した電力バリューチェーン 2-2
図 2-2 ノルウェーの電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー 2-3
図 2-3 ノルウェーの電力分野の規制機関の概要 2-4
図 2-4 ドイツの電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー 2-5
図 2-5 ドイツの送配電分野の規制機関の概要 2-6
図 2-6 イングランド及びウェールズ地域の電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー 2-7
図 2-7 イギリスの電力分野の規制機関の概要 2-8
図 2-8 オーストラリアの電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー 2-9
図 2-9 オーストラリアの送配電分野の規制機関の概要 2-10
図 2-10 アメリカの電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー 2-11
図 2-11 アメリカの電力分野の規制機関の概要 2-13
図 2-12 RIIO における簡略化した許可収入算定方式 2-20
図 2-13 豪州における送配電事業の料金規制の手法概要 2-21
図 2-14 豪州の送配電事業の規制料金制度におけるインセンティブ制度 2-22
図 2-15 レベニューキャップの算定方式 2-23
図 2-16 日本の電力自由化の経緯 2-29
図 2-17 第五次制度改革（日本） 2-30
図 2-18 託送料金の算定フロー 2-35
図 2-19 タイの電気事業における規制料金有無および主要プレイヤー 2-37
図 2-20 タイの電力分野の規制機関の概要 2-38
図 2-21 自動調整料金（Ft）の算出概念図 2-40

図 2-22 フィリピンの電気事業における規制料金有無および主要プレイヤー 2-41
図 2-23 フィリピンの電力分野の規制機関の概要 2-42
図 3-1「新電力法」の構成 3-1
図 3-2 インドネシア電力セクターの枠組み 3-3
図 3-3 PLN の組織 3-4
図 3-4 インドネシアの電力供給体制 3-5
図 3-5 電力法 2009 年 30 号における電力事業の構成 3-6
図 3-6 電力に関連する法令 3-7
図 3-7 法律 2009 年 30 号 33 条 3-8
図 3-8 新規電力供給事業申請に必要な情報 3-15
図 3-9 新規電力供給事業申請の評価基準 （エネルギー鉱物資源省令 2012 年 28 号第 3 条） 3-16
図 3-10 省令 2012 年 28 号の付加条文 3-16
図 3-11 事業地域決定の新しい手順 3-17
図 3-12 事業地域決定までの所要時間 3-18
図 3-13 PLN 以外で *Wilayah Usaha* を取得した企業体（マップ） 3-19
図 3-14 現段階で想定される託送供給スキーム 3-23
図 3-15 Bekasi における買戻し方式 3-23
図 3-16 エネルギー資源鉱物省からのレター 3-24
図 3-17 Imeco における自己託送 3-25
図 3-18 IPP 制度と託送制度の比較 3-26
図 3-19 発電事業者から見た IPP 制度と託送制度の比較 3-27
図 3-20 PLN からみた IPP 制度と託送制度の比較 3-28
図 4-1 インドネシア全体地図 4-2
図 4-2 ジャワ―バリ地区の区分 4-3
図 4-3 ジャワ-バリ系統潮流図 4-4
図 4-4 ジャワ-バリ地区　系統図 4-5
図 4-5 2020 年（19 時）Java Bali 500KV Load Flow 4-5
図 4-6 2024 年（19 時）Java Bali 500KV Load Flow 4-6

図 4-7 ジャワ-バリ地区　電力需要図 4-6
図 4-8 ジャワ-バリ地区　日負荷曲線 4-7
図 4-9 最大需要と発電出力の実績 4-9
図 4-10 スマトラ島全体図 4-11
図 4-11 アチェ州　系統図 4-11
図 4-12 北スマトラ　系統図 4-12
図 4-13 リアウ州　系統図 4-12
図 4-14 西スマトラ州　系統図 4-13
図 4-15 ジャンビ州　系統図 4-13
図 4-16 南スマトラ　系統図 4-14
図 4-17 ベングル州　系統図 4-14
図 4-18 ランプン州　系統図 4-15
図 4-19 2015 年スマトラ Load Flow 4-15
図 4-20 スマトラ島建設計画図 4-17
図 4-21 2020 年 スマトラ電力潮流図 4-17
図 4-22 スマトラ電力潮流図 4-18
図 4-23 2024 年　スマトラ電力潮流図 4-18
図 4-24 北スマトラ系統の電力需要図 4-19
図 4-25 スラウェシ島　全体図 4-23
図 4-26 南スラウェシ島 4-23
図 4-27 2016 年　南スラウェシ電力潮流図 4-24
図 4-28 南スラウェシ建設計画図 4-25
図 4-29 2020 年　南スラウェシ電力潮流図 4-25
図 4-30 2024 年　南スラウェシ電力潮流図 4-26
図 4-31 2013 年　南スラウェシ　日負荷曲線 4-26
図 5-1 郵便切手方式の例 5-3
図 5-2 郵便切手方式での料金回収 5-3
図 5-3 MW 距離方式での料金回収(～100km の場合) 5-4

図 5-4 MW 距離方式での料金回収(～500km の場合)..... 5-4
図 5-5 インドネシア国における託送料金導入時の課題..... 5-5
図 5-6 インドネシア国における現状の電気料金と郵便切手方式託送料金の比較..... 5-5
図 5-7 典型的なインドネシア国の電力系統と潮流..... 5-6
図 5-8 郵便切手方式による託送料金計算手順..... 5-7
図 5-9 託送運用支出と送配電運用支出の関係..... 5-8
図 6-1 託送によりグリッドの中の送電線増強が必要になる例..... 6-5
図 7-1 PLN ネットワークサービスセンターの業務イメージ..... 7-5
図 7-2 標準運用手順イメージ..... 7-7
図 7-3 PLN と新規事業者との接続検討手順イメージ..... 7-9

表　一覧

表 2-1　収入上限額の構成要素 (Elements of Revenue Cap Formula) 2-16
表 2-2 収入上限額の構成要素 (Elements of Revenue Cap Formula) 2-17
表 2-3 アウトプット 5 項目の概要(Explanations of the Five Key Output Categories) 2-19
表 2-4 送電料金の支払者 2-24
表 2-5 送電料金設定の仕組み 2-25
表 2-6 アンシラリーサービスの主な構成要素 2-27
表 2-7 本ケーススタディーにて取り上げた 5 カ国におけるインバランス決済の概要 2-27
表 2-8 レベニューキャップの算出式用語 2-43
表 2-9 民間事業者が海外託送事業への参入を検討する際の一般的検証項目(1) 2-44
表 2-10 民間事業者が海外託送事業への参入を検討する際の一般的検証項目(2) 2-45
表 2-11 民間事業者が海外託送事業への参入を検討する際の一般的検証項目(3) 2-46
表 3-1 電力法用語 3-6
表 3-2「電力に関する法令 2009 年 30 号」（現行電力法)の主な規定 3-8
表 3-3 電力供給事業活動に関する政府規則 2012 年 14 号の主な規定(1) 3-10
表 3-4 電力供給事業活動に関する政府規則 2012 年 14 号の主な規定(2) 3-11
表 3-5 エネルギー鉱物資源省令 2015 年 1 号における託送制度係わる条文(1) 3-12
表 3-6 エネルギー鉱物資源省令 2015 年 1 号における託送制度係わる条文(2) 3-13
表 3-7 PLN 以外で *Wilayah Usaha* を取得した企業体（運用している）(1) 3-19
表 3-8 PLN 以外で Wilayah Usaha を取得した企業体（運用している）(2) 3-20
表 3-9 PLN 以外で Wilayah Usaha を取得した企業体（運用されていない） 3-21
表 3-10 PLN 以外で Wilayah Usaha を取得した企業体 3-22
表 4-1 販売電力量及び電力需要予測 4-1
表 4-2 インドネシア国　電化率 4-1
表 4-3 送配電ロス率 4-2
表 4-4 ジャワ―バリ地区の区分 4-3
表 4-5 最大需要に対する発電容量の割合実績 4-7

表 4-6 最大需要に対する発電出力の割合実績 4-8
表 4-7 2014 年の発電設備容量比率 4-8
表 4-8 スマトラ島における発電容量 4-10
表 4-9 2015-2024 建設予定発電設備容量 4-16
表 4-10 8 州の最大需要に対する発電設備容量の割合 4-20
表 4-11 2015 年の最大需要に対する発電出力の割合 4-21
表 4-12 2015-2024 年の発電設備容量に対する 8 州の水力発電容量の割合 4-22
表 4-13 最大需要に対する発電容量の割合 4-27
表 4-14 2024 年の発電容量に対する水力発電容量の割合 4-27
表 5-1 郵便切手方式と MW 距離方式の比較（現在のインドネシア国に適用した場合） 5-2
表 5-2 推定した送配電支出 5-11
表 5-3 推定したジャワ系統の送配電運用支出 5-13
表 5-4 推定したジャワ系統の託送料金 5-14
表 5-5 PLN Commercial Division から入手したジャワ島の送配電費用のデータ 5-15
表 5-6 ジャワ島高圧託送料金試算の考え方 5-16
表 5-7 ジャワ島高圧託送料金試算結果 5-16
表 5-8 ジャワ島各地域別の高圧託送料金試算結果 5-17
表 6-1 ケーススタディー1 に使用する発電費用 6-1
表 6-2 PLN の電気料金 6-2
表 6-3 PLN の電気料金原価【2016 年 4 月分】 6-2
表 6-4 電源別、電別の託送制度を利用した場合の電力供給費用 6-4
表 6-5 ケーススタディー1 の高圧の結果を託送料金が 6-7
表 6-6 新設送電線の距離と工事費を回収するために必要な託送料金の増分 6-8

略語表

ABR	Adequate Business Return
AER	Australian Energy Regulator
AS	Ancillary Service
CAPEX	Capital Expenditure
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
ESCJ	Electric Power System Council of Japan
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GEMA	Gas and Electricity Market Authority
HV	High Voltage
HVWOE	High Voltage Wheeling Operation Expense
IPP	Independent Power Producer
ISO	Independent System Operator
JICA	Japan International Cooperation Agency
JEPX	Japan Electric Power Exchange
LRMC	Long-Run Marginal Cost
LV	Low Voltage
LVWOE	Low Voltage Wheeling Operation Expense
MEMR	Ministry of Energy and Mineral Resources
MPE	Ministry of Petroleum and Energy
MV	Medium Voltage
MVWOE	Medium Voltage Wheeling Operation Expense
NEM	National Electricity Market
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NVE	Norwegian Water Resources and Energy Directorate
ODA	Official Development Assistance
OFGEM	Office of Gas and Electricity Markets
OPEX	Operating Expenditure
PUC	Public Utilities Commission
RAV	Regulatory Asset Value
RIIO	Revenue set with Incentives for delivering Innovation and Outputs
ROR	Rate of Return
RPI	Retail Prices Index
RTO	Regional Transmission Organization
SAIDI	System Average Interruption Duration Index

SOP	Standard Operation Procedure
TOTEX	Total Expenditure
WACC	Weighted Average Cost of Capital

第1章 序論

1.1 調査の背景

急激な電力需要の増大に対応するため、インドネシア政府は 2015 年 5 月に 35GW 電源開発計画を発表し、2015 年から 2019 年までの 5 年間に 35GW の新規電源の開発を行うことを掲げている。特に、35GW のうちの約 25GW については、民間資金による IPP で賄うことが想定されるなど、インドネシア国有電力会社(PT.PLN(Persero))の投資予算の制約を背景に、発電部門への民間資金の導入を積極的に進める方針である。他方、インドネシアの会計制度の変更に伴い、新規 IPP については PLN のバランスシートにオンバランスされることとなるなど、IPP に留まらない発電部門への民間資金の導入形態を検討する必要がある。

一方、需要側に目を向けると、特に工業団地の入居者等に代表される産業分野高圧需要家や大口需要家にとっては、2014 年の産業向け電気料金の大幅値上げに加え、不安定な電力供給や電圧降下等の電力の質の低下は、ビジネス上の大きなリスクであり、高品質の電力供給に対する需要が高まっている。こうした電力の質の問題は、インドネシアの投資環境全体にも影響しうるものとして、持続的な経済成長を実現するために解決すべき課題の一つである。

現行の電力法(法律 2009 年 30 号)では、需要者への電力供給義務は PLN に優先権を与えているが、民間事業者等に対しても、発電、送電、配電、販売を行うことを認めている。また、送配電設備を他の電力供給事業者に貸与することも可能とされており、法的枠組み上、電力事業の各分野への民間事業者の参入可能性が確保されている。

こうした電力の需給双方の課題と、法制度の枠組みを踏まえ、エネルギー鉱物資源省(Ministry of Energy and Mineral Resources「MEMR」) は、2015 年 l 月にエネルギー鉱物資源省令を制定し、高圧需要を対象として想定した送配電設備の部分開放による託送事業 (Power Wheeling) の導入を正式に定めた (エネルギー鉱物資源省令 2015 年 l 号)。 MEMR は、託送制度により送配電設備が直ちに完全解放されるわけではなく、工業団地等の大規模高圧需要家を対象にした電力供給事業に対して、託送を活用する意向を示している。

他方、同省令には託送料金 (Wheeling Charge)の算出式に関する規定がないことや、事業を行うためのライセンスの取得手順や、PLN との系統接続にあたっての技術要件や協議方法等は定められていないことから、今後、本制度を実効的かつフィージブルにするためには、透明性の高い託送料金の算出式と標準業務手順 (Standard Operation Procedure「SOP」) を制定し、公表することが必要である。また、上記の託送料金の算出式は、託送に関する複数の方法論の中から、他国の事例やインドネシアの現状を踏まえ、インドネシアにとって最適な託送制度を特定した上で、策定される必要がある。また、託送料金設定に限らず、託送を可能とする技術要件や運用体制の検討も不可欠である。

1.2 調査の目的

- 他国の事例やインドネシアの電力分野の現状を踏まえ、実効的、かつフィージブルな託送制度の設

計に関する提言を行う。特に、高圧需要家に対する託送料金の算出式と SOP(託送契約の雛形含む)を作成し、提案する。

- 託送制度の実施・運用に対する今後の ODA 支援に関する提言を行う。

1.3 調査工程

本調査の対象地域は、インドネシアのジャカルタを中心に、既に系統連系技術要件(Grid Code)が制定されており、託送の運用が可能な、ジャワ-バリ系統、スマトラ系統及びスラウェシ系統を対象とする。

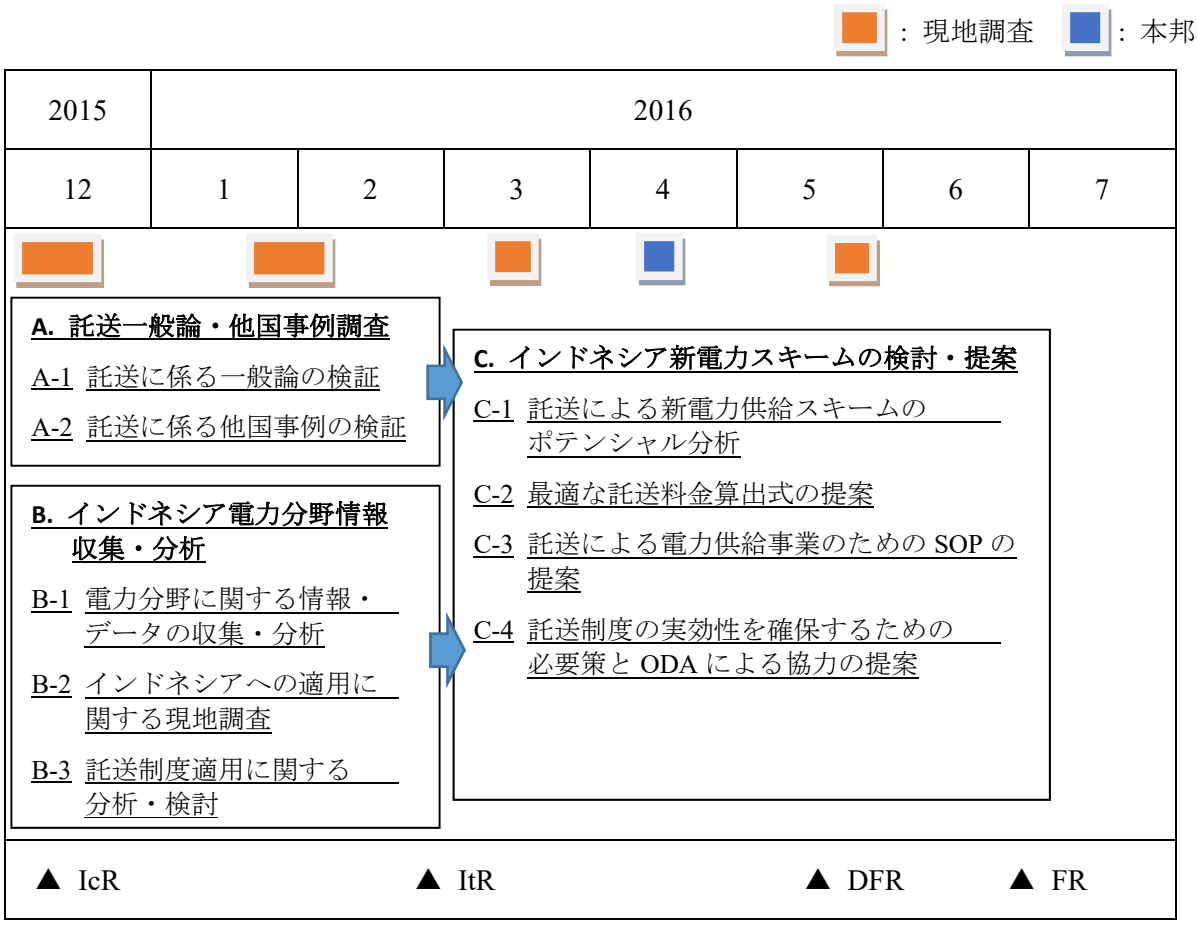


図 1-1 調査工程

A　　託送一般論・他国事例調査

A-1　　託送に関する一般論の検証

-電力市場の開放段階とそれに応じた託送に関する方法論整理

A-2　託送に関する他国事例の比較・検証

-先進国・途上国双方での託送の導入事例調査

-インドネシア託送制度導入の留意点抽出

B　インドネシア電力分野情報収集・分析

B-1　インドネシアの電力分野に関する情報・データの収集・分析

-インドネシアにおける電力セクターの現状調査

-インドネシア政府の電力政策関連文書の確認

-託送制度の法的根拠等の整理

-現行法制度上可能なスキーム・適用状況情報収集

B-2　インドネシアへの適用に関する現地調査

-現状の送配電システムの運用状況、電力需給状況等の整理・分析

-現状の特定供給スキームの調査

B-3　託送制度適用に関する現状分析・検討

-インドネシアに最適な託送制度の検討

-必要な法制度、技術的要件及び運用体制の明確化

-中・長期的な完全開放の可能性検討と導入の簡易ロードマップ作成

C　インドネシア新電力スキームの検討・提案

C-1　託送による新電力供給スキームのポテンシャル分析

-高圧需要家への託送制度の活用ポテンシャル分析

-西ジャワ地域や北スマトラ等の新電力供給スキームの活用検討

-託送制度に関心を有する日本企業ヒアリング

C-2　最適な託送料金算出式の提案

-託送料金の算出式の提案

-電力需給逼迫地域への託送事業投資インセンティブ策の検討・提案

-ジャワ-バリ系統および/もしくはスマトラ系統でのケーススタディー

C-3　託送による電力供給事業のための SOP の提案

-託送事業 SOP 案の作成・提案

-託送契約の雛形の作成

C-4　　託送制度の実効性を確保するための必要策と ODA による協力の提案

-託送制度の実効性確保策の提案

- ODA による協力可能性提案

1.4 本邦招聘

本調査の目的に向けて、本邦招聘では、現在運用されている託送の紹介や具体的に活用している工業団地への視察、都心部の電力供給事業を支えている地中変電等の視察、実運用を行う当社社員と制度や運用に関する見学・質疑を行うことで、今後のインドネシア国託送制度導入に関して理解を深めていただくことを狙いとする。

本邦研修の実施スケジュールならびに招聘者は以下の通りである。

日付	時刻	形態	実施内容	言語	実施場所
4/10(日)	6:45 ～ 16:05		移動 （ジャカルタ～成田）		
4/11(月)	9:30 ～ 10:30	講義	オリエンテーション、東京電力の概要	日本語	東電本店
	10:30 ～ 11:30	講義	系統接続要件および系統接続 サービス業務の概要	日本語	東電本店
	13:30 ～ 15:00	講義	テプコカスタマーサービス訪問	日本語	TCS（豊洲本社）
4/12(火)	9:30 ～ 11:00	見学	中央給電所の紹介	日本語	東電中央給電所
	11:00 ～ 12:30	講義	料金制度、電力自由化の紹介 日本の託送料金制度の紹介	日本語	東電本店
	13:30 ～ 16:00	発表	託送プロジェクト・ディスカッション①	日本語	東電本店
4/13(水)	11:00 ～ 12:45	見学	湾岸インフラ施設見学（昼食込）	日本語	湾岸インフラ施設
	13:30 ～ 14:30	講義	川崎エコタウン概要	日本語	川崎エコタウン会館
	14:30 ～ 16:30	見学	川崎エコタウン・サイト先見学	日本語	三栄レギュレーター
4/14(木)	9:30 ～ 11:30	発表	託送プロジェクト・ディスカッション②	日本語	東電本店
	13:30 ～ 15:00	見学	地中変電所見学	日本語	東内幸町地下変電所
	15:00 ～ 16:00	見学	SMOC、通信NW技術センター監視見学	日本語	東電本店
4/15(金)	9:00 ～ 10:30	見学	東京電力コールセンター見学	日本語	東電コールセンター （大崎）
	11:30 ～ 12:30	発表	今後のビジネスに関する意見交換	日本語	東電本店
	13:30 ～ 15:00	発表	託送プロジェクト・ディスカッション③	日本語	東電本店
	15:30 ～ 16:30	発表	総括・JICAとの意見交換	日本語	JICA本部
4/16(土)	10:50 ～ 16:35		移動 （成田→ジャカルタ）		

図 1-2 招聘スケジュール

出典：調査団作成

	SL.no	Name	Organization / Position		
研修参加者	1	Pamudji Slamet	Head of Legal	Ministry of Energy and Mineral Resources Directorate General of Electricity (DGE)	エネルギー鉱物資源省 電力総局
	2	Afrizal, ST, M.Sc, M.Ec.Dev	Deputy Director of Business Regulation and Supervision	Ministry of Energy and Mineral Resources Directorate General of Electricity (DGE)	エネルギー鉱物資源省 電力総局
	3	David Firnando Silalahi	Head Section of Electricity Tariff and Subsidy	Ministry of Energy and Mineral Resources Directorate General of Electricity (DGE)	エネルギー鉱物資源省 電力総局
	4	Fahmy El Amruzi Dalimi	Head of Electricity Business Transaction and Partnerships Division	PT PLN(Persero) Head Office	国営電力会社PLN
	5	Benny Marbun	Head of Commercial Division	PT PLN(Persero) Head Office	国営電力会社PLN

出典：調査団作成

図 1-3 招聘メンバー

本邦招聘によって、日本における託送制度・グリッド解放の背景や意図を理解していただき、電力自由化の観点から見ると、インドネシアの電力セクターと比較したときの同じ点・異なる点を理解していただいた。本邦招聘プログラムを実施することで、本調査プロジェクトにとって非常に有意義な内容となった。以下は招聘プログラムにおける講義・ディスカッションの写真である。

また、託送プロジェクト・ディスカッションでの協議で使用した資料を付録 1 に示す。

図 1-4 招聘プログラム実施風景

出典：調査団撮影

第2章 他国の託送の導入事例

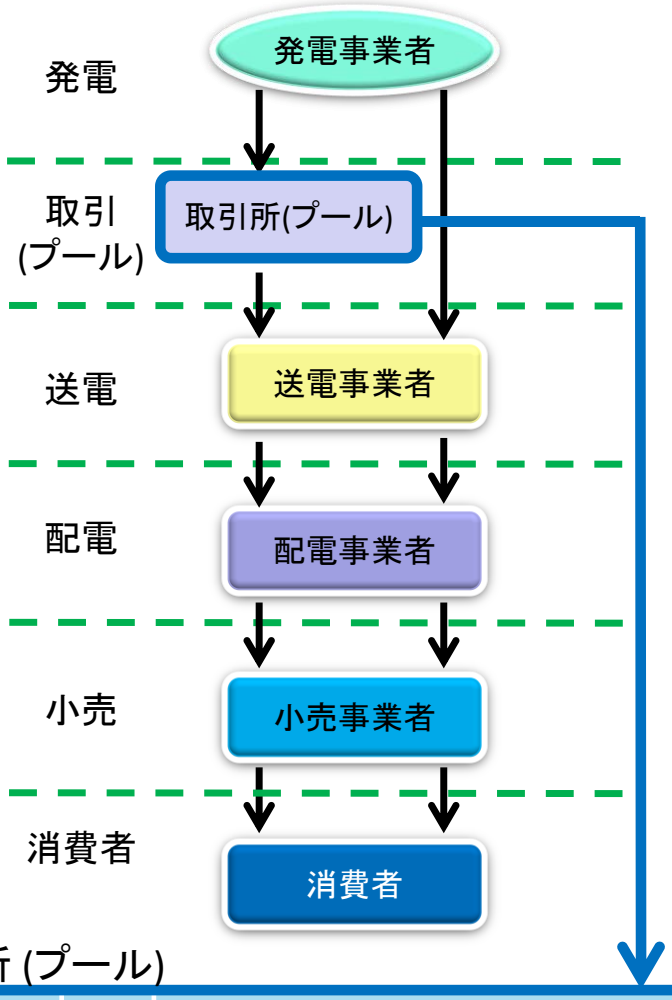
2.1 ケーススタディー

本セクションでは、5 カ国（ノルウェー、ドイツ、イギリス、オーストラリア、アメリカ）を分析する。これらの国々は、インドネシアで将来に電力セクターの改革が進んだ場合の同国における託送のありうる姿を紹介するために取り上げている。

2.1.1 概要

本ケーススタディーで取り上げられている 5 カ国は、電力バリューチェーンが、発電、送電、配電、小売の 4 つに区分されている点、また、全ての国において、発電と送電間において、発電された電力が取引所或いはプールに集約された後に送配電網を通じて小売に託送されている、という点において類似している。

以下の図は、5 カ国に適用されているバリューチェーンを簡素化したものである。取引所（プール）については、本報告書の他項には記述がないため、本図内においてその概要を説明している。



取引所 (プール)

国	市場	内容
ノルウェー	Nord Pool	Nord Poolはノルウェー、スウェーデン、オーストリア、デンマーク、フィンランドを含む12カ国で公認されている電力市場
ドイツ	EEX	EEX (European Energy Exchange) はドイツ、フランス、ベルギー、スイスを含む9カ国で公認されている電力市場
イギリス	BETTA	英国電力取引託送協定(British Electricity Trading and Transmission Agreement (BETTA))によって設立されたNational Gridが管理するイングランド、ウェールズ、スコットランドの電力卸市場。BETTAによりAPX Group、Nasdaq OMX、N2EXの3市場を一本化されている。インバランスサービスを取り扱うBalancing Mechanism Unit (BMU) もBETTAにより整備されている。
オーストラリア	NEM	NEM (National Electricity Market) は5つの管轄地域（Queensland、New South Wales、Victoria、South Australia、Tasmania）を連系させる電力卸市場である。なお、Western AustraliaとNorthernの区域に関してはNEMと連系していない。
アメリカ(PJM)	PJM	PJM はイリノイ州、メアリーランド、ミシガン、ニュージャージー、オハイオ、ペンシルベニアを含む14州の卸電力を連系させている。

図 2-1 簡素化した電力バリューチェーン

2.1.1.1 ノルウェー

2.1.1.1.1 自由化までの経緯[1]

自由化(電力事業改革)以前、ノルウェーにおける電気事業は公的資本を中心に形成されていた。

1980 年代になると、低料金である電力多消費産業に比して一般家庭等は、割高且つ地域間格差がある料金を支払っていたことから不満を挙げ始めたため、政府は「エネルギー法」案にて、電力料金を全国的に一定なレベルに収斂させることを目的とし、卸・小売を自由化する方針を示した。

エネルギー法案は 1990 年 10 月に成立し、1991 年 1 月に施行された。

エネルギー法では、電力を販売、または送配電事業を行う全事業者に「取引ライセンス」の取得が義務付けられている。また、送配電事業と、発電事業・小売供給事業とは、法的に分離することが義務付けられている。

2.1.1.1.2 現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤー

送電、配電分野には規制料金制度が存在するが、発電、小売については自由化されている。

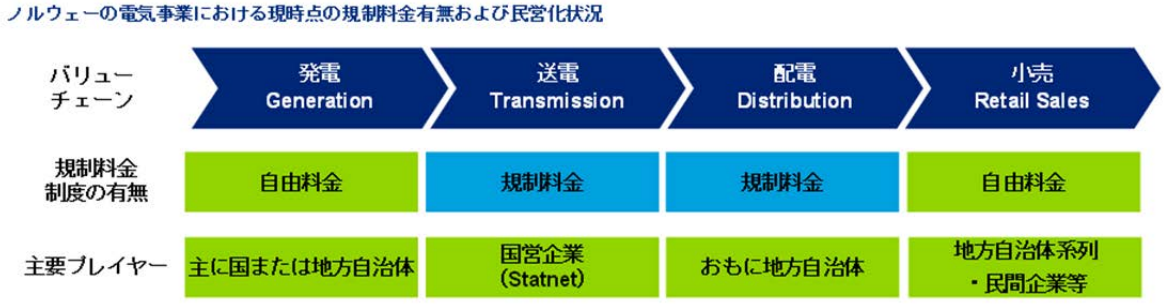
発電事業者は 2011 年時点で 183 社あり、発電設備容量の 90%が国または地方自治体が所有している。

送電事業者は国営企業 Statnett 社 1 社により独占されている。

配電事業は地域独占であり、おもに地方自治体により運営されている。

小売事業は地方自治体系列や民間企業等多数のプレイヤーが存在する。

現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤーの概要は以下に要約される。



出典: 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より DTFA 作成

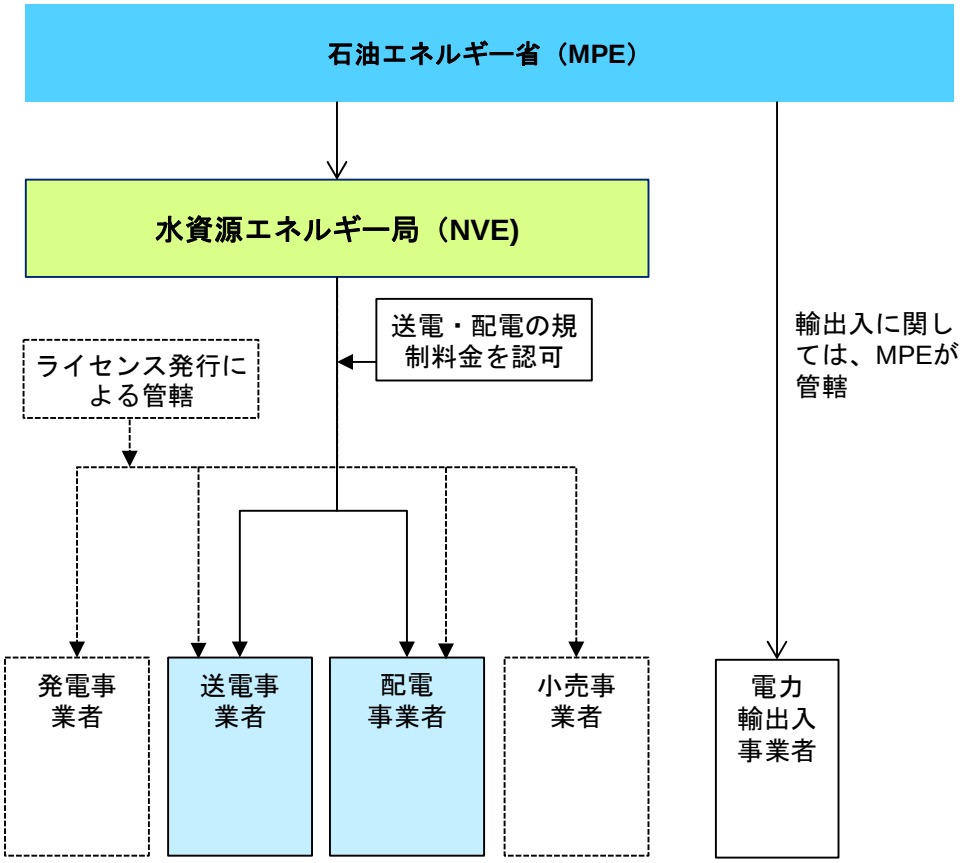
図 2-2 ノルウェーの電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー

[1] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

2.1.1.1.3 規制機関 [2]

水資源エネルギー局(NVE)が事業者をライセンス発行等を通じ管轄しているが、電力の輸出入に関しては NVE の上部組織の石油エネルギー省(MPE)が管轄している。

送電・配電事業の料金は NVE が認可している。



出典: 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より DTFA 作成

図 2-3 ノルウェーの電力分野の規制機関の概要

2.1.1.1.4 送電・配電部門の中立性確保策 [3]

発電会社と系統運用機関を別会社とすることにより、中立性を維持している。

また送配電事業者は送配電事業とそれ以外の事業に会計を分離することが求められている。

[2] "Overseas electric business Part I (the first volume) year 2014" published by Japan Electric Power Information Center, Inc.
[3] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

2.1.1.2 ドイツ

2.1.1.2.1 自由化までの経緯[4]

ドイツにはもともと、国営電力会社は存在しておらず、発送配電・小売を一貫で担う 8 大電気事業者と、市が出資するインフラサービス会社が電力を供給していた。

EU の第 1 次電力自由化指令を受けて、1990 年代後半から関連法規を改正し、小売市場の全面自由化と送電網の開放を進み、前述の 8 大電気事業者は 4 大事業者(E.ON, RWE, EnBW, Vattenfall)に集約された。

2.1.1.2.2 現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤー

現在ドイツでは、送電、配電分野は規制料金制度が存在。発電、小売については自由料金であり、小売市場は小口需要家含め、全面自由化されている。

現在のドイツの発電事業者は、4 大民間電気事業者が 50%近いシェアを占める。

送電分野は、大手 4 社（Amprion, 50Hertz, Tennet TSO,TransnetBW）の地域独占市場となっている。これら 4 社はかつては上述の 4 大電気事業者の系列だったが、EU 電力指令のアンバンドリング要請を受け、現時点では EnBW 系列の TrensnetBW 以外の持分売却が進んでいる。

配電分野は 900 を超える事業者からなり、大手 4 大電気事業者系列の事業者と、地方自治体の所有する公社により運営されている。ただ、近年は再公営化の動きも見られる。

小売事業者は前述の配電事業者及び小売を専門とする民間事業者から構成されその数は計 1,000 社を超える。

出典: 海外電力調査会ホームページより DTFA 作成

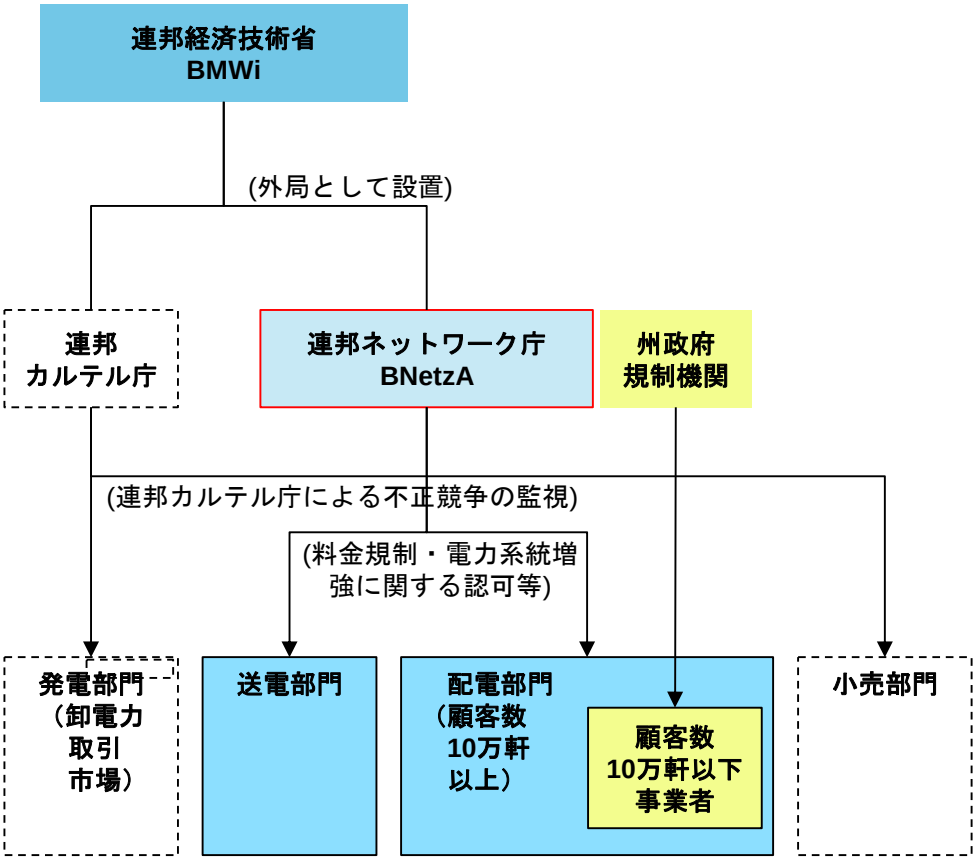
図 2-4 ドイツの電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー

[4] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

2.1.1.2.3 規制機関 [5]

ドイツにおける送配電分野の規制は、連邦経済技術省の外局である連邦ネットワーク庁(BNetzA)が行っており、送配電料金の認可・電力系統増強に関する計画認可手続きを主な所管事務としている。

顧客数 10 万軒以下の配電事業者については、BNetzA ではなく、州政府が管轄している。



出典: ㈱三菱総合研究所「平成２３年度電源立地推進調整等事業(諸外国における電気料金の実態調査)」

経済産業省「第 6 回電力システム改革専門委員会事務局提出資料」より DTFA 作成

図 2-5 ドイツの送配電分野の規制機関の概要

2.1.1.2.4 送電・配電部門の中立性確保策 [6]

送配電部門は、会計分離・機能分離の義務化や系統運用規則を作成・公表することにより、中立性を確保している。

[5] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より
[6] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

2.1.1.3 イギリス

2.1.1.3.1 自由化までの経緯[7]

第二次大戦後、戦争からの早期復興を目的に国有化法(「1947 年電気法」)が施行され、数百に上った電気事業者の国有電気事業者中央発電局(CEGB)への統合が進んだ。

1990 年までは発電・送電・配電ともに各地域の国有事業者の独占となっていたが、国有事業者の非効率性の増大や需要サイドを無視した経営に対する問題が指摘された結果、1990 年に「1989 年電気法」が施行され電力自由化した。

2.1.1.3.2 現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤー

1995 年に電力会社の買収が解禁された結果、発電と小売の垂直統合や欧州資本との統合が盛んに行われ、英国の電気事業者はビッグ 6 と呼ばれる民間電力事業者が発電で 7 割、小売で 9 割のシェアを占めるまでになっている。

配電部門でも、米国・香港等の資本によるグループ化が進んでいる。また、送電部門では、National Grid グループによる独占となっている。

現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤーの概要は以下に要約される。

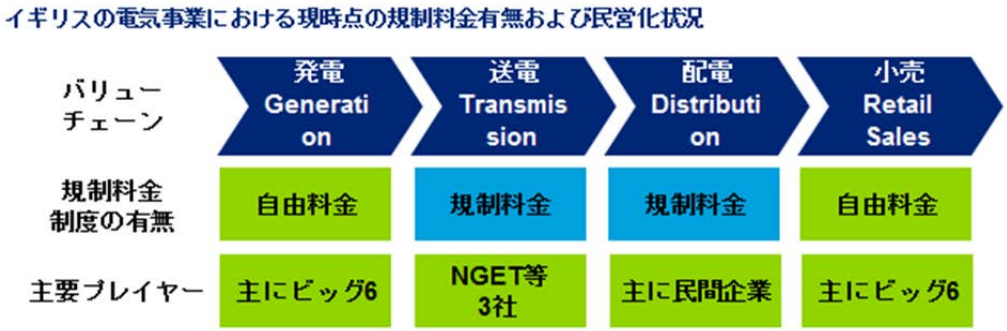
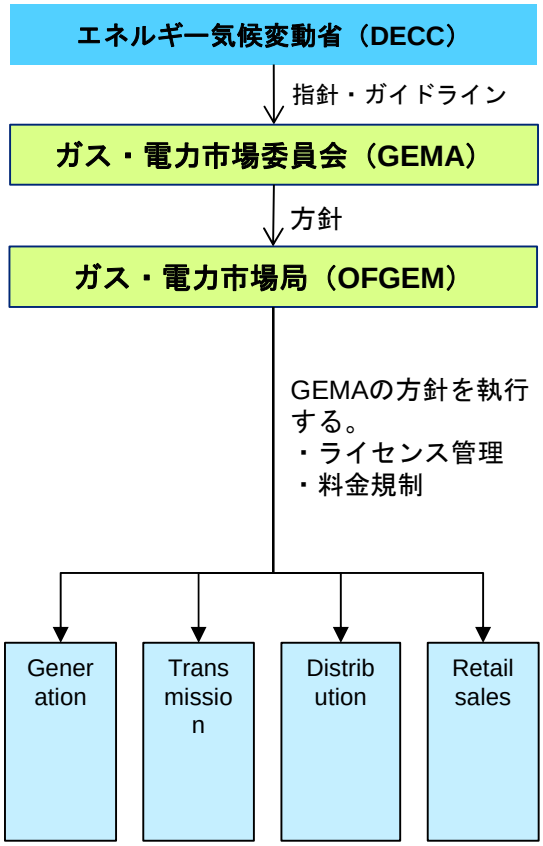


図 2-6 イングランド及びウェールズ地域の電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー

2.1.1.3.3 規制機関

イングランド・ウェールズ（及びスコットランド地域、ただしアイルランドは除く）における規制機関はガス・電力市場委員会(GEMA)であり、その執行機関はガス・電力市場局(OFGEM)である。OFGEM は送配電料金の発電・送配電・小売のライセンスを管理し、送配電料金の許認可を行う。

[7] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より



出典: 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より DTFA 作成

図 2-7 イギリスの電力分野の規制機関の概要

2.1.1.3.4 送電・配電部門の中立性確保策(E,W,S 地域) [8]

イングランド及びウェールズ地域において一定規模の電気事業を営むためには、ガス・電力市場委員会(GEMA)もしくは主務大臣からライセンスの発給を受けなければならないが、配電ライセンス所有者には供給ライセンスを発給されず、また送電ライセンス所有者は、補助的サービス用電力以外の電力の売買を禁じられている。このことにより送配部門の中立性が担保されている。

2.1.1.4 オーストラリア

2.1.1.4.1 自由化までの経緯[9]

1980 年代まで、各州毎に州政府による垂直統合型の独占的電力供給が行われてきた。

1990 年代になると、①連邦政府が生産性の向上を掲げるとともに、②多くの州電力庁が膨大な負

[8] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より
[9] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(下巻)2014 年」より

債を抱えていたことを契機に、各州ごとに電力自由化を進めている。2013 年時点では、8 州・地域のうち 6 州・地域が全面自由化されている。

2.1.1.4.2 現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤー

豪州では、送電・配電分野の料金はすべての州において規制料金であるが、発電はすべての州において自由化されており、また、小売料金にかかる規制は州によりまちまちである。

現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤーの概要は以下に要約される。

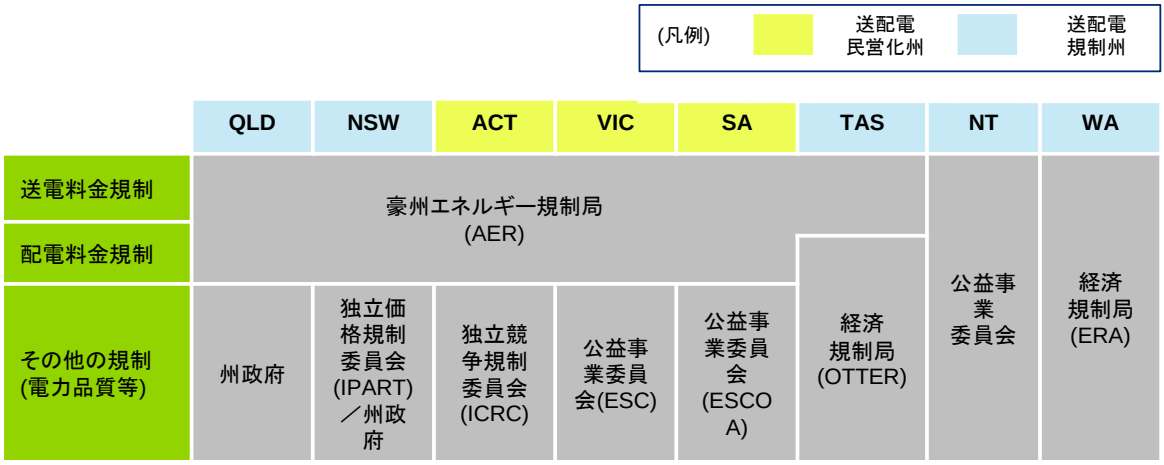
出典: AER「State of the Energy Market」、海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(下巻)2014 年」より DTFA 作成

図 2-8 オーストラリアの電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー

2.1.1.4.3 規制機関 [10]

州毎に送配電における規制関連機関は異なるが、エネルギー規制局(AER)が送配電料金を規制し、それ以外の例えば電力品質といった体制の州が多い。

[10] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(下巻)2014 年」より



出典: 海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(下巻)2014 年」より DTFA 作成

図 2-9 オーストラリアの送配電分野の規制機関の概要

2.1.1.4.4 送電・配電部門の中立性確保策[11]

各州ごとに方針は異なるが、発電と送配電、配電と小売のそれぞれについて、法的分離または所有権分離を求めることにより、中立性を確保している。

2.1.1.5 アメリカ

2.1.1.5.1 自由化(電力事業改革)前の電気事業体制(発電、送電、配電、小売)[12] [13] [14] [15]

20 世紀初頭以来、各州の法に基づき電気事業が規制され、新規事業者の参入は認められていなかった。

1970 年代以降の石油危機やカリフォルニア電力危機といった事象を契機として、米国ではエネルギー安全保障の観点から 1977 年に新規発電事業者に参入を認める公益事業規制政策法(PURPA)が成立し、自由化への端緒となった。発電分野から始まった自由化は、送電網開放の義務付けを行う等、漸進的に進展してきている。

11 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(下巻)2014 年」より
12 “Overseas electric business Part I (the first volume) year 2014” published by Japan Electric Power Information Center, Inc.
13 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より
14 NERC ホームページより
15 経済産業省資源エネルギー庁「諸外国の電気事業に係る規制機関に関する調査」(2013 年 9 月)より

2.1.1.5.2 現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤー

米国では、送電・配電分野の料金はすべての州において規制されているが、発電はすべての州において自由化されている。

小売料金に関して全面自由化を実施しているのは、十数州およびワシントン DC である。2000 年のカリフォルニア電力危機やその後の料金高騰等の影響により、小売自由化を中止した州、部分自由化へ縮小した州もある。

主要プレーヤーについては、各バリューチェーンにおいて官民各プレーヤーが混在している。

下記は北米東部 13 州及びワシントン D.C.における現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤーの概要を要約したものである。

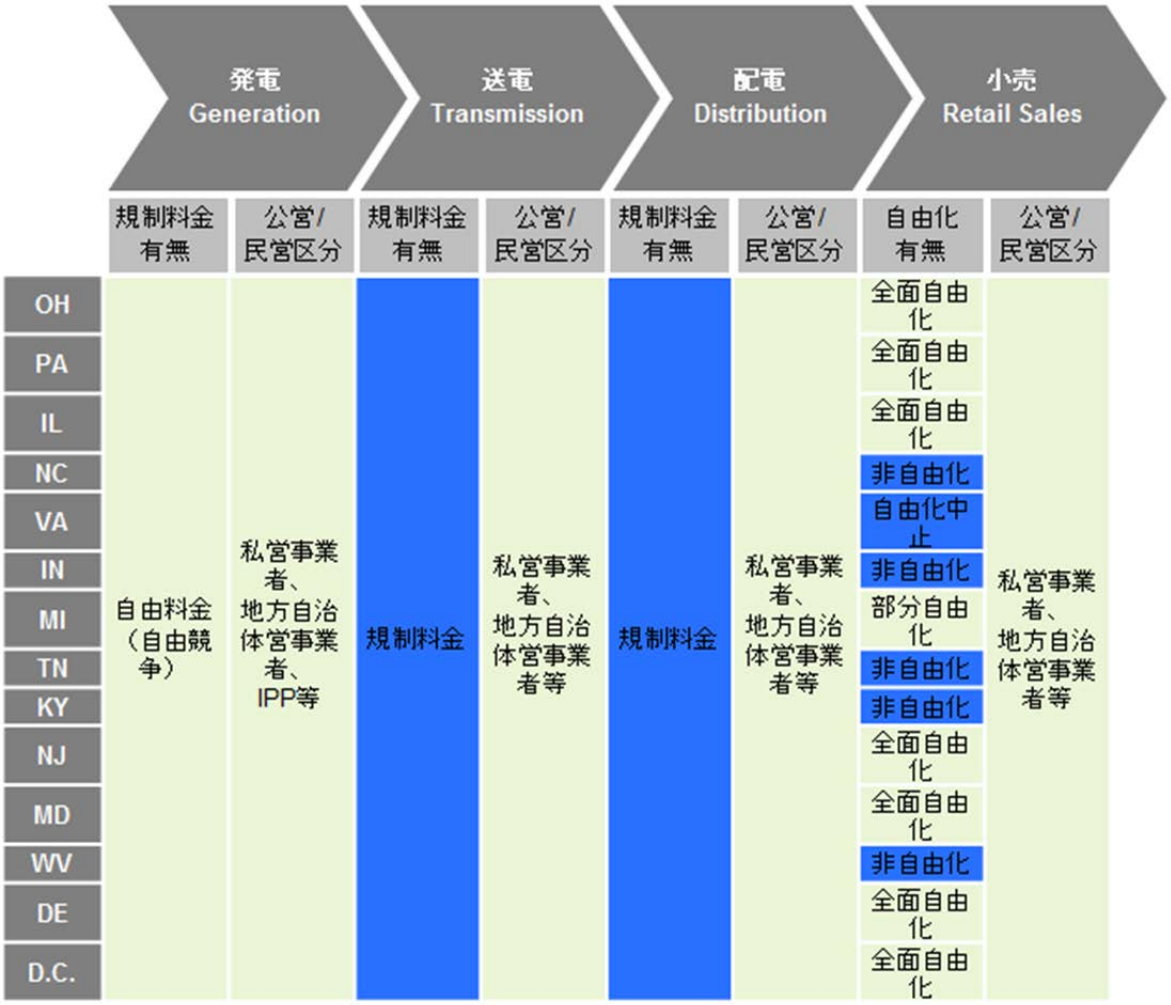


図 2-10 アメリカの電気事業における現時点の規制料金有無および主要プレイヤー

2.1.1.5.3 規制機関[16] [17]

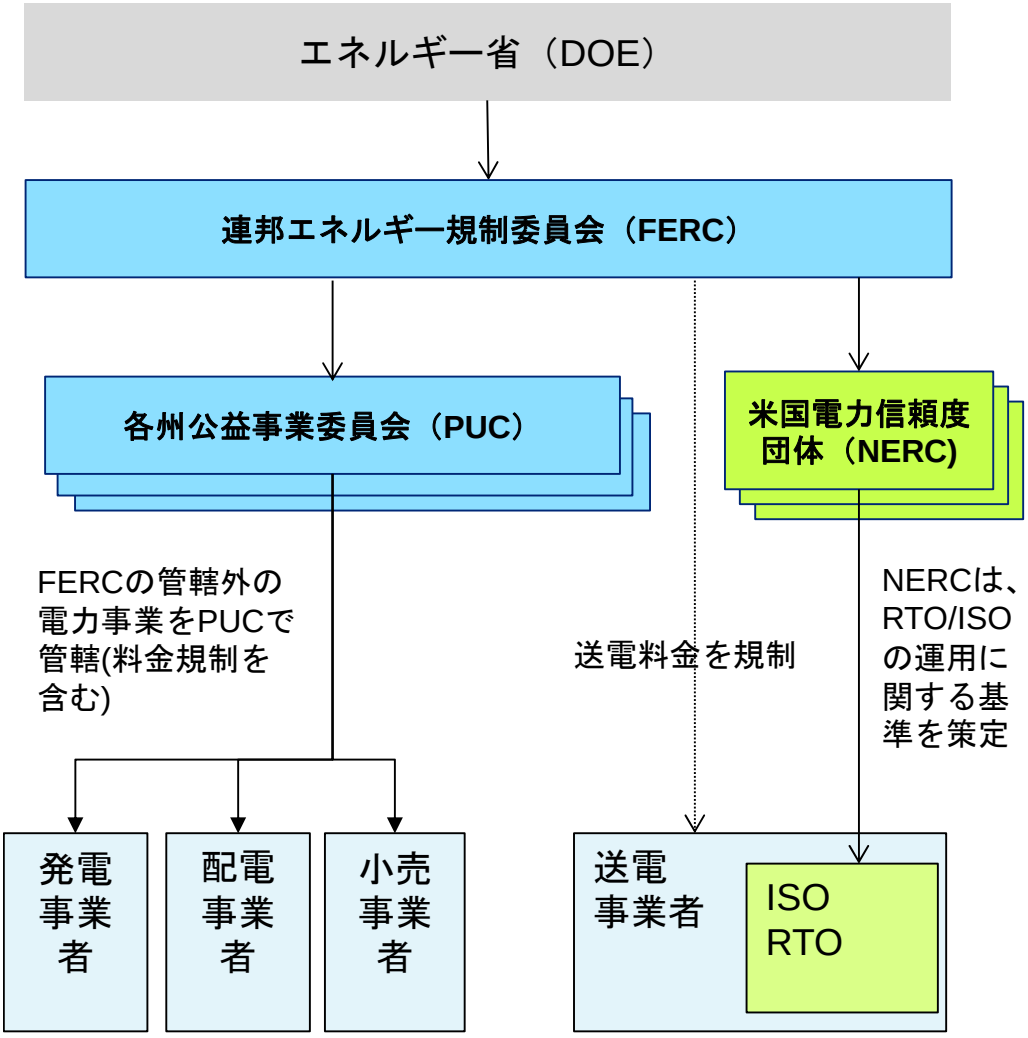
連邦レベルでは、連邦エネルギー規制委員会(FERC)が規制当局となっており卸電力取引市場および送電分野について規制権限を有する。

各州の公益事業委員会(PUCs)には、配電分野・小売分野に関する規制権限がある。

送電部門に関しては、系統の信頼度強化のための基準を策定する組織として FERC から認可を受ける形で NERC(北米電力信頼度団体)が存在する。NERC は北米系統全体をカバーする形で 8 つの地域団体から構成されている。

送電に関し、市場参加者から託送情報を収集し、NERC が策定した基準に準拠した形で系統管理を行い、かつ卸売取所を運営するのが ISO（Independent System Operator, 独立系統運用者）／ RTO（Regional Transmission Organization, 地域送電機関）と呼ばれる独立系統運用機関である。米国内には地域別に 7 つの ISO/RTO が設立されており（ISO/RTO がない地域も存在する）、各発電所による公平な送電網へのアクセスを目的として送電網を所有せずに系統運用を行っている。なお、カバーする地域が単一州にとどまる系統運用機関が ISO と定義され、複数州をカバーする機関が RSO と定義されている。

[16] 経済産業省資源エネルギー庁「諸外国の電気事業に係る規制機関に関する調査」より
[17] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より



出典: 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より DTFA 作成

図 2-11 アメリカの電力分野の規制機関の概要

2.1.1.5.4 送電・配電部門の中立性確保策 [18] [19]

FERC の命令(FERC Order888)により、送電部門と発電部門の機能分離が義務付けられており、また前述の如く中立性を担保した系統運用機関として ISO/RTO も設立・運用されている。ISO/RTO がカバーするエリアの電力消費量は全米の 2/3 であり、現状では全州をカバーするまでには至っていない。

[18] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より
[19] 経済産業省「電力供給の安定性と公平性の確保」より

2.1.2 料金規制

本章においては、「料金規制」という言葉を、「国の規制の下で認可された託送事業者の収入」と定義し、「送電料金」という言葉を、「託送事業者が需要家や発電事業者に請求する料金」と定義する。

本セクションでは料金規制について述べ、託送料金は次セクションにて述べる。

2.1.2.1 料金規制の累計 [20] [21] [22]

多くの国で実施されている電力セクター改革の主な目的のひとつは、料金規制の仕組みを導入することにより効率的な投資と事業運営を達成することにある。

電力託送、すなわち送配電の料金規制には 3 つの主なアプローチ、すなわち総括原価方式、プライスキャップ方式、レベニューキャップ方式がある。

2.1.2.1.1 総括原価方式

総括原価方式では、事業者の運営コストと資本コストに加え、資本に対するリターン（利潤）を回収することが認められている。

総括原価方式の擁護者は、料金設定方式が比較的容易に理解することができ、事業者が過度な利益を獲得することはないと主張する。

一方、反対者は当アプローチではコスト節約のインセンティブがなく、むしろ過度な投資を推奨してしまうと主張する。

総括原価方式は非効率化を招いたため、結果としてインセンティブ規制であるプライスキャップ方式やレベニューキャップ方式といったインセンティブを基軸とした料金規制の導入に繋がったとされている。

2.1.2.1.2 プライスキャップ方式

プライスキャップ方式では送配電の請求料金に上限を設定することにより、事業者の利益をコストから切り離している。

プライスキャップ方式の擁護者は、事業者にとってコストを最小化することで利益を最大化するインセンティブを与え、コスト削減の成果を事業者が享受することが可能となると主張する。

一方、反対者は、（顧客への請求料金には上限があるものの）収入の合計（総収入）に上限が課せられていないため、事業者には総収入を最大化するインセンティブがあり、このことが、需要家サイ

[20] 消費者庁ホームページ
[21] 経済産業省「平成 22 年度電源立地推進調整等事業(欧米における電気事業のコスト構造等に関する調査)」より
[22] 電力中央研究所「ドイツ送配電事業におけるインセンティブの規制課題」より

ドにおける二酸化炭素排出削減といった社会的に望ましい目的と対立してしまうと主張する。

2.1.2.1.3 レベニューキャップ方式

レベニューキャップ方式は事業者が獲得できる最大収入に上限を設定する方式である。

レベニューキャップ方式の擁護者は、同方式がプライスキャップ方式と同様に、事業者に費用最小化によって利益を最大化するインセンティブを与えるのみならず、託送電力量の増減が事業者の総収入の増減に繋がらないことから、社会的に望ましい目的（例　二酸化炭素排出削減）達成と歩調を合わせることが可能となるという点においてプライスキャップ方式よりも優れていると主張する。

しかしながら、レベニューキャップ方式は事業者がイノベーションによって収益を拡大させるインセンティブを制限しているとも批判もある。

2.1.2.2 ノルウェー

2.1.2.2.1 特徴 [3] [23] [24]

現在の送配電料金についてはレベニューキャップ方式による料金規制が設けられている。

NVE が、送配電事業者の毎年の料金収入に対し上限を設定している。事業者の実際の収入が上限を上ブレした場合、顧客への請求の減額により事業者の収入が減らされ、またその逆の場合には顧客への請求の増額により収入が補填される。

[23] ㈱三菱総合研究所「平成２３年度電源立地推進調整等事業（諸外国における電気料金の実態調査）」より

[24] 経済産業研究所 八田達夫「電力競争市場の基本構造」より

2.1.2.2.2 規制料金算定方式の概要 [25] [26] [27] [28]

レベニューキャップ算出法の算式は以下となっている。

「収入上限額」＝40%×コストベース ＋60%×標準コスト(*)

表 2-1 収入上限額の構成要素 (Elements of Revenue Cap Formula)

項目	概要
コストベース	以下の 4 項目から構成される： 1) インフレを加味した運営管理費、2) 減価償却費、3) 規制対象資産(Regulatory Asset Base - RAB))に加重平均資本コスト(WACC)、4) 送配電ロス
標準コスト	NVE が査定したコストベースであり、同業者の効率性にかかるベンチマーク分析をもとに各事業者毎に算出されたコストベース

* 下記を含む「パススルー」コストは収入上限額によらず顧客から回収可能となっている

・ 他事業者のネットワークを使用するために支払った料金

・ 資産税

・ 一定額までの R&D コスト

2.1.2.3 ドイツ

2.1.2.3.1 特徴 [29] [30] [31]

ドイツの送配電分野の規制料金方式は 2006 年から 2008 年まではコストレビュー方式と呼ばれる許認可制料金（総括原価方式）であった。

2009 年以降はレベニューキャップ規制方式と呼ばれる、規制期間内の収入に上限が設けられた方式が採用されている。

現行の規制期間は 2014－2018 年の 5 年間である。

[25] ㈱三菱総合研究所「平成２３年度電源立地推進調整等事業（諸外国における電気料金の実態調査）」より
[26] “The Norwegian revenue cap regulation”, Jens Naas-Bibow, CIRED, 12 May 2013
[27] “Regulation of grid companies in Norway”, Statnett, 16 May 2013
[28] “Statnett SF”, Standard & Poor’s, 18 December 2012
[29] 電中研「ドイツの送配電事業におけるインセンティブ規制の課題」
[30] E.ON 「E.ON’s European Distribution Business」
[31] ㈱三菱総合研究所「平成２３年度電源立地推進調整等事業（諸外国における電気料金の実態調査）」より

2.1.2.3.2 規制料金算定方式の概要 [32]

レベニューキャップ算出法の算式は以下となっている。

「収入上限額」
＝効率化対象外費用＋(効率費用＋非効率費用)× (物価上昇率－効率化係数)＋品質ボーナス/ペナルティ＋デカップリング調整

表 2-2 収入上限額の構成要素 (Elements of Revenue Cap Formula)

項目	概要
効率化対象外費用	法で定められる税金や福利厚生費といった費用であり、効率化の対象外となる費用
効率費用	効率的な事業者であっても費用査定時点で最小限生じる費用
非効率費用	非効率的な事業者が発生させている効率化の余地のある費用
効率化係数	送配電業界全体で効率化可能と考えられる生産性向上係数
品質ボーナス・ ペナルティ	配電事業の中圧及び低圧のみに適用 高品質を維持した事業者には特典として非効率費用の 4%を上限に収入が加算される 逆に低品質の事業者には非効率費用の－2%の減算が課せられる なお、考慮される品質指数は SAIDI=顧客の停電時間合計/ 顧客数のみである
デカップリング 調整	送配電料金収入が当初想定を上回った場合（収入の総額を送配電料金のタリフ表の単価に落としたのち、想定以上の需要増などにより託送量が増える場合）は、次期の収入上限の算定の際に収入上限を下方に修正し、調整を図る 逆に下振れした場合は次期にて上方調整

他の事業者に比べて、非効率な費用を発生させていると認められた事業者は、5 年の規制期間内に非効率とされた費用である「非効率費用」をなくさなければならない。

法で定められた税金等の「効率化対象外費用」を除く事業者の費用(「効率費用」＋「非効率費用」)には前年からの物価上昇率を考慮することが認められている一方で「効率化係数」と呼ばれる毎年料

[32] ㈱三菱総合研究所「平成２３年度電源立地推進調整等事業（諸外国における電気料金の実態調査）」より

率が増える削減率が課されている。

その他の調整事項としては、品質面でのボーナス/ペナルティ、実際の販売電力量に応じた送配電料金収入との差異を調整するデカップリング等がある（このほか BNetzA が認めた送電設備費用の事業資産への事後加算等の項目があるが、ここでは割愛している。）

2.1.2.4 イギリス

2.1.2.4.1 特徴

1990 年代以降、規制料金は「RPI-X Revenue Cap」規制と呼ばれる、Retail Prices Index (RPI)から所定の「X」%の逓減率を差し引いたものに連動した形で収入の上限が決定される形だった。かかる仕組みにより、事業者は効率化によるコスト削減のメリットを享受することが出来ていた。

「RPI-X Revenue Cap」規制により、送配電に関連した支出は 1990 年以降の半分にまでなっていたものの、GFGEM は、送配電事業者に以下を積極的に推進してもらうべく、RIIO (Revenue set with Incentives for delivering Innovation and Outputs)と呼ばれる新しい料金規制の枠組を導入した。

- 再生可能エネルギー分野の展開に十分な役割を担ってもらうこと：送配電事業者が再生可能発電システムの送配電ネットワークへのタイムリーな接続を阻害しているとされていた
- 長期的な価値を持ち将来の顧客のためになる送配電ネットワークを構築してもらうこと：効率性の追求は引き続き料金規制の重要な目的となっていた

RIIO は、収入の上限を定めた「RPI-X Revenue Cap」規制のコンセプトを継承しているものの、下記の点において抜本的な修正を行っている：

- OPEX 及び CAPEX に係る許可収入を別々に設定するのではなく、両者を総支出（TOTEX）として統合：「RPI-X Revenue Cap」規制の下では OPEX・CAPEX 間のインセンティブが大きく異なることから一部の事業者が非効率的な方法でこれらのコストをシフトさせているという見解を OFGEM は持っていたことから、OFGEM は両コストを TOTEX として統合した
- RIIO は規制期間を 5 年から 8 年に延長： 低炭素経済への移行は時間を要するということを強調すべくより長い規制期間を設定した
- RIIO における「アウトプット」は：「RPI-X Revenue Cap」規制の下のそれよりもより明確な 5 つのアウトプットとして明文化：アウトプットは許可収入の計算や事業者のレピュテーション等にリンクしている

アウトプット 5 項目は以下に要約される：

表 2-3 アウトプット 5 項目の概要(Explanations of the Five Key Output Categories)

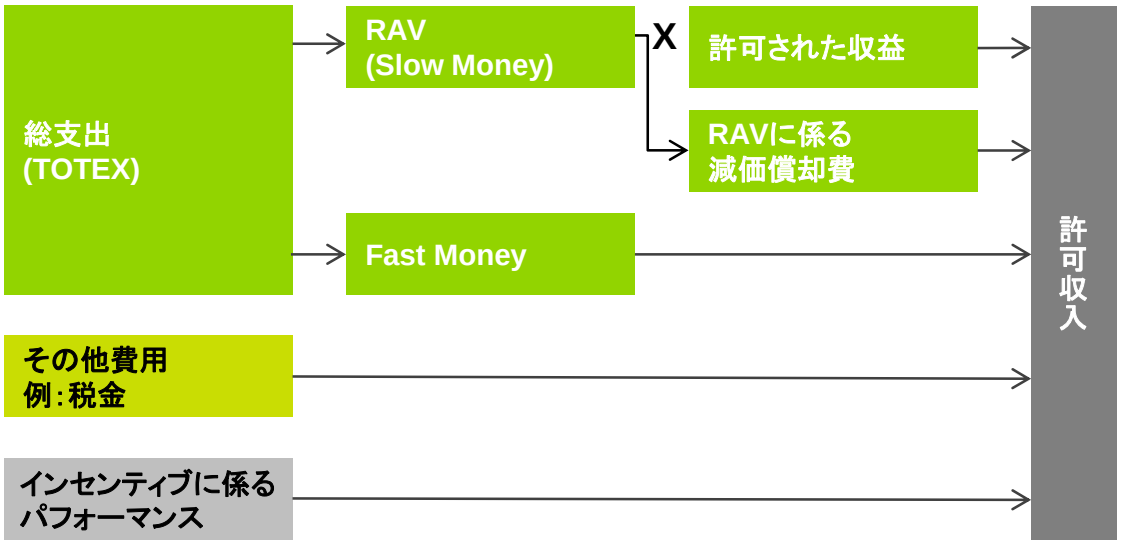
項目	概要
安全性	安全なエネルギーネットワーク確保の提供
信頼性(利用可能性)	長期的信頼性の提供を可能とするグリッドネットワークの促進、及び停電回数及び時間の削減、気候変動への適応
環境インパクト	送配電会社に対して、環境に関する広範な目標達成を推奨 – 具体的には炭素排出の削減を促進させ、環境に対する責務を果たすこと
顧客及びステークホールダーの満足	高いレベルでの顧客満足度とステークホールダーへのコミット、サービスレベルの向上
顧客対応	顧客が迅速かつ効率的にグリッドネットワークに連系できるようにすること

現在時点の規制期間は、2013 年～2021 年である 。

2.1.2.4.2 規制料金算定方式の概要 [33]

RIIO における簡略化した許可収入算定方式は下記の通り。

[33] ㈱三菱総合研究所「平成２３年度電源立地推進調整等事業(諸外国における電気料金の実態調査)」より



出典: “Annual Reports and Accounts 2013/14", National Grid

図 2-12 RIIO における簡略化した許可収入算定方式

TOTEX は「Fast Money」と「Slow Money」に分解される。Fast Money は、事業者が該当事業年度において収入として認識することを認められた TOTEX の額である。一方で、Slow Money は、まず RAV(Regulatory Asset Value)に加算されるが、事業者は RAV にかかる「認められた収益」及び RAV にかかる減価償却費の両項目を許可収入として計上することが認められている。

RIIO は、また、事業者と顧客及びその他のステークホルダーの利害が一致するような新しいインセンティブメカニズムを導入している。例えば、顧客満足度目標に関する事業者の成績は、年間の許可収入 1%を上限としてポジティブ・ネガティブなインパクトを与えうる。

2.1.2.5 オーストラリア

2.1.2.5.1 特徴 [34] [35]

従来は送電については全州レベニューキャップ方式が採用されていたものの、配電についてはレベニューキャップ方式を採用する州とプライスキャップ方式を採用する州があった。しかし、2016 年から配電に関しても全州でレベニューキャップ方式となる。

レベニューキャップは、事業運営に必要となるコストを積み上げて算出した原価想定額に、将来期待される事業効率化部分を加算することを基本概念としている。

[34] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(下巻)2014 年」より
[35] 各種 AER 公表資料より

2.1.2.5.2 規制料金算定方式の概要 [36]

レベニューキャップの算定は、事業者からの OPEX, CAPEX の 5 年間の予測を AER が認可し、必要コストおよび事業報酬を積み上げる（Building Block Approach）ことで設定される。

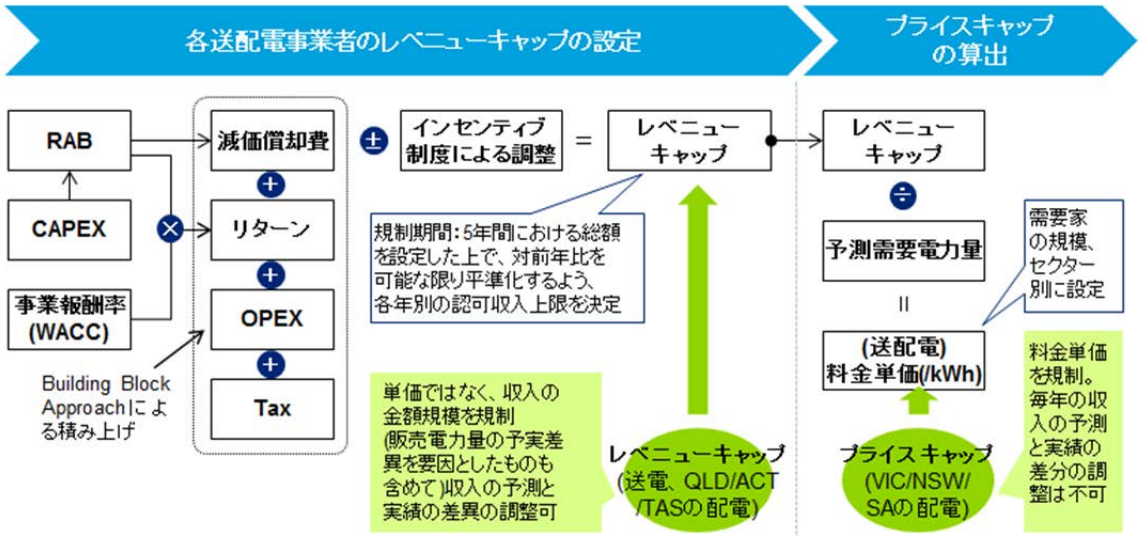
プライスキャップの算定は、レベニューキャップを予測需要電力量で除することで計算される。

レベニューキャップの設定

- AER が事業者の OPEX、CAPEX の規制期間（＝5 年間）の予測データを審査・認可したのち、5 年間におけるレベニューキャップの総額（NPV ベース）を決定する。
- 上記にて設定した 5 年間の規制期間におけるレベニューキャップの総額に、インセンティブ制度*による調整額を加味したうえで、1 年ごとの対前年比を可能な限り平準化するように、各年別のレベニューキャップを決定する（急激な電気料金の変動を抑制することが目的）。なお、左記決定の際は、CPI-X（インフレ率および平準化指数）方式を用いる。

プライスキャップの算出

上記にて設定した 5 年間の規制期間の各年別のレベニューキャップを、予測販売電力量で除することで、各年別のプライスキャップを算出する。なお、当該金額は、需要家の規模、セクター別に設定される。



出典: 各種 AER 公表資料、Mr. Chris Pattas(AER General Manager, Networks) ”Market model and Australian experience in regulatory reform(Oct 2011)および frontier economics “Regulatory arrangements for electricity network pricing(Oct 2014)”より DTFA 作成

図 2-13 豪州における送配電事業の料金規制の手法概要

[36] 各種 AER 公表資料、Mr. Chris Pattas「Market model and Australian experience in regulatory reform(Oct 2011)」、frontier economics 「Regulatory arrangements for electricity network pricing(Oct 2014)」より

*: インセンティブ制度

- 4 つのインセンティブ制度が存在しており、STPIS、DMIS、EBSS(導入済み)と、CESS(今後導入予定)により構成されている。それぞれのインセンティブ制度の詳細は下図の通り。

出典:各種 AER 公表資料より作成

* LRAM：Lost Revenue Adjustment Mechanisms の略

図 2-14 豪州の送配電事業の規制料金制度におけるインセンティブ制度

2.1.2.6 米国

2.1.2.6.1 特徴

現在の送配電料金についてはレベニューキャップ方式による料金規制が設けられている。

米国の配電料金規制では、事業者の費用・投資回収の確実性の向上・早期化や頻繁な Rate Case の回避を目的として「革新的手法」が導入されている

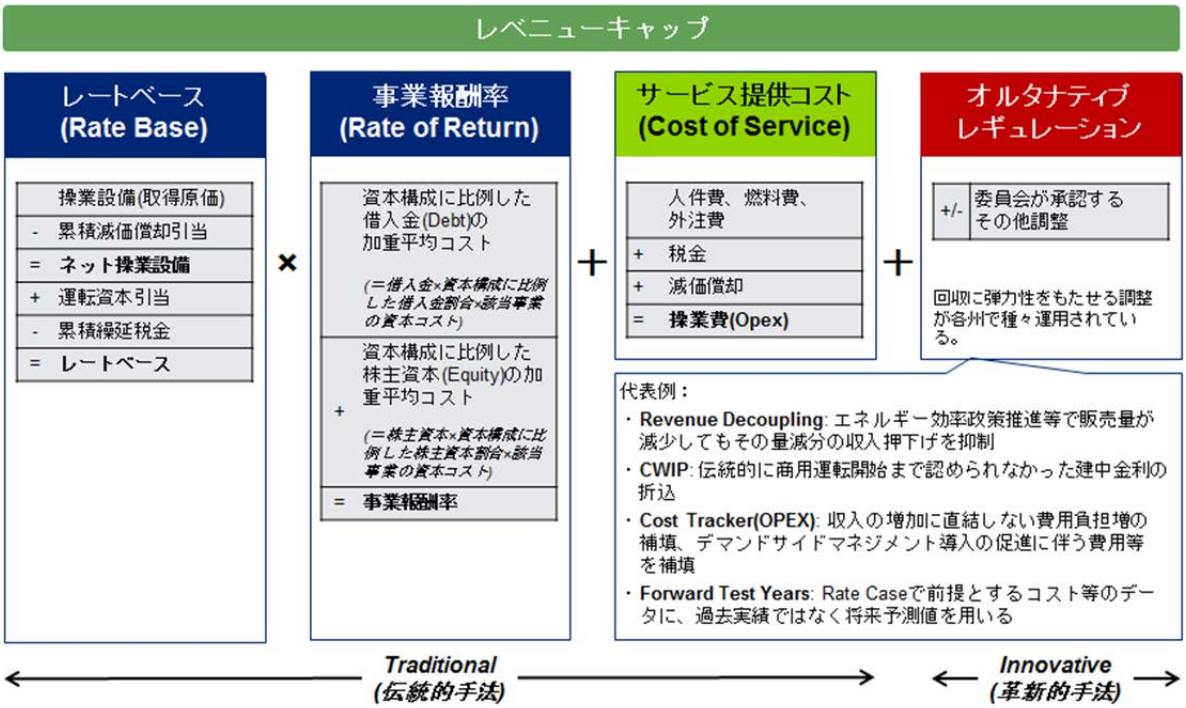
2.1.2.6.2 規制料金算定方式の概要 [37]

認可規制収入(Allowed Revenue)の算定は、伝統的手法である「レートベース」、「事業報酬率」、「サービス提供コスト」と、革新的手法である「オルタナティブレギュレーション」により決定される。

[37] The Regulatory Assistance Program 「Electricity Regulation in the US: A Guide 2011」より

算定式は、「レートベース」×「事業報酬率」＋「サービス提供コスト」＋「オルタナティブレギュレーション」となっている。

詳細は下図の通り。



出典: The Regulatory Assistance Program ”Electricity Regulation in the US: A Guide 2011” より DTFA 作成

図 2-15 レベニューキャップの算定方式

2.1.3 送電料金

2.1.3.1 概要

既述のとおり、本章においては、「料金規制」という言葉を、「国の規制の下で認可された託送事業者の収入」と定義し、「送電料金」という言葉を、「託送事業者が需要家や発電事業者に請求する料金」と定義している。

送電にかかるコストは需要家のみが支払う国もあれば、需要家と発電事業者が支払う国もある。

料金設定方法は、ごく大まかに言えば「郵便切手」(Postage Stamp)方式と「地点」(Locational)方式の 2 つの方法がある。

郵便切手(Postage Stamp)方式は平準化されたコストに基づく単一料金設定である。その利点として以下が挙げられる。

- **単純明快性**：数学的な複雑性を含まず、単純かつ容易に適用できる
- **政治的支援の得やすさ**：わかりやすいことから、実施にあたり政治的な支援を得やすい

欠点としては以下が挙げられる。

- **ネットワーク利用を考慮しない**：取引において利用するネットワークの利用の度合いを加味していない

なお、郵便切手(Postage Stamp)方式には、ピーク時、特定のシーズンや週末など、個別の請求毎のバリュエーションがある。

地点(Locational)方式は、送電料金が需要家や発電事業者の立地点によって変動する方式である。この方式は、郵便切手(Postage Stamp)方式の弱点を克服する試みである一方で、単純明快性や政治的支援の得やすさといった同方式の利点を犠牲としているといえる。

地点(Locational)方式には多くのバリュエーションが存在する。例えば、二地点の間の取引企業を基に請求する契約経路(Contract Path)方式や、取引電力の様々な経路をシミュレートしたうえで決定する負荷距離 (MW Mile) 方式が挙げられる。

以下の表は送電料金の支払者と送電料金設定方式を簡易的に示した概要である。

表 2-4 送電料金の支払者

	送電料金の支払者	
	需要家	発電事業者
ノルウェー	約 67%	約 33%
ドイツ	100%	―
イギリス (イングランド、ウェールズ、スコットランド)	73%	27%
オーストラリア (NEM※)	100%	―
アメリカ (PJM)	100%	―

表 2-5 送電料金設定の仕組み

	送電料金設定方式	
	郵便切手 (Postage Stamp) 方式	地点 (Locational) 方式
ノルウェー		✓
ドイツ	✓	
イギリス (イングランド、ウェールズ、スコットランド)		✓
オーストラリア (NEM※)	✓ (50%)	✓ (50%)
アメリカ (PJM)		✓
モロッコ	✓	
日本	✓	

※NEM: Australian National Electricity Market (NEM)は南オーストラリア、タスマニア、ビクトリア、ニューサウスウェールズ、クイーンズランド州の 5 州を統合する市場

出典: 以下を基に DTFA 作成

"International transmission pricing review", Frontier Economics Pty Ltd

"Transmission Grid Access and Pricing in Norway, Spain and California – a comparative study", Helle Gronli et al.

"Locational Marginal Pricing", PJM

2.1.3.2 ノルウェー

需要家と発電事業者双方が 1) 「Energy charge」、2 ）「Residual charge」、3) 「Capacity charge」から構成される料金を支払う。

・ Energy charge は、利用者と発電事業者によって支払われる地域限界費用(Locational marginal charge)で、接続点によって区分されている送電系統の限界損失(Marginal loss)に基づいている

- Residual charge は固定料金である。需要家は過去 5 年のピーク時間における平均消費量に応じた請求がされる一方、発電事業者は一定の期間の発電実績を年単位で平均化した数値に基づき請求される。
- Capacity charge は発電事業者によって支払われる。

2.1.3.3 ドイツ

需要家が、インフラ、アンシラリーサービス費用及び送電損失を回収するための「Grid utilization charge」と呼ばれる郵便切手 (Postage Stamp) 方式の料金を支払う。

料金は、地域間で格差はないが、電圧（超高圧、高圧、中圧、低圧）及び利用時間によって変動する。

2.1.3.4 イギリス

需要家と発電事業者双方が送電料金を支払う。

「Locational charge」と「Residual charge」の 2 つの要素で構成される「Transmission Network Use of System (TNUoS) 」と呼ばれる料金体系が採用されている。

- Locational charge は発電地点・需要地点で変動し、送電網の接続点における長期限界費用(Long Run Marginal Cost (LRMC))に近似する。
- Residual charge は料金規制において回収が認められているものの、Locational charge によって回収しきれない収入を回収するための料金である。

2.1.3.5 オーストラリア

需要家が以下を含む要素から構成される料金の 100％を支払う：

- 郵便切手(Postage Stamp)方式の料金
- 接続点におけるネットワーク使用料を反映させた長期限界費用(LRMC)

2.1.3.6 米国

需要家が接続点（例　送電網損失）と託送時間帯（混雑状況）を反映させた地域限界費用(Locational Marginal Pricing)の 100%を支払う。

2.1.4 アンシラリーサービスとインバランスサービス

2.1.4.1 アンシラリーサービス

アンシラリーサービスとは、送配電事業者が送配電システムの安全性及び安定性を維持するために必要なサービスである。以下の表はアンシラリーサービスの主な 4 つの構成要素を簡潔に要約したものである。

表 2-6 アンシラリーサービスの主な構成要素

アンシラリーサービスの基本要素	定義
①周波数制御	有効電力の連続的な変調により周波数を一定範囲に維持
②電圧制御	無効電力補償による電圧の維持
③運転予備力	発電所の停止、またはその他の電力供給に支障が生じた場合における、需要への発電調整能力
④停電復旧機能	外部送電網に依存しない電力発電所や配電網の運転復旧

本ケーススタディーで取り上げている全ての国々は、これらの 4 つの主なアンシラリーサービスが提供されている。

2.1.4.2 インバランスサービス

電力網では蓄電ができないため、電力需給のミスマッチであるインバランスは送電事業者によって即座に解消される必要がある。

以下の表で示されるとおり、インバランスは全ての国において市場で決済されるが、そのバランシングインターバル(間隔)は異なる。

表 2-7 本ケーススタディーにて取り上げた 5 カ国におけるインバランス決済の概要

インバランス決済の要素	ノルウェー	ドイツ	イギリス	オーストラリア(NEM)	アメリカ(PJM)
バランシング・インターバル	1 時間	15 分	30 分	5 分	1 時間
市場の有無	あり	あり	あり	あり	あり

2.1.5 国・地域を跨いだ場合の託送料金設定 [38]

2.1.5.1 欧州

ヨーロッパでは、国を跨いだ送電に関連したコストを送電事業者が回収するための支払いメカニズムに関するガイドラインとして、“Regulation (EU) 838/2010”と呼ばれる規則が制定されている。このガイドラインは、ドイツやイギリス等の EU 加盟国だけではなく、ノルウェー等の非 EU 加盟国を含むヨーロッパ35カ国における42送電事業者をメンバーとする「the European Network of Transmission System Operators for Electricity」(ENTSO-E)により順守されている。

ENTSO-E は再生エネルギー源を送電網に統合し、安価で安定かつ安全な汎ヨーロッパ電力市場を完成させる目的で、2009 年に “EU’s Third Package”に法的に依拠して設立された。

2.1.5.2 米国(PJM)

米国のケーススタディで述べたとおり、地域送電機関 (RTOs) が卸電力市場の運営を通じ州跨いだ送電を管理、決済している。

2.2 日本の託送導入事例

日本においては、電気事業は、第二次世界大戦中の国家統制時代の後、1951 年に日本全国を 9 つの地域に分割し、民間の発電・送電・配電を一貫して事業する 9 電力体制が発足(その後、沖縄返還に伴い沖縄電力が加わり 10 社体制)し、その後 40 年以上継続した。

1995 年、競争導入による電気料金の低下・サービス水準の向上を通じて、国民の利益の増進を図るため、まず、発電部門への新規参入の拡大(IPP の登場)が導入された。同時に、オンサイト電源による直接小売供給の事業も可能となる特定電気事業制度も導入された。(第一次電力改革)

2000 年からは、小売市場の部分自由化が導入され、2000kW 以上、2 万 V 以上の需要家は、供給者を選択できるようになり、従来からの電力会社は、その送電線を開放し、新規小売事業者に対して、託送業務の提供を始めた。(第二次電力改革)

2003 年の電気事業法改正において、小売市場の部分自由化が段階的に範囲を拡大されることとなった。

・2004 年 4 月～高圧 500kW 以上の需要家

・2005 年 4 月～高圧以上(50kW)の需要家

・2007 年 4 月～全面自由化について検討開始(2007 年 4 月の検討では、全面自由化は見送り)

また、同時に自由化市場の活性化を目的に、全国規模の卸電力取引市場の創設(現在の日本卸電力取引所:JEPX)、電力系統利用に関するルールを策定し、紛争処理などを行う中立機関(電力系統利用協議会

[38] 資源エネルギー庁「第 1 回系統利用制度ワーキンググループ会合 資料集」より

ESCJ）の設立、従来からの電力会社に対する行為規制（情報遮断、差別的取り扱いの禁止、会計分離）の導入が盛り込まれた。（第三次電力改革）

2013 年 4 月、小売の全面自由化、送配電部門の法的分離および広域的運営推進機関の設立を三本柱とする「電力システムに関する改革方針」が閣議決定され、以下の 3 段階で実施されることとなった。なお、消費者保護の観点から、2020 年までは現行と同じ規制料金メニューが設定される。（第五次制度改革）

・2015 年 4 月　広域的運営推進機関設立

・2016 年 4 月　小売の全面自由化

・2020 年 4 月　送配電部門の法的分離

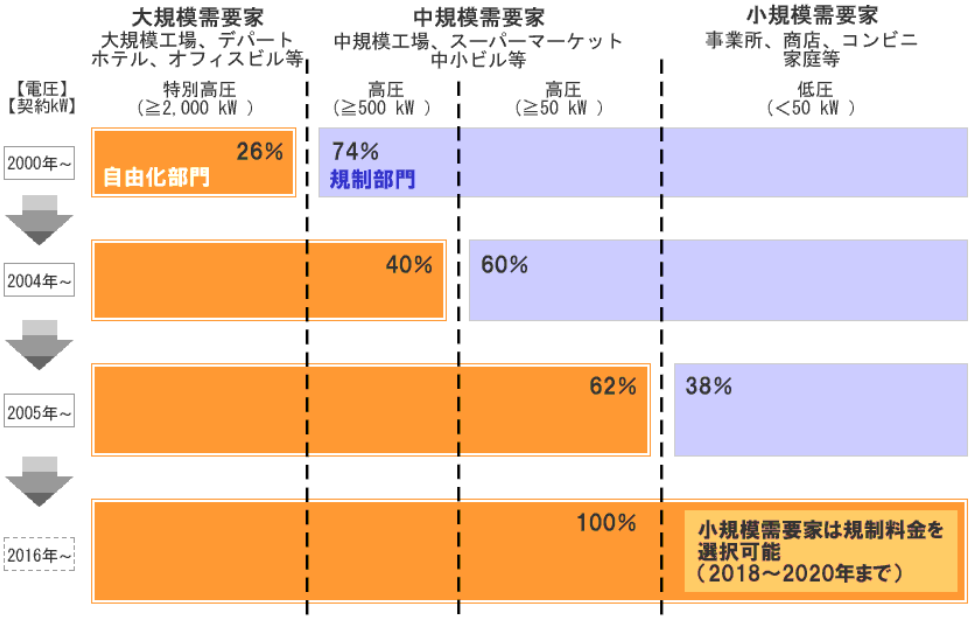
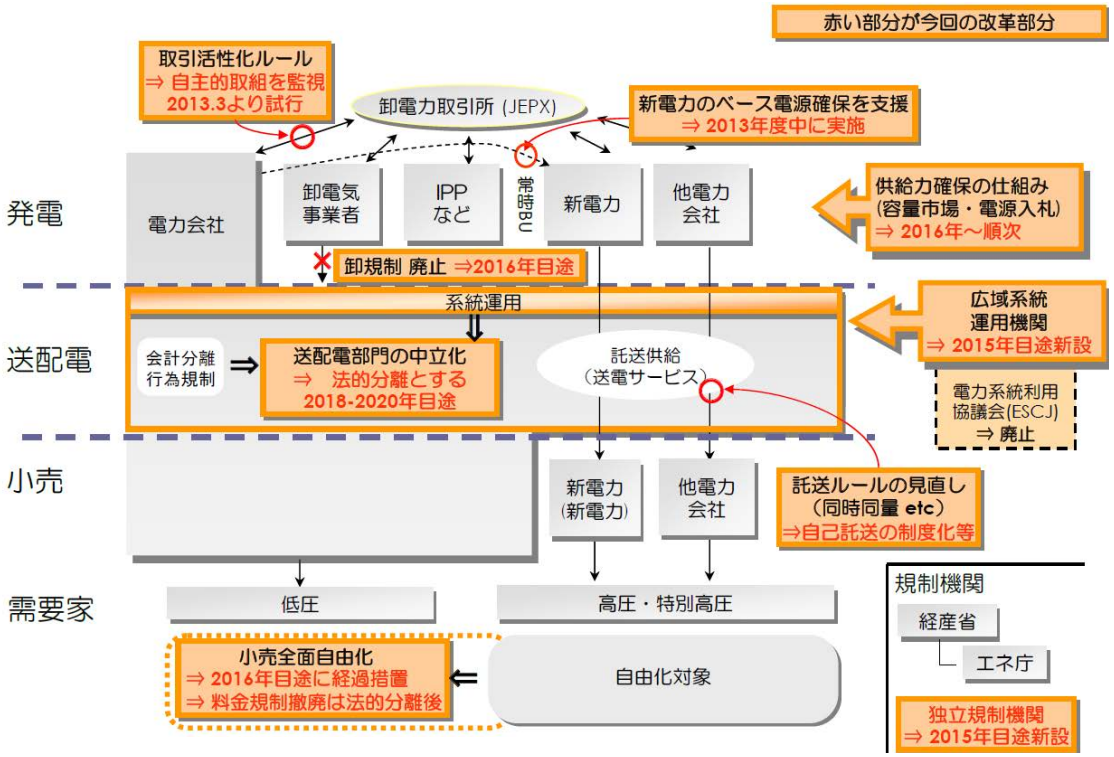


図 2-16 日本の電力自由化の経緯

出典：東京電力ホームページ



出典：共同企業体作成

図 2-17 第五次制度改革（日本）

2.2.1 送電・配電規制料金制度の概要

送電・配電料金については、いわゆる総括原価方式による料金規制が課されており、将来の一定期間（年度単位）における費用を想定し、当該費用と料金収入が一致するように料金単価を設定することが義務付けられている。

料金は、需要場所の電圧階級に応じて、特別高圧[39]及び高圧の別に基本料金と電力量料金が設定されている。なお、発電設備を系統に接続するための接続料金は、工事費負担金として建設時に全額負担することとなっており、基本料金と電力量料金には含まれない。

また、一般電気事業者の小売部門と、新電力が公平な環境で競争が行えることが担保されるように、料金算定方法が省令で詳細に定められ、当該料金以外での託送供給の実施が禁止されるとともに、会計分離を義務付けることにより、公平性の担保を考慮した制度設計となっている。

[39]交流において「特別高圧」は 7,000V を超えるもの、「高圧」は 600V を超え 7,000V 以下のもの、「低圧」は 600V 以下のものを指す。

2.2.1.1 特徴

前述のとおり、料金算定ルールや会計分離を義務付けることにより、公平性の担保を考慮した設計となっている。

料金算定ルールについては後段の 2.3.2.3 規制料金算定方式の概要で詳述するが、送配電と発電・小売全体に係る費用を出発点としたうえで、きめ細かく送配電と発電・小売の費用を区分することにより、適切に託送料金が算定できるように手当がなされている。

毎年の収支実績についても、託送供給等収支として、財務会計に加え、送配電部門の収支を管理することにより、より一層の公平性担保の手当てがなされている。

2.2.1.2 規制機関

規制機関としては、現在経済産業省の下に設置されている電力取引監視等委員会が規制機関として設置されているが、独占禁止法の観点からは公正取引委員会の規制を受けることとなる。

また、別途、全ての電気事業者が加入する電力広域的運営推進機関が設置されており、系統に係るルールの策定等の公平性に対する配慮がなされている。

2.2.1.3 規制料金算定方式の概要

送電・配電料金については、いわゆる総括原価方式による料金規制が課されており、将来の一定期間（年度単位）における費用を想定し、当該費用と料金収入が一致するように料金単価を設定することが義務付けられており、具体的な算定方法は以下のとおりとなっている（付録 2 を参照。）

なお、送電ロスについては、小売電気事業者が予め送電ロスをふまえた供給力を確保することとしているため、送電ロスに係る料金は設定されていない。

将来の経営効率化成果などを反映した電気事業部門の供給コスト（総原価：A）から、託送実施に必要なコスト（送電・高圧配電関連費：B）を抽出し、さらに特別高圧需要及び高圧需要に対応する送電・高圧配電関連費（C, D）を抽出し算定。これにより、新電力等の方々が託送料金としてご負担されるネットワーク利用コストは、当社が電気を供給する場合の負担と同等となり、公平性が担保される。（数値は 2012 年度～2014 年度の 3 ヶ年平均値）

1. 総原価（A）の算定

当社が、原価算定期間において特別高圧需要・高圧需要・低圧需要の全てに対する供給を行うために必要な原価について、将来の効率化成果を織り込み算定するフォワード・ルッキング・コストの考え方にもとづき計算する。　　総原価（A）：5 兆 6,783 億円

この原価を、費用が発生する事業部門毎(水力発電部門、火力発電部門、原子力発電部門、新エネルギー等発電部門、送電部門、変電部門、配電部門、販売部門、一般管理等部門)に仕分け。

会計上送電部門、変電部門、配電部門に整理されている電源線に係る費用については、ここで水力発

電部門、火力発電部門、原子力発電部門、新エネルギー等発電部門に配分して整理。

＜各部門の主な費目＞

水力発電費（889 億円）　　… 修繕費、水利使用料、減価償却費　等

火力発電費（2 兆 7,841 億円）　… 燃料費、修繕費、減価償却費　等

原子力発電費（4,438 億円）　… 核燃料費、修繕費、減価償却費　等

新エネルギー等発電費（15 億円）…修繕費、委託費、減価償却費　等

送　電　費（3,194 億円）　… 修繕費、賃借料、減価償却費　等

変　電　費（1,470 億円）　… 修繕費、賃借料、減価償却費　等

配　電　費（4,880 億円）　… 修繕費、賃借料、減価償却費　等

販　売　費（1,289 億円）　… 委託費、普及開発関係費　等

2. 送電・高圧配電関連費（B）の抽出

1 で特定した総原価（C）から、ABC 方式を活用しつつ、託送サービスに必要な原価（送電・高圧配電関連費：B）のみを適切に抽出。

※ ABC 方式（Activity Based Costing ＝ 活動基準原価計算）

複数の部門に関連する共通費用を、きめ細かく費用の発生原因に着目し、各部門に帰属させる方式。具体的には、

・費用発生の原因が特定できるものはその部門に配分（直課）し、

・それが難しい場合には、経済産業省令にもとづく、複数部門に帰属させるための客観的・合理的な基準（コスト・ドライバー）を尺度に配分を行う、

等の手順を踏む。

(a) 一般管理費の他部門への配分

・研究費や本店経費など、複数の部門に関連する費用は「一般管理費」（4,966 億円）に整理されますが、これを先に述べた ABC の考え方にしたがって、他の 8 部門に配分。

（例）一般管理費の配分方法

・一般管理費に整理される人件費（給料手当など）については、直課できる費用を直課したのち、残った費用を「直課後の各部門の人員数比」を基準（コスト・ドライバー）に、他の 8 部門に配分。

(b) 送電・高圧配電関連費の抽出

・託送サービスは、当社設備のうち、送配電ネットワークを用いて電気を運搬するものである

ため、

①送電線、鉄塔などの送電線路に係る設備費用：送電費(4,006 億円)

②電力の電圧を変更する変電設備のうち、特別高圧電力の運搬に必要なもの

：受電用変電サービス費(1,160 億円)

③電力の電圧を変更する変電設備のうち、高圧電力の運搬に必要なもの

：配電用変電サービス費(735 億円)

④配電線、電柱などの配電線路に係る設備費用のうち、高圧電力の運搬に必要なもの　：高圧配電費(3,736 億円)

⑤送電ネットワークを常時流れる電力の周波数を維持するために必要なコスト

：アンシラリーサービス費(320 億円)

⑥送電ネットワークの安定維持のための監視・制御費用

：ネットワーク給電費(159 億円)

⑦運搬電力の計量・料金計算等の費用：需要家費(2,059 億円)

といった、託送のために必要なコストを、各８部門から、一般管理費と同様に ABC の考えにしたがって、きめ細かく抽出。

こうして抽出された費用を、送電・高圧配電関連費（Ｂ：１兆 2,176 億円）という。

3. 特別高圧需要及び高圧需要に係る送電・高圧配電関連費（C, D）の抽出

発電所から供給地点までを結ぶ電力ネットワークのうち、特別高圧の送電ネットワークは、特別高圧需要、高圧需要及び低圧需要への供給に共通して用いられる設備のため、特別高圧での託送サービスをご利用になる方むけの託送料金は、送電・高圧配電関連費のうち、送電ネットワークに係る費用を電気の使用形態に着目した合理的な負担割合（電力量、最大電力の比率等）によって、特別高圧需要に配分した費用（C）に基づき算定。

特別高圧需要の送電・高圧配電関連費（C）：1,603 億円

一方、高圧配電ネットワークは、高圧需要及び低圧需要への供給に限定して用いられる設備のため、高圧での託送サービスをご利用になる方むけの託送料金は、送電・高圧配電関連費のうちの送電ネットワークに係る費用及び高圧配電ネットワークに係る費用を、それぞれ、電気の使用形態に着目した合理的な負担割合（電力量、最大電力、契約電力の比率等）によって、高圧需要に配分した費用（D）に基づき算定。

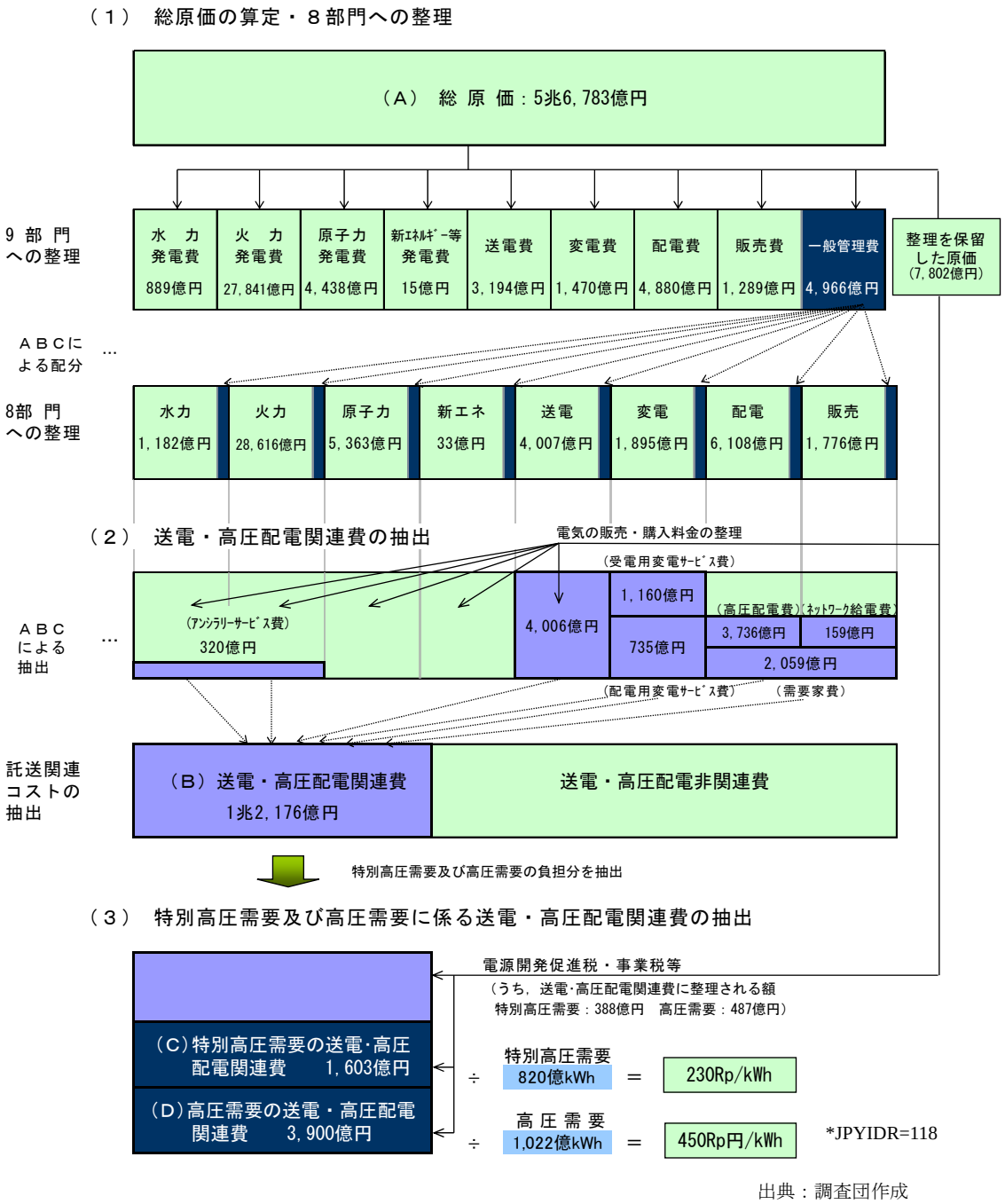
高圧需要の送電・高圧配電関連費（D）：3,900 億円

こうすることにより、当社の電気を使用する場合と、特定規模電気事業者等の電気を使用する場合との公平や、異なる需要種別間の公平を、同時に達成することが可能となる。

4. 託送料金の決定

3 で特定した特別高圧需要及び高圧需要ごとの送電・高圧配電関連費と、原価算定期間における、特別高圧需要及び高圧需要ごとの料金収入が一致するよう、基本料金と電力量料金を設定。

なお、需要地に近い電源を利用する場合には、送配電ロスの低減に相当するコスト相当を割り引く「近接性評価割引制度」を設定しており、割引単価は火力発電に係る可変費に特別高圧の送電損失率を乗じて設定されている。（0.35 円/kWh）



出典：調査団作成

図 2-18 託送料金の算定フロー

2.2.2 地域を跨いだ場合の託送料金設定

前述のとおり、日本では１０の地域ごとに託送料金が設定されているが、地域を跨いだ場合であっても、負担する託送料金は変わらない、いわゆる郵便切手方式となっている。

2005 年までは、地域を跨いで託送をする場合には、跨ぐエリアごとに基幹系統に係る費用を支払

う必要があったが、電源の有効活用を図る観点から、当該費用は廃止となった。なお、地域を跨いだ場合の各地域ごとの基幹系統に係る費用は、需要エリアの託送料金にて回収することとなる。

2.3 タイの電気事業体制と託送導入事例

2.3.1 自由化までの経緯[40]

1980 年代以降、電気事業体制の抜本的な見直しが計画され、1992 年には発電部門において民間資本の参入が可能となった。また、1997 年のアジア危機による経済的打撃の影響も踏まえ、IMF の支援要請を余儀なくされ「Master Plan for State Sector Reform」を作成している。本計画には、電力プール市場や電力会社の分割・民営化等の全面自由化が盛り込まれた。しかし、構造改革はあまり進まず、電力プール市場は廃案となり、電力会社の民営化も一時実現したが、民営化への手続きに関して高等行政裁判所で違憲と判断され、民営化の法令を無効にし、上場の差し止めを行ったため、公社へと逆戻りをした。

電気事業体制は、1992 年まで EGAT（タイ電力公社）、MEA（首都圏配電公社）、PEA（地方配電公社）の 3 社による体制であり、役割分担として EGAT が発電と送電、MEA と PEA が配電を担っていた。

1992 年以降は発電の民間資本が参入し、IPP の他に SPP（小規模発電事業者）や VSPP（極小規模発電事業者）が出現してきた。ちなみに、SPP の売電容量は 10MW 超 90MW 以下であり、VSPP は 10MW 以下（主に再生利用可能エネルギー）である。

2.3.2 現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤー

発電は民間資本が入っているが、料金規制の観点から見ると、発電、送配電、小売の各分野には規制料金制度が存在する。料金規制では、卸売料金規制ならびに小売料金規制の 2 つに分類され、各々規制機関が異なっている。

発電事業者は、EGAT を筆頭に EGCO（EGAT から分離・独立した発電事業者）や SPP、VSPP など多数存在し、ラオスやマレーシアから輸入もしている。

送電事業は EGAT の 1 社独占であり、VSPP を除いた発電事業者からシングルバイヤーとして電気を購入している。

配電・小売は同一事業者が実施しており、MEA と PEA の 2 公社が大半を占めている。一部の例外として、EGAT が直接供給する需要家、SPP が直接供給する需要家が存在する。

料金規制制度の有無および主要プレイヤーの概要は以下に要約される。

[40] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

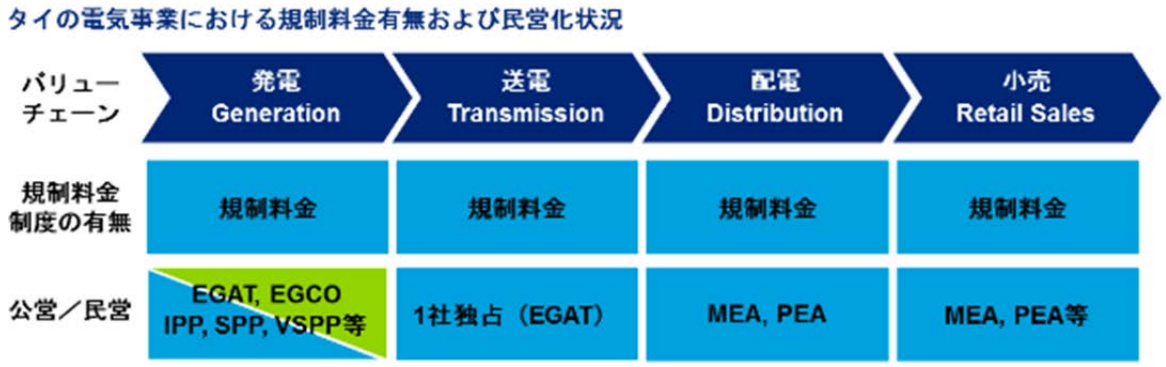


図 2-19 タイの電気事業における規制料金有無および主要プレイヤー

出展：一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編（下巻）2014 年」より調査団作成

2.3.3 規制機関 [41]

エネルギー省（Ministry of Energy）がエネルギー部門を統括しており、EGAT、MEA、PEA 等の電力会社を管轄においている。その中で、エネルギー政策と計画を担当しているエネルギー政策・計画局があり、発電事業者から EGAT への卸や EGAT から MEA・PEA への卸などの料金規制を行っている。

エネルギー産業全般の監督・監視を行う機関であり、2007 年 12 月に成立したエネルギー産業法（EIA）に基づき設立された。当該機関では、EGAT、MEA、PEA などからの電力小売などに関する料金規制、事業ライセンスの発行などを行っている。

[41] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

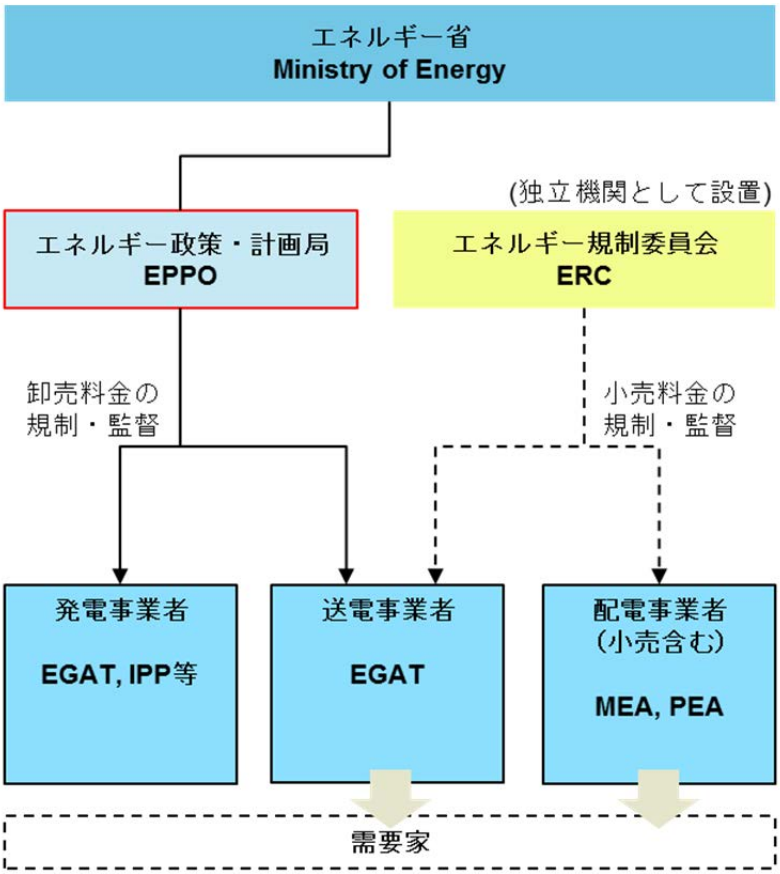


図 2-20 タイの電力分野の規制機関の概要

出展：一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編（下巻）2014 年」より調査団作成

2.3.4 送電・配電部門の中立性確保策 [42]

発電事業者と送電事業者が同一の事業者ではあるが、発電事業の民間化ならびに卸・小売料金の規制により機能分離を進めており、会計分離も含めて中立性を維持している。また、送配電設備の管理や系統運用等は政府の管轄下に基づき推進している。

2.3.5 料金規制の特徴 [43]

料金規制には、前述のとおり卸売料金と小売料金の 2 種類があり、卸売料金は EPPO、小売料金（MEA と PEA）は ERC が規制しており、小売料金はほぼ同一の料金体系を構成している。また、卸売料金は各事業者により料金算定方法が異なっている。

[42] ERC 発表資料「Power Tariff Structure in Thailand」より
[43] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

2.3.6 規制料金算定方式の概要 [44]

EGAT から MEA・PEA に送電される卸売料金は、発電料金・送電料金（kWh 当たりの従量課金・時間帯別）、接続料金（MVA・年当たりの容量料金）、基準力率から逸脱した場合の力率料金から構成されており、受電電圧ごとに定められている。

IPP などの発電事業者からシングルバイヤーで EGAT に卸す場合、発電種別・取引電力量・契約期間・契約内容に応じた価格体系となっており、「利用可能容量料金」と「電力量料金」、または、「設備容量料金（固定費、設備費、債務返済費）」と「電力量料金」で構成され、入札により決定される。

小売料金は、MEA と PEA が同一の料金体系を採用（一部のメニューを除く）しており、基本固定費（Base tariff）と自動調整料金（Ft）によって算定され、2 年単位で見直しが行われる。基本固定費には、発電・送電・配電等の電力設備の建設費、基本燃料費、修繕費が含まれている（事業報酬率 4.8%も考慮されている）。規制当局は ERC だが、最終承認は NEPC（国家エネルギー政策委員会）にて実施される。

自動調整料金は、以下の目的を実現するために導入された料金規制である。

- 適切かつ公正な電気調達のコストを反映
- 毎日の時間帯に応じて異なる電気料金の反映
- 低所得者への利用配慮と効率的な利用の奨励

Ft は、燃料費や電力購入費用（IPP 等からの購入、輸入を含む）など事業者によるコントロールが困難な内容を電気料金に反映させるもので、各年 5～8 月の 4 か月をベース期間とし、4 か月単位で計算され自動的に電気料金に反映される。

Ft の算出概念は以下の通りである。

[44] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

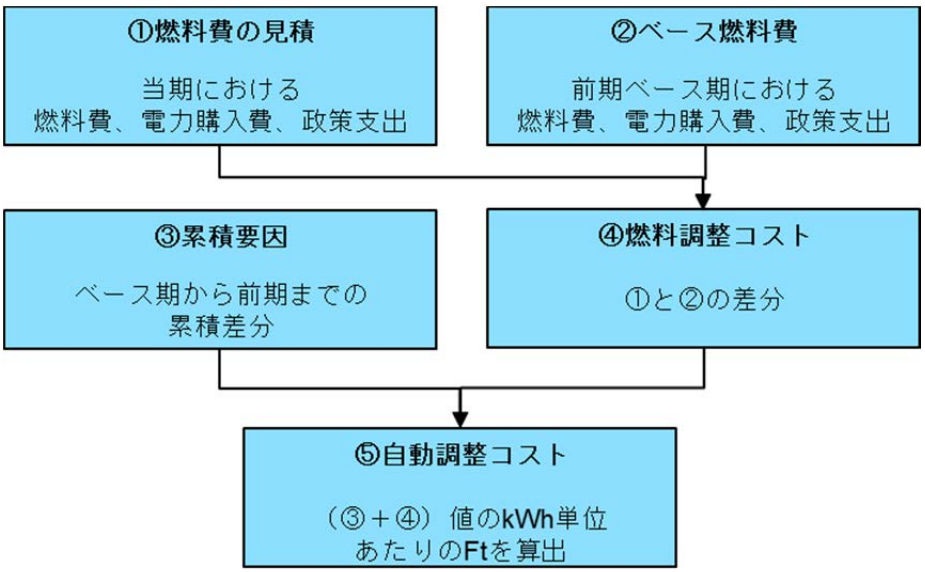


図 2-21 自動調整料金（Ft）の算出概念図

出展：一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編（下巻）2014 年」より調査団作成

2.3.7 送電料金 [45]

タイでは EGAT が送電事業を 1 社で担っており、前述した料金構成からみると、配電会社を経由して最終的に需要家が負担している。

料金は、地域間での格差はなく、受電電圧（230kV、115kV、69kV、11-33kV）、受電点（115/69kV のみ）、利用時間によって変動する体系となっている。

2.4 フィリピンの電気事業体制と託送導入事例

2.4.1 自由化までの経緯[46]

1990 年代に大規模な電力不足が発生し、これを受けて電源確保に向けた法整備（IPP 等の参入）を進めることで発電部門の自由化が開始された。その後、IPP 参入条件を有利な方向で進め、さらなる民間投資を促進させた。

2000 年以降、発電部門の自由化により電力公社 NPC にとっては不利な状況でもあり、配電料金が政策的に低く抑えられていたことで財政悪化となった。それを契機に電力事業改革に着手し、2001 年 6 月に電力産業改革法（EPIRA）を成立させた。

それ以降、NPC 発電資産の民間売却、送電公社（TransCo）の事業権譲渡、卸売電力スポット市場

[45] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より
[46] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

（WESM）の創設、オープンアクセス（小売自由化）制度の導入など自由化に向けた施策を実施している。

EPIRA の施行に伴い、NPS の分割民営化が促進され、発電部門、送電部門、配電・小売部門に分割し、送電部門以外では競争促進と市場メカニズムの構築が期待された。しかし、フィリピンの財閥系（Lopez, Aboitiz, San Miguel）が発電会社、配電会社、小売会社などを買収し、規制なき寡占状況になっているのが実態である。

2.4.2 現時点での規制料金制度の有無および主要プレイヤー

送電は規制料金制度が存在するが、発電、配電、小売については自由化されている。

発電事業者は、NPC と IPP27 社（フィリピン IPP 協会加盟企業数）あり、IPP 発電比率は 71.5%（2011 年時点）と大変を IPP が占めている。

送電事業者は、フィリピン送電会社（NGCP）の 1 社が事業を運営しており、事業の監督・資産管理を NGC から分社化した送電公社（TransCo）が実施している。

配電・小売事業者は、MERALCO（Manila Electric Co.）など民間配電事業者 20 社、電化共同組合（ECs）110 社など大小の配電事業者が存在する。また、オープンアクセス制度の導入によって新規参入した小売り事業者（RESs）27 社が存在する。

料金規制制度の有無および主要プレイヤーの概要は以下に要約される。

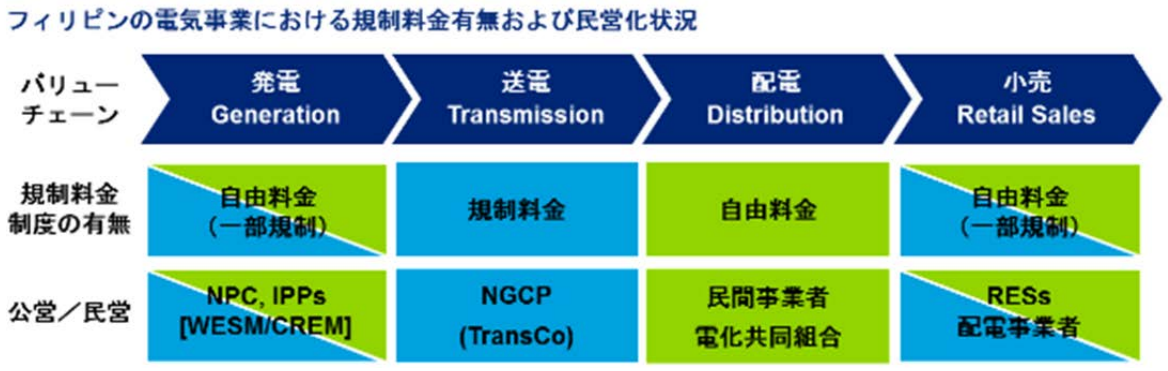


図 2-22 フィリピンの電気事業における規制料金有無および主要プレイヤー

出展：一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編（下巻）2014 年」より調査団作成

2.4.3 規制機関 [47]

規制機関として、中長期のエネルギー計画や電源開発計画等の策定を担うエネルギー省（DOE）の他にエネルギー規制委員会（ERC）があり、EPRIA で定められた運用ルール等の整備や競争の促進など各部門（発電・送電・配電・小売）の全般的な規制・監督する権限を持っている。

EPIRA 施行後、ERC の民営化に向け電力部門資産債務管理公社（PSALM）が設立され、NPC の発電資産、送電事業権、PPA 契約の運営事業権など可処分資産の管理と民間への売却・委譲を推進し、民営化を促進している。

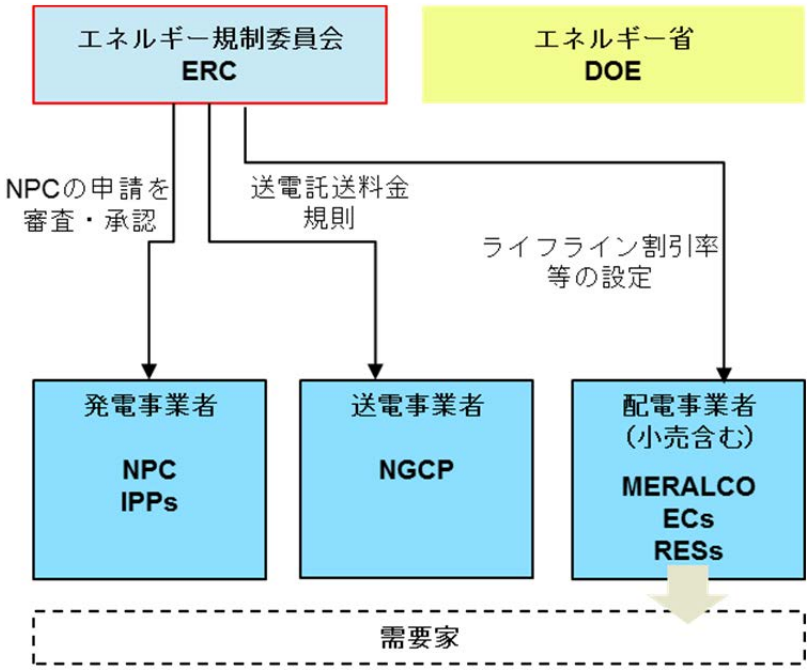


図 2-23 フィリピンの電力分野の規制機関の概要

出展：一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編（下巻）2014 年」より調査団作成

2.4.4 送電・配電部門の中立性確保策 [48]

発電事業者と送電事業者、配電事業者を別会社とすることにより、機能分離・会計分離を実現しており、中立性を維持している。

また、グリッドコードは ERC が作成し、TransCo が事業監督を担っており、事業運営面においても中立性を確保している。

[47] "Overseas electric business Part I (the first volume) year 2014" published by Japan Electric Power Information Center, Inc.
[48] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

2.4.5 料金規制の特徴 [49]

現在の送電料金は、レベニューキャップ方式による料金規制が設けられている。規制期間（5 年間サイクル）内の収入に上限が設けられており、当該年度の上限額は、昨年度の収入上限額をベースに算定される。

最初の規制期間は 2004 年 12 月 31 日で終了予定だったが、2006 年 12 月 31 日まで延長になったため、延長による規制項目が含まれることになった。

2.4.6 規制料金算定方式の概要 [50]

レベニューキャップの算出式は、以下の通りとなっている。

「収入上限額」＝ （前年収入上限額 ×｛1 + 加重指数変化 - 効率化係数｝）

- 収入補正係数 - 派生正味収入額

表 2-8 レベニューキャップの算出式用語

項目	概要
前年収入上限額	規制期間内における前年の収入上限額（2004 年：24,591 百万ペソ）
加重指数変化	消費物価指数、対ドル為替の変化に応じた加重指数の変化分
効率化係数	最初の規制期間を延長した場合における効率化の係数
収入補正係数	実際の前年収入と上限との差分を法制する係数
派生正味収入額	規制期間や TRANSCO との送電以外の派生ビジネスによる収入

2.4.7 送電料金 [51]

送電料金は、系統利用者から徴収することが可能となり、需要家ならびに発電事業者が負担する。料金は、送電託送料金、系統運用料金、検針料金、アンシラリー・サービス料金で構成されている。

送電託送料金は、系統ごとに単価が設定されており、長期利用・短期利用、ルソン・ビサヤス・ミンダナオの地域別（系統別）による料金体系となっているため、地域間格差を含んだ郵便切手（Postage Stamp）方式の料金を支払うことになる。

[49] “Rules for Setting Transmission Wheeling Rates”, Energy Regulatory Commission, Septemper 16, 2009
[50] “Rules for Setting Transmission Wheeling Rates”, Energy Regulatory Commission, Septemper 16, 2009
[51] 一般社団法人海外電力調査会「海外諸国の電気事業第 1 編(上巻)2014 年」より

2.5 海外託送事業への参入を検討する際の一般的検証項目－民間事業者の視点から

下記は民間事業者の視点からみたインドネシアの託送事業に参入するにあたっての留意点を列挙したものである。

表 2-9 民間事業者が海外託送事業への参入を検討する際の一般的検証項目(1)

項目	内容
規制料金制度	■ 規制収入が詳細に明文化されたフォーミュラにより規定されていること ■ 透明性の高いプロセスにより運用されており、当局による裁量が加わる余地が限定的なこと ■ 高い事業報酬率が見込まれること ■ 事業報酬(率)の下限及び上限の有無 ■ (収入のアップサイドを狙うための)インセンティブ制度の有無 ■ 事業報酬率の長期スパンでの大幅な変動の可能性の有無
市場	■ 市場規模 ■ 成長性
ローカルパートナー	■ 非合理な理由での一方的な外資提携解消事例の有無 ■ 政府との関係性の深さ ■ 深刻な汚職の有無、反政府・反社会的組織との関わり ■ 重大な訴訟の有無 ■ 電気事業の経験の有無 ■ 財務状況 ■ (託送事業を営んでいる場合)ノウハウの投入によりコスト削減や電力品質 (配電ロス率、SAIDI 等)改善が見込まれること

表 2-10 民間事業者が海外託送事業への参入を検討する際の一般的検証項目(2)

項目		内容
需要リスク		■ 託送量が予測に達しない
操業リスク	人材リスク	■ 操業に必要な技術・能力がある人材を採用・育成できない
	労働者リスク	■ 従業員によるストライキの頻発や離職により操業に必要な人材を確保できない
	設備劣化リスク	■ 設備の劣化が想定以上に進み、事故及び追加費用拠出の可能性が高まる
	インターフェースリスク	■ 別事業者が担当する小売や発電との連携(インターフェース)がうまくいかず操業が滞る
サプライヤーリスク		■ 交換部品のサプライヤーからの供給が滞る ■ 発電事業者からの電力供給が滞る
ポリティカルリスク	法規・許認可リスク	■ 事業に関連した法制の変更、税率変更、取得済の許認可の取消等、国のスタンスの変化により民間事業者の操業に悪影響が出る
	収用リスク	■ 民間事業者の自己資金で建設・設置したインフラや設備が国により収用される
	送金リスク	■ 外貨交換停止や送金停止により事業継続に支障をきたす
	戦争リスク	■ 戦争や内乱により事業継続が困難になる

表 2-11 民間事業者が海外託送事業への参入を検討する際の一般的検証項目(3)

項目		内容
災害リスク		■ 天災や天変地異により操業が滞る或いは停止する
ファイナンシャルリスク	インフレリスク	■ 想定を上回るインフレの加速により事業の採算性が悪化する
	金利リスク	■ 金利の高騰に起因した借入コストの増加により事業の採算性が悪化する
	為替リスク	■ 為替の変動により採算性が悪化する

2.6 インドネシアへの託送制度導入の留意点

かつて電気事業は発送配電の垂直一体型であったが、1970 年代、米国で発電事業への参入の自由化が開始された。その後、1990 年代から各国で電力の小売部門が自由化されていき、発電事業者から、小売事業者へ電力を直接販売するために、送電事業者は電力の託送を行うようになった。

ドイツのように小売事業者が 1,000 社を超える国がある一方、タイのように小売事業者は 2 つの配電公社が大半を占め、それ以外の小規模発電事業者から直接供給する需要家は一部の例外となっている国もあり、小売自由化の進展の度合いは各国によって差がある。

しかし、送電事業は託送を利用する事業者への中立、公正さを保つ必要がある点は共通である。このために、上記の多くの国において、送電会社は分離・独立されている。また、タイや近年の日本のように、完全に分離されていない国でも、送電事業の会計分離や、送電線を利用する事業者に対する公正な扱いなどが、政府の規制の下、規定されている。託送制度を導入するインドネシアの電力セクターでも、送電事業の会計分離や、託送を利用する事業者に対する公正な扱いが求められる。

託送料金は、本章で述べた全ての国で、政府の規制下にある。基本的には、託送料金は、送電事業のコストを回収できるように決められる。しかし、その計算方法は、簡潔な総括原価方式から、送電事業の効率化、品質改善のボーナス／ペナルティを考慮したプライスキャップ、レベニューキャップ方式まで、国によって異なり様々である。また、託送料金における事業報酬率のあり方や品質ボーナスなどについて欧米では数年毎に計算方法が見直されてきている。

欧米の託送料金の計算方法は複雑さを増してきているが、これは豊富な託送制度の経験を踏まえた上で、変更されてきたものである。このため、インドネシアで最初に導入する計算方法は簡潔でわかりやすいものが推奨される。

料金設定方法は、ごく大まかに言えば「地点」(Locational)方式と「郵便切手」(Postage Stamp)方式の 2 つの方法がある。

地点(Locational)方式は、送電料金が需要家や発電事業者の立地点によって変動する方式であり、取引において利用するネットワークの利用の度合いを加味している。ノルウェー、イギリス、豪州の半分、米国などの国が採用している。

郵便切手(Postage Stamp)方式は平準化されたコストに基づく単一料金設定である。単純明快性、政治的支援の得やすさといった利点がある。ドイツ、豪州、日本、モロッコなどの国が採用している。

インドネシアで託送制度の導入当初に設定する案として、単純かつ全ての関係者が容易に理解できる郵便切手方式の採用を推奨するが、今後、託送制度の利用状況をレビューしていく中で、各国の動向も踏まえ随時適切な方式を検討していくことが望まれる。

第3章 インドネシアの電力セクター

3.1 現状の電力セクター

現行のインドネシアの電力に関する法律は「電力に関する法律」(2009 年第 30 号) 、いわゆる「新電力法」である。この法律の下、電力供給事業許可と操業許可に関する詳細規定などを定める電力に関する各政令、および省令がある。

託送制度の導入にあたって直接関連する「新電力法」の規定としては、(i)民間事業体も発電、送電、配電、及び/或いは電力販売を含む電力供給事業に参画できること、(ii)「配電および／あるいは電力販売事業」を行うためには、政府によりその事業地域(*Wilayah Usaha*)の制定を受けなければならないこと、政府或いは地方政府は、(iii)電力網の賃借価格を承認することがあげられる。新電力法の構成を下図に示す。

図 3-1「新電力法」の構成

「新電力法」の概要を以下に示す。

1. 電力供給事業は公共向けおよび自家用で構成され公共向け電力供給事業は、発電、送電、配電、及び/或いは電力販売を含む。
2. 国家が電力供給事業を支配する。政府と地方政府が政策を定め、規制と監督を実施する。
3. 政府と地方政府、民間事業体、協同組合、および市民団体は電力供給事業に参与できる。
4. 公共向けの電力供給事業には、電力供給事業許可(*IUPTL*)が必要である。
5. 電力供給事業許可の保持者が配電および／あるいは電力販売事業を行うためには、政府によりその事業地域(*Wilayah Usaha*)の制定を受けなければならない。公共向けの電力供給事業は、1 つの事業地域において 1 つの事業体が実施する。
6. 電力供給分野の国有企業(PLN を指す)は、公共向け電力供給事業実施のための優先権を得る。PLN は電力供給事業許可をすでに有しているとみなす。
7. 政府或いは地方政府は、電力販売・電力網の賃借価格を承認する。政府は国会の承認のもと、需要家向けの電気料金を定める。需要家向け電気料金は、1 事業地域内において、各地方で異なる設定が可能である。
8. 国家電力総合計画は、国家エネルギー政策に基づき策定し、国会との相談の上、政府がこれを定める。地方電力総合計画は、国家電力総合計画に基づき策定し、地方国民議会との相談の上、地方政府がこれを定める。

インドネシアの電力セクターはエネルギー鉱物資源省（MEMR：Ministry of Mineral Resources)によって規制、監督されている。MEMR の他、電力セクターに関わる行政組織としては、PLN の株式を所有・管理する国有企業省(MSOE：Ministry of State Owned Enterprises)、エネルギー政策・計画の策定・調整を担う国家エネルギー審議会(DEN)、原子力に関する研究・開発を行うインドネシア原子力庁(BATAN)等が挙げられる。インドネシアの発電事業は PLN、IPP もしくは PLN の子会社が行っている。発電容量の 77%は PLN もしくは PLN の子会社の発電所であり、20%は IPP、残りはレンタルである。特にジャワ・バリ系統では 82%が PLN もしくは PLN の子会社の IPP である。PLN はインドネシア政府が 100%株式を持つ国有企業であり、電力事業は MEMR によって規制、監督されている。PLN は各部門をビジネスユニット化しており、また発電会社や特定の地域における発送配電事業を行う会社などの子会社の株式を所有している。インドネシアの電気事業の枠組、PLN の組織図を次ページに示す。

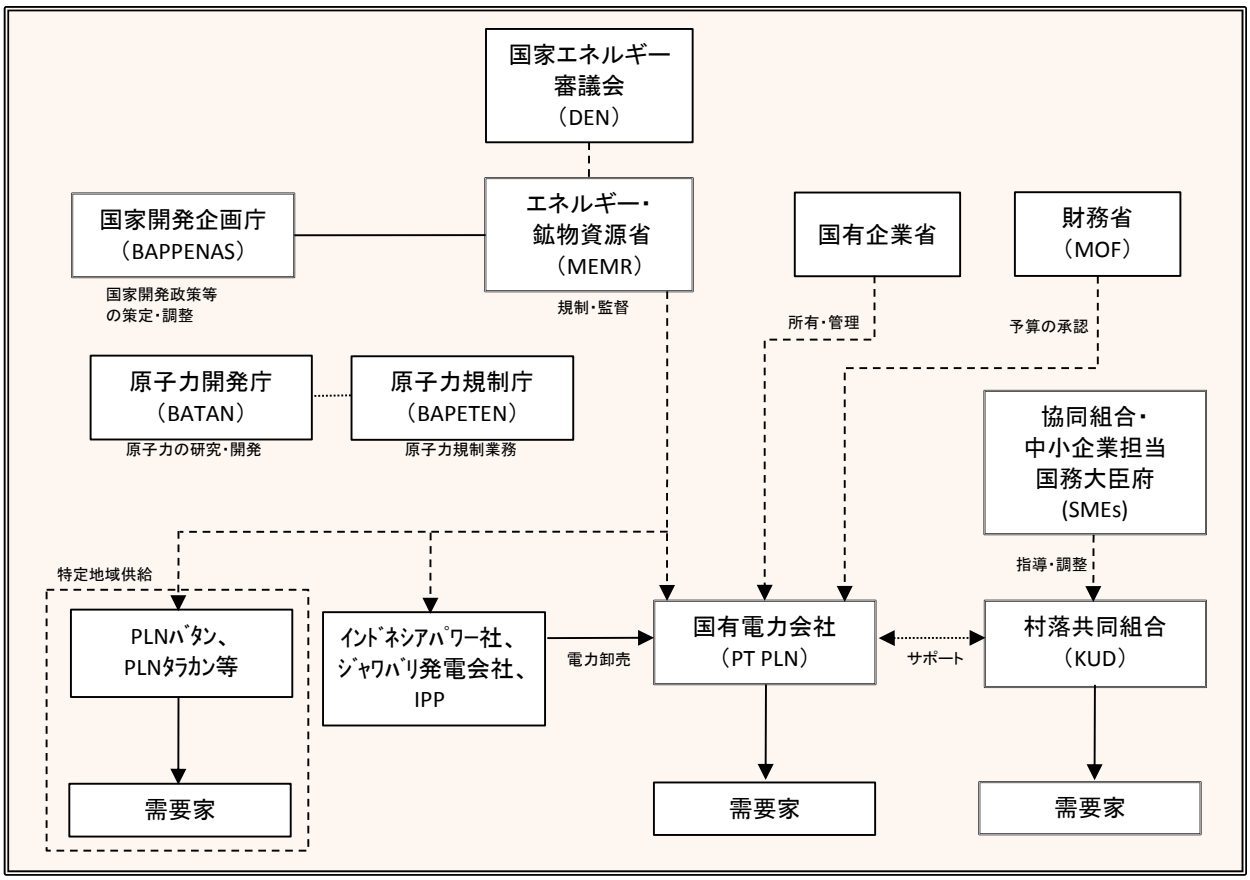


図 3-2 インドネシア電力セクターの枠組み

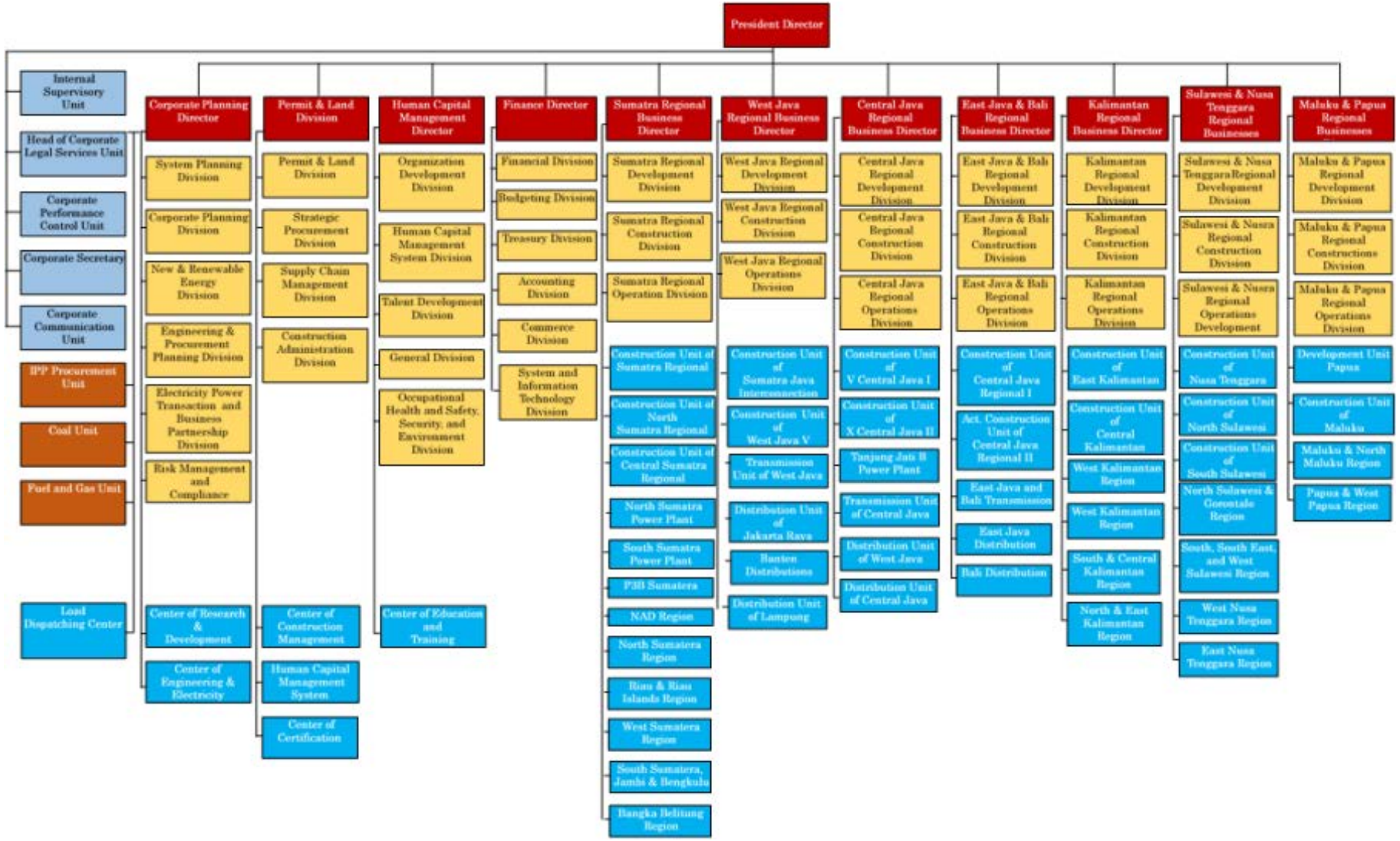
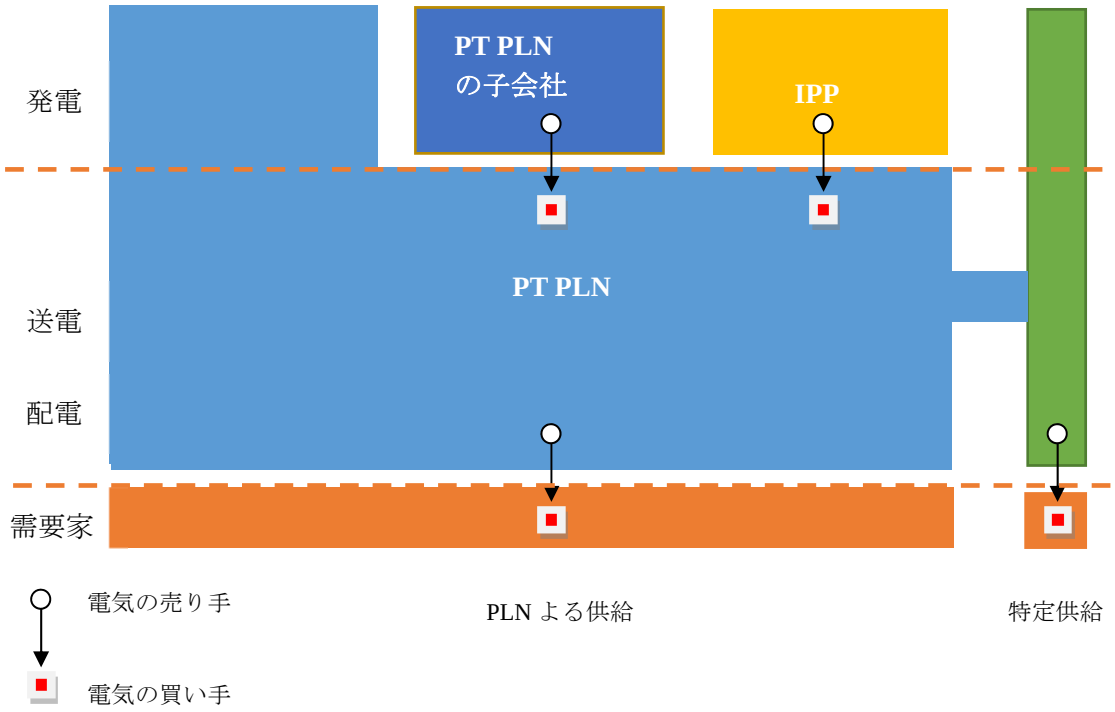

President Director
Internal Supervisory Unit
Head of Corporate Legal Services Unit
Corporate Performance Control Unit
Corporate Secretary
Corporate Communication Unit
IPP Procurement Unit
Coal Unit
Fuel and Gas Unit
Load Dispatching Center
Corporate Planning Director
System Planning Division
Corporate Planning Division
New & Renewable Energy Division
Engineering & Procurement Planning Division
Electricity Power Transaction and Business Partnership Division
Risk Management and Compliance
Center of Research & Development
Center of Engineering & Electricity
Permit & Land Division
Permit & Land Division
Strategic Procurement Division
Supply Chain Management Division
Construction Administration Division
Center of Construction Management
Human Capital Management System
Center of Certification
Human Capital Director
Organization Development Division
Human Capital Management System Division
Talent Development Division
General Division
Occupational Health and Safety, Security, and Environment Division
Center of Education and Training
Finance Director
Financial Division
Budgeting Division
Treasury Division
Accounting Division
Commerce Division
System and Information Technology Division
Sumatra Regional Business Director
Sumatra Regional Development Division
Sumatra Regional Construction Division
Sumatra Regional Operation Division
Construction Unit of Sumatra Regional
Construction Unit of North Sumatra Regional
Construction Unit of Central Sumatra Regional
North Sumatra Power Plant
South Sumatra Power Plant
P3B Sumatera
NAD Region
North Sumatera Region
Riau & Riau Islands Region
West Sumatera Region
South Sumatera, Jambi & Bengkulu
Bangka Belitung Region
West Java Regional Business Director
West Java Regional Development Division
West Java Regional Construction Division
West Java Regional Operations Division
Construction Unit of Sumatra Java Interconnection
Construction Unit of West Java V
Transmission Unit of West Java
Distribution Unit of Jakarta Raya
Banten Distributions
Distribution Unit of Lampung
Central Java Regional Business Director
Central Java Regional Development Division
Central Java Regional Construction Division
Central Java Regional Operations Division
Construction Unit of V Central Java I
Construction Unit of X Central Java II
Tanjung Jati B Power Plant
Transmission Unit of Central Java
Distribution Unit of West Java
Distribution Unit of Central Java
East Java & Bali Regional Business Director
East Java & Bali Regional Development Division
East Java & Bali Regional Construction Division
East Java & Bali Regional Operations Division
Construction Unit of Central Java Regional I
Act. Construction Unit of Central Java Regional II
East Java and Bali Transmission
East Java Distribution
Bali Distribution
Kalimantan Regional Business Director
Kalimantan Regional Development Division
Kalimantan Regional Construction Division
Kalimantan Regional Operations Division
Construction Unit of East Kalimantan
Construction Unit of Central Kalimantan
West Kalimantan Region
West Kalimantan Region
South & Central Kalimantan Region
North & East Kalimantan Region
Sulawesi & Nusa Tenggara Regional Businesses
Sulawesi & Nusa Tenggara Regional Development Division
Sulawesi & Nusra Regional Construction Division
Sulawesi & Nusra Regional Operations Development
Construction Unit of Nusa Tenggara
Construction Unit of North Sulawesi
Construction Unit of South Sulawesi
North Sulawesi & Gorontalo Region
South, South East, and West Sulawesi Region
West Nusa Tenggara Region
East Nusa Tenggara Region
Maluku & Papua Regional Businesses
Maluku & Papua Regional Development Division
Maluku & Papua Regional Constructions Division
Maluku & Papua Regional Operations Division
Development Unit Papua
Construction Unit of Maluku
Maluku & North Maluku Region
Papua & West Papua Region

図 3-3 PLN の組織

インドネシアの電力セクターにおける電力売買の形態を下図に示す。電力法に従い電力需要家に電力を販売している事業者は政府からその地域の事業地域(*Wilayah Usaha*)の制定を受けている。大部分の電力需要家は PLN から電力を購入しており PLN の事業地域に属す。PLN の電力は PLN の発電所の電力の他、PLN の子会社の発電所、および IPP から電力を購入している。一部の電力需要家は独自の事業地域を制定されている他の企業により供給を受けている(図の緑の事業者)。現状では PLN 以外の事業地域を制定されている他の企業は発電設備および事業地域に配電するための配電設備を所有、運営している。



出典：平成25年度国際即戦力育成インターンシップ事業　インドネシアの電力事情報告書および貴機構インドネシア国ジャカルタ首都圏における電圧低下対策調査報告書をもとに共同企業体作成

図 3-4 インドネシアの電力供給体制

3.2 インドネシアの託送制度の法的根拠

インドネシアにおける電気事業は、長らく「電力に関する法律 1985 年 15 号」（旧電力法）を基本とし実施されてきたが、1999 年に制定された「地方自治に関する法律 1999 年第 22 号」及び「中央・地方財政均衡に関する法令 1999 年第 25 号」に基づき 2001 年 1 月より地方分権が実施されるなど、電力分野にもこの地方分権の思想を取り入れ、中央政府と地方政府の役割を明確化する必要性が生じていた。また、電力需要の急激な高まりと共に IPP 等民間事業体のさらなる参加も期待される等、電力セクターを取り巻く環境変化に対応すべく、「電力に関する法令 1985 年 15 号」に代わって、2009 年 9 月、地方分権化の流れに対応した「電力に関する法律 2009 年 30 号」（現行電力法）が制定された。本電力法における電力事業は以下の通り、その構成が定義されている。(第 8 条、9 条、10 条)

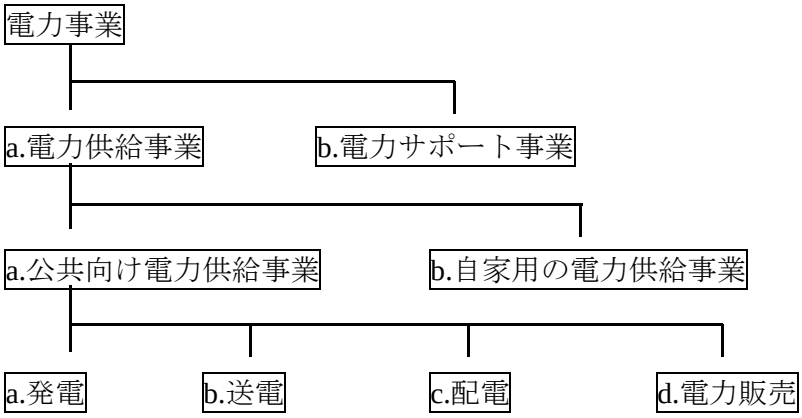


図 3-5 電力法 2009 年 30 号における電力事業の構成

本電力法で使用される主要な用語は、第 1 条で以下の通り定義されている。

表 3-1 電力法用語

・電力供給事業	：発電、送電、配電、消費者への電力販売を含む電力の調達。
・消費者	：電力供給事業許可者保持者から電力を購入する者或いは団体。
・電力販売事業	：消費者に電力を販売する事業活動。
・電力供給事業許可 (*IUPTL*)	：公共向け電力供給事業を実施するための許可。
・操業許可(*IO*)	：自家用の電力供給を行うための許可。
・事業地域 (*Wilayah Usaha*)	：電力供給事業許可保持者が配電、及び/又は電力販売事業を行うために政府が定めた地域。

旧電力法「電力に関する法律 1985 年 15 号」の条文には、託送制度に関する規定は無いが、現行の「電力に関する法律 2009 年 30 号」には、「電力網貸借」という語句で託送制度に関して規定がなされている他、本法律の詳細規定である電力事業活動に関する政府規則 2012 年 14 号、電力供給の協力と電力送電網の共同利用に関するエネルギー鉱物資源省令 2005 年 01 号に「電力網貸借」に関する許認可権限や価格等、利用者の要件、許可手続きの基本的事項が規定されており、これらの法規類が現在、インドネシアにおける託送制度の法的な根拠となっている。図 3.5 に電力に関連する主要な法令を示す。

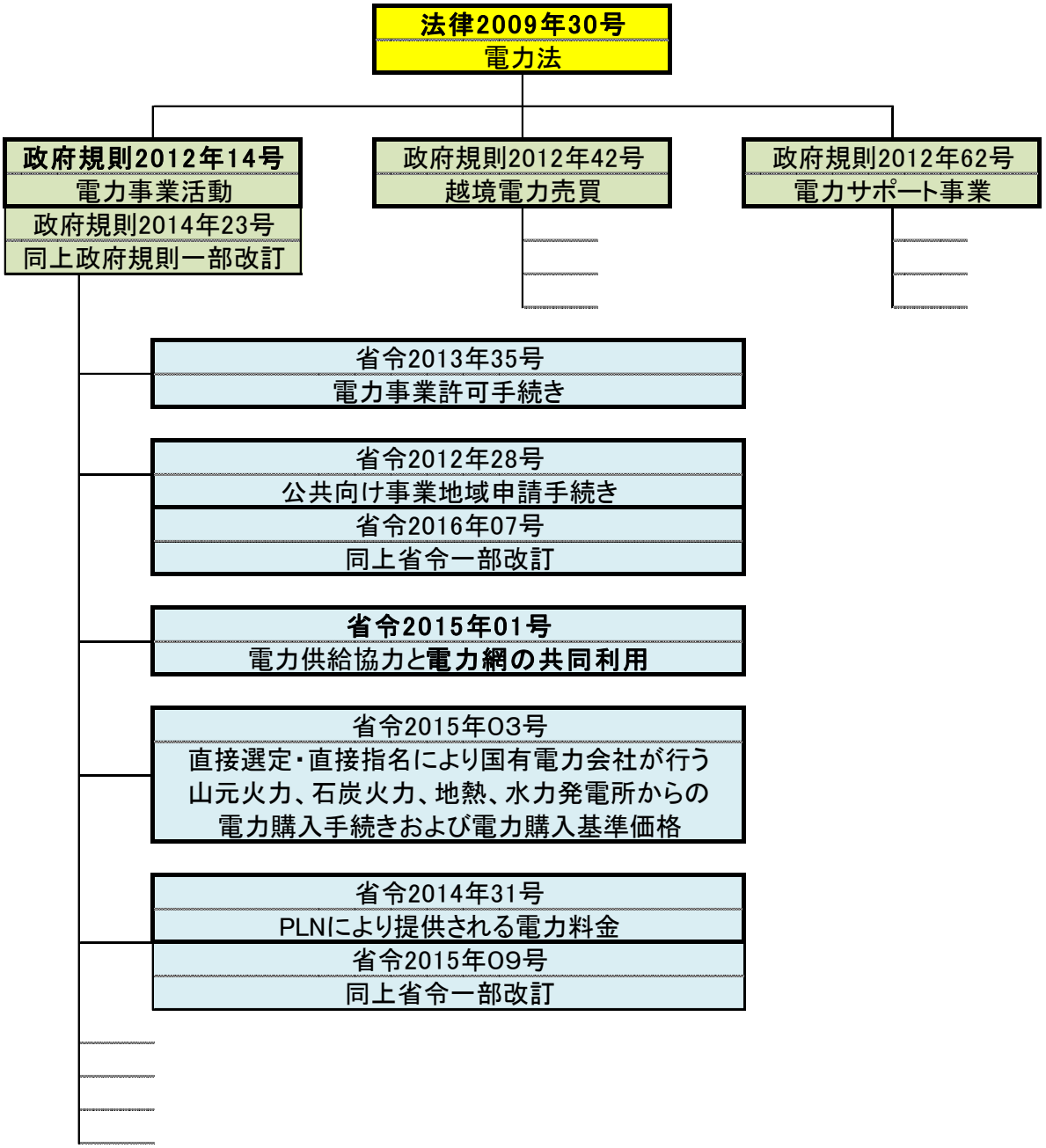


図 3-6 電力に関連する法令

(1) 電力に関する法律 2009 年 30 号における託送に関する規定

現行電力法(法律 2009 年 30 号)においては、需要者への電力供給義務は PLN に優先権を与えているもの、民間事業者等に対しても、発電、送電、配電、販売を行うことを認める法律となった。また、送配電設備を他の電力供給事業者に貸与することも可能とされており、法的枠組み上、電力事業の各分野への民間事業者の参入可能性が確保されている。

本法律の条文では、託送制度について明確に定義、規定されていないが、電力分野における政府の

管理権限を規定している第 5 条で「電力網賃借」を行う事業体に対する電力供給事業の許可権限および電力網貸借の価格の承認権限について言及しているほか、第 33 条において、以下の通り、電力網貸借価格について規定している。

第 33 条

(1) 電力販売・電力網賃借価格は、健全な事業原理に基づき定められる。
(2) その権限に応じ、政府或いは地方政府は、電力販売・電力網賃借価格を承認する。
(3) 電力供給事業許可保持者は、政府或いは地方政府の承認なく、電力販売・電力網賃借価格を適用することが禁じられる。

図 3-7 法律 2009 年 30 号 33 条

表 3-2 に本法律における託送に関連の深い主な条項の規定概要を示す。

表 3-2「電力に関する法令 2009 年 30 号」(現行電力法)の主な規定

条項	規定概要
第 2 条	・ 電力開発の原則と目的
第 3 条	・ 電力供給事業の実施責任（中央政府、地方政府）
第 5 条	・ 電力分野における政府の管理権限（国家電力政策の制定、電力分野の法規・指針・基準、国家電力総合計画、事業地域の制定、越境電力売買許可、電力供給事許可等） ・ 地方政府の管理権限（電力分野の地方条例制定、地方電力総合計画、電力供給事許可等）
第 7 条	・ 国家電力総合計画の策定方法
第 8 条	・ 電力事業の構成（電力供給事業とサポート事業）
第 9 条	・ 電力供給事業の構成（公共向けと自家用）
第 10 条	・ 公共向け電力供給事業の構成（発電、送電、配電、電力販売） ・ 事業地域の制限(一事業地域、一事業体) ・ 政府による事業地域の制定
第 11 条	・ 公共向け電力供給事業の実施者(国有企業、公営企業、民間事業体、協同組合、市民団体) ・ 電力供給事業体である国有企業（PLN を指す）への優先権付与
第 19 条	・ 電力を供給するための許可の構成（電力事業許可と操業許可） ・ 電力供給事業許可所得の義務付け
第 28 条	・ 電力供給事業者の義務規定（品質・信頼性を満す電力供給、安全規定遵守、国内製品優先利用他）
第 33 条	・ 電力販売・電力網賃借価格制定の基本原則 ・ 電力販売・電力網賃借価格の承認権限（政府、地方政府）
第 34 条	・ 電力料金の制定

(2) 政府規則 2012 年 14 号における託送に関する規定

2012 年 1 月に制定された電力供給事業活動に関する政府規則 2012 年 14 号は、「電力に関する法律 2009 年 30 号」の詳細を規定する政府規則の中で最も重要なもので、電力供給事業全般に亘り規定する内容となっている。託送制度に関しては、送電線事業者は、送電線を共同利用のための機会を開くことを義務付け、電力網賃借により行うことを定めている。

表 3-3, 3-4 に本政府規則における託送に関連の深い主な条項の規定概要を示す。

表 3-3 電力供給事業活動に関する政府規則 2012 年 14 号の主な規定(1)

条項	規定概要
第 1 章	総則
第 2 章	電力供給事業
第 1 節	総則
第 2 条	・ 電力供給事業の構成（公共向けと自家用）
第 2 節	公共向け電力供給事業
第 1 款	総則
第 3 条	・ 公共向け電力供給事業の構成（発電、送電、配電、電力販売） ・ 統合電力供給事業
第 4 条	・ 送電線網共同利用のための機会義務付け ・ 電力網の賃借による送電線網利用 ・ 送電線網の容量に応じた送電線網共同利用 ・ 送電線網貸借価格の承認権限（権限に応じて大臣、州知事、県知事/市長）
第 5 条	・ 配電線共同利用に関する規定（第 4 条（送電線）とほぼ同じ）
第 7 条	・ 配電事業、電力販売事業、統合的電力供給事業の制限（一事業地域（*Wilayah Usaha*）、一事業体）
第 9 条	・ 第 7 条で言及した事業体の定義 ・ 電力供給事業体である国有企業（PLN を指す）への優先権付与
第 2 款	電力供給事業許可
第 10 条	・ 電力供給事業許可（*IUPTL*）取得の義務付け ・ 電力供給事業許可（*IUPTL*）付与権限（大臣、州知事、県知事/市長）
第 12 条	・ 電力供給事業許可（*IUPTL*）保持者間の電力売買、電力網の賃借のための新たな電力供給事業許可（*IUPTL*）取得の免除 ・ 電力販売価格、電力網賃借価格の承認権限（大臣、州知事、県知事/市長）
第 13 条	・ 電力供給事業許可（*IUPTL*）申請に必要な要件 ・ 送配電事業のための電力供給事業許可（*IUPTL*）条件（送配電網利用候補申請者間での電力網賃借の同意を備えること） ・ 配電事業、電力販売事業､統合的電力供給事業のための許可条件（大臣により定められた事業地域及び電力供給事業計画を備えること）
第 19 条	・ 配電事業、電力販売事業、統合的電力供給事業のための電力供給事業許可申請方法（事業地域（*Wilayah Usaha*）の取得の要） ・ 事業地域（*Wilayah Usaha*）の取得方法（州知事、県知事/市長から推薦の要）
第 24 条	・ 電力供給事業許可（*IUPTL*）保持者の可能実施事業（電力購入、電力網の賃借、電力網の連系） ・ 国境を越えての電力網連系は大臣承認による

表 3-4 電力供給事業活動に関する政府規則 2012 年 14 号の主な規定(2)

条項	規定概要
第 25 条	・ 電力購入、電力網賃借は電力供給事業計画に基づくこと ・ 電力購入方法、他
第 3 節	自家用の電力供給事業
第 3 章	土地利用
第 4 章	電力販売価格、電力網賃借価格及び電力料金
第 1 節	電力販売価格及び電力網賃借価格
第 39 条	・ 電力販売価格および電力網賃借価格の承認権限（大臣、州知事、県知事/市長） ・ 電力販売価格および電力網賃借価格の通貨（ルピアあるいは外国通貨） ・ 電力販売価格および電力網賃借価格の契約に含まれる相互の合意に基づくあるコスト要素変化に応じた調整 ・ 上記価格調整の許可権限（大臣、州知事、県知事/市長）
第 40 条	・ 電力販売価格および電力網賃借価格の承認のための申請方法・必要要件（電力売買価格の合意書或いは電力網賃借価格の合意書）
第 2 節	電力料金
第 41 条	・ 電力料金の制定
第 5 章	技術
第 6 章	指導及び監督
第 7 章	行政処分
第 8 章	終則

なお、2014 年 4 月に政府規則 2014 年 23 号が発行され、政府規則 2012 年 14 号の一部（第 8 条、第 26 条）が改訂になっているが、電力網賃借に係わる条文に変更はない。

(3) エネルギー鉱物資源省令 2015 年 1 号における託送に関する規定

MEMR が 2015 年 l 月にエネルギー鉱物資源省令を制定し、高圧需要を対象として想定した送配電設備の部分開放による託送事業 (Power Wheeling) の導入を正式に定めた (電力供給の協力と電力送電網の共同利用に関するエネルギー鉱物資源省令 2015 年 l 号)。しかしながら同省令には託送価格(Wheeling Charge)の算出式に関する規定がないことや、事業を行うためのライセンスの取得に必要な詳細な要件や、PLN との系統接続にあたっての詳細な技術要件や協議方法等は定められていない。

本省令では、第 4 条から第 7 条に送電線網の共同利用に関する事項が、第 8 条から第 11 条に配電線網の共同利用に関する事項が規定されている。表 3.2.3 に本エネルギー鉱物資源省令における託送に関連の深い主な条項のうち送電線網の共同利用に関する条文（第 4 条から第 7 条）を示す。

表 3-5 エネルギー鉱物資源省令 2015 年 1 号における託送制度係わる条文(1)

条項	規定概要
第 4 条	(1) 送電事業は以下の通りの送電事業体によって行うことができる。 a. 送電分野の電力供給事業許可保持者（*IUPTL*）、或いは b. 送電線を所有する統合的電力供給事業許可（*IUPTL*）保持者 (2) (1)項の送電事業は事業地域(*Wilayah Usaha*)に限定されるものではない。
第 5 条	(1) 第 4 条の電力送電事業は送電線網の共同利用の機会を開くことが義務付けられる。 (2) (1)項の送電線網の共同利用は、電力送電網の容量とグリッドコードに応じて実施されなければならない。 (3) グリッドコードがまだ無い地域においては、(1)項の電力網の共同利用は、共同で合意されたグリッドコードを指針とする。 (4) 送電線網の共同利用を行う系統運用の制御は、その地域で最も大きい系統を運用する系統運用者により実施されなくてはならない。 (5) グリッドコードにまだ規定されていない他の技術的な同意事項は、共同での合意事項に規定され、送電線の賃借契約から分離したものであってはならない。 (6) 送電線網の賃借価格は、権限に応じて大臣あるいは州知事の同意を得ている送電線賃借提供者としての第 4 条の電力送電事業体で適用している送電網賃借価格に追従すること。 (7) (1)項の送電線網共同利用は、新たな電力供給事業許可（*IUPTL*）は必要としない。

表 3-6 エネルギー鉱物資源省令 2015 年 1 号における託送制度係わる条文(2)

条項	規定概要
第 6 条	(1) 発電分野の電力供給事業許可（*IUPTL*）保持者、事業地域(*Wilayah Usaha*)を所有する電力供給事業許可（*IUPTL*）保持者および操業許可(*IO*)保持者は、第 4 条の電力送電事業体が所有する送電線網を利用することができる。 (2) 送電線網を利用可能とするには、(1)項の許可保持者は、第 4 条の送電事業体にプロポーザルを提案しなくてはならない。 (3) (2)項のプロポーザルには、以下を備えること。 a. 電力供給事業許可（*IUPTL*）或いは操業許可(*IO*) b. 以下を含む送電網利用計画 1. 送電線の位置及び延長 2. 発電所の種類及び容量 3. 期間 4. 消費者の特性 5. 電力の質 (4) 前述のプロポーザルが第 4 条の送電事業体に提出され大臣より許可を所得する場合、申請者は申請書の写しを総局長に伝達しなくてはならない。 (5) 第 4 条の送電事業体は、申請書を受領してから 5 営業日以内に(2)の申請に対して合意か拒否を与えなくてはならない。 (6) 第 4 条の送電事業体は、(5)項の合意を得た送電線網利用候補者と送電線網の共同利用に関する交渉を、合意から 30 営業日以内に実施しなくてはならない。 (7) 第 4 条の送電事業体が拒否を与える場合は、理由を書面で添付しなくてはならない。 (8) 送電線事業体は、交渉結果に従った賃借価格協定を、権限に応じて大臣あるいは州知事に提出し合意を得なくてはならない。 (9) 権限に応じて大臣或いは州知事は、(8)項の送電事業体により提出がなされてから 30 営業日以内に送電網賃借価格の提案に対し合意か却下しなくてはならない。 (10) 大臣あるいは州知事が送電網賃借価格の提案を却下した場合は、送電線事業体は交渉を繰り返さなくてはならない。
第 7 条	送電線事業体は、権限に応じて大臣或いは州知事より送電線網の賃借価格の合意を得た後、送電線網賃借契約を送電線網利用者と締結しなくてはならない。

3.3 託送を利用した電力供給事業に必要な許認可

インドネシアにおいて電力供給事業を行うためには、エネルギー鉱物資源省（MEMR）の規制によ

り MEMR 或いは地方政府より電力供給事業許可（*IUPTL*）を取得する必要がある。その事業が公共へ電力供給事業を行う場合は、その特定の供給地域で電力販売を可能とする事業地域（*Wilayah Usaha*）を取得する必要がある。この事業地域については非効率的な投資を防ぐ目的から、現行電力法（電力に関する法令 2009 年 30 号）により一つの事業地域には一つの事業体のみしか認定されない。この事業地域（*Wilayah Usaha*）は、いくつかの例外を除き PLN に付与されており、新規に工業団地等の地域開発を行い事業地域（*Wilayah Usaha*）を取得するためには、既存の事業者（PLN）が決められていない、既存事業者が新規に供給する能力を有していない、または既存事業者が事業地域（*Wilayah Usaha*）を譲渡するかのいずれかに限定される。このため PLN が既に事業地域（*Wilayah Usaha*）の認定を得ている供給地域では、電力販売を実施するためには PLN と交渉の上、さらに地方政府の同意を得て、政府より事業地域（*Wilayah Usaha*）を譲渡の認定を受ける必要がある。

上述の通り、託送を通じて電力販売事業を行うためには、「事業地域（*Wilayah Usaha*）」を有する「電力供給事業許可（*IUPTL*）」保持者であることがその資格要件となり、前述のエネルギー鉱物資源省令 2015 年 1 号における託送制度に係わる条文(第 6 条、第 7 条)に規定された一連の手続きが必要である。なお、自家発のライセンスを受けた事業者が、託送を利用して発電する場所とは別の場所で受電するケースも考えられる。

3.3.1 電力供給事業許可(*IUPTL*)

電力供給事業許可（*IUPTL: Izin Usaha Penynyediaan Tenega Listrik*）は、現行電力法「電力に関する法律 2009 年 30 号」で、「公共向けの電力供給事業を実施するための許可」と定義され、発電、送電、配電消費者への電力販売を行う事業体は、本許可を有することが義務付けられている。その付与の権限は MEMR（供給地域が地方政府をまたがる場合および国有企業が事業体の場合）、地方政府（地方政府内の行政区分をまたがる場合）、行政政府（単一の行政区分の場合）にそれぞれ委譲されている。また、電力供給事業許可（*IUPTL*）保持者として、以下事項が義務付けされている。

a. 現行の品質・信頼性基準を満たした電力の供給
b. 需要家及び住民に対する最良のサービスの提供
c. 電力安全規定の遵守、及び
d. 国産品・国内のポテンシャルの優先

本事業許可の詳細は、前述した電力供給事業活動に関する政府規則 2012 年 14 号と電力供給事業許可手続きに関するエネルギー鉱物資源省令 2013 年 35 号に規定されている。

なお、PLN は、IPP 等、他の電力供給事業を行う事業体と同様に電力供給事業許可（*IUPTL*）保持者のひとつである。ただし、「電力に関する法律 2009 年 30 号」で、国有企業として、その電力供給事業に実施に優先権が与えられていることから、他の電力供給事業許可（*IUPTL*）保持者とは実際には異なる事業展開が可能となっている。

3.3.2 電力供給事業地域(*Wilayaha Usaha*)

電力供給事業地域（*Wilayah Usaha*）は、現行電力法「電力に関する法律 2009 年 30 号」で、「電力供給事業許可保持者が配電、及び/又は電力販売事業を行うために政府が定めた地域」と定義され、先に述べたとおり特定地域への電力供給独占権利であり、エネルギー鉱物資源大臣のみにその付与権限が与えられている。またこの権利取得には既得権を得ている PLN の判断に大きく依存する規則となっている。

この電力供給事業地域については、公共向け電力供給事業地域申請手続きに関するエネルギー鉱物資源省令 2012 年 28 号で、以下のとおりの基本原則が示されている他、その認可手続きが規定されている。

- 事業地域（*Wilayah Usaha*）とは、配電及び/又は電力販売事業体が電力供給事業を行う地域として大臣（エネルギー鉱物資源省大臣）が定めた地域
- 一つの事業地域（*Wilayah Usaha*）には一つの事業体のみ。
- 事業地域（*Wilayah Usaha*）保持者は、その事業地域内において、良好な品質と信頼性を伴った電力供給および配電線網を提供しなくてはならない。

また、新規に電力供給事業取得を希望する際には、MEMR 大臣（もしく地方政府・行政政府の長）宛てに以下の事項を記載した書類を提出し申請手続きを開始することとなる。

a. Identity of the applicant;
b. Legalization of business entity from the competent authority;
c. The applicant's profile;
d. Taxpayer identification number (TIN);
e. Funding ability;
f. Business area border and location map equipped with the coordinate point;
g. Analysis of requirement and plan of electric power provision business in the business area proposed; and
h. Recommendation of the governor in the event that the business area as requested covers the cross –regency/city.

Recommendation of the regent/mayor in the event that the business area as requested is in the regency/city area.

図 3-8 新規電力供給事業申請に必要な情報

この申請に基づき、MEMR は供給地域付与の検討を行うこととなるが、ほとんどの場合、当該の電力供給事業地域の権利は PLN が所有していることから、省令 2012 年 28 号の 3 条に規定されている以下のクライテリアに沿った形で事業地域の付与の決定／否決が行われる。

(1) The business area as referred to in paragraph (1) may be determined in the event of:
   a. Such area has not been reached by the existing business area holder;
   b. The existing holder of business area is incapable of providing the electric power or electric power distribution network with good quality and reliability; or
   c. The existing holder of business area returns in part or in whole the business area to the Minister.

図 3-9 新規電力供給事業申請の評価基準　（エネルギー鉱物資源省令 2012 年 28 号第 3 条）

2016 年 3 月、エネルギー鉱物資源省は、エネルギー鉱物資源省令 2016 年 07 号を制定し、省令 2012 年 28 号を一部改訂し、以下の条文を付加している。

第 4A 条

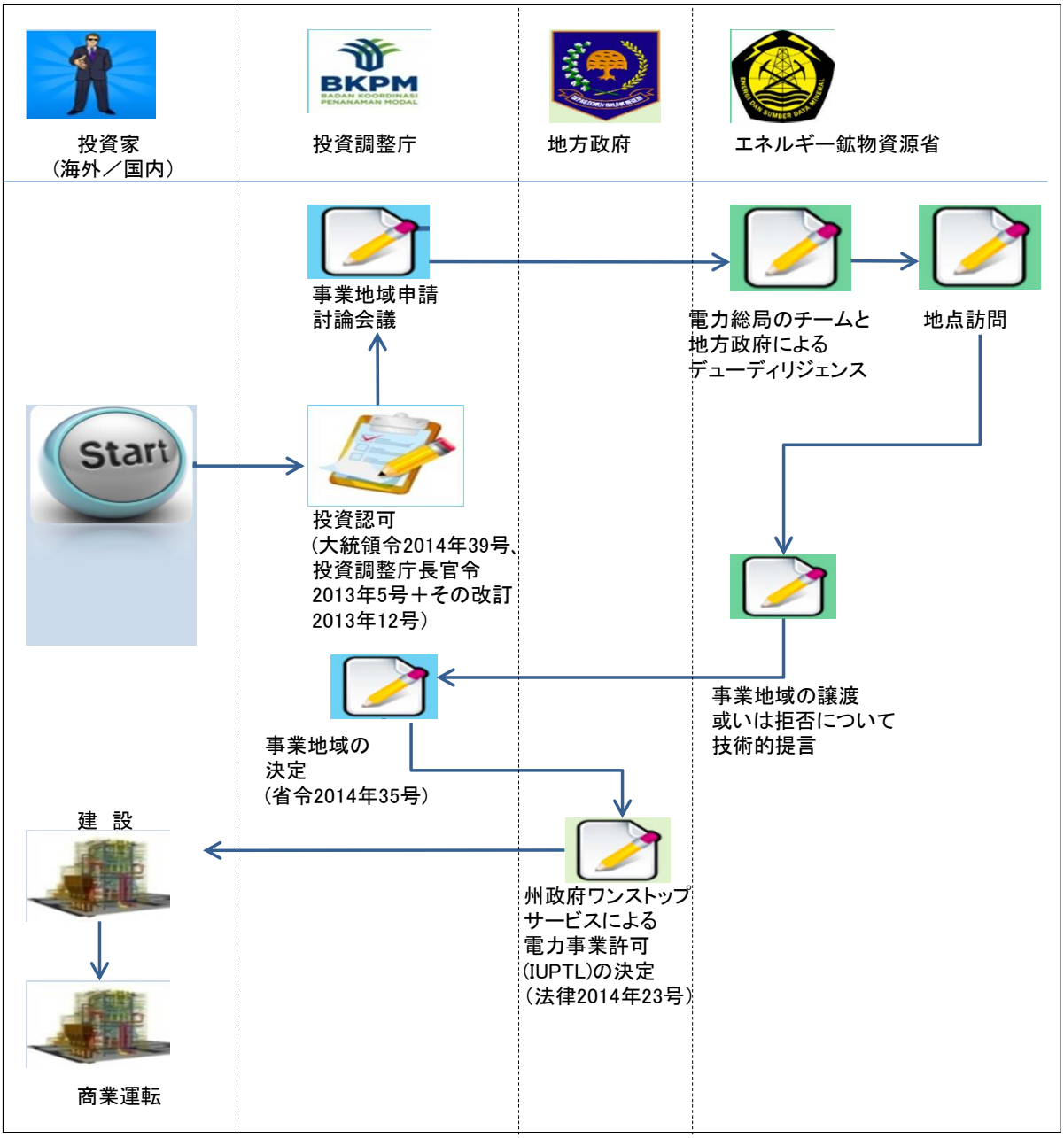
(1) 第 3 条（2）項に規定の事業地域決定の枠組みにおいて、総局長は大臣名義により、事業地域決定技術適正評価を行うための技術チームを派遣することが可能

(2) (1) 項に規定の事業地域決定技術適正評価は、事業地域決定技術評価結果報告書に記載される。

(3) (2) 項に規定の事業地域決定技術評価決定報告書は、大臣、この場合総局長に提出される推薦状の形となる。

図 3-10 省令 2012 年 28 号の付加条文

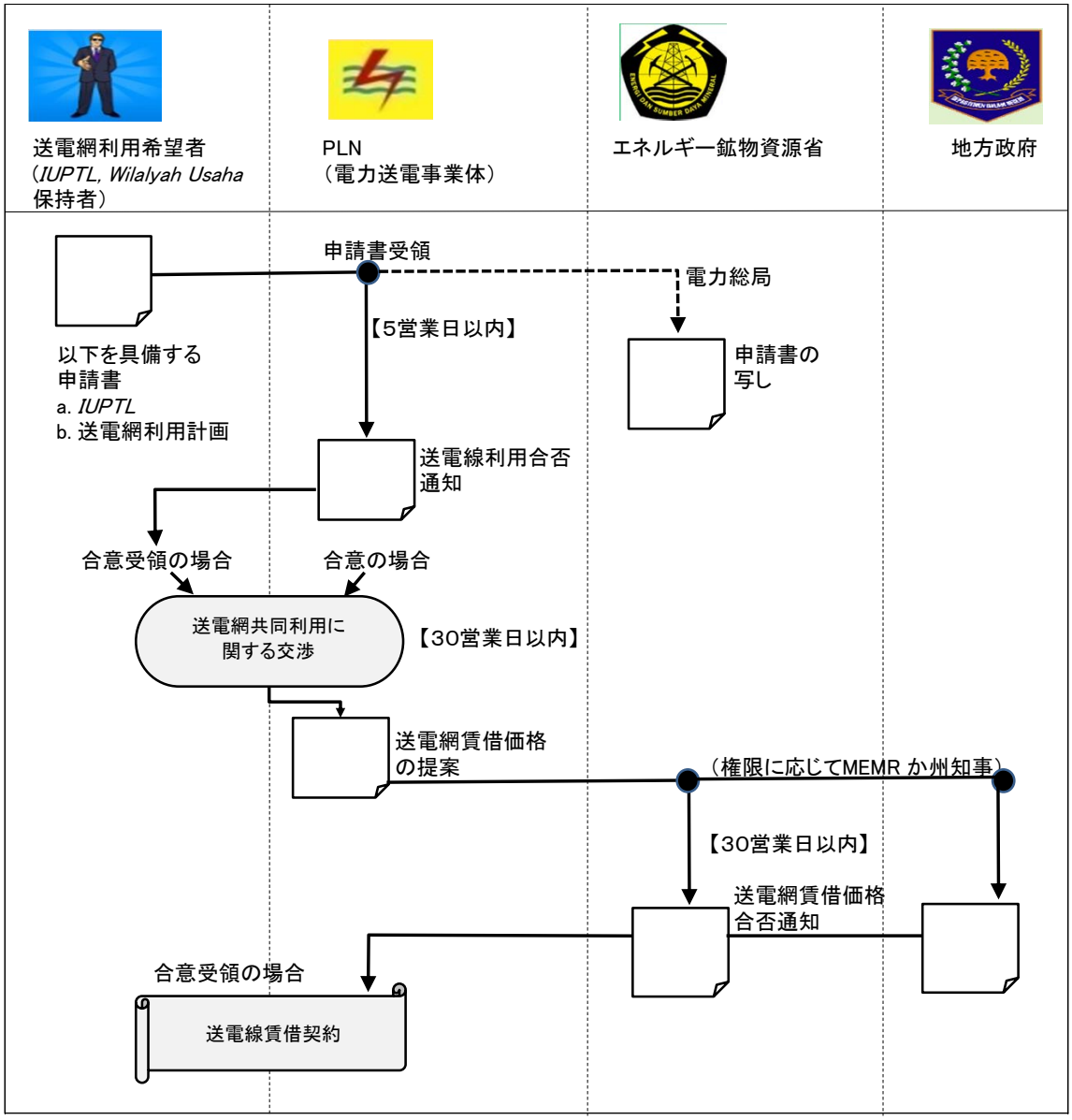
この条文により、省令 2012 年 28 号の第 3 条に規定された事業地域の付与に関し、エネルギー鉱物資源省がその電力総局の技術チームにより評価が行われることが明示された。エネルギー鉱物資源省によると、この技術チームは電力総局の職員 5 名程度で構成され、電力総局内部のクライテリアに基づき評価が実施されるとのこと。さらに投資調整庁によると、この改訂省令による事業地域の新しい付与手続きは、以下の通りとなり、PLN をまったく介することなく、エネルギー鉱物資源省が主体的に評価を下すプロセスに変化している。



出典：BKPM セミナー資料より調査団作成

図 3-11 事業地域決定の新しい手順

調査団にてエネルギー鉱物資源省令の 2015 年 1 号に基づいた申請手順をまとめたものを以下に示す。



エネルギー鉱物資源省令2015年1号に基づく送電網利用申請手順

図 3-12 事業地域決定までの所要時間

以下には MEMR から入手した、PLN 以外で *Wilayah Usaha* を取得した企業体のマップおよび各事業体の詳細を示した表を示す。

図 3-13 PLN 以外で *Wilayah Usaha* を取得した企業体（マップ）

表 3-7 PLN 以外で *Wilayah Usaha* を取得した企業体（運用している）(1)

No.	事業者名	Wilayah Usaha の詳細			容量 (MW)	計画されている拡張 PJ	
		運用開始日	州	エリア (ha)		MW	Year
1	PT Tatajabar Sejahtera	26/12/2012	Jawa Barat	2.3	42	-	-
2	PT Kariangau Power	2/9/2008	Kalimantan Timur	1.989,54	30	-	-
3	PT Cikarang Listrindo	9/12/2003	Jawa Barat		600	-	-
4	PT Bekasi Power	7/6/2010	Jawa Barat	460	120	400	2017
5	PT Krakatau Daya Listrik	9/5/2014	Banten	4.757,50	400	120	2015
6	PT PLN Batam	29/11/2012	Kepulauan Riau		380	70 85 40 50 130	2015 2015 2015 2016 2018

表 3-8 PLN 以外で Wilayah Usaha を取得した企業体（運用している）(2)

No.	事業者名	Wilayah Usaha の詳細			容量 (MW)	計画されている拡張 PJ	
		運用開始日	州	エリア (ha)		MW	Year
7	PT Makmur Sejahtera Wisesa	18/3/2013	Kalimantan Selatan	4.786	60	-	-
8	PT PLN Tarakan	1/5/2013	Kalimantan Utara	250,80	58	10 20	2015 2017
9	PT Batamindo Investment Cakrawala	16/5/2013	Kepulauan Riau	320	175	-	-
10	PT Dian Swastatika Sentosa - Serang Mill	1/8/2013	Banten	524,8	190	-	-
11	PT Dian Swastatika Sentosa - Tangerang Mill	23/10/2013	Banten	28,1	19	-	-
12	PT Tunas Energi	20/12/2013	Kepulauan Riau	64	16	-	-
13	PT Panbil Utilitas Sentosa	14/2/2014	Kepulauan Riau	173,8	38	-	-
14	PT Krakatau Posco Energy	25/3/2014	Banten	388	200	-	-
合計 容量					**2.328**	**925**	

表 3-9 PLN 以外で Wilayah Usaha を取得した企業体（運用されていない）

No.	事業者名	*Wilayah Usaha*			計画されている容量	
		年月日	事業内容	エリア (ha)	MW	Year
1	PT Mabar Elektrindo	9/6/2014	Sumatera Utara	693	300	2017
2	PT United Power	13/10/2014	Jawa Tengah	2.7	300 300	2019 2020
3	PT Soma Daya Utama	20/10/2014	Kepulauan Riau	4.327,7	60	2017
4	PT Karimun Power Plant	31/10/2014	Kepulauan Riau	7326,6	40	2017
5	PTPN III	31/10/2014	Sumatera Utara	1.933,8	7 2,1 50	2014 2016 2019
6	PT Sumber Alam Sekurau	14/11/2014	Kalimantan Utara	361	7,5 7,5 15	2015 2016 2017
7	PT Bakrie Power	26/11/2014	Kalimantan Timur	943,8	200	2017
合計 容量					**1.289,1**	

表 3-10 PLN 以外で Wilayah Usaha を取得した企業体

NO.	事業者名	認可証
1	PT Dwi Maharani-Nadi Kuasa Bersekutu SDN. BHD. Joint Venture	Telah terbit Keputusan Kepala BKPM No. 1/1/PWUPTL/2015 Tanggal 29 Januari 2015
2	PT Energia Prima Nusantara	Telah terbit Keputusan Kepala BKPM No. 2/1/PWUPTL/2015 Tanggal 31 Juli 2015
3	PT Wijaya Triutama Plywood Industri	Telah terbit Keputusan Kepala BKPM No. 3/1/PWUPTL/2015 Tanggal 29 September 2015
4	PT Natrustparadigma Listrik Mandiri (Napalima)	Telah terbit Keputusan Kepala BKPM No. ../1/PWUPTL/2015 Tanggal ….. 2015

3.4 現行の託送代替方式の例

現行の電力法において託送を活用するケースとしては事業地域(Wilayah Usaha)の制定を受けている「配電および／あるいは電力販売事業者」が遠方にある電源から供給を受けるために他社の送配電設備を経由させ電力を調達する場合が考えられる。事業地域を制定されている事業者は配電設備も所有しているため、他から電力を買電する場合、配電網の受電点である変電所へ供給する場合が多いと考えられる。現行では送電網は PLN が独占しているために PLN が電力の託送を行い、発電事業者から電力販売事業者に電気が届けられる。

次図に現行で考えられる託送供給の形態を示す。なお、この図に記載はないが、3.1 節で述べたよ

うに、自家発のライセンスを受けた事業者が、託送を利用して発電する場所とは別の場所で受電する形態も考えられる。

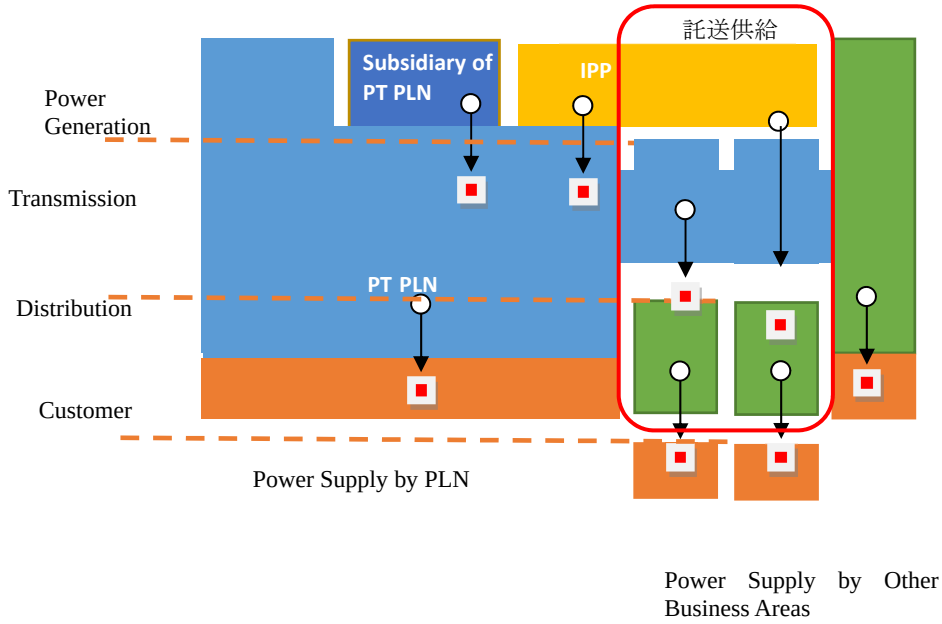


図 3-14 現段階で想定される託送供給スキーム

3.4.1 買戻し方式

買戻し方式は PLN 以外の事業地域を制定されている電力供給事業者が別の場所にある発電所からの電力を一旦 PLN に売電したのち、事業地域において買電する方式である。

① ブカシパワー

次図に示すように Bekasi Power の事業地域（工業団地）へ事業地域内にある Bekasi Power の発電所から電力を供給する際に、PLN の送電線を使用するものである。PLN からの受電点がもともとあり、構内の発電所から構外へ送電線を伸ばし、既存の PLN の送電線を利用している。PLN との契約は、PLN への売電および PLN からの買電である。

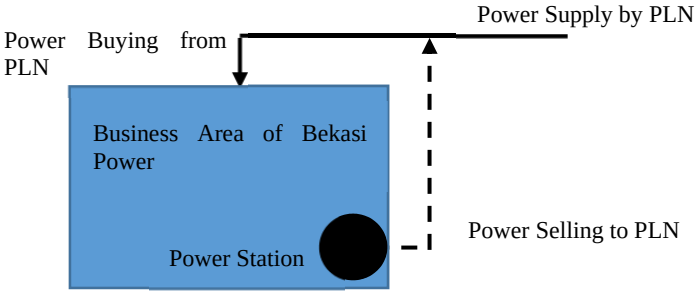


図 3-15 Bekasi における買戻し方式

② 北スマトラの例（PT Mabar Elektrindo）

PT Mabar Electrindo の事業地域から 20-30km 程度北に離れた地点に同社が発電所を設置し PLN の送電線を介して事業地域に送電を行うケースである。発電所の立地点は海に面し燃料調達に適した場所である。電力供給事業許可(IUPTL)および事業地域の制定をすでにうけている。現在建設が進められており、2×150MW の火力発電所が北スマトラの Deliserdang の Hamparan Perak に建設される。この発電所は 2017 年中旬の完成を目標としている。

この際の PLN からの売電価格については、エネルギー資源鉱物省からのレターにより決定がなされている。

PT PLN と PT Mabar Elektrindo との電力売買協力契約にかかる電力売買価格承認申請に関する 2014 年 10 月 3 日付の貴レターNo.5837/041/DIRUT/2014、PLN と PT Mabar Elektrindo 協力を通じた電力販売価格承認提案にかかる書類組に関する 2014 年 11 月 12 日付 PLN 取締役（商業、リスクマネージメント、コンプライアンス担当）レターに関連し、電力に関する法律 2009 年第 30 号第 33 条、電力供給事業活動に関する政令第 12 条と第 39 条の規定に基づき、PT PLN と PT Mabar Elektrindo との電力売買協力契約を通じた電力販売価格は 8,0558 ¢ US $ /kWh、或いは Rp.926,42/kWh（レート Rp.11,000/US $）にて承認する。

マクロ経済指標に対する電力販売価格の調整は、PT PLN と PT Mabar Elektrindo で合意した計算式に準拠し、両者に公平なリスク分配となるようにすることで、需要家の負担とならないようにすること。

エネルギー鉱物資源大臣

Suirman Said

写しの送り先：

エネルギー鉱物資源省官房長

エネルギー鉱物資源省監察長

電力総局長

PT Mabar Elektrindo 社長

図 3-16 エネルギー資源鉱物省からのレター

3.4.2 自己託送

③ Imeco の例

Imeco が事業地域を制定される予定の西ジャワのチカラン、中部ジャワの Semarang エリアおよび東部ジャワの 3 ヶ所の工業地域に、遠方に設置する西ジャワに石炭火力から PLN の送電線を介して電力を供給するスキームである。

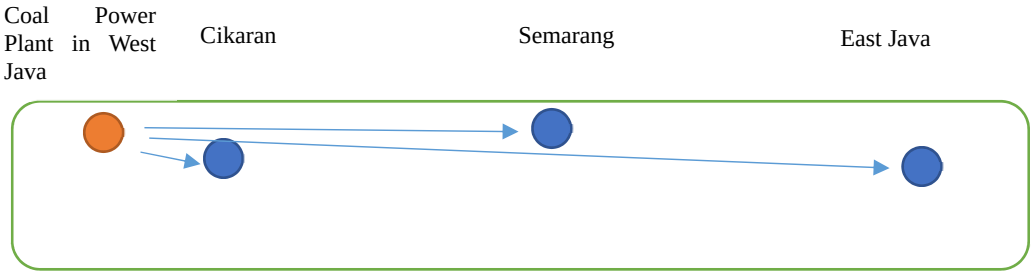


図 3-17 Imeco における自己託送

このジャワ島西部の電源の位置は PLN の送電系統の潮流が常時中部からジャカルタ方面に流れていることを考慮し、その潮流を軽減させることにより、送電ロスの低減、および送電容量の余裕を確保し供給信頼度を向上させるために PLN より推奨されたものである。

本件の電力供給事業許可(IUPTL)および事業地域の制定は申請中であるが未決定である。

3.5 インドネシアにおける託送制度利用のメリット

民間事業者が PLN へ IPP として売電する場合と託送制度を利用する場合との比較を下図に示す。IPP 制度では IPP と PLN が電力売買契約を締結し契約に基づき PLN は発電事業者に電力購買の支払いをする。託送制度では PLN は事業者に支払う必要はなく託送料金を受け取る。

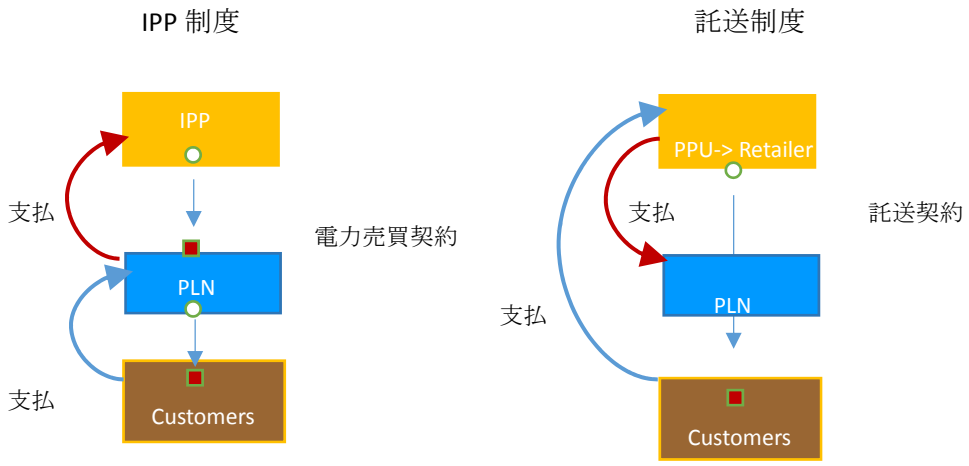


図 3-18　IPP 制度と託送制度の比較

インドネシアにおいて託送制度を活用するメリットを発電事業者、送電事業者(PLN)および電力需要家の立場から見た場合に分けて以下に記載する。

- 発電事業者側のメリット

託送が利用されない場合、発電事業者は PLN へ売電する IPP として事業を行うことになり、事業は PLN の公募による競争入札になる。一方、託送を利用すれば電力売買の契約は小売側との契約になり、発電量は需要家の需要に応じて買い取られる。このため、託送を活用することにより発電事業者にとって以下のメリットが考えられる。

- PLN の IPP 入札を経ずとも、要件を満たし需要家を確保すれば発電事業へ参入が可能になる。*)
- 電力の売電方法の選択肢が増え、投資の範囲が拡大する。

*) 政令 2014 年 14 号で「IUPTL 保持者の電力購入は入札を経て行うこと」となっている。一方、託送を規定しているエネルギー鉱物資源省令 2015 年 1 号では、「IUPTL 保持者は直接協力することができる」とあり、これは直接、二者間で電力の売買を行うことが認められることを規定している。

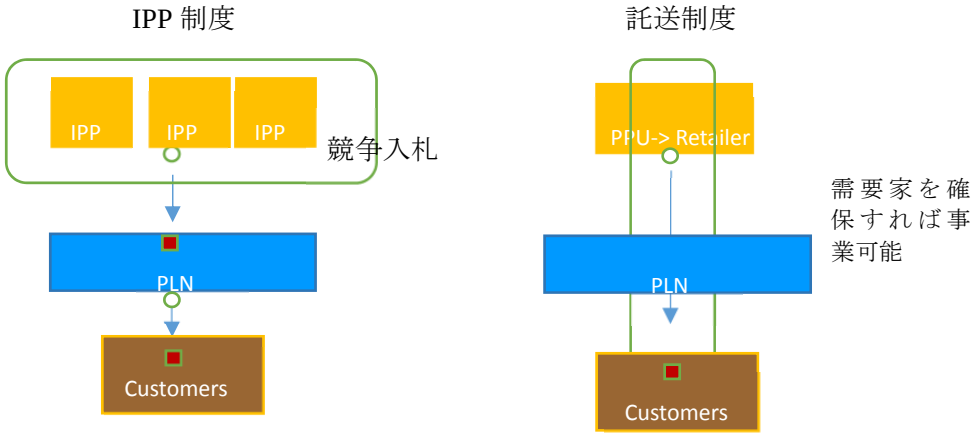


図 3-19　発電事業者から見た IPP 制度と託送制度の比較

- 送電事業者側(PLN)のメリット

託送が利用されれば送電事業者である PLN は、IPP から電力を購入する必要がなくなり IPP との契約に伴う燃料費の支払い義務、および稼働時間に応じた固定的な支払い義務が回避される。また、託送料金による確実な収入が期待される。このため、託送を活用することにより送電事業者である PLN にとって以下のメリットが考えられる。

➢ 発電事業者との契約に伴う負担の軽減

託送を利用することで民間事業者が直接 IPP と契約できるようになり IPP からの電力を PLN が購入する義務が軽減される。

✧ IPP の発電電力の購入契約履行の負担軽減
✧ 燃料費の実費の支払い義務による為替変動時のリスク回避
✧ 稼働時間に応じた固定的な支払義務などの負担が軽減

➢ 託送料金のコントロールによる収入の確保

託送料金は最終的に政府の承認が必要であるものの国営電力である PLN の裁量で制御できる範囲が大きい。このため、PLN は託送料金を適切に設定することにより確実な収入を期待でき、将来にわたって収支の改善を図ることができる。

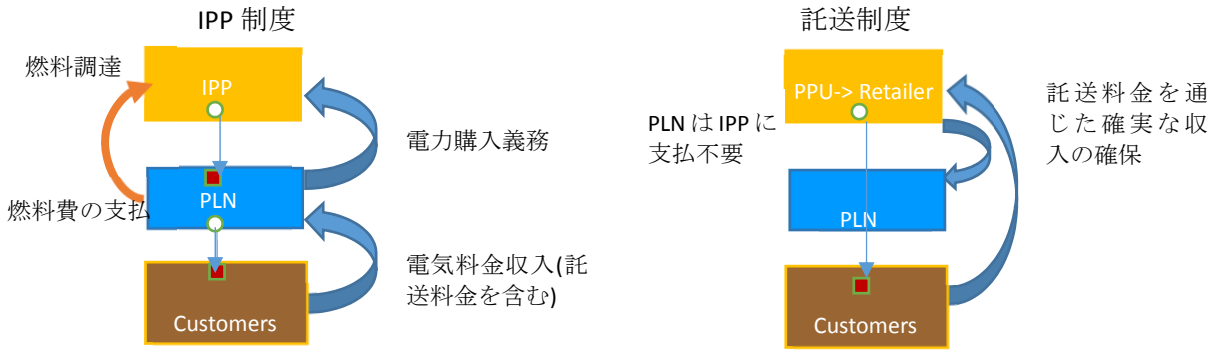


図 3-20　PLN からみた IPP 制度と託送制度の比較

- 電力需要家側（あるいは小売事業者側）のメリット

託送制度は本来、電力自由化の中で、電力需要家あるいは小売事業者が自由に供給元の電源を選択できるようにするための制度である。このため、託送を活用することにより電力需要家側（あるいは小売事業者側）にとって以下のメリットが考えられる。

- 需要家が電力を購入する先、あるいは小売事業者電力を調達する方法の選択肢が増え、より経済性・効率の高い電力の使用が可能となる。
- 需要家あるいは小売事業者にとって関連の深い発電事業者の選定が可能になる。

- インドネシア国にとってのメリット

託送制度の導入はまた、発電事業者の参入を促し、経済を活性化する効果をもたらす。託送料金は政府が承認することになるため、政府が託送料金をコントロールすることにより、補助金の有無、特定地域への電源の誘致などの政策を反映することによって、発電事業者の参入度合いを調整することが可能である。このため、託送が活用されることによりインドネシア国にとって以下のメリットが考えられる。

- 工業団地等への事業参入者が増加し経済が活性化する
- 地産地消が促進され系統が安定化する
- 地方、離島の系統に発電事業者の参入を促す

第4章 各主要系統の送配電システムの運用状況

経済成長率はインドネシア全体で年 5%～７%程度を予測しており、人口の伸びからも電力需要の増加は今後も期待されると考えられている。販売電力量及び電力需要の予測を下表に示す。2024 年度では、年間 464TWh、成長率 8.7%を予測し、ピーク負荷は 2024 年 74,536MW、成長率 8.2%を予測している。

表 4-1 販売電力量及び電力需要予測

FY	経済成長率	販売電力量 TWh	電力需要（MW）
2015	6.1	219	36,787
2016	6.4	239	39,880
2017	6.8	260	43,154
2018	7.0	283	46,845
2019	7.1	307	50,531
2020	7.0	332	54,505
2021	7.0	361	58,833
2022	7.0	392	63,483
2023	7.0	427	68,805
2024	7.0	464	74,536

出典：RUPTUL　2015-2024　第三章

インドネシアにおける電化率は、需要の伸びとともにが上昇しており、2009 年 65%（インドネシア全体）から 2013 年には 80.4%迄上昇している。

表 4-2 インドネシア国　電化率

地域	2009	2010	2011	2012	2013	2014
RE Sumatera	62.7	65.0	71.4	76.2	81.0	84.5
RE Jawa-Bali	67.6	70.5	73.6	78.2	83.2	87.0
RE Indonesi Timur	50.6	52.6	59.0	64.6	70.5	73.9
RE Indonesia	63.5	66.2	70.5	75.3	80.4	84.0

出典：RUPTL2015-2024　第三章

送配電ロス率を下表に示す。

表 4-3 送配電ロス率

項目	2010	2011	2012	2013	2014
配電ロス率	7.64%	7.34%	6.95%	7.77%	7.52%
送電ロス率	2.25%	2.25%	2.44%	2.33%	2.37%
系統ロス率	9.70%	9.41%	9.21%	9.91%	9.71%

参照：Annual　Report2014

2010 年より送電・配電ロス率それぞれ減少傾向にあるものの、今後も電化率が上昇してくる事から、Non-Technical Loss の抑制も含めて注視する必要性がある。

本章においては、インドネシアにおける系統の現状・将来についてジャワ-バリ地区（主に西ジャワ・ジャカルタ中心）・スマトラ島・スラウェシ（南スラウェシ）の地域に分割し紹介する。

図 4-1 インドネシア全体地図

出典：RUPTL2015-2024

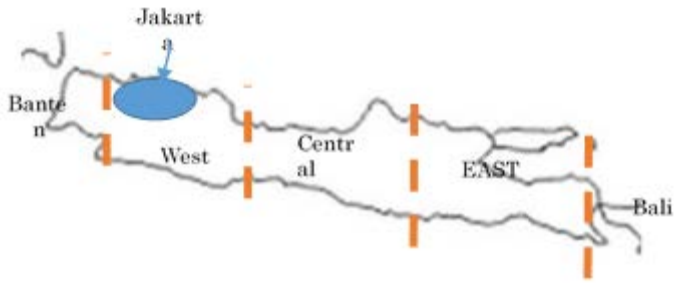
4.1 ジャワ-バリ地区

ジャワ-バリ地区は、以下の５つに区分されており、西ジャワ地区はインドネシア・ジャワ-バリ地区の西側、ジャカルタを含む電力需要が集中している州である。

表 4-4 ジャワ―バリ地区の区分

Area	Call Sign	Area Control Center（ACC）	
APB Jakarta & Banten	Area1	ACC Cawang	Jawa Bali Control Center（JCC）
APB Jawa Barat(West Jawa)	Area2	ACC Cigereleng	
APB Jawa Tengah & DIY (Central Jawa)	Area3	ACC Ungaran	
APB Jawa Timur(East Jawa)	Area4	ACC Waru	
APB Bali	Area5	ACC Bali	

出典：PLN System Planning



出典：調査団員作成

図 4-2 ジャワ―バリ地区の区分

4.1.1 現状の系統構成・電力潮流

以下にジャワ-バリ 500kV 系統における 2015 年（19 時）時点での潮流図を示す。ジャワ-バリ系統を、図 4-2 の分断と同様に分断した潮流図を下記に示す。下図に示すように、需要が集中しているジャカルタに向かって、東西から電力が流れている事が確認できる。

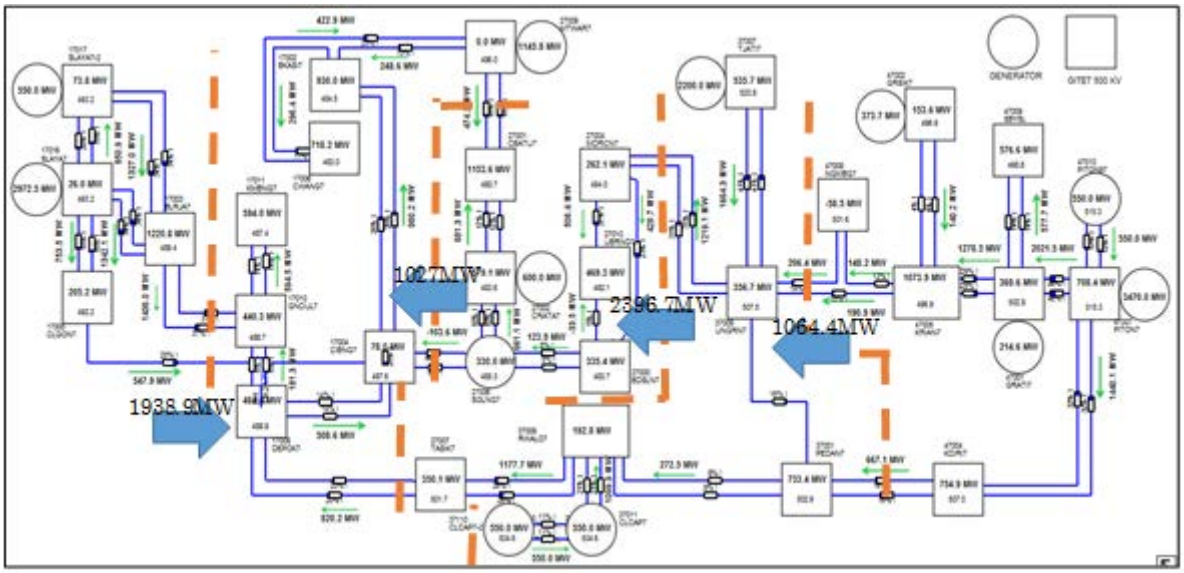


図 4-3 ジャワ-バリ系統潮流図

出典：PLN

4.1.2 計画

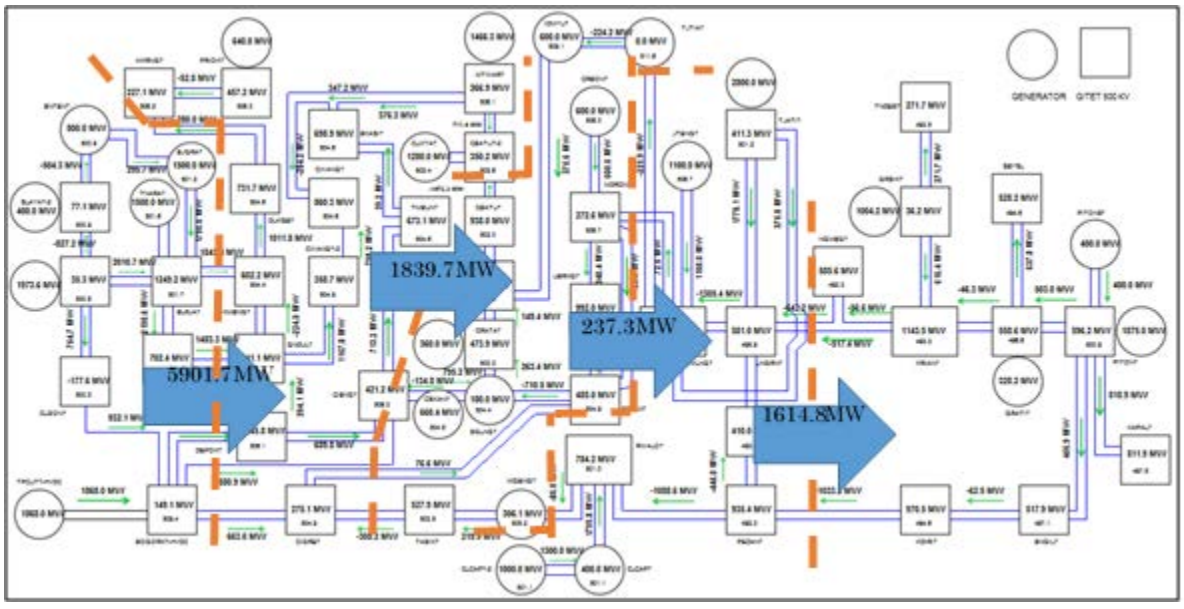
RUTUL では、インドネシアの西ジャワエリアにおいて、2013 年～2022 年までに合計：12,433MW の電源開発計画があり、同じく 2013 年～2022 年までに 500kV 送電線においては、9,836MVA の送電容量新設する計画がある。

以下に西ジャワ地区ジャワにおける現状・将来の系統配置図と、下図にジャワ-バリ 500kV 系統における図 4-5 2020 年（19 時）、図 4-6 2024 年（19 時）時点での潮流予想図を示す。

図 4-5、図 4-6 からわかるように、ジャカルタに集中していた電力の潮流が、東西に分断される流れに変更している事がわかる。ジャカルタに需要が集中しているため、需要分散を視野に検討しているためと推測できる。

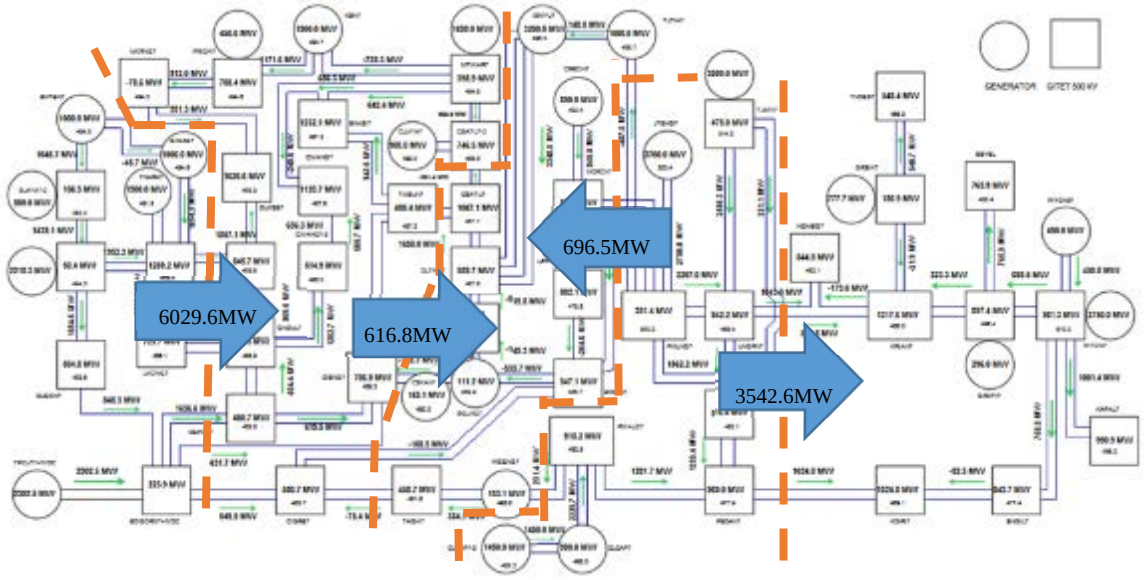
参照：RUPTL2013_2022　Summary

図 4-4 ジャワ-バリ地区　系統図



出典：PLN

図 4-5 2020 年（19 時）Java Bali 500KV Load Flow

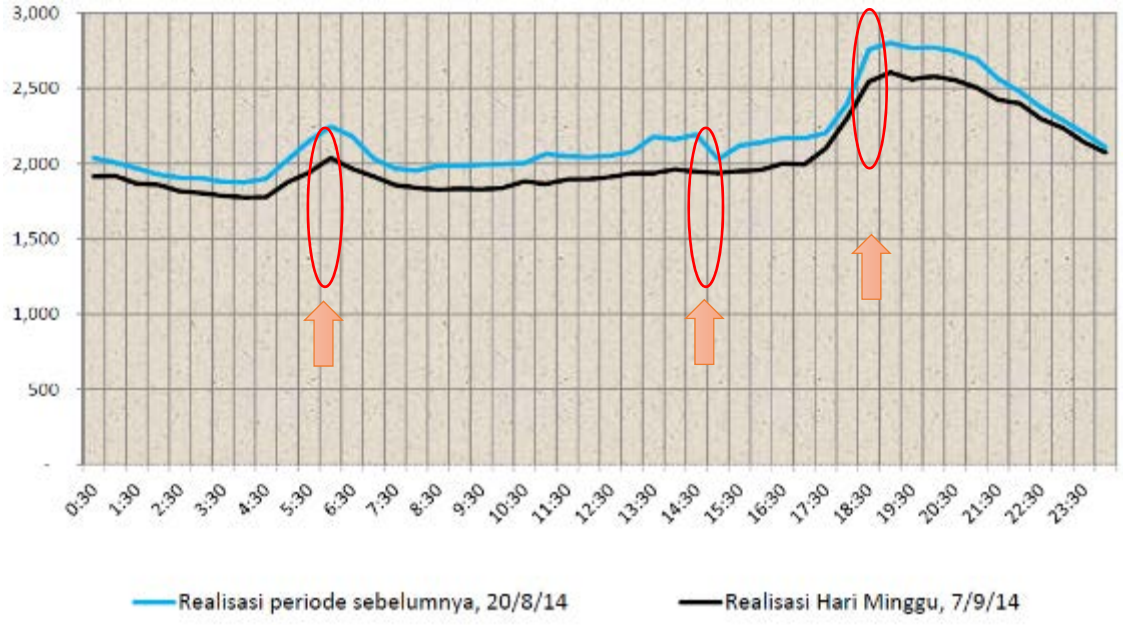


出典：PLN

図 4-6 2024 年（19 時）Java Bali 500KV Load Flow

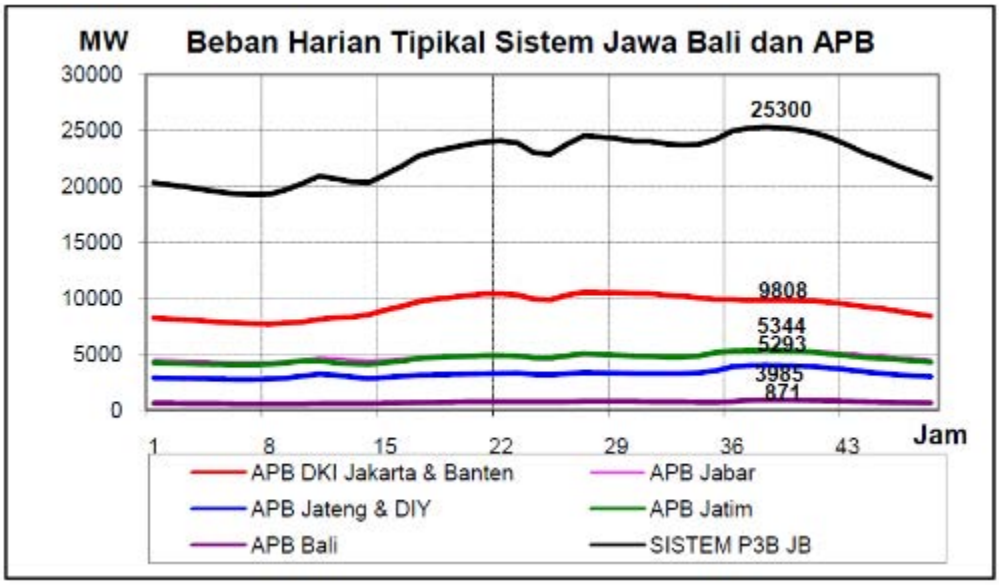
4.1.3 電力需給バランスの現状

ジャワ-バリ系統の電力需要図を以下に示す。朝・昼・夜と 1 日に回需要の立ち上がりがあるのが特徴であり、また下図に地域毎の典型的な日負荷需要曲線を示す。



出典；PLN(P2B)

図 4-7 ジャワ-バリ地区　電力需要図



出典；PLN(P2B)

図 4-8 ジャワ-バリ地区　日負荷曲線

4.1.4 電力需給バランスの見通し

RUPTL より、下表 4-5Jawa-Bali における発電所端の最大需要に対する発電容量の割合は、平均して 132%程度であり、発電設備容量の最大需要に対する予備率は平均して 32%と余力が確保されている。

表 4-5 最大需要に対する発電容量の割合実績

	単位	2009	2010	2011	2012	2013	2014
A)最大需要（発電端）	MW	17835	18756	20439	22067	23415	25064
B)発電設備容量	MW	22906	23206	26664	30525	32394	33499
最大需要に対する発電設備容量の割合	%	128%	124%	130%	138%	138%	134%
発電設備容量の最大需要に対する予備率	%	28.4%	23.7%	30.5%	38.3%	38.3%	33.7%

出典：RUPTL2015-2024　第三章より調査団員作成

一方で、下表 4-6 の最大需要に対する発電出力（発電出力とは、発電設備容量のうち実際に出力される MW の事）の予備率は、平均して 22.9%程度である。2011 年以前は予備力が低かったが、発電設備の建設とともに出力も増加しており発電出力の予備率は上昇していることがわかる。

表 4-6 最大需要に対する発電出力の割合実績

	単位	2009	2010	2011	2012	2013	2014
A)発電出力	MW	21,784	21,596	23,865	28,722	30,095	31,206
B)最大需要（発電端）	MW	17,835	18,756	20,439	22,067	23,415	25,064
最大需要に対する発電出力の割合	%	122%	115%	117%	130%	129%	125%
発電出力の最大需要に対する予備率	%	22.1%	15.1%	16.8%	30.2%	28.5%	24.5%

出典：RUPTL2015-2024　第三章より調査団員作成

表 4-7 2014 年の発電設備容量比率

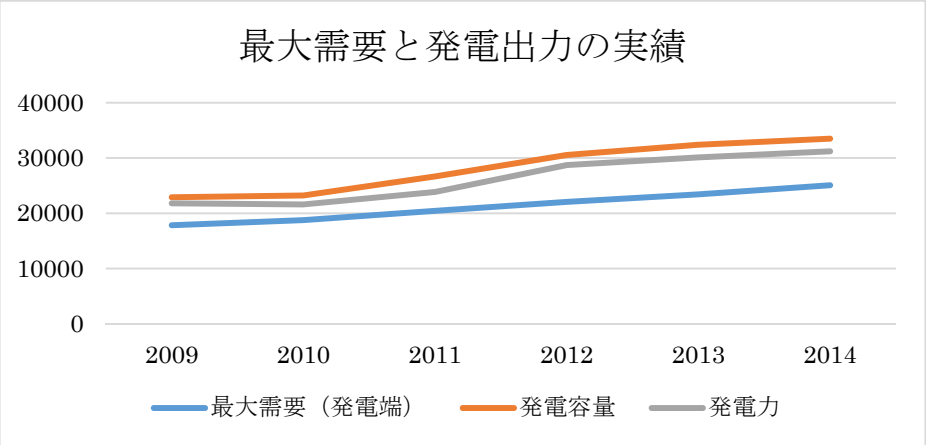
No	発電種別	PLN	IPP	計	
				MW	%
1	水力	2.159	150	2.309	6.9%
2	火力（蒸気）	15.020	4.525	19.545	58.3%
3	火力（ガス）	1.978	-	1.978	5.9%
4	火力（コンバインドサイクル）	7.851	420	8.271	24.7%
5	地熱	360	740	1.100	3.3%
6	ディーゼル	296	-	296	0.9%
計		27.664	5.835	33.499	100.0%

出典：RUPTL2015-2024　第三章

上記の表 4-7 より把握できるように、ジャワ-バリ地区における水力発電の割合が 7%弱であり、発電出力に対しては季節による大きな影響はなく需要を満たす設計であることがよみとれる。

RUPTL2015-2024 によると、発電計画は経済性及び一定の信頼度を満たすように策定されている。ジャワ-バリの信頼度については、停電確率（LOLP）が 0.274%以下とし必要な設備予備率は 25-30%とし必要な発電設備容量値で示すと 35%と設定されている。（RUPTL　第三章より）

Jawa-Bali 地区の最大需要と発電出力の実績値を下図に示す。



出典：調査団員作成

図 4-9 最大需要と発電出力の実績

4.2 スマトラ

インドネシア北部に位置し、ニアス、シトリ、テルク・ダラム、テロ、スンビラン州の島々を含め、150kV と 275kV 送電線路にて供給しており、スマトラ島における PLN と IPP の発電設備容量は以下の通りであり、合計で発電設備容量としては 6,116MW に達している。

表 4-8 スマトラ島における発電容量

UNIT	PLN								IPP								計
	火力(CC)	火力（蒸気）	ディーゼル	火力（ガス）	地熱	水力	その他	計	火力(CC)	火力（蒸気）	ディーゼル	火力（ガス）	地熱	水力	その他	計	
Aceh	-	-	105	-	-	3	-	108	-	15	-	10	-	1	-	26	134
Sumut	-	-	14	-	-	-	-	14	-	-	-	-	-	-	-	-	14
Sumbar	-	-	31	-	-	1	-	32	-	-	-	-	-	9	-	9	41
Riau	-	7	158	-	-	-	-	165	-	5	2	6	-	-	-	13	178
S2JB	-	-	57	-	-	2	-	59	-	13	-	65	-	12	-	90	149
Babel	-	30	89	-	-	-	-	119	-	-	-	-	-	-	13	13	132
Lampung	-	-	4	-	-	-	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	4
Kit Sumbagut	818	710	216	340	-	254	-	2,338	-	-	-	-	-	-	-	-	2,338
Kit Sumbagsel	120	974	241	404	110	610	-	2,459	-	-	-	-	-	-	-	-	2,459
P3B Sumatera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	227	-	260	-	180	-	667	667
計	938	1,721	915	744	110	870	-	5,298	-	260	2	341	-	202	13	818	6,116

出典：RUPTL　2015-2024　第三章

しかし、2014 年 9 月に 5017MW の需要を記録しており、スマトラ島全体での実際の発電出力に対して、推定約 2,000MW、約 35%程度供給が不足した。発電容量は需要に対して満足しているが、実際の発電出力が不足してしまった事は課題であるが、PLN はこのような不足分に対応するために、1,895MW のレンタル発電を利用した。（RUPTL　2015-2024　第三章抜粋）

出典：RUPTUL2015-2024

図 4-10 スマトラ島全体図

4.2.1 現状の系統構成・電力潮流

以下にスマトラ島の 275kV 系統における 2015 年での潮流図を示すが、スマトラ島では 2015 年の段階において、北部と南部の 275kV が建設途中のため接続していない。下図にアチェ州と北スマトラ、リアウ州、西スマトラ州、ジャンビ州、南スマトラ州、ベングル州、ランプン州を示す。

図 4-11 アチェ州　系統図

図 4-12 北スマトラ　系統図

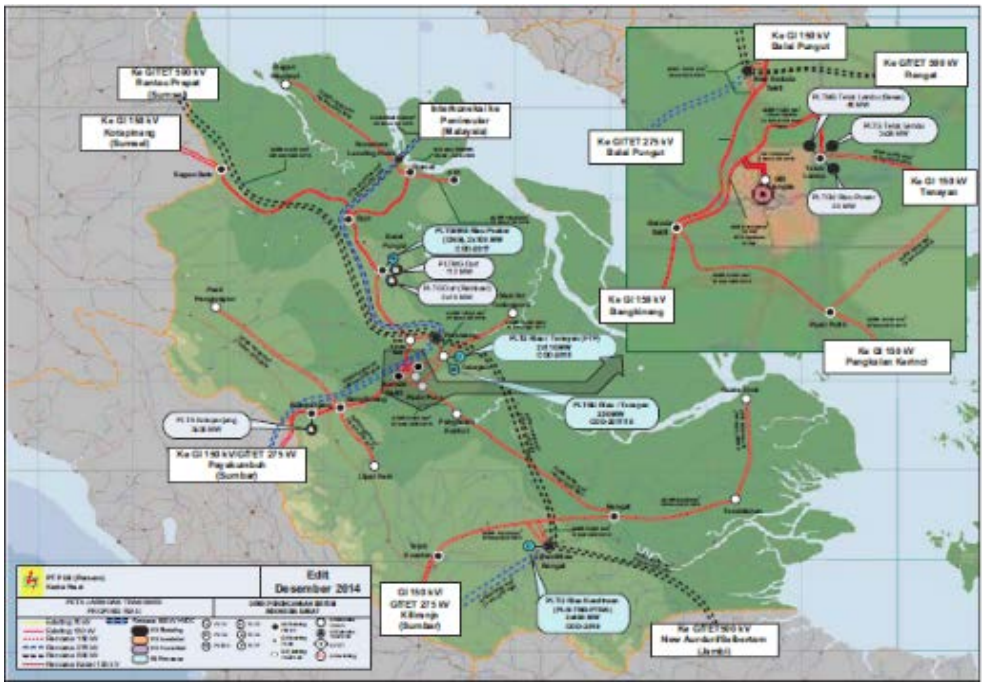


図 4-13 リアウ州　系統図

図 **4-14** 西スマトラ州　系統図

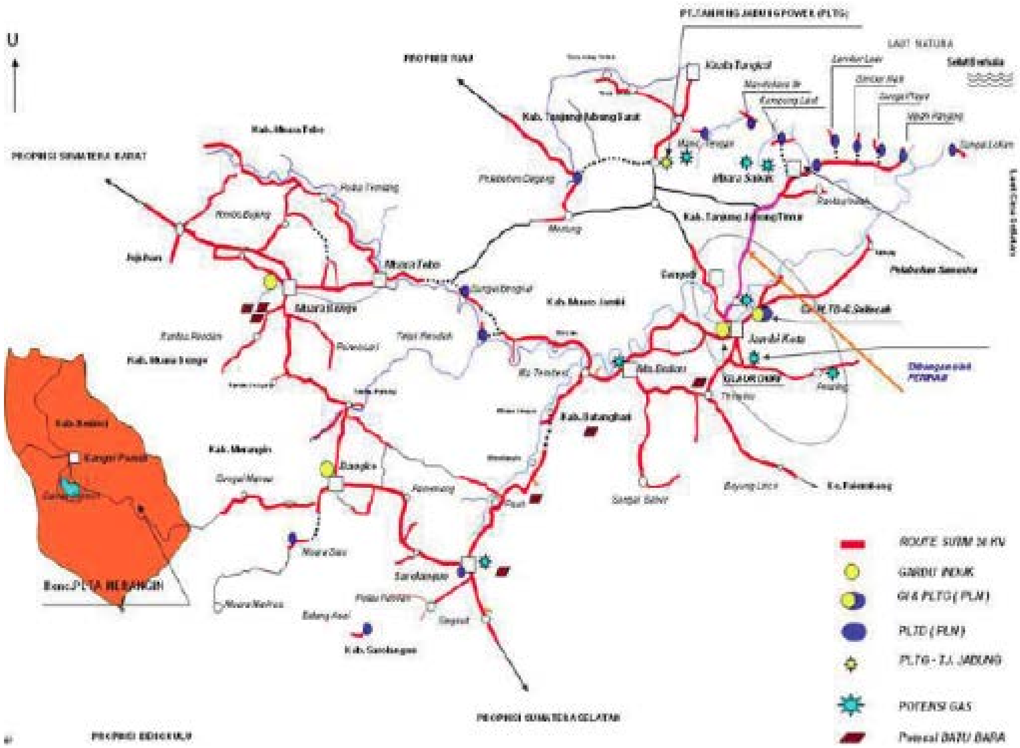


図 **4-15** ジャンビ州　系統図

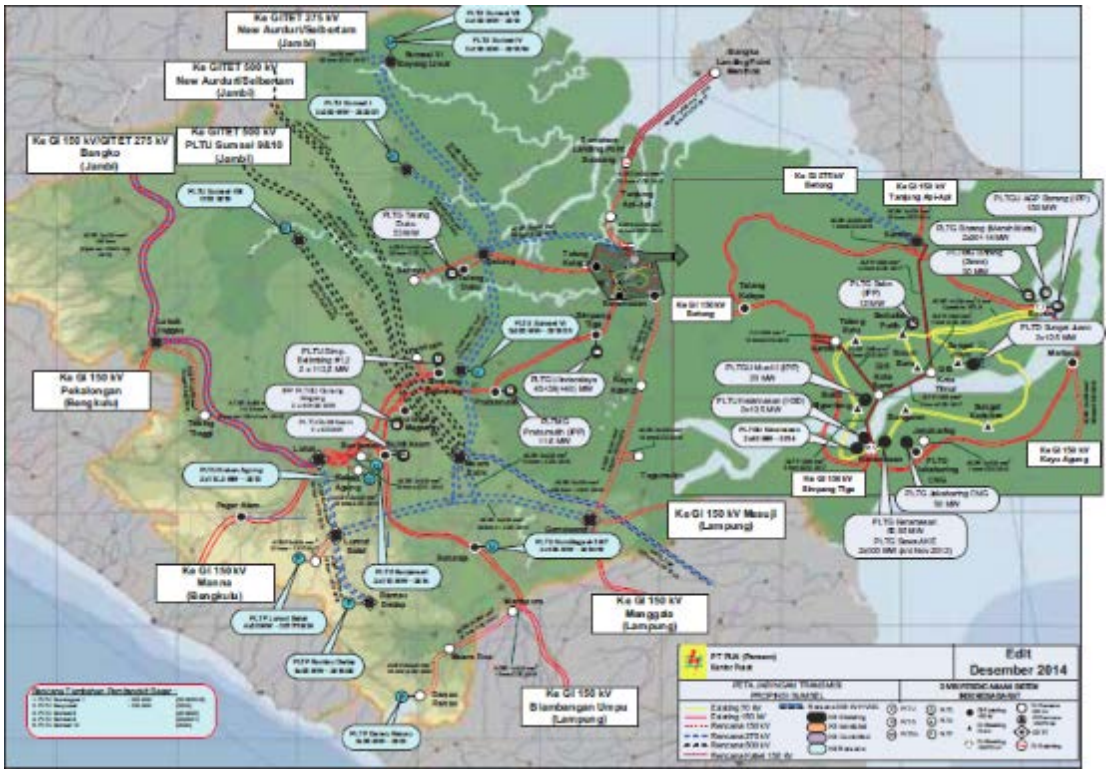


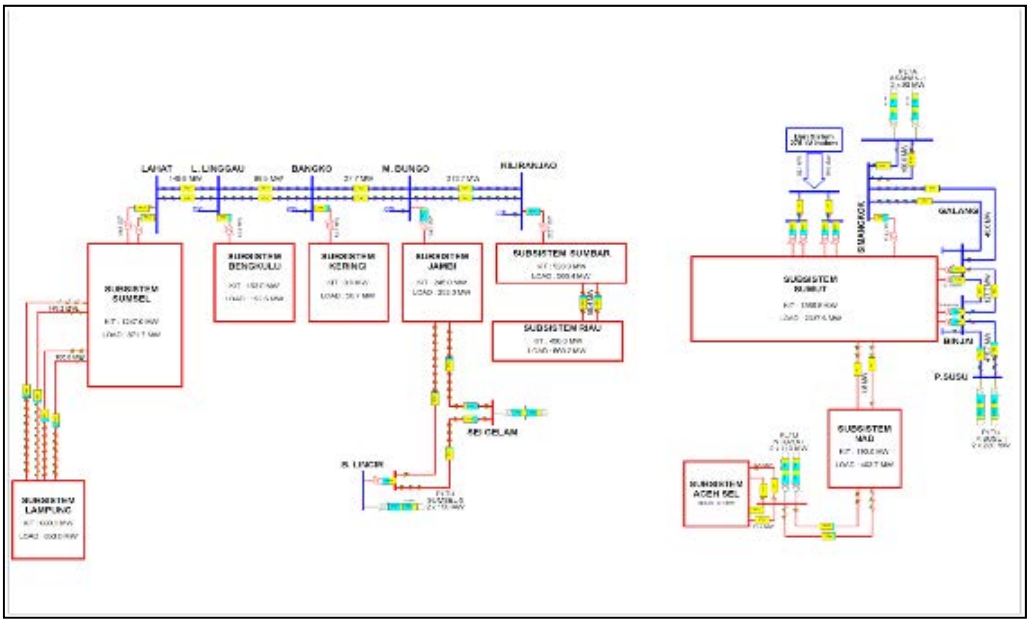
図 4-16 南スマトラ　系統図

図 4-17 ベングル州　系統図

図 4-18 ランプン州　系統図

出典：RUPTUL2015-2024　付録 A.1-A.10

また、下図の示す電力潮流図は、左側がスマトラ島南東部で、右側がアチェ州側である。スマトラ島南東部では、南東から北側方向に電力が流れている。また、アチェ州側は北側から南東側方面へと電力が流れている事が確認できる。



出典：PLN

図 4-19 2015 年スマトラ Load Flow

4.2.2 計画

RUTUL では、スマトラにおいては、2015 年～2024 年までに各州によって以下の計画がある。

表 4-9 2015-2024 建設予定発電設備容量

州	既存発電容量	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	建設予定発電設備容量合計（MW）
アチェ	448	94	0	312	105	245	264	0	83	0	849	1,952
北スマトラ	2,487.2	451	441	272	970	914	100	250	688	910	410	5,406
リアウ	492.8	220	0	290	160	1,200	0	0	0	0	0	1,870
西スマトラ	692	0	0	0	70	0	0	55	149	0	650	924
ジャンビ	359.5	0	100	130	0	1200	0	175	175	0	110	1,890
南スマトラ	1,481.9	375	150	55	450	615	710	300	0	110	340	3,105
ベングル	248.3	0	13	45	21	255	55	0	84	0	0	473
ランプン	822.1	0	155	255	56	0	62	0	55	110	268	961

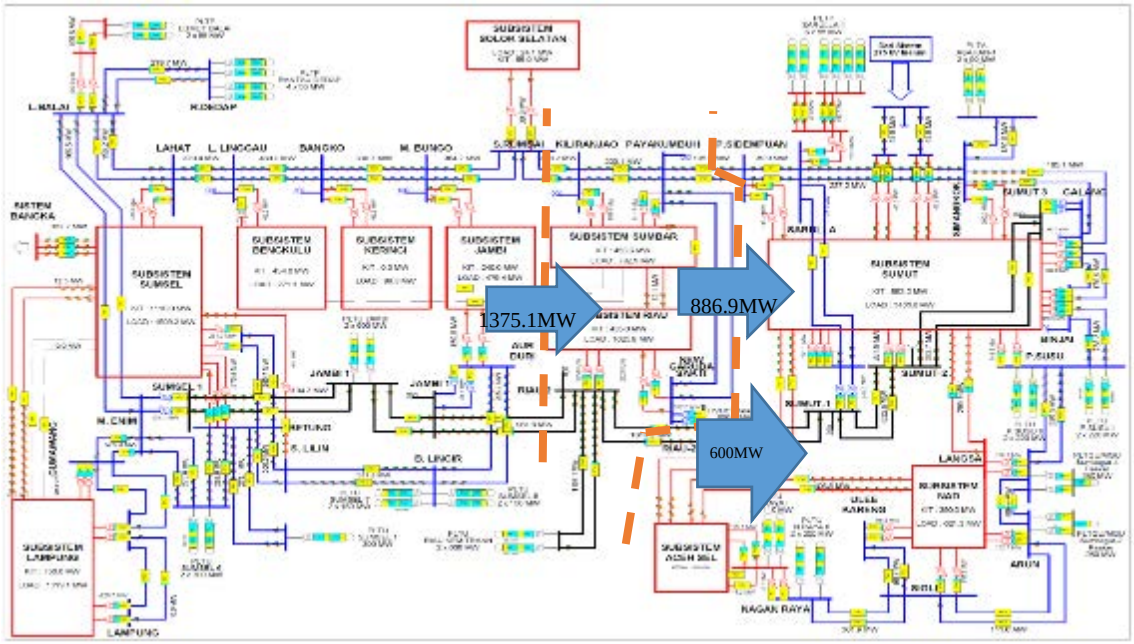
出典：RUPTL2015-2024　より調査団員作成

以下に、スマトラ地域における建設計画図と 2020 年・2024 年の将来電力潮流図を記載する。

南部から北部（アチェ州）方向に電力が流れており、マレーシアと連系する箇所は約 600MW の電力がマレーシア側に流れると予想している。

出典：RUPTUL2013-2022　第三章

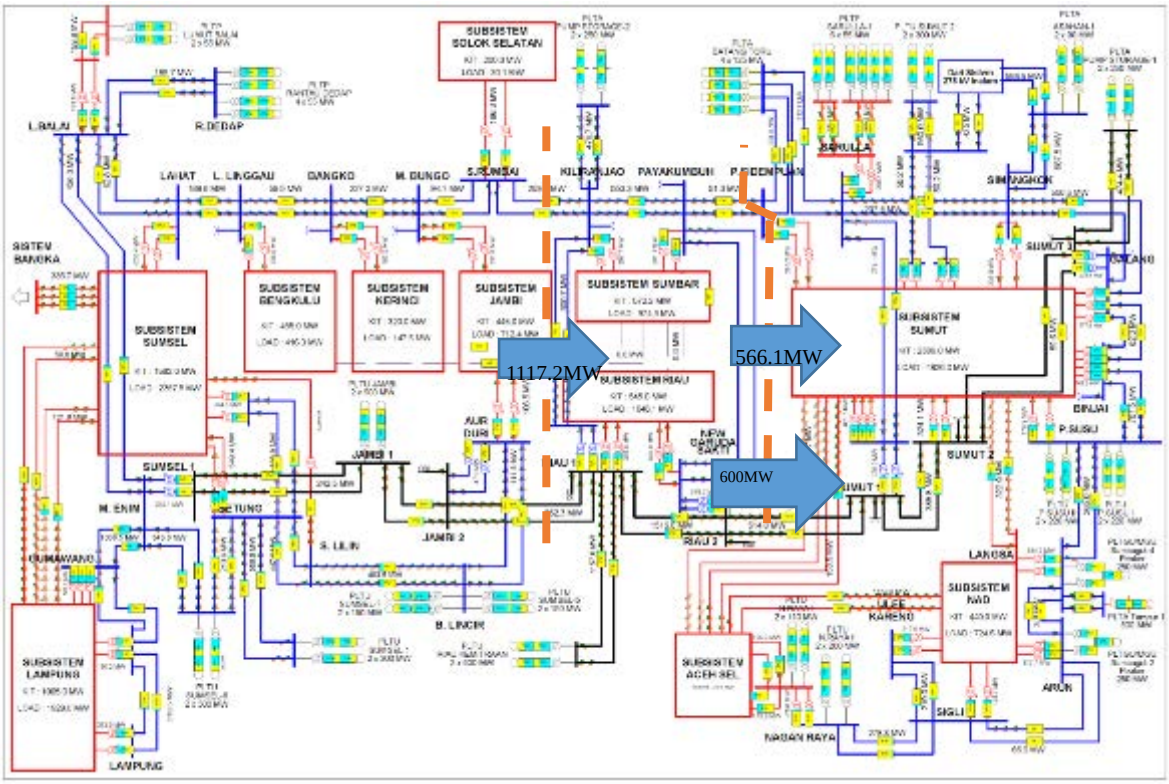
図 4-20 スマトラ島建設計画図



出典：PLN

図 4-21 2020 年 スマトラ電力潮流図

図 4-22 スマトラ電力潮流図



出典：PLN

図 4-23 2024 年　スマトラ電力潮流図

4.2.3 電力需給バランスの現状

北スマトラ系統の電力需要図を以下にしめす。

早朝・夜と１日に２回需要の立ち上がりがあるのが特徴である。

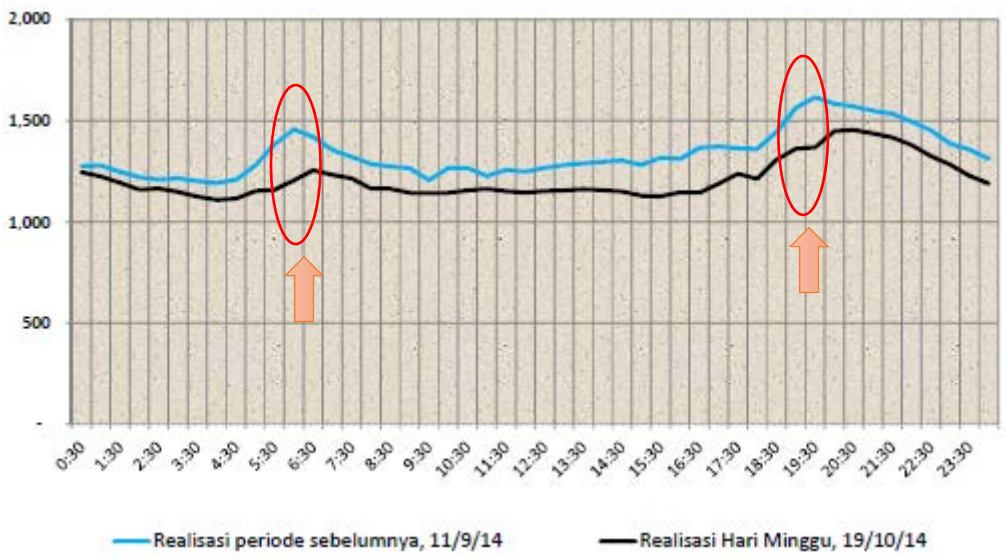


図 4-24 北スマトラ系統の電力需要図

4.2.4 電力需給バランスの見通し

RUPTL より、下表 4-10 にスマトラ島の各州における発電容量の最大需要に対する予備率を下記に示す。地域毎にばらつきがあり、需要が逼迫している地域が存在している事がわかる。特にリアウでは需給が足りてない。また、実際に発電した出力と需要を比較すると、スマトラ全体で 6.6%の予備率しかないため需給が足りていない事がわかる（下表 4-11）

計画通りの建設が進めば、スマトラ全体では 2024 年までに需要に対する発電設備容量の割合が 173%、予備率 73%程度確保される見通しではあるが、州単位でみると不足する事が予想される地域がある。不足している箇所を赤字で下表に示す。

下表の水力発電が全体の 50%以上を占める州、具体的には、アチェ州、西スマトラ州、ベングル州の水力発電においては、容量に対して 100%出力を確保する事が季節により難しい特徴があるため、スマトラ全体として、予定通り発電出力に予備率がうまれるかは注視する必要がある。

また、地域の需給のアンバランスを改修するために必要な送電線の計画が適切であるかどうか注視する必要がある。

表 4-10 8 州の最大需要に対する発電設備容量の割合

		2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
最大需要	アチェ	416	450	484	521	560	601	645	693	744	799
	北スマトラ	1886	2054	2189	2398	2636	2899	3222	3602	4125	4676
	リアウ	717	803	900	1008	1131	1269	1381	1492	1677	1882
	西スマトラ	581	641	681	730	778	830	878	932	981	1033
	ジャンビ	328	365	407	454	506	561	621	686	758	835
	南スマトラ	878	967	1067	1182	1312	1459	1583	1708	1912	2147
	ベングル	175	193	213	236	262	291	324	360	401	448
	ランプン	817	901	994	1097	1200	1293	1393	1500	1648	1810
	8 州合計	5798	6374	6935	7626	8385	9203	10047	10973	12246	13630
発電容量	アチェ	538	538	850	955	1200	1464	1464	1547	1547	2396
	北スマトラ	2938.2	3379.2	3651.2	4621.2	5535.2	5635.2	5885.2	6573.2	7483.2	7893.2
	リアウ	711.3	711.3	1001.3	1161.3	2361.3	2361.3	2361.3	2361.3	2361.3	2361.3
	西スマトラ	692	692	692	762	762	762	817	966	966	1616
	ジャンビ	359.5	459.5	589.5	589.5	1789.5	1789.5	1964.5	2139.5	2139.5	2249.5
	南スマトラ	1856.9	2006.9	2061.9	2511.9	3126.9	3836.9	4136.9	4136.9	4246.9	4586.9
	ベングル	248.3	261.3	306.3	327.3	582.3	637.3	637.3	721.3	721.3	721.3
	ランプン	822.1	977.1	1232.1	1288.1	1288.1	1350.1	1350.1	1405.1	1515.1	1783.1
	8 州合計	8166.3	9025.3	10384.3	12216.3	16645.3	17836.3	18616.3	19850.3	20980.3	23607.3
最大需要に対する発電容量の割合	アチェ	129%	120%	176%	183%	214%	244%	227%	223%	208%	300%
	北スマトラ	156%	165%	167%	193%	210%	194%	183%	182%	181%	169%
	リアウ	99%	89%	111%	115%	209%	186%	171%	158%	141%	125%
	西スマトラ	119%	108%	102%	104%	98%	92%	93%	104%	98%	156%
	ジャンビ	110%	126%	145%	130%	354%	319%	316%	312%	282%	269%
	南スマトラ	211%	208%	193%	213%	238%	263%	261%	242%	222%	214%
	ベングル	142%	135%	144%	139%	222%	219%	197%	200%	180%	161%
	ランプン	101%	108%	124%	117%	107%	104%	97%	94%	92%	99%
	8 州合計	141%	142%	150%	160%	199%	194%	185%	181%	171%	173%
発電容量の最大需要に対する予備率	アチェ	29.30%	19.60%	75.60%	83.30%	114.30%	143.60%	127.00%	123.20%	107.90%	199.90%
	北スマトラ	55.80%	64.50%	66.80%	92.70%	110.00%	94.40%	82.70%	82.50%	81.40%	68.80%
	リアウ	−0.80%	−11.40%	11.30%	15.20%	108.80%	86.10%	71.00%	58.30%	40.80%	25.50%
	西スマトラ	19.10%	8.00%	1.60%	4.40%	−2.10%	−8.20%	−6.90%	3.60%	−1.50%	56.40%
	ジャンビ	9.60%	25.90%	44.80%	29.80%	253.70%	219.00%	216.30%	211.90%	182.30%	169.40%
	南スマトラ	111.50%	107.50%	93.20%	112.50%	138.30%	163.00%	161.30%	142.20%	122.10%	113.60%
	ベングル	41.90%	35.40%	43.80%	38.70%	122.30%	119.00%	96.70%	100.40%	79.90%	61.00%
	ランプン	0.60%	8.40%	24.00%	17.40%	7.30%	4.40%	−3.10%	−6.30%	−8.10%	−1.50%
	8 州合計	40.80%	41.60%	49.70%	60.20%	98.50%	93.80%	85.30%	80.90%	71.30%	73.20%

出典：RUPTL2015-2024　より調査団員作成

表 4-11 2015 年の最大需要に対する発電出力の割合

		単位	2015
最大需要	アチェ	MW	416
	北スマトラ	MW	1886
	リアウ	MW	717
	西スマトラ	MW	581
	ジャンビ	MW	328
	南スマトラ	MW	878
	ベングル	MW	175
	ランプン	MW	817
	8 州合計		5798
発電出力	アチェ	MW	409
	北スマトラ	MW	1872.4
	リアウ	MW	460.5
	西スマトラ	MW	690
	ジャンビ	MW	356.5
	南スマトラ	MW	1423.1
	ベングル	MW	248.3
	ランプン	MW	749.1
	8 州合計		6208.9
最大需要に対する発電出力の割合	アチェ	MW	−1.7%
	北スマトラ	MW	−0.7%
	リアウ	MW	−55.7%
	西スマトラ	MW	15.8%
	ジャンビ	MW	8.0%
	南スマトラ	MW	38.3%
	ベングル	MW	29.5%
	ランプン	MW	−9.1%
	8 州合計		6.6%

表 4-12 2015-2024 年の発電設備容量に対する 8 州の水力発電容量の割合

【単位 MW】

	年代	最大需要	発電容量	発電出力	水力発電設備容量（再掲）	発電設備容量にしめる水力発電の割合
アチェ	2015	416	448	409	0	0
	2024	799	2,400	-	1,345.88	56.1%
北スマトラ	2015	1,886	2,487.2	1,872.4	440.1	17.7%
	2024	4,676	7,893.2	-	2,618.8	33.2%
リアウ	2015	717	492.8	460.5	114	23.1%
	2024	1,882	2,361.3	-	114	4.8%
西スマトラ	2015	581	692	690	253.7	36.7%
	2024	1,033	1616	-	897.7	55.6%
ジャンビ	2015	328	359.5	356.5	0	0.0%
	2024	835	2,249.5	-	350	15.6%
南スマトラ	2015	878	1,481.9	1,423.1	0	0.0%
	2024	2,147	4,586.9	-	0	0.0%
ベングル	2015	175	248.3	248.3	248.3	100.0%
	2024	448	721.3	-	397.25	55.1%
ランプン	2015	817	822.1	749.1	118.4	14.4%
	2024	1,810	1,783.1	-	174.4	9.8%

出典：RUPTL2015-2024　より調査団員作成

4.3 スラウェシ

スラウェシ島はインドネシアの中分に位置する島で、北スラウェシ、ゴロンタロ、中部スラウェシ、西スラウェシ、南スラウェシ、南東スラウェシの 6 つの州から構成されている。送電線路は、主に 150kV と 70ｋＶの中圧で構成されており、それぞれの州によりピーク負荷は異なる。南スラウェシ（離れ小島除く）の発電容量は 1421MW、発電出力は 1227MW、ピーク負荷は 1177MW であった。

参照：RUPTUL2015-2024 三章

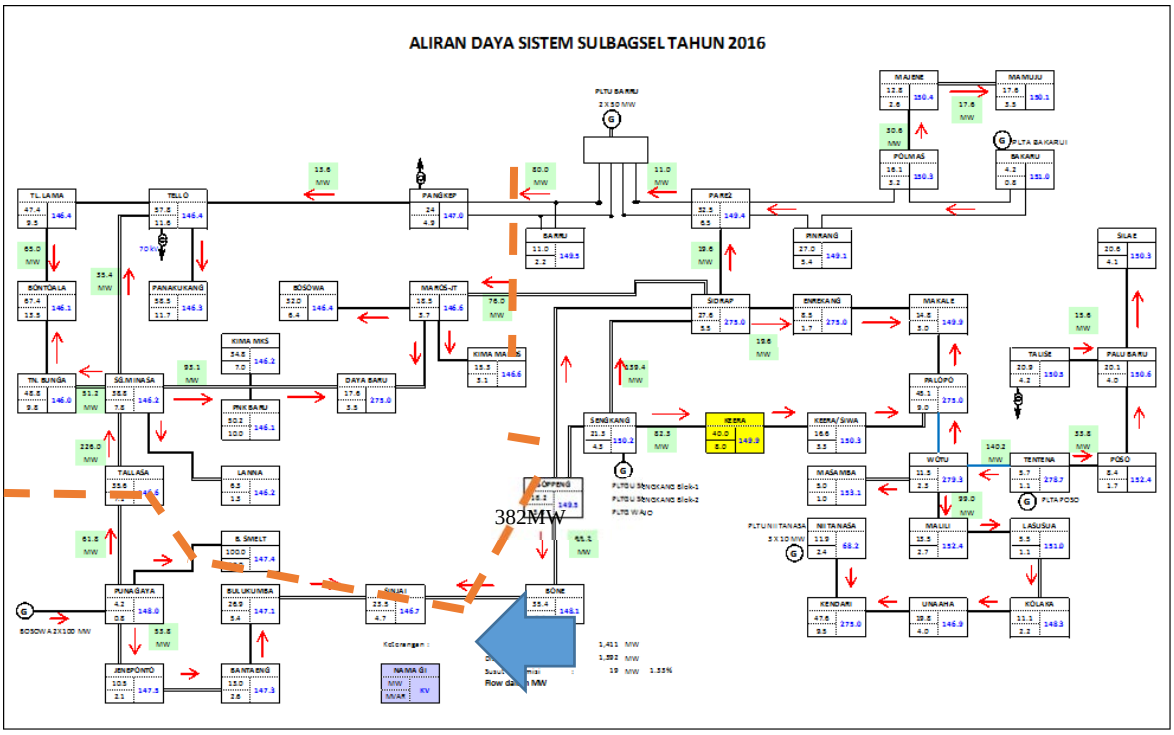
図 4-25 スラウェシ島　全体図

4.3.1 現状の系統構成・電力潮流

以下にスラウェシ島の 1 つの州である。南スラウェシについて紹介する。
インドネシア本島よりに位置し、電力構成は 150ｋV と 70kV をベースとしているが、一部南スラウェシ島に属する小さな島々は 20kV の系統である。
以下に 2016 年ではあるが、南スラウェシの潮流図を示す。北部から南部方向それぞれから、南スラウェシの中心部へと電力が流れている事がわかる。

参照：RUPTUL2015-2024 三章

図 4-26 南スラウェシ島



出典：PLN

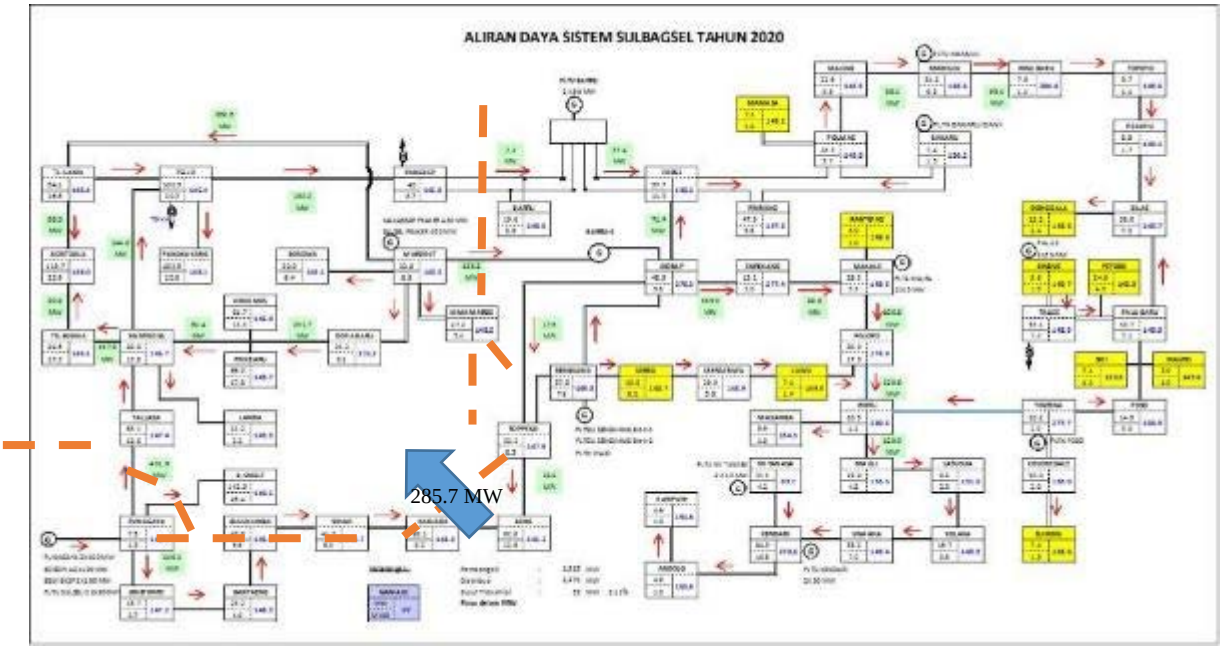
図 4-27 2016 年　南スラウェシ電力潮流図

4.3.2 計画

RUPTL では、南スラウェシにおいては、2013 年～2022 年までに合計 2,343 MW の電源開発計画があり、同時に送電線を 2022 年までに 275 kV・500 kV の合計 1,817 km 建設する計画もある。以下に南スラウェシ地域における図 4-29 2020 年・図 4-30 2024 年の潮流予想図を記載する。基本的に、北部から南部に電力が流れており、南スラウェシの中心部へと電力の流れが確認できる。

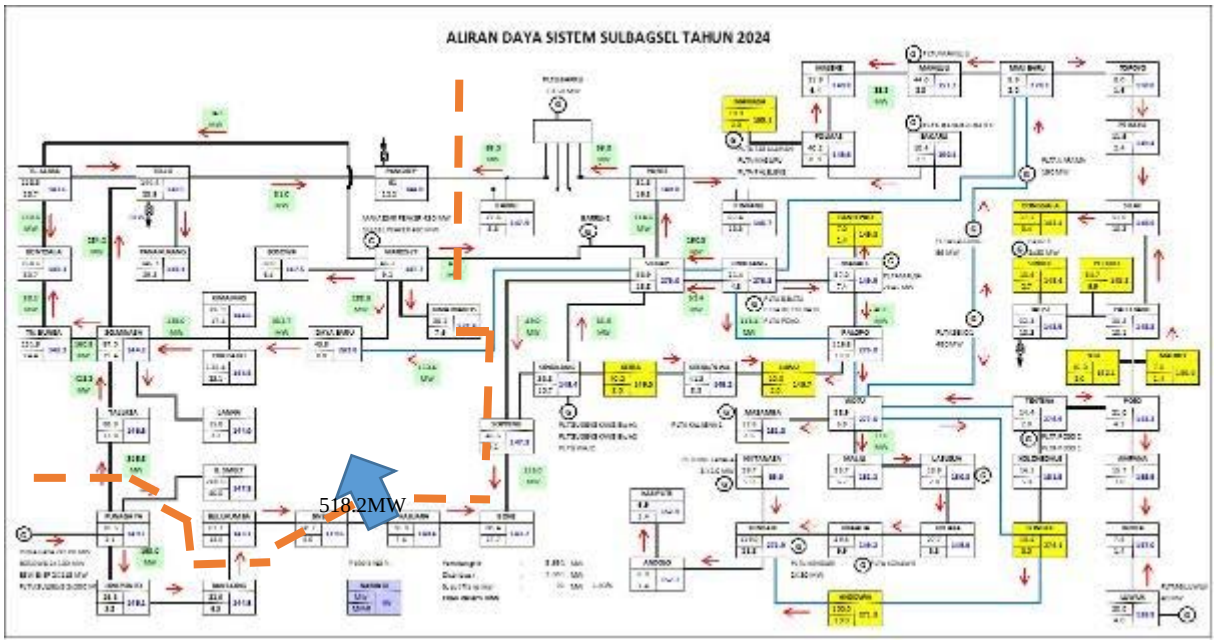
出典：2013_2022　RUPTL　Summary

図 4-28 南スラウェシ建設計画図



参照：PLN

図 4-29 2020 年　南スラウェシ電力潮流図

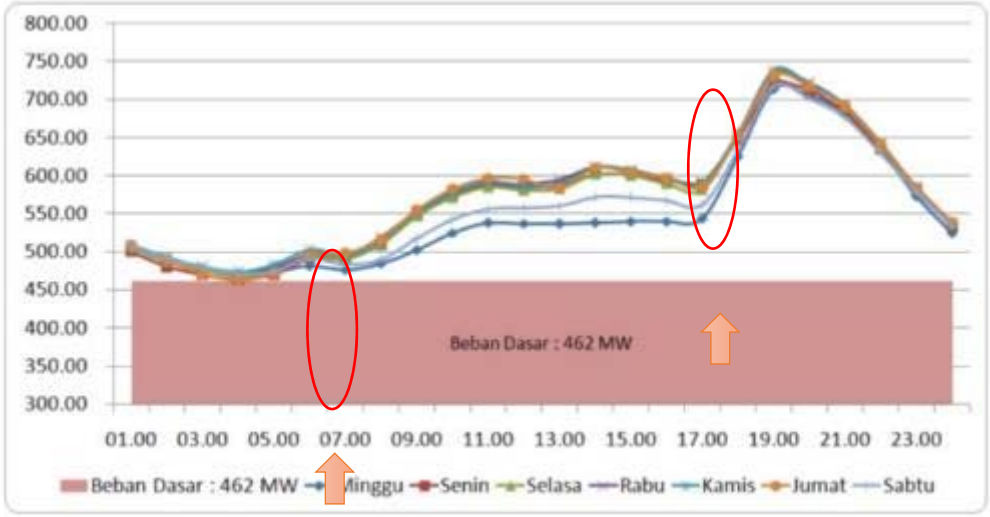


出典：PLN

図 4-30 2024 年　南スラウェシ電力潮流図

4.3.3 電力需給バランスの現状

南スラウェシ系統の電力需要図（2013 年版）を以下に示す。早朝・夜と１日に２回需要の立ち上がりがあるのが特徴であり、特に夜の立ち上がりは著しい。



出典：　PLN

図 4-31 2013 年　南スラウェシ　日負荷曲線

4.3.4 電力需給バランスの見通し

RUPTL より、下表 4-12 南スラウェシにおける発電設備容量の最大需要に対する予備率を下記に示す。2015 年の発電容量の最大需要に対する予備率は 20.7%程度であるが、実際に出力された発電出力 1,227MW と最大需要 1,177MW を比較すると、予備率は 4%程度であり、需給がひっ迫している。2024 年迄に、予定通りの発電建設が進めば、需要に対する発電設備容量の割合が 179%程度であるため、予備率としては約 80%確保される。しかし、南スラウェシにおける水力発電の割合は全体容量の 30%程度を占める（下表 4-13 参照）。水力発電においては、容量に対して季節によって 100%出力を確保する事が難しい特徴があるため、南スラウェシ全体として発電出力に予備率がうまれるかは注視する必要がある。

表 4-13 最大需要に対する発電容量の割合

スラウェシ	単位	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
最大需要	MW	1,177	1,244	1,427	1,737	1,882	2,042	2,211	2,383	2,573	2,782
発電設備容量	MW	1,421	1,591	2,028	2,826	3,311	3,800	4,012	4,276	4,536	4,976
発電出力	MW	1,227	–	–	–	–	–	–	–	–	–
最大需要に対する発電容量の割合	%	121%	128%	142%	163%	176%	186%	181%	179%	176%	179%
発電容量の最大需要に対する予備率	%	20.7%	27.9%	42.1%	62.7%	75.9%	86.1%	81.5%	79.4%	76.3%	78.9%
発電出力の最大需要に対する予備率	%	4%	–	–	–	–	–	–	–	–	–

出典：2015-2024　RUPTL 三章より調査団員作成

表 4-14 2024 年の発電容量に対する水力発電容量の割合

	2024
発電設備容量	4,976
水力発電所の容量(再掲)	1,523
発電容量にしめる水力発電の割合	31%

4.4 インドネシアの系統状況と託送制度

上記の系統状況から、インドネシア国においては、需給がひっ迫している地域がある事がわかる。しかし、将来の需要迄を検討し、設備を新規構築する計画が各地域に存在する事がわかる。託送は、系統需要分布から場所が特定されるものでなく、PLN の系統に接続したい場合に、PLN の系統にどのような影響を及ぼすか検討され、連系可否・増強要否を判断する事になる。グリッドコードが存在する地域であれば、グリッドコードを基盤に要否判定を実施する。グリッドコードがない地域であっても、託送制度を導入するための設備検討は、個別検討する事により要否判定ができる。この要否を判断する組織についての詳細は、第 7 章にて述べる。

また、託送制度が導入され、PLN の系統に接続する場合、設備の増強が発生する可能性がある。仮に設備増強が必要と判断された場合、その設備増強の費用を誰が負担するかが問題となるが、設備を増強する費用を工事負担金とし、託送料金とは別に託送制度利用者に負担させる事で、公平性を担保できる。工事負担金の概要は第 6 章にのべる。以上の事から、ある程度の需要があり、系統が整備されている地域には、設備増強の工事負担金が少ないので、制度を利用したいと考える事業者が集中しやすいと考える。

第5章 インドネシアに適した託送料金算出式の提案

5.1 インドネシアに適した託送料金算出の基本的考え方

2012 年に託送事業に関する政府規則 2012 年第 14 号が施行されて以降、インドネシア国では政府と PLN と学者の間で、託送料金について議論が行われてきた。

代表的な例として、参考論文を以下に示す。

- Hardv 博士が発表した‘Prospek Bisnis Terkait Kebijakan Power Wheeling dalam Rangka Meningkatkan Penyediaan Tenaga Listrik – The Way Forward’. (付録 3 を参照。)
- Sasongko Pramono Hadi 教授が発表した‘Power Wheeling Pemanfaatan Bersama Jaringan Tenaga Listrik (PBJT)’. (付録 4 を参照。)

付録 3 で述べられている通り、託送料金の計算方法は、費用積上方式と、限界費用方式の二つの種類に分かれている。

それぞれの方式は、以下の手法に分類される。

- 費用積上方式
  - 郵便切手方式
  - 契約経路方式
  - 地点間距離をベースとした MW 距離方式
  - 電力潮流をベースとした MW 距離方式
- 限界費用方式
  - 短期限界費用価格方式
  - 長期限界費用価格方式

それぞれの手法の詳細説明は、上述した参考文献に記されている。

郵便切手方式は最も基本的で単純な方式であるが、その他の手法は精巧だが複雑である。これらの方式を比較すると、インドネシア国に適用する託送料金計算を検討する上で、最も基本的な条件を重要視した。

最も重要な二つの条件は以下のとおり。

1. 電力の送配電事業が継続的かつ安定的に利益を生むと保証できること。
   [条件(A)]
2. 不要な経費を削減し、事業効率を向上させること。
   [条件(B)]

条件(A)が満たされない場合、PLN は破産し、インドネシア国全土に深刻な混乱を生じさせるが、条件(A)より託送料金を高額に設定すると、送電事業の発展を阻害する。このため、条件(A)の弱点を条件(B)で補うこととする。

郵便切手方式は、条件(A)が満たされていることを容易に確認でき、最も適切な方式と考えられる。一方、他の方式は、条件(A)が満たされていることを確認することが困難である。また、確認方法が記載された資料は見あたらない。

5.1.1 郵便切手方式と MW 距離方式の比較

下表に、郵便切手方式と他の方式の代表として、インドネシア国で有望視されている MW 距離方式と比較した表を示す。

MW 距離方式は、電力系統が磐石でないインドネシア国において、託送距離や方向を料金差で制御できるのではないかと期待されているが、その問題は、託送によって生じる設備の建設コストを託送事業者が負担するルールを導入することにより、郵便切手方式においても MW 距離方式よりも効果的に制御することができる。

表 5-1 郵便切手方式と MW 距離方式の比較（現在のインドネシア国に適用した場合）

	郵便切手方式	MW距離方式
収入の保証	◎(保証される)	△(まあ良い)
原価低減と効率化の促進	△(まあ良い) →○(良い):インセンティブ規制を追加	△(まあ良い)
長距離送電/潮流の一方向集中の回避(新たな設備建設の抑制)	△(まあ良い) →◎(非常に良い):工事費負担金のルールを追加	○(良い)
総合評価	◎(非常に良い)	○(良い)

MW 距離方式では、条件(A)が満足できないことは、次図(図 5-1～5-4)のような簡単な例で示される。

図 5-1 は郵便切手方式の例で、託送料金を 100Rp/kWh に設定することにより、PLN の需要家も託送を利用する需要家も公平に送電費用を分担する。

図 5-2 の場合 PLN は、総送電コスト 5,000(百万 Rp)を回収することができる。

一方図 5-3、5-4 の場合、MW 距離方式を採用し、例えば図 5-3 のように 100km までは 80Rp/kWh、

300km までは 100Rp/kWh、500km までは 120Rp/kWh という託送料金を設定すると、託送を利用する需要家の託送距離が 400km の場合、料金回収は 100(百万 Rp)を不足するが、図 5-4 のように託送を利用する需要家の託送距離が 100km であった場合には、料金回収が 100(百万 Rp)超過する。

託送を利用する需要家は、どのような距離の託送を申し込むか確定できないので、PLN の料金回収は補償できなくなる。ちなみに、郵便切手方式であれば、図 5-3、5-4 の例でも適正な料金を回収できることは明確である。

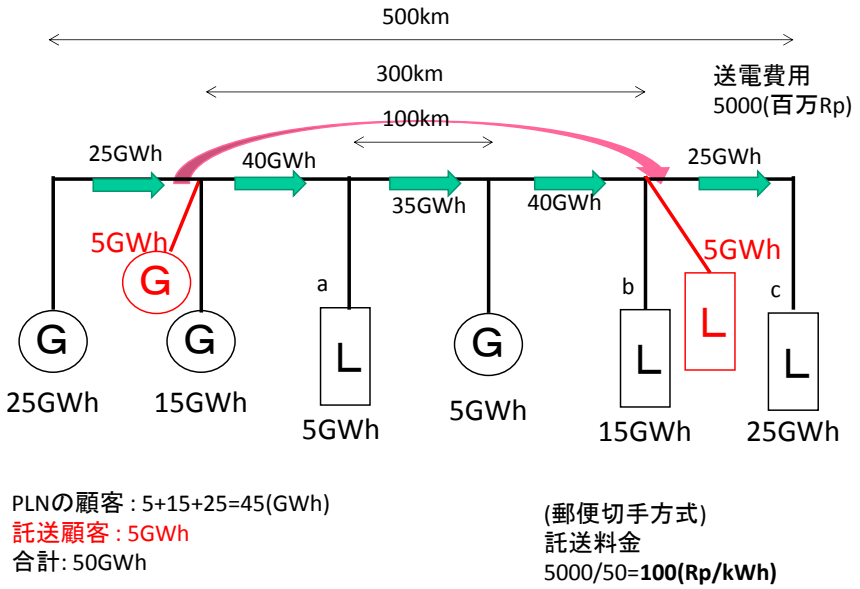


図 5-1 郵便切手方式の例

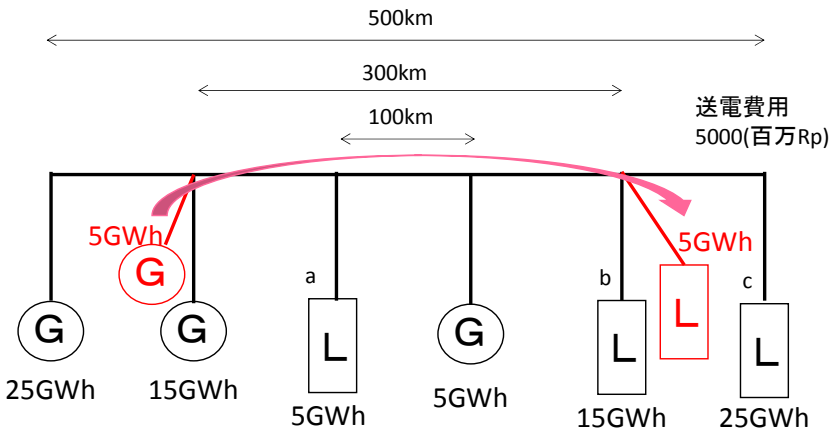


図 5-2 郵便切手方式での料金回収

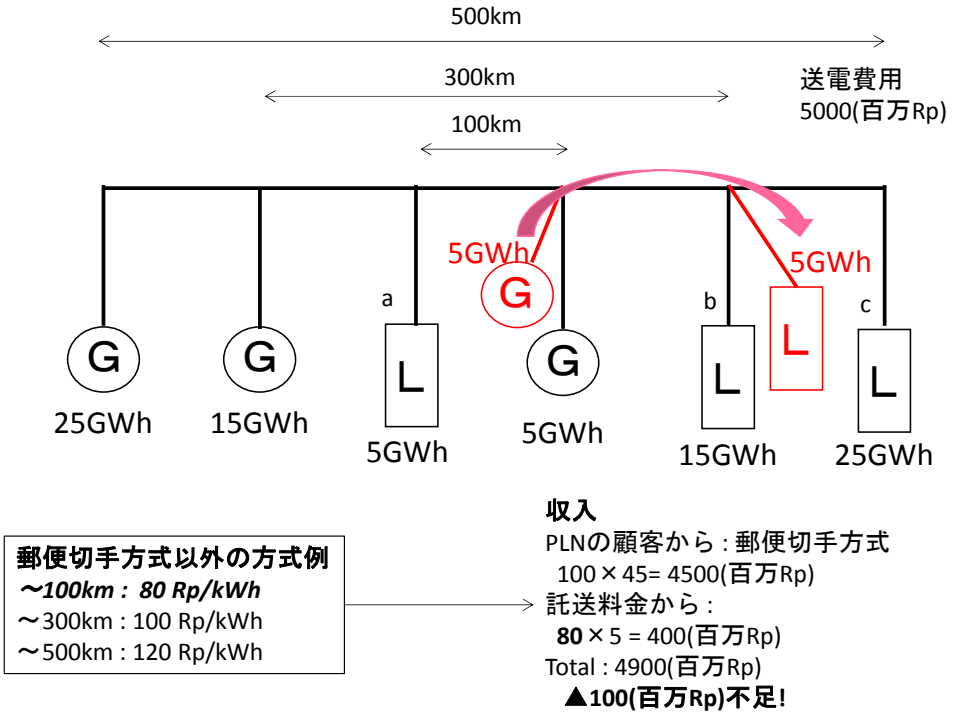


図 5-3 MW 距離方式での料金回収(～100km の場合)

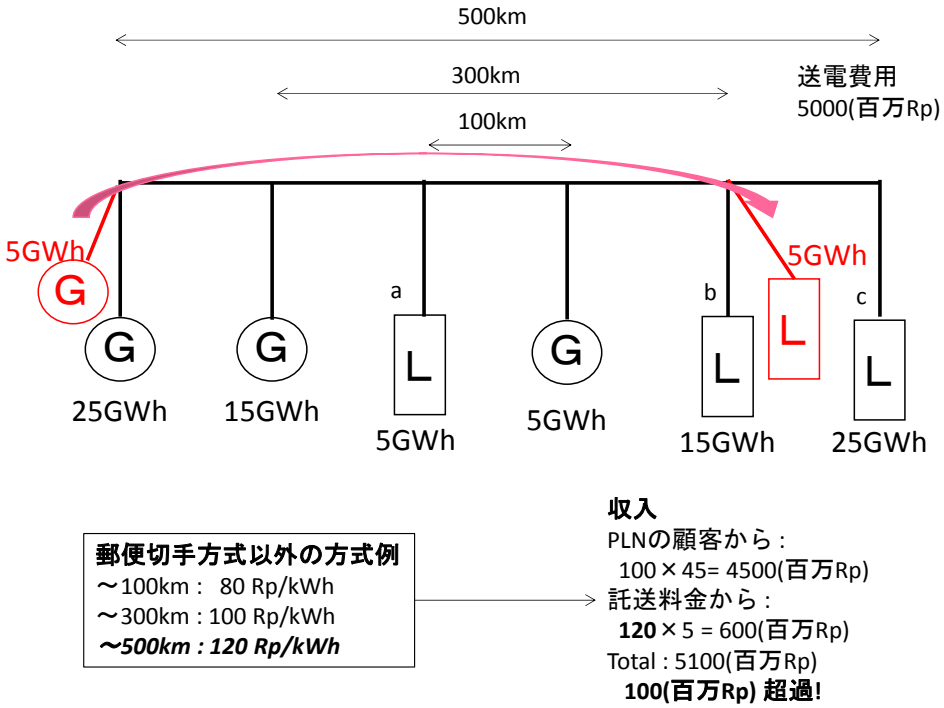


図 5-4 MW 距離方式での料金回収(～500km の場合)

特にインドネシア国のように、初めて託送を導入する場合、下図に示すように初期段階において、PLN が確実にコストを回収できることは重要である。

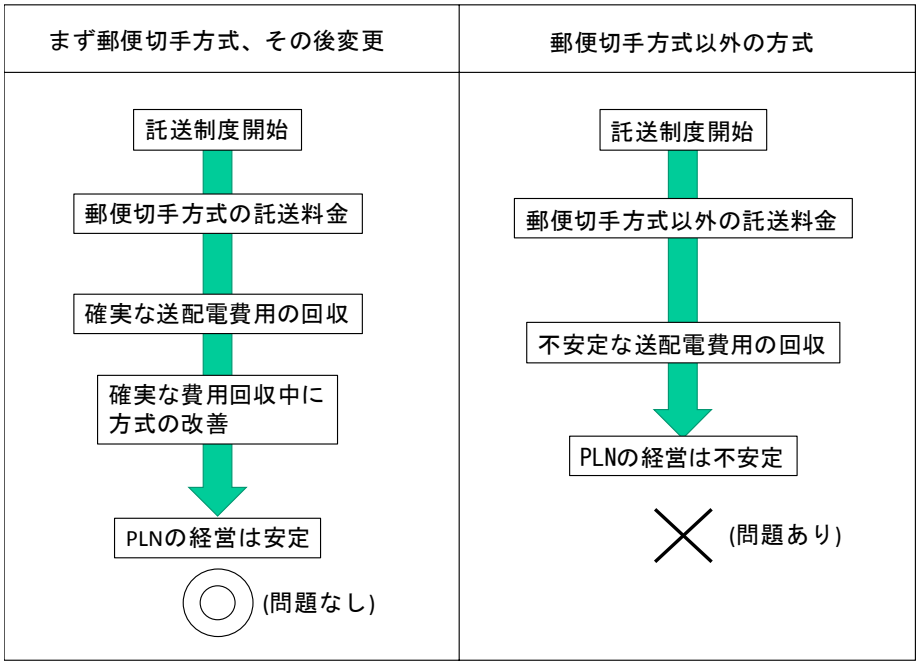


図 5-5 インドネシア国における託送料金導入時の課題

また、現状の PLN の電気料金は、発電部門、小売部門と送電部門から構成されており、送電部門は、すでに郵便切手方式によって計算されているため、発電所から需要家への距離に依存していない。従って、下図のように、郵便切手方式が、現状の電気料金との公平性、継続性の面からも受け入れられやすい。

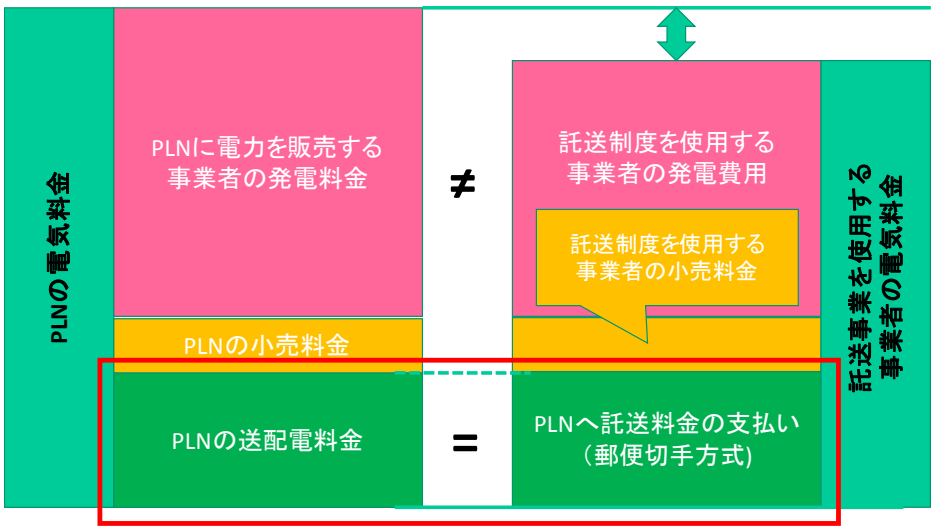


図 5-6 インドネシア国における現状の電気料金と郵便切手方式託送料金の比較

以上より、インドネシア国に託送料金を導入するにあたり、郵便切手方式が最も適切な計算手法だと考えられる。

郵便切手方式では、総電力量から送電運用費を分離した上で、条件(A)を満たすように託送料金を計算する。また、条件(B)を達成するためには、送電運用費を、過去の運用経費からではなく、将来的に理想の運用経費から計算する。理想的な運用経費とは、不要なものをすべて取り除いた状態での経費である。

上述した説明にもとづき、インドネシア国の郵便切手方式による託送料金計算の詳細を次より示す。

5.2 郵便切手方式による託送経費と託送料金の計算

託送料金を計算するために、まず郵便切手方式により託送経費を計算する。託送経費には、送配電事業に関する全ての費用を盛り込む。

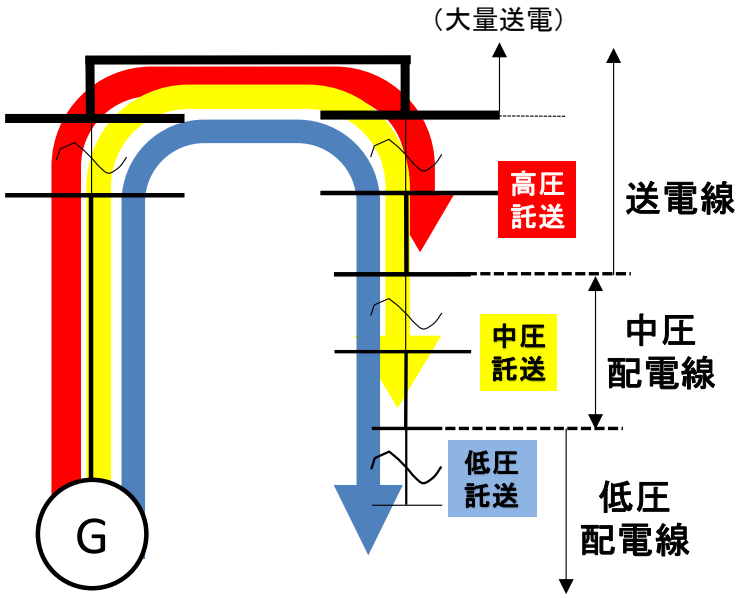


図 5-7 典型的なインドネシア国の電力系統と潮流

経費の大部分は、送配電運用にかかる経費である。PLN の最近の財政計算書と統計によると、運用経費は、PLN の業務全てに対する運用経費とされており、発電経費と送配電経費は分けられていない。そのため、まず会計の発電部分と送配電部分を整理する必要がある。さらにつけ加えると、インドネシア国の電力系統では、上図のように、高圧(High Voltage：以下　HV)、中圧(Medium Voltage：以下　MV)、低圧(Low Voltage：以下　LV)の電圧階級毎に託送料金が異なる事から、送配電経費が送電線、中圧配電線、低圧配電線に分かれている。

郵便切手方式では、電力系統の電圧階級毎に託送料金を設定する。例えば、託送料金という側面

から見ると、需要家が高圧送電網に直接繋がっていれば、中圧・低圧での配電料金は必要無い。しかし実際には、殆どの電力が主要発電機から送電網を介して流通しているため、電圧階級に関係なく託送料金に送電費が含まれている。このため、託送経費は、電圧階級により変動すべきである。

電力系統の運用経費は、託送事業の一部となっている。電力系統の運用とは、送配電設備の運用だけでなく、系統周波数を調整するために発電機の出力を調整することも含める。一般的に、発電量の調節に対する経費をアンシラリーサービス(Ancillary Service：以下　AS)と言い、元来は発電運用経費に含まれていた。AS 費に当たるものに対しては、託送費用に加える必要がある。

託送事業では、送配電設備を使用する。送配電設備は、上述の「5.1 インドネシア国に適合する託送料金計算方式の基本的考え方」で説明したように、設備新設のための投資費用と条件(A)を満たす十分な利益を必要とする。これら二つの条件を満たすことにより、十分な事業利益を得ることができる。

託送費用は、送配電運用費用・AS 費用・事業報酬(Adequate Business Return：以下　ABR)の大きく 3 つの要素からなる。

郵便切手方式による平均託送料金は、託送総電力で託送費用を割ることで得られる。

下図は、郵便切手方式での託送料金の計算手順を示す。

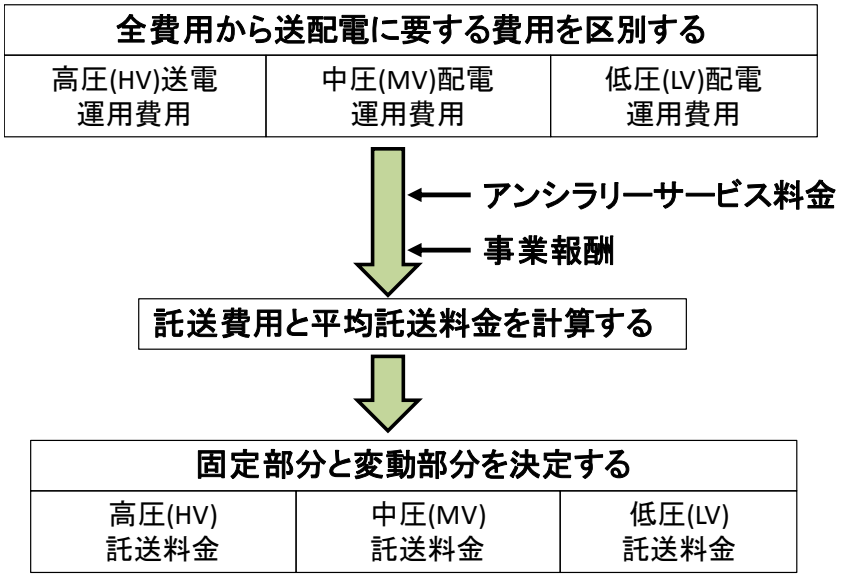


図 5-8 郵便切手方式による託送料金計算手順

一般的に電気料金は、固定部分と変動部分で構成される。固定部分とは、通常、最大電力により決定され、容量払いと呼ばれる。変動部分は、使用電力を合計して決定され、エネルギー払いと呼ばれる。発電費用としては、燃料費が変動部分になり、減価償却や人件費が固定部分となる。実際に送配電費用は、燃料費に含まれず、固定費に含まれている。

しかし、顧客は用途に応じた料金を支払うため、完全に固定部分ではない。従って、託送料金は、固定部分と変動部分を組み込むべきであり、以降の項目ではこれらの費用について述べる。

5.2.1 送配電運用費用

財務書類や統計では、運用費や燃料費、維持費、人件費、減価償却などから構成される。送配電運用費用を見分けるには、送配電事業に関係の無い運用費をすべて取り除く必要がある。

インドネシア国の電力系統の顧客は、高圧(HV)・中圧(MV)・低圧(LV)の 3 つの電圧階級に分けられている。HV は 30kV 以上で送電網である。MV は 20kV と 6-7kV の配電網である。LV は 220V/380V の配電線である。

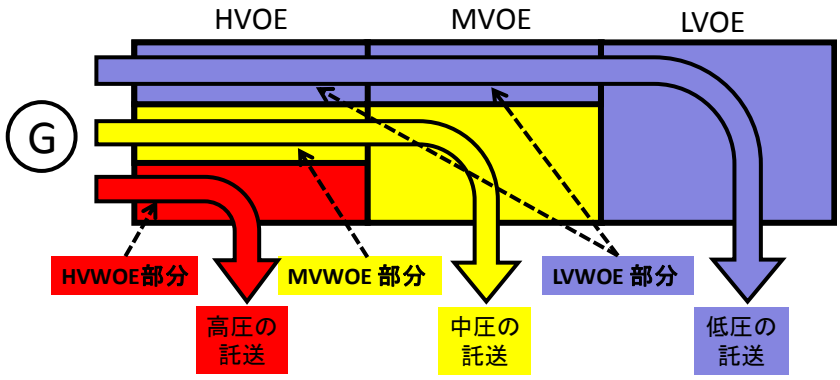
下図に示すように、HV、MV、LV はそれぞれに運用支出が発生しており、これらの運用支出と託送費用の関係を以下の式に示す。

託送費用

= 高圧託送運用支出(High Voltage Wheeling Operation Expense：以下　HVWOE)

+中圧託送運用支出(Medium Voltage Wheeling Operation Expense：以下　MVWOE)

+低圧託送運用支出(Low Voltage Wheeling Operation Expense：以下　LVWOE)



託送運用支出 (WOE) = 高圧支出 (HVOE)
+中圧支出(MVOE)
+低圧支出 (LVOE)

図 5-9 託送運用支出と送配電運用支出の関係

HVWOE、MVWOE、LVWOE は、以下に示すようにして計算する。

HVWOE

= HV 運用支出(HVOE) － HVOE の MVWOE 部分 － HVOE の LVWOE 部分

MVWOE

= MV 運用支出(MVOE) － MVOE の LVWOE 部分 ＋HVOE の MVWOE 部分

LVWOE

= LV 運用支出(LVOE) + HVOE の LVWOE 部分 + MVOE の LVWOE 部分

5.2.2 アンシラリーサービス(AS)

既に述べたように、系統周波数安定化のため、発電機出力の調整を行うことは AS と呼ばれ、発電支出に含まれている。AS に関係する支出は、託送費用に加える必要がある。

AS 支出を特定するには、PLN がどのように系統運用しているのか把握する必要がある。以下に、計算方法の一例を挙げるが、実際の託送料金設定においては、PLN の系統運用を考慮して設定すべきである。

グリッドコードによると、最少の発電調整量は、系統負荷の 2.5%である。AS として、年間運用予備力は以下のように計算される。

$$\text{年間運用予備力} = \int_0^{8760} \mathbf{SL(t)} \times \mathbf{0.025dt}$$

$$= \mathbf{0.025} \int_0^{8760} \mathbf{SL(t)dt}$$

$$= \mathbf{0.025} \times (\text{系統電力量[GWh]})$$

ただし、**SL(t)**:ある断面の系統負荷

8760:一年間の時間

AS 費用 = (平均発電費用) × (年間運用予備力)

= (平均発電費用) × 0.025 × (系統電力量[GWh])

= 0.025 × (平均発電費用) × (系統電力量[GWh])

= 0.025 × (総発電費用)

5.2.3 事業報酬(ABR)

ABR を決定するには様々な方法がある。第 2 章に示すように、価格の決定には、3 つのアプローチがある。

- 事業報酬率（Rate of Return：以下　ROR）
- レベニューキャップ
- プライスキャップ

ROR アプローチによる計算は、簡単に報酬を算定できるという利点を持つが、送配電運用事業に

コストダウンを促すプラスキャップより非効率的な経営を指向するインセンティブが弱い。インドネシア国での託送事業の立ち上げにおいて、開始時には、PLN の経営の安定性から ROR を行い、その後に、PLN のより効率的な経営を促すためにレベニューキャップやプライスキャップを導入することが望ましいと考えられる。

送配電試算の帳簿価格に割合を使用するのは、従来からの具体的な計算方法の一つである。この方法では、ABR は十分な割合を送配電資産の帳簿価格に掛け合わせることとなる。ABR の決定には政府関連省庁と PLN の協議が必要になる。

5.2.4 託送費用の計算と平均託送料金

託送費用と託送料金は、電圧階級に応じて以下の式で計算される。

<u>託送費用</u>

高圧(HV)託送費用 = 高圧託送支出 + アンシラリーサービス(AS)経費 + 事業報酬(ABR)

中圧(MV)託送費用 = 中圧託送支出 + アンシラリーサービス(AS)経費 + 事業報酬(ABR)

低圧(LV)託送費用 = 低圧託送費用 + アンシラリーサービス(AS)経費 +事業報酬(ABR)

<u>平均託送料金</u>

平均高圧(HV)託送料金 = HV 託送費用/HV 託送電力量

平均中圧(MV)託送料金 = MV 託送費用/MV 託送電力量

平均低圧(LV)託送料金 = LV 託送費用/LV 託送電力量

上記の平均託送料金の 3 式を以下のように変換できる。

平均高圧(HV)託送料金
= HVOE / (HV,MV,LV の託送電力量の合計)

平均中圧(MV)託送料金
= 平均高圧(HV)託送料金 + MVOE / (HV,LV の託送電力量の合計)

平均低圧(LV)託送料金
= 平均高圧(HV)託送料金 + 平均中圧(MV)託送料金 + LVOE / LV の託送電力量

5.2.5 託送料金の固定部分と変動部分の計算

託送料金の固定部分と変動部分の計算方法に確立したものはなく、利害関係者の合意が重要である。インドネシア国の場合は、PLN と小売業者または需要家の合意によって決定されるべきである。

5.3 託送料金の計算例（その１：財務諸表と統計資料からの推定）

これまでのところ、PLN の正確な送配電運用支出は公表されていない。本報告書では、まず、2014 年の PLN の財務諸表と統計資料から、インドネシア国全土とジャワ島の電力系統の送配電運用支出を推定し、託送料金を試算した。AS 費用や事業報酬についても同様に推定した。

5.3.1 インドネシア国全土の平均託送料金

送配電運用支出

送配電運用支出 ≒ 総運用支出(費用) - 発電支出(費用)

(Statistics Table 33) (Statistics Table 37)

= 37,341,955(百万 Rp)

表 5-2 推定した送配電支出

(百万 Rp)

	総運用費用 (Table 33)	発電費用 (Table 37)	推定した送配電支出（差分）
維持費	20,206,661	9,605,243.54	10,601,417
人件費	15,749,478	1,570,407.17	14,179,071
減価償却	23,618,262	16,153,530.42	7,464,732
その他	5,488,617	391,881.94	5,096,735
送配電運用支出	-	-	37,341,955

AS 費用

AS 費用= 0.025 × 総発電費用

Statistics Table 37 より総発電費用は 198,208,989.18(百万 Rp)

AS 費用 = 0.025 × 198,208,989.18

= 4,955,224.73(百万 Rp)

ABR

'Consolidated Statements of Comprehensive Income for The Year Ended December 31, 2014'の'Consolidated Financial Statements'より

資本調達は 35,971,211(百万 Rp)

2014 年の合計帳簿価格は統計資料 表 34 より

405,910,372.38(百万 Rp)

十分な ROR は、以下のように資本調達金を帳簿価格で割ることで得られる。

投資利益率=35,971,211÷405,910,372.38=0.0886=8.86%

送配電設備の帳簿価格は、Statistics Table 34 の送電設備、データ通信設備、配電設備の帳簿価格の総額である。

送電設備	**60,332,547.13**
データ通信設備	**2,031,443.50**
配電設備	**79,271,642.88**
送配電設備	**141,635,633.51**

送配電設備の帳簿価格の概算結果は 141,635,633.51(百万 Rp)

託送による ABR は 141,635,633.51×0.0866

ABR = 12,265,646.86(百万 Rp)

託送費用

託送費用=送配電運用支出 + AS 料金 + ABR

= 37,341,955 + 4,955,224.73 + 12,265,646.86

= 54,562,826.59(百万 Rp)

平均託送料金

平均託送料金 = 託送費用/託送総電力量

託送総電力量 = PLN の総売電量 = 198,601.78GWh
(統計資料 表 2 , 5)

平均託送料金= 54,562,826.59 ÷ 198,601.78

= 274.73 Rp/kWh

この平均託送料金は HV,MV,LV の全電圧階級を含んでおり、インドネシア国全土に対する託送料金を推定したものである。

5.3.2 ジャワ系統の平均託送料金

ジャワ系統の託送費用
= ジャワ系統の送配電運用支出 + ジャワ系統の AS 費用 + ジャワ系統の ABR

ジャワ系統の送配電運用支出

ジャワ系統の送配電線亘長は、インドネシア国全土の半分程(統計資料 表 28 , 29)である。また、ジャワ系統の PLN 従業員は、インドネシア全体国の 30%程(統計資料 表 40)である。

表 5-3 推定したジャワ系統の送配電運用支出

(百万 Rp)

	インドネシア全域	比率(%)	ジャワ系統
維持費	10,601,417	50	5,300,709
人件費	14,179,071	30	4.253,721
減価償却	7,464,732	50	3,732,366
その他	5,096,735	30	1,529,020
送配電運用支出	37,341,955	-	14,815,816

ジャワ系統の AS 費用

ジャワ系統の系統電力量は、インドネシア国全土の 75%である。(統計資料 表 2)

4,955,224.73 × 0.75 = 3,716,418.55(百万 Rp)

ジャワ系統の ABR

ジャワ系統の送配電線亘長は、インドネシア国全土の半分程度である。

(統計資料 表 28 and 29)

→ 12,265,646.86 × 0.5 = 6,132,823.43(百万 Rp)

ジャワ系統の託送費用

ジャワ系統の託送費用= 14,815,816 + 3,716,418.55 + 6,132,823.43
= 24,665,057.98(百万 Rp)

ジャワ系統の平均託送料金

ジャワ系統の託送総電力量 = ジャワ系統における PLN の総売電量 = 145,071.45GWh
(統計資料 表 2, 5)

ジャワ系統の平均託送料金 = 24,665,057.98 ÷ 145,071.45

= **170.02 Rp/kWh**

5.3.3 ジャワ系統の電圧階級別託送料金

これまでに、高圧・中圧・低圧の運用支出（HVOE, MVOE, LVOE）について正確なデータは無かったため、これらがすべて同じであると仮定した。総運用支出を 3 等分し、それぞれの運用支出として扱い、電圧階級別に流通料金を計算すると、下表となる。

表 5-4 推定したジャワ系統の託送料金

(百万 Rp)

	運用支出 (100万 Rp)	電力量 (GWh)	ジャワ系統の託送料金 (Rp/kWh)
高圧	合計 24,665,057.98	12,349.35	56.73
中圧		58,763.27	*118.75
低圧		73,804.00	**230.15

*=56.73+62.02
**=56.73+62.02+111.40

上表より、推定した高圧託送料金は 56.73Rp/kWh である。

以上の託送料金の試算は、予備的なものである。

5.4 託送料金の計算例（その 2：PLN のジャワ島における送配電運用支出からの推定）

公表されたデータではないが、2016 年 2 月 10 日に PLN Commercial Division から下表のジャワ島に関する 2014 年の送配電費用を入手したので、このデータをもとに、ジャワ島における託送料金を試算した。

5.4.1 ジャワ島における平均託送料金試算

下表において、借入コストを適正な事業報酬と仮定し、アンシラリー・サービス・コストを 5.3 節と同じ、3.49Rp/kWh と仮定すると、ジャワ島における平均託送単価は、下式で求められる。託送電力量は、統計資料の表 2 を参照し、145,071.45GWh とした。

平均託送単価 = 14,647,794,749,439/145,071.45+3.49 = 104.46(Rp/kWh)

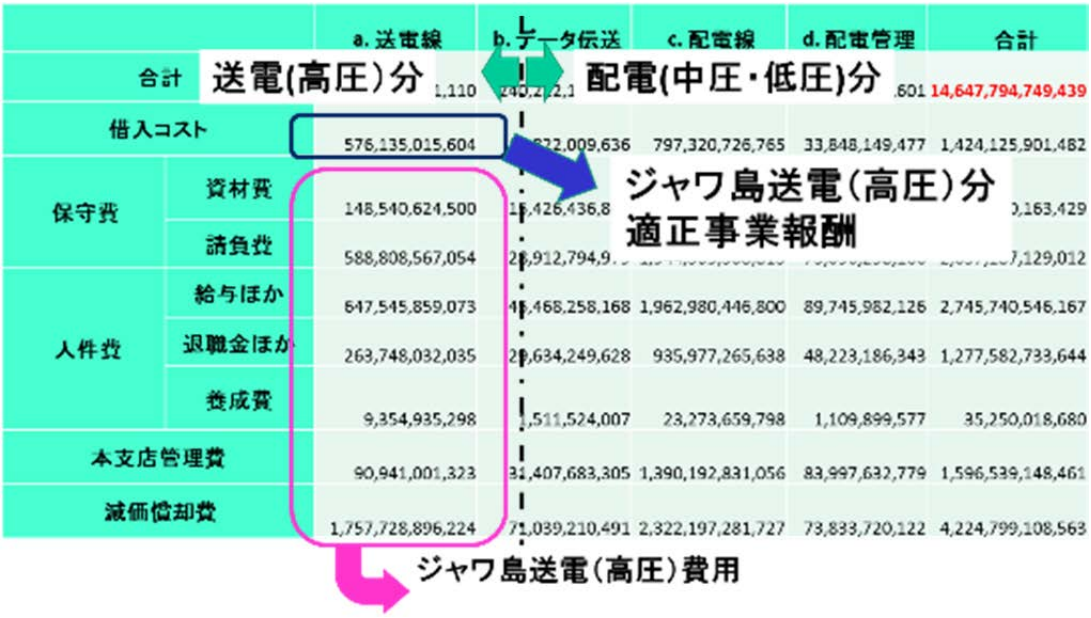
表 5-5 PLN Commercial Division から入手したジャワ島の送配電費用のデータ

		a. 送電線	b. データ伝送	c. 配電線	d. 配電管理	合計
合計		4,082,802,931,110	240,222,167,057	9,911,633,060,671	413,136,590,601	14,647,794,749,439
借入コスト		576,135,015,604	16,822,009,636	797,320,726,765	33,848,149,477	1,424,125,901,482
保守費	資材費	148,540,624,500	15,426,436,843	535,321,340,075	7,281,762,011	706,570,163,429
	請負費	588,808,567,054	28,912,794,979	1,944,369,508,813	75,096,258,166	2,637,187,129,012
人件費	給与ほか	647,545,859,073	45,468,258,168	1,962,980,446,800	89,745,982,126	2,745,740,546,167
	退職金ほか	263,748,032,035	29,634,249,628	935,977,265,638	48,223,186,343	1,277,582,733,644
	養成費	9,354,935,298	1,511,524,007	23,273,659,798	1,109,899,577	35,250,018,680
本支店管理費		90,941,001,323	31,407,683,305	1,390,192,831,056	83,997,632,779	1,596,539,148,461
減価償却費		1,757,728,896,224	71,039,210,491	2,322,197,281,727	73,833,720,122	4,224,799,108,563

5.4.2 ジャワ島における高圧託送料金試算

PLN Commercial Division から入手したジャワ島の送配電費用のデータのうち、項目「a.送電線」と項目「b.データ伝送」の 50%が送電線、すなわち高圧託送に係る費用と推定すると、ジャワ島の高圧託送料金は、次の表のように試算することができる。

表 5-6 ジャワ島高圧託送料金試算の考え方



		a. 送電線	b. データ伝送	c. 配電線	d. 配電管理	合計
合計						14,647,794,749,439
借入コスト		576,135,015,604		797,320,726,765	33,848,149,477	1,424,125,901,482
保守費	資材費	148,540,624,500				
	請負費	588,808,567,054				
人件費	給与ほか	647,545,859,073		1,962,980,446,800	89,745,982,126	2,745,740,546,167
	退職金ほか	263,748,032,035		935,977,265,638	48,223,186,343	1,277,582,733,644
	教育費	9,354,935,298		23,273,659,798	1,109,899,577	35,250,018,680
本支店管理費		90,941,001,323		1,390,192,831,056	83,997,632,779	1,596,539,148,461
減価償却費		1,757,728,896,224		2,322,197,281,727	73,833,720,122	4,224,799,108,563

表 5-7 ジャワ島高圧託送料金試算結果

		本節の試算結果	5.3節での試算結果
①	高圧(送電)費用 (Rp.)	3,618,367,994,217	5,462,478,000,000
②	適正事業報酬 (Rp.)	584,546,020,422	2,261,126,000,000
③	高圧託送費用(HVWOE) ①+②(Rp.)	4,202,914,014,639	7,723,604,000,000
④	託送電力量 統計資料 表 2 (GWh)	155,034.48*	145,071.45**
⑤	高圧託送費用単価 ③/④(Rp./kWh)	27.11	53.24
⑥	アンシラリーサービス単価*** (Rp./kWh)	3.49	3.49
⑦	高圧託送料金 ⑤+⑥(Rp./kWh)	**30.60**	**56.73**

*配電系統への送電量, **総需要
***インドネシア全体の平均

PLN Commercial Division から入手したジャワ島の送配電費用のデータは、西部ジャワ、ジャカルタ、中央ジャワ、東部ジャワの 4 地域ごとのデータに分かれていたので、同様に、それぞれの地域ごとの高圧託送料金を試算した結果を下表に示す。ただし、この表では、地域を跨いだ電力量については、考慮していない。最も高価となったのは、西部ジャワで 30.72Rp/kWh、最も安価となったのは、ジャカルタで 30.41Rp/kWh、その差は、0.31Rp/kWh であった。

表 5-8 ジャワ島各地域別の高圧託送料金試算結果

		西部ジャワ	ジャカルタ	中央ジャワ	東部ジャワ
③	高圧託送費用 (HVWOE) (Million Rp.)	1,485,574	1,195,619	637,401	884,321
④	託送電力量 統計資料 表 2* (GWh)	54,557	44,416	23,491	32,525
⑤	高圧託送費用単価 ③/④ (Rp./kWh)	27.23	26.92	27.13	27.19
⑥	アンシラリーサービス 単価** (Rp./kWh)	3.49			
⑦	高圧託送料金 ⑤+⑥ (Rp./kWh)	**30.72**	**30.41**	**30.62**	**30.68**

*配電系統への送電量
**インドネシア全体の平均

第6章 ケーススタディー

6.1 ケース設定の考え方

ケーススタディー1 では、インドネシア・ジャワ島において、事業者が託送スキームを活用する経済的メリットがあるかどうかを検証するため、PLN から購入する電気料金と、ある事業者から入手したインドネシアの電源の発電費用に、試算結果から想定される託送料金を加算した電気供給費用とを、電圧階級別に比較する。

ケーススタディー2 では、託送制度導入後も、電力系統の安定供給維持のために、送電能力を超過するような託送を回避する方策について比較検討する。具体的には、託送料金に MW 距離方式を採用して、事業者がより短距離の託送を指向するように託送料金差を持たせる方策と、託送の申し込み時に送配電線の増強が必要な場合には、託送事業者にその工事費を負担させる方策の２つの方策について、託送事業者からみた経済的負担視点での効果を検証する。

6.2 ケーススタディー1

接続される電圧階級別の検討を行うために、PLN が過去に公表した典型的なタイプ別の発電費用を使用した。使用した発電費用を以下に示す。

表 6-1 ケーススタディー1 に使用する発電費用

	発電所のタイプ	$US ¢ /kWh	Rp/kWh
1	水力発電 180MW-1175MW	2.2	275.0
2	水力発電 180MW-1175MW	4.2	525.0
3	地熱発電 10-110MW	4.3	537.5
4	地熱発電 10-110MW	6.0	750.0
5	(石炭)火力>600MW	6.3	787.5
6	地熱発電 10-110MW	6.3	787.5
7	(石炭)火力>600MW	6.5	812.5
8	ガスタービン火力 40MW-300MW	6.5	812.5
9	(石炭)火力>600MW	7.0	875.0
10	(石炭)火力 100MW-300MW	7.0	875.0
11	地熱発電 10-110MW	7.0	875.0
12	(石炭)火力 100MW-300MW	7.5	937.5
13	(石炭)火力>600MW	8.0	1,000.0
14	(石炭)火力 100MW-300MW	8.0	1,000.0
15	(石炭)火力<25MW	8.0	1,000.0
16	ガスタービン火力 40MW-300MW	8.0	1,000.0
17	水力発電 180MW-1175MW	8.0	1,000.0
18	(石炭)火力<25MW	8.1	1,012.5
19	ガスタービン火力 40MW-300MW	8.2	1,025.0
20	地熱発電 10-110MW	9.3	1,162.5

出典：PLN 資料

6.2.1 当該ケースの発電費用

PLN から供給を受ける場合の電気料金は以下となっている。通常の電気料金では補助金が入るために低圧の電気料金が安くなっている。

表 6-2PLN の電気料金

電圧階級	PLN の電気料金（補助金含）
高圧供給（70 kV - 150 kV）	1,191 Rp/kWh
中圧供給	1,115 Rp/kWh
低圧供給	972 Rp/kWh

出典：PLN Annual Report

なお、以下は補助金が入る前の電気料金原価である。

低圧・中圧供給の料金原価が高圧よりも高い設定なのは、補助金を導入するためである。今回の託送料金と電気料金比較においては、補助金を含んだ電気料金にて比較をする。

表 6-3PLN の電気料金原価【2016 年 4 月分】

電圧階級	PLN の電気料金原価
高圧供給（70 kV - 150 kV）	925 Rp/kWh
中圧供給	1,033 Rp/kWh
低圧供給	1343 Rp/kWh

出典：PLN Commercial Division

この電気料金（補助金含）と託送制度を利用した場合の電気供給費用を比較した。高圧供給の託送料金を 40～100Rp、中圧供給の託送料金を 90～150Rp、低圧供給の託送料金を 170～230Rp とした場合に分け算定すると、表 6-4 のようになる。表には PLN から供給を受ける場合の電気料金よりも、高いケースは赤、低いケースは青の網掛をしている。

6.2.2 当該ケースの経済性分析

PLN の現在の電気料金体系では、補助金を含んでいるため供給電圧による差は小さく、電圧が高いほど、単価が高くなる傾向にある。従って、高圧供給においては、託送制度を活用した方が、電気料金負担が小さくなる可能性が高い。中圧供給では、平均よりも安価な電源でないと、メリットは出なくなり、低圧供給では、最も安価な電源でないと、経済的メリットは出ない。

表からわかるように、高圧の場合はほとんどの電源で託送料金が 40～100Rp の範囲で託送を利用した方が電気料金より安い。中圧の場合は託送料金が 90Rp 程度での範囲では、ほとんどの電源で、託送を利用した方が電気料金より安いが、120～150Rp の範囲では、比較的コストの高い電源を除け

ば、託送を利用した方が安い。一方、低圧の場合は、非常に安い電源を除き、託送を利用した方が高くなるケースが多い事がわかる。

託送事業においては、発電費用、託送料金費用に加えて、小売費用も追加されるが、表からわかるように、高圧においては、託送事業の経済的メリットが生じる可能性があり、低圧ではメリットが生じにくいことがわかる。

表 6-4 電源別、電別の託送制度を利用した場合の電力供給費用

			高圧供給			中圧供給			低圧供給		
			40Rp/kWh	70Rp/kWh	100Rp/kWh	90Rp/kWh	120Rp/kWh	150Rp/kWh	170Rp/kWh	200Rp/kWh	230Rp/kWh
1	水力発電 180MW-1175MW	C	315.0	345.0	375.0	365.0	395.0	425.0	445.0	475.0	505.0
2	水力発電 180MW-1175MW	A	565.0	595.0	625.0	615.0	645.0	675.0	695.0	725.0	755.0
3	地熱発電10-110MW	D	577.5	607.5	637.5	627.5	657.5	687.5	707.5	737.5	767.5
4	地熱発電10-110MW	B	790.0	820.0	850.0	840.0	870.0	900.0	920.0	950.0	980.0
5	(石炭)火力>600MW	A	827.5	857.5	887.5	877.5	907.5	937.5	957.5	987.5	1,017.5
6	地熱発電10-110MW	A	827.5	857.5	887.5	877.5	907.5	937.5	957.5	987.5	1,017.5
7	(石炭)火力>600MW	D	852.5	882.5	912.5	902.5	932.5	962.5	982.5	1,012.5	1,042.5
8	ガスタービン火力 40MW-300MW	C	852.5	882.5	912.5	902.5	932.5	962.5	982.5	1,012.5	1,042.5
9	(石炭)火力>600MW	C	915.0	945.0	975.0	965.0	995.0	1,025.0	1,045.0	1,075.0	1,105.0
10	(石炭)火力 100MW-300MW	B	915.0	945.0	975.0	965.0	995.0	1,025.0	1,045.0	1,075.0	1,105.0
11	地熱発電10-110MW	C	915.0	945.0	975.0	965.0	995.0	1,025.0	1,045.0	1,075.0	1,105.0
12	(石炭)火力 100MW-300MW	A	977.5	1,007.5	1,037.5	1,027.5	1,057.5	1,087.5	1,107.5	1,137.5	1,167.5
13	(石炭)火力>600MW	B	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,090.0	1,120.0	1,150.0	1,170.0	1,200.0	1,230.0
14	(石炭)火力 100MW-300MW	C	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,090.0	1,120.0	1,150.0	1,170.0	1,200.0	1,230.0
15	(石炭)火力<25MW	A	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,090.0	1,120.0	1,150.0	1,170.0	1,200.0	1,230.0
16	ガスタービン火力 40MW-300MW	A	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,090.0	1,120.0	1,150.0	1,170.0	1,200.0	1,230.0
17	水力発電 180MW-1175MW	B	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,090.0	1,120.0	1,150.0	1,170.0	1,200.0	1,230.0
18	(石炭)火力<25MW	B	1,052.5	1,082.5	1,112.5	1,102.5	1,132.5	1,162.5	1,182.5	1,212.5	1,242.5
19	ガスタービン火力 40MW-300MW	B	1,065.0	1,095.0	1,125.0	1,115.0	1,145.0	1,175.0	1,195.0	1,225.0	1,255.0
20	地熱発電10-110MW	E	1,202.5	1,232.5	1,262.5	1,252.5	1,282.5	1,312.5	1,332.5	1,362.5	1,392.5

(1＄⇒125Rp 換算)

出典：調査団作成

6.3 ケーススタディー２

託送制度を導入する中で、電力系統の安定供給維持のために、送電能力を超過するような託送を回避する方策について比較検討する。具体的には、託送料金に MW 距離方式を採用して、事業者がより短距離の託送を指向するように託送料金差を持たせる方策と、託送の申し込み時に送配電線の増強が必要な場合には、託送事業者にその工事費を負担させる方策(工事費負担金を課す方策)の２つの方策について、託送事業者からみた経済的負担の視点での効果を検証する。

以下の事業者を想定する。

託送電力：100 MW

年間託送電力量：700 GWh(負荷率 80%)

接続する電圧階級：150 kV（高圧）

なお、送電線の新設は下図のように、グリッドの中の増強、あるいは事業者がグリッドに接続する場合の電源線あるいは供給線の新設のケースがある。

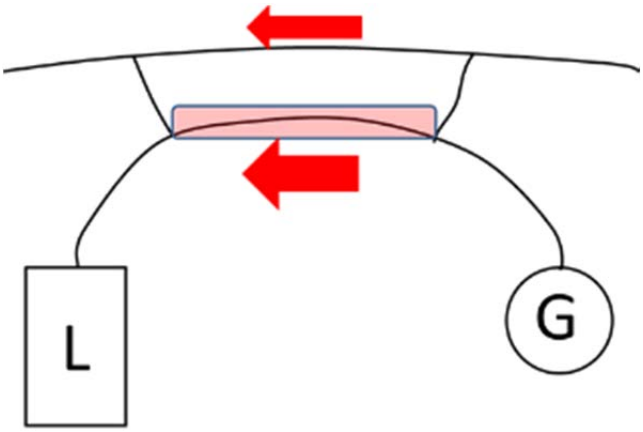


図 6-1 託送によりグリッドの中の送電線増強が必要になる例

6.3.1 託送料金に MW 距離方式を採用し料金差をつける方策

PLN の系統には余裕がなく、託送料金に郵便切手方式を採用すると、長距離の託送増加に対して系統増強が追い付かず、安定運用が脅かされる可能性があるため、MW 距離方式を採用して、長距離の託送料金を高くして、事業者に長距離の託送を避けるようなインセンティブを与えることが考えられる。現状のインドネシア国における電気料金水準からこのインセンティブの効果をスタディす

る。

PLN の高圧の電気料金は 1,191 Rp である。ケーススタディー1 の高圧の結果を、託送料金を 100Rp より大きいケースに拡張して比較すると、300Rp くらいまでは、依然として PLN の電気料金よりも託送を活用した方が安いケースが多い。MW 距離方式において、長距離の送電線増強を伴う託送を回避するために、どの程度まで料金差をつけることが可能であるか、を考えた場合、ジャワ島における高圧の託送料金の平均が高々100Rp/kWh 程度であることから、数 10Rp/kWh 程度が限界で、100Rp/kWh も差をつけるには、短距離の託送料金が安くなりすぎて、短距離の託送が増加した場合には、原価を回収できなくなり、PLN の経営が厳しくなる恐れがある。

表 6-5 ケーススタディー1 の高圧の結果を託送料金が

100Rp より大きいケースに拡張した場合

高圧供給

			40Rp	70Rp	100Rp	150Rp	200Rp	250Rp	300Rp	350Rp
1	水力発電 180MW-1175MW	C	315.0	345.0	375.0	425.0	475.0	525.0	575.0	625.0
2	水力発電 180MW-1175MW	A	565.0	595.0	625.0	675.0	725.0	775.0	825.0	875.0
3	地熱発電 10-110MW	D	577.5	607.5	637.5	687.5	737.5	787.5	837.5	887.5
4	地熱発電 10-110MW	B	790.0	820.0	850.0	900.0	950.0	1,000.0	1,050.0	1,100.0
5	(石炭)火力>600MW	A	827.5	857.5	887.5	937.5	987.5	1,037.5	1,087.5	1,137.5
6	地熱発電 10-110MW	A	827.5	857.5	887.5	937.5	987.5	1,037.5	1,087.5	1,137.5
7	(石炭)火力>600MW	D	852.5	882.5	912.5	962.5	1,012.5	1,062.5	1,112.5	1,162.5
8	ガスタービン火力 40MW-300MW	C	852.5	882.5	912.5	962.5	1,012.5	1,062.5	1,112.5	1,162.5
9	(石炭)火力>600MW	C	915.0	945.0	975.0	1,025.0	1,075.0	1,125.0	1,175.0	1,225.0
10	(石炭)火力 100MW-300MW	B	915.0	945.0	975.0	1,025.0	1,075.0	1,125.0	1,175.0	1,225.0
11	地熱発電 10-110MW	C	915.0	945.0	975.0	1,025.0	1,075.0	1,125.0	1,175.0	1,225.0
12	(石炭)火力 100MW-300MW	A	977.5	1,007.5	1,037.5	1,087.5	1,137.5	1,187.5	1,237.5	1,287.5
13	(石炭)火力>600MW	B	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,150.0	1,200.0	1,250.0	1,300.0	1,350.0
14	(石炭)火力 100MW-300MW	C	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,150.0	1,200.0	1,250.0	1,300.0	1,350.0
15	(石炭)火力<25MW	A	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,150.0	1,200.0	1,250.0	1,300.0	1,350.0
16	ガスタービン火力 40MW-300MW	A	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,150.0	1,200.0	1,250.0	1,300.0	1,350.0
17	水力発電 180MW-1175MW	B	1,040.0	1,070.0	1,100.0	1,150.0	1,200.0	1,250.0	1,300.0	1,350.0
18	(石炭)火力<25MW	B	1,052.5	1,082.5	1,112.5	1,162.5	1,212.5	1,262.5	1,312.5	1,362.5
19	ガスタービン火力 40MW-300MW	B	1,065.0	1,095.0	1,125.0	1,175.0	1,225.0	1,275.0	1,325.0	1,375.0
20	地熱発電 10-110MW	E	1,202.5	1,232.5	1,262.5	1,312.5	1,362.5	1,412.5	1,462.5	1,512.5

6.3.2 工事負担金を課す方策

ジャワ島の送電線建設費を以下と想定した。

- 500kV　7,000 million Rp (560,000US$)/km
- 150kV　2,500 million Rp (200,000US$)/km

託送により、500kV 送電線 20km の建設が必要になるとすると、工事費負担金は、140,000 million Rp である。託送料金差に換算すると 20Rp/kWh（10 年分）の負担増に相当する。

託送により 150kV 送電線 20km の建設が必要になるとすると、工事費負担金は 50,000 million Rp である。託送料金差に換算すると 7Rp/kWh（10 年分）の負担増に相当する。

各電圧階級ごとに、新設送電線の距離と、工事費を回収するために必要な託送料金の増分を下表にまとめる。

表 6-6 新設送電線の距離と工事費を回収するために必要な託送料金の増分

Km	500 kV	150 kV
20	20 Rp/kWh	7 Rp/kWh
40	40 Rp/kWh	14 Rp/kWh
60	60 Rp/kWh	21 Rp/kWh
80	80 Rp/kWh	29 Rp/kWh
100	100 Rp/kWh	36 Rp/kWh
120	120 Rp/kWh	43 Rp/kWh
140	140 Rp/kWh	50 Rp/kWh
160	160 Rp/kWh	57 Rp/kWh

6.4 工事負担金を課す考え方

日本における費用負担の考え方は以下の２通りである。

- 電源線の費用負担については、原因者である事業者が全額負担
- 電源線以外の費用負担については、受益者負担を基本として費用負担割合を判断

しかし、インドネシア国のように電力需要が伸び続けており基幹系統の増設等を頻繁に実施している国においては、電源線以外の費用負担についても原因者負担として算定する事は効率的である。

特に複数の発電機や潮流を不安定にする溶鉱炉等の接続については、技術的に接続可否を判断し、増強が必要と判断した場合には工事負担金として貰い受ける事が望ましい。

またこれらの費用は、託送料金に織り込む必要性はなく、接続を希望する発電事業者に対して、個別に回収する事となる。

また緊急時の対応等についても同様であり、託送料金とは別に定めるものとする。

6.4.1 両方策の比較

上述の 6.3.1 と 6.3.2 のように、託送事業者からみると、費用の安価な競争力のある電源を用いた託送は、ある程度高価な託送料金、工事費負担金を負担する、どちらの方策に対しても事業としての経済的メリットが成立する可能性がある。

一方、PLN 側から考察すると、kW 距離方式の託送料金では、送電線増強費用の回収が遅れるので、託送を開始する前に、工事費負担金により、送電線を増強できる方策の方が、確実に安定供給を確保できるため、優位と考えられる。

6.5 ケーススタディーのまとめ

ケース 1 及び 2 の結果から、事業者にとって、競争力のある電源を確保できれば、PLN から供給を受けるよりも、託送を利用したほうが安くなるケースがある。特に高圧で受電する場合は、この傾向が顕著となる。

また、電力系統の安定供給を維持しながら、託送制度を導入するための方策としては、MW 距離方式の採用など託送料金での方策をとるよりも、設備増強の費用を工事費負担金として当該託送事業者に課す方策の方が、効果的であることが確認できた。

第7章 託送制度の実効性確保策と ODA による協力の提案

7.1 中長期的な簡易的な中長期的ロードマップ

インドネシアの電力セクターに対する ADB のプログラムローンの条件の中に託送制度の整備が記載されている。ADB は託送制度に関し以下の報告を行っている。

(Source: Report and Recommendation of the President to the Board of Directors, Project Number: 49043-001, September 2015, Proposed Programmatic Approach and Policy-Based Loans for Subprogram 1, Republic of Indonesia: Sustainable and Inclusive Energy Program Distribution)

- インドネシア政府は託送制度の整備を進めている。料金、託送のルール、国境間の取引について整備する予定である。
- 2019 年までに、少なくとも 2 つの託送契約を締結することとする。
- 以下に示す民間事業者の参入促進を目的としたエネルギーセクターにおけるプロジェクトを進めるためのサブプログラムにより託送制度の整備が予定されている。

○ サブプログラム 1 (既に達成)

政府は送電部門を含むエネルギーセクターに民間事業者がより一層広く参加できるようにする。以下のプログラムを含む。

「ADB's Stepping Up Investments for Growth Acceleration Program (SIGAP) TA is providing technical assistance to the Investment Coordinating Board (BKPM))」

○ サブプログラム 2 (2017 年までを予定)

Permen ESDM 1/2015 に規定されているように MEMR は託送料金を制定する。

○ サブプログラム 3 (2019 年までを予定)

2009 年の電力法に規定されているように国境を跨ぐ電力輸出入を政府が認可する。

○ 中長期的な方向性と期待される成果(2019 年から 2023 年)

国内の工業需要家に供給する民間発電事業者の参入を拡大させ、PLN の投資を抑制する。(商業的な負債に対して PLN が直面し借入の制約となっている財務制限条項が起因)

国境を跨ぐ電力輸出のための IPP の開発によりインドネシアの国際収支を改善する。

この ADB のプログラムおよび MEMR、PLN との協議結果に基づき、以下のように簡易的なロードマップを設定した。

<簡易ロードマップ案>

各ステップに共通して情勢の変化を踏まえた託送料金の随時の見直しが必要である。

- 2017 年まで
  - MEMR による託送料金の制定を行う。
  - 全ての託送契約は系統信頼度を満たし、MEMR により制定されるグリッドコードの基準に従うルールを MEMR が策定する
  - PLN が託送供給約款の案を策定する。MEMR が託送供給約款を承認する。
  - PLN が同時同量の計量システムの仕様を決定し、託送を利用する事業者および PLN に順次設置する。
  - PLN にネットワークサービスセンター（後述）を設置する。
  - PLN 内で託送の三原則、①情報の目的外の利用禁止、②差別的取扱いの禁止、③区分経理が徹底される。

- 2018 年から
  - 事業地域（Wilayah Usaha）の制定を受けている民間事業者と PLN との託送契約が数件締結され、託送が開始される。
  - 事業地域(Wilayah Usaha)制定の条件を省令で具体化し、新規事業者が制定を受けやすいようにする。
  - PLN による託送を利用した国境を跨ぐ電力輸出入を行うプロジェクトの事業可能性調査を実施する。

- 2019～2023 年
  - 新規の工業団地や商業ビルなど大規模な需要家を顧客に持つ事業地域（Wilayah Usaha）の制定を受けている事業者が、自由に電力供給先を選択でき、経済の効率化が実現する。
  - 大規模需要家への電力供給市場をより一層整備する。
  - 託送が発達し、PLN が担う電力の需給バランスの調整負担が増加するため、電力調整のサービスのうちの発電部分について市場化を行う。
  - PLN による託送を利用した国境を跨ぐ電力輸出入を行う IPP プロジェクトを実現する。

7.2 インドネシアでの託送制度活用に必要な改善策提案

7.2.1 導入に必要な法制度の修正

7.2.1.1 託送制度活用に必要なライセンスと法的フレームワーク

3.3「託送を利用した電力供給事業に必要な許認可」にてとりまとめた通り、新規事業者は MEMR から電力供給事業許可(IUPTL)を取得し、電力供給事業地域(Wilayah Usaha)をその供給範囲に応じて地方行政自治体または MEMR から取得する必要がある。また現行の託送制度の法的枠組みにおいては託送制度の根幹が制定されているものの、託送料金の構成およびその承認手続きなど運用部分においては明確化されておらず、公開もされていない。このため本制度の活用、公益性・公平性の確保のためには、より具体的な運用・ルールの制定とその妥当性検証、必要な改定といった一連の手続きを行う必要がある。

7.2.1.2 事業地域(Wilayah Usaha)の取得容易化・制定条件の改定

インドネシアにおける託送制度の活用促進による電化促進・電力系統拡充と信頼度向上という目的からは、多くの小売り事業者の参入と、信頼度が高くかつ低廉な電気を発電できる発電事業者の増加が必須であり、現在 PLN が多くの部分を保有している Wilayah Usaha の再分配がキーとなる。この対応として MEMR は 2016 年 3 月に Wilayah Usaha の付与に関する判断について、これまで PLN からの提案をベースとする表現となっていたものを、電力総局の技術チームによる評価へ変更しており、今後はその詳細検討項目についての明確化と公表、技術チームによる公平・公正な運用の実現が必要となる。

7.2.1.3 託送供給約款の透明化・省令化

第 2 章における他国事例のスタディにおいても、託送制度は規制機関により公正に管理された市場のもと、送配電の中立性を確保しつつ、適切な規制料金制度が実現される必要がある。

インドネシアにおける託送制度の導入は、他国の事例と異なり、増大する電力需要を満たしながらの導入となるため MEMR による適切な制度運用管理、制度導入の度合い・経済成長・電力需給の状態などに応じた制度改定、そして公平・公正な規制機関としてのプレゼンスの確立が必須である。

このため、託送供給料金体系についてはインドネシア全土を対象とする料金体系について MEMR による承認で導入し、すべての託送契約の条件は供給約款という形で統一することで託送機会の公平性を確保する。

また送電事業者(PLN)の中立性確保のための法案・レギュレーションが必須であり、特定事業者の差別的取扱の回避等の原理原則の徹底と、ネットワークオペレーターとしての運用手段確立・中央給電機能の見直しを MEMR の監査のもと実施する必要がある。

7.2.2 導入に必要な技術的要件

発電事業者と需要の同時同量の計量が必要になる。このためのメータの開発、設置、通信による一元管理を行えるようにすることが必要である。この業務はネットワークサービスセンターが担うこととなる。

また、発電設備の新規系統連系や出力増加等に伴う電力系統への影響や送配電設備の新設・増強・工事の必要性について、技術検討を実施する必要性があり、この業務もネットワークサービスセンターが担務する事になる。

7.2.3 将来の託送料金制度

今回提案する託送料金制度はインドネシアにおいて最初に導入される制度であり、現行の電気料金制度と同一の地域単一料金による回収方法を前提に PLN の託送部門にかかる費用を確実に、かつ関係機関にもわかりやすく回収できることを第一の目的に設定した。

今後さらに託送制度の利用の活性化を図るためには、電力系統ごとあるいは地域ごとに事業者の参入度合いを政策的に調整する場合など、託送制度が利用される状況をレビューしつつ、今後も継続的に電気料金制度を見直していく必要がある。また上記必要な技術的要件に記載したが、新規系統連系や出力増加等に伴う PLN 側の設備費用については、工事負担金として算定し、発電事業者より徴収する制度を設けていく必要もある。第 2 章に記載したとおり、他国でもこれまで託送料金制度は随時見直されてきている。また、欧米等、託送制度の導入の歴史が長く、電力自由化の進捗が進んでいる国で一部採用されている地域別料金や送電会社の事業報酬率の精緻化など、今後状況に応じ、託送料金の見直しについて引き続きインドネシア側で検討していく必要がある。

7.2.4 電力需給逼迫地域への投資を促すインセンティブ策

託送料金を政府および PLN がコントロールすることにより、電力需給の逼迫している地域へ投資を促すインセンティブを与えることができる。例えば、託送料金に補助金を付加して民間企業の参入を促すケースが考えられる。

7.2.5 PLN の組織

PLN が託送業務を実施することとなるが、一方 PLN は発電事業をその子会社を通じて実施している。このため託送業務の一部、例えば、発電事業者および小売事業者の PLN の送電網への接続可能性の検討やコストの検討は、託送を利用する発電、小売事業者が公平に扱われるように、PLN の発電部門や小売部門から独立した組織により実施されることが必要である。このため、ネットワークサービスセンターを他部門と独立した形で PLN 内に設置し、託送の利用を希望する発電事業者および小売事業者の申し込みに対し、検討を行う業務を担うことが必要であるため、この組織の設置を提案する。

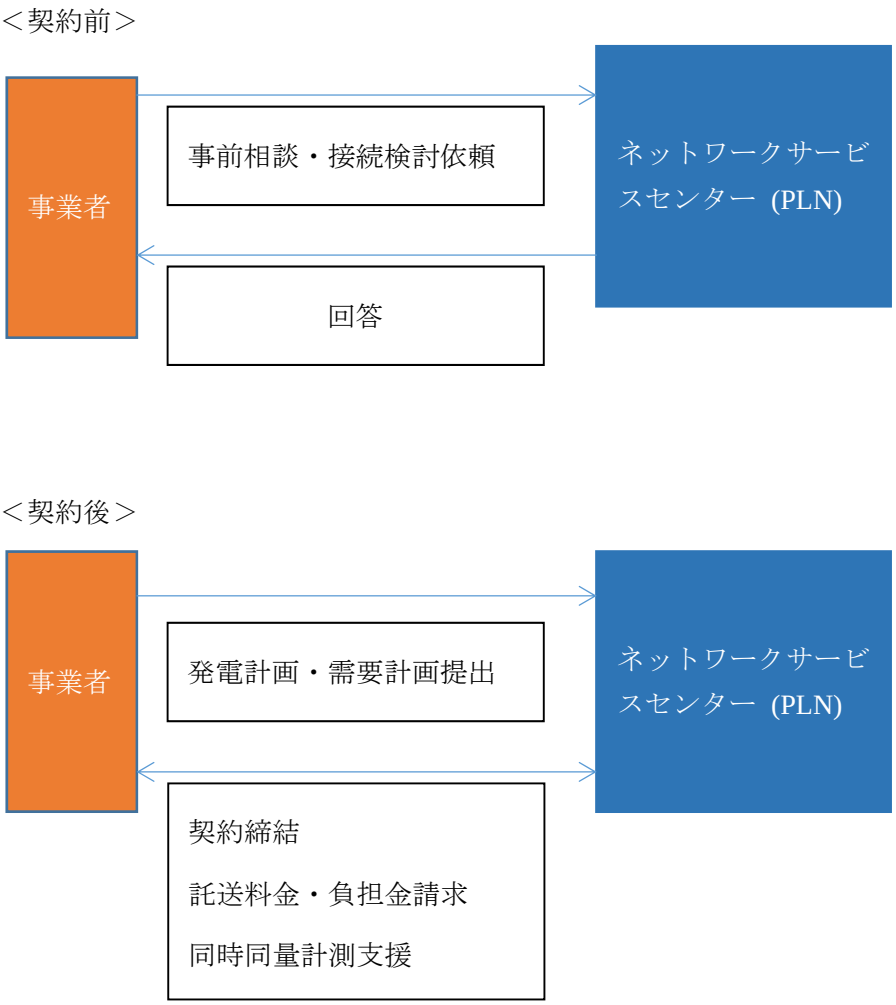


図 7-1　PLN ネットワークサービスセンターの業務イメージ

7.3 託送を利用した電力供給事業のための SOP の提案

本節では現行の法令および本プロジェクトにおける検討を踏まえ、インドネシアにおいて新規小売り事業者が託送制度を利用した電力供給事業を実施する場合の標準運用手順(Standard Operational Procedure)の要点についてまとめる。なお本運用手順は既存の電力法における運用を前提として基本的な法令に則り作成してあるが、今後の法律の制改定および運用開始時までには電力法を始めとした関連諸法、今後制定・改訂されるべき省令、および各省の既存標準手順も変更されていることが予想され、それらとの整合が図られるべきものであることから、関係法令等の条件整備が完了した時点で再検討および法的適合性の検証を実施機関が行うこと。

7.3.1 必要な許認可

3.3「託送を利用した電力供給事業に必要な許認可」にてとりまとめた通り、新規事業者は MEMR から電力供給事業許可(IUPTL)を取得し、電力供給事業地域(Wilayah Usaha)をその供給範囲に応じて地方行政自治体または MEMR から取得する必要がある。

7.3.2 許認可手続きの取得手順

上記許認可取得手続きの開始には、事業者による当該事業の収益性・技術的実現可能性の確認が必要であり、同時に国家の共有財である電力ネットワークの安定確保を確実にする目的からも系統運用者である PLN へ接続検討依頼を行う手続きが必要となる。この事前スクリーニングおよび事業検討を行った後、具体的な許認可の取得手続きを BKPM のワンストップサービスを活用しながら行うこととなり、まとめると以下に示すフローチャートが提案される。

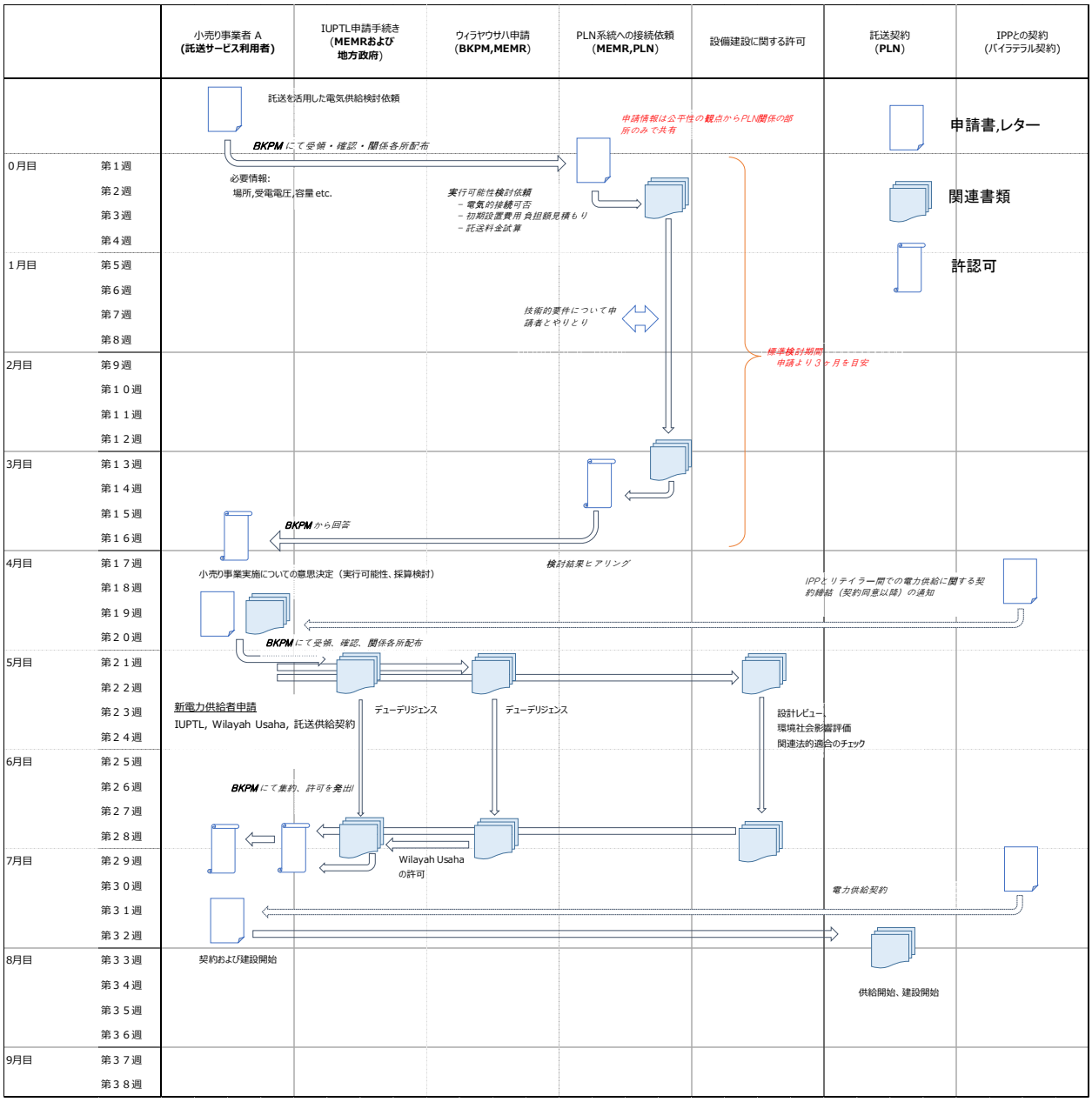


図 7-2 標準運用手順イメージ

7.3.3 必要日数

エネルギー鉱物資源省令 2015 年 1 号における託送制度に関わる条文においては、*IUPTL* および *Wilayah Usaha* の保持者は託送に関するプロポーザルを提出し、送電事業体は 5 営業日以内に申請に対する合意・拒否の回答を行い、その後 30 営業日以内に送電線共同利用に関する交渉を始めなければならず、その後交渉が成立した場合には、大臣あるいは州知事が提出より 30 日以内に送電網賃借価格の提案に対して合意か却下することが定められている。

ただし、現行法制においては新規小売り事業者による接続料金を含めた事業性検討の必要性、その後の *IUPTL* および *Wilayah Usaha* の新規取得という業務の流れが考慮されておらず、また電力系統の技術的観点からみた接続検討を送電事業体が 5 営業日以内に回答することも PLN にとって技術検討のための人的・技術的リソースの面からも非常に困難である。

このため、本検討においては PLN による接続検討については日本での標準的な検討期間である 3 週間を標準と定めて設定し、その後の手続きについても 3 週間を標準として提案し、詳細な系統への影響評価などが必要な場合には標準検討時期を超える旨を受付時に事前通達する事を提案している。

7.3.4 許認可発行主体

各許認可の発行主体については 3.3「託送を利用した電力供給事業に必要な許認可」でとりまとめられた通りであり、*Wilayah Usaha* は MEMR 専任事項、*IUPTL* の承認は事業形態とエリアにより行政政府、地方政府、または MEMR により許可が発行される。一方、接続検討は系統運用者である PLN により検討・回答がなされるべきものであるが同時に監督官庁である MEMR によりその妥当性は適宜モニタリングされ小売り事業者および発電事業社に対する公平な取扱いが実現されなければならない。

また本 SOP ではワンストップサービスの実現のため、BKPM による手続きの受付・管理を前提としており、業務フロー上、申込者への交付は BKPM により一部行われることにも留意が必要である。

7.3.5 託送契約の雛形

インドネシアに適用する託送供給約款の案を付録 5 に示す。概要は以下のとおり。

- 契約者の要件として以下を定めている。
  - 需要者の需要の変動に応じた電気の供給が可能であること。
  - 発電者および需要者がグリッドコードを遵守し技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
  - 契約者、発電者および需要者が PLN からの給電指令にしたがうこと。
  - 契約者が、発電者および需要者がこの約款を遵守すること。
- 契約者は接続検討の申込みを PLN に行う。PLN は接続検討の結果を契約者に通知する。
- 料金は以下の 2 種類で構成される。
  - 託送サービス料金

    託送のサービスを提供する対価として徴収する料金
  - 負荷変動対応電力料金

    30 分ごとの託送受電電力が、その 30 分の託送対象電力を下回るときに生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用する料金

- 契約者の接続に係る工事費の負担金を規定している。
- PLN は系統運用上の制約、保安等で必要な場合、発電者に定期検査または定期補修の時期の変更、発電者の発電または需要者の電気の使用を制限することがあることが規定されている。

インドネシアの慣習や他の法律との整合をとりつつ、損害賠償の条項を今後検討する必要がある。また、契約の終了については、PLN 側から託送契約を一方的に破棄できる規則とすべきではなく、「PLN の責めとならない理由によるものであるとき」以外は、PLN は契約を破棄できないようにしておくべきある。

7.3.6 PLN と事業者間の協議実施のタイミング

PLN による接続検討については 7.3 に述べたように、その結果が新規小売り事業者の事業性判断の際の大きなファクターとなり、かつ電力系統の安定かつ合理的な活用のためにも事前検討が必須であることから、本提案においては託送事業検討の第一ステップとして PLN と事業者との協議から始めることとした。その後、新規事業者による事業実施判断とそれに関わる許認可取得手続きの開始をうけ、接続検討内容を受けた設備設計検討および工事費の精査と支払い等契約締結が行われる。

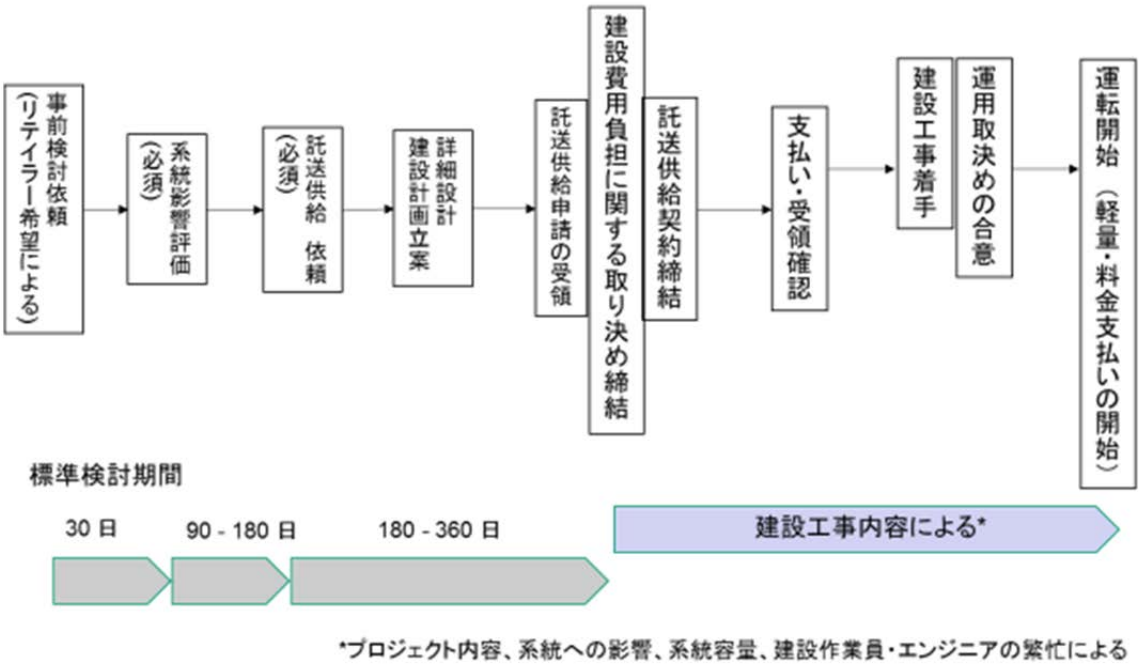


図 7-3 PLN と新規事業者との接続検討手順イメージ

7.4 ODA による協力の可能性

託送を活用するための ODA による協力の可能性として、以下の案件が考えられる。

○　PLN のネットワークサービスセンター設立支援

前述のとおりネットワークサービスセンターの機能は現状の PLN には十分になく、新たな組織の設置が必要となる。このため接続検討のプロセス、ネットワークサービスセンターの業務の進め方、託送料算定のための発電事業者・小売事業者の同時同量の計量方法、周波数調整のためのアンシラリーサービスの調達などのノウハウについて技術移転を実施する。

○　託送を活用した電力輸出入あるいは工業団地の新設などのプロジェクトの可能性調査

ADB のプログラムおよび本節で提案したロードマップでは、託送制度を整備する目的の一つに近隣諸国との電力輸出入を促進し、経済を活性化することが挙げられている。例としてインドネシア国内で発電をする発電事業者が、直接海外の電力事業者に電力を売電し、PLN が託送をするケースなどが考えられる。近隣諸国としてはマレーシアが考えられる。これらの例の実現可能性を調査する。

○　インドネシアにおける電力託送導入のための技術協力プロジェクト

上記のネットワークセンターの設立支援を含み、包括的に託送の導入を支援する ODA 協力として、技術協力プロジェクトが考えられる。内容の一案を示す。

- 託送供給申し込み・契約手続きのための省令制定・改定
  - 託送に関する送電事業者、小売り事業者の義務の定義
  - 接続検討依頼のＳＯＰ、必要なリードタイムについての検討
  - ＲＵＰＴＬへの反映方法
- 託送供給料金構造の確定と料金算定
  - 託送料金計算式　コスト構造の確定、省令案策定
  - ＭＥＭＲ託送料金計算ガイドラインの作成
  - ＰＬＮ内区分経理ルール策定
  - 託送料金の算定の支援
- 託送供給約款の制定
  - 供給約款の制定　（条文見直し、インドネシア語正規版作成）
  - グリッドコード、連系設備技術要件等の関連技術仕様の整備
- ネットワークサービスセンター設立支援
  - ネットワークサービスセンターの組織・制度の検討・設立

- ネットワークサービスセンターの業務の技術移転
  - ✧ 接続検討の方法
  - ✧ 契約書の作成
  - ✧ 同時同量電力計測器の技術仕様の設定
  - ✧ 負担金、託送料金の請求・受領業務標準の制定

付録 1
託送プロジェクト・ディスカッション資料

JICA Data Collection Survey on New Power Supply Scheme By Using Power Wheeling in Indonesia

April 2016

Tokyo Electric Power Company, Inc.

Tokyo Electric Power Services Co., Ltd.

The background of power wheeling in Indonesia

■ The background of power wheeling MEMR and PLN

【MEMR】

- ➢35GW power generation development necessary by 2019
- ➢Development of private generation to supply domestic industrial consumers
- ➢Build new industrial zones in rural area & remote islands (industry enhancement, rural electrification)

【PLN】

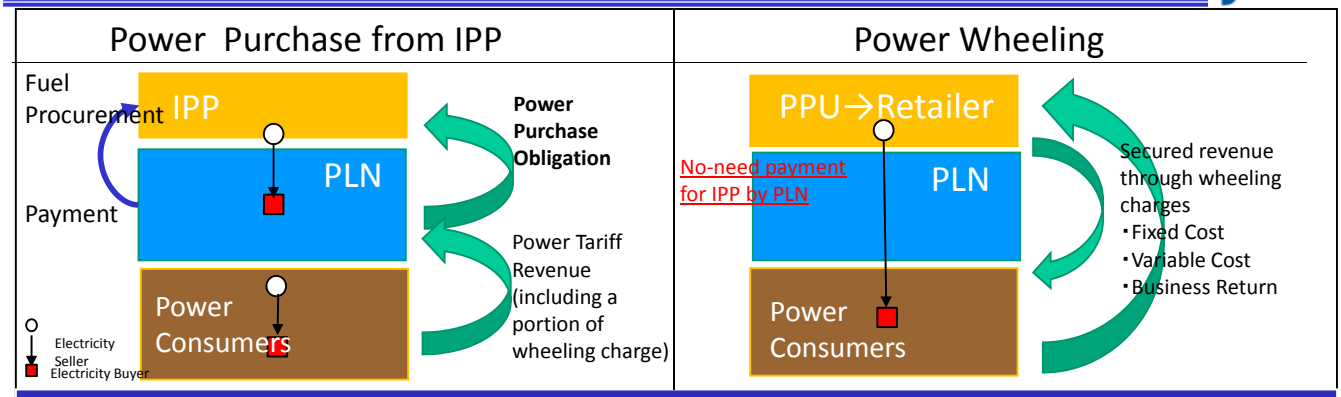
- ➢ Less power purchase obligation including fuel supply
- ➢ Less debt on the balance sheet as IPP generators
- ➢ Less initial investment for distribution facility (if PLN allows private company to do so)
- ➢ Build new industrial zones in rural area & remote islands (industry enhancement, rural electrification)
- ➢ Reduce the Congested Power Flow to Jakarta by encouraging local generation &consumption

■ Introduction Purpose of Power wheeling Scheme

Power wheeling scheme can be designed to enable:

- ➢ IPP to exercise a new business arrangement
- ➢ T&D companies to earn wheeling fee by lending their T&D facility for other entity's power supply.
- ➢ customers to select their electricity supplier

The Advantage of Power Wheeling in each positons



Advantage	
Power Consumers	• Increasing alternatives for power producers
Power Generator	• No need IPP bidding • Increasing alternatives for investment
PLN	• Securing revenues through firm/controllable wheeling charge collection • Reducing the burden of power purchase obligation • Mitigating the risks of fuel procurement for Indonesia
Indonesia	• Increasing power supply to Industrial zones • Stabilizing power system by encouragement of Local power production for local consumption

Legal Basis for Power Wheeling in Indonesia

- All electricity supply business entities must acquire an electricity supply business license, an *IUPTL*, from the local government or MEMR, as MEMR's regulation stipulates.
- If the electricity supply business entity distributes electricity to public customers, the entity must be approved by MEMR to supply electricity to a particular business area, termed a *Wilayah Usaha*.
- Most business areas now belong to PLN with some exceptions
- Based on this business area ownership situation, if a new business entity developing a new industrial zone newly acquires a business zone, the business zone approval can only be obtained in the following circumstances, as MR No.28/2012 stipulates. MEMR can assign a technical team to assess the technical feasibility of the establishment of business zone.(MRM No.07/2016)

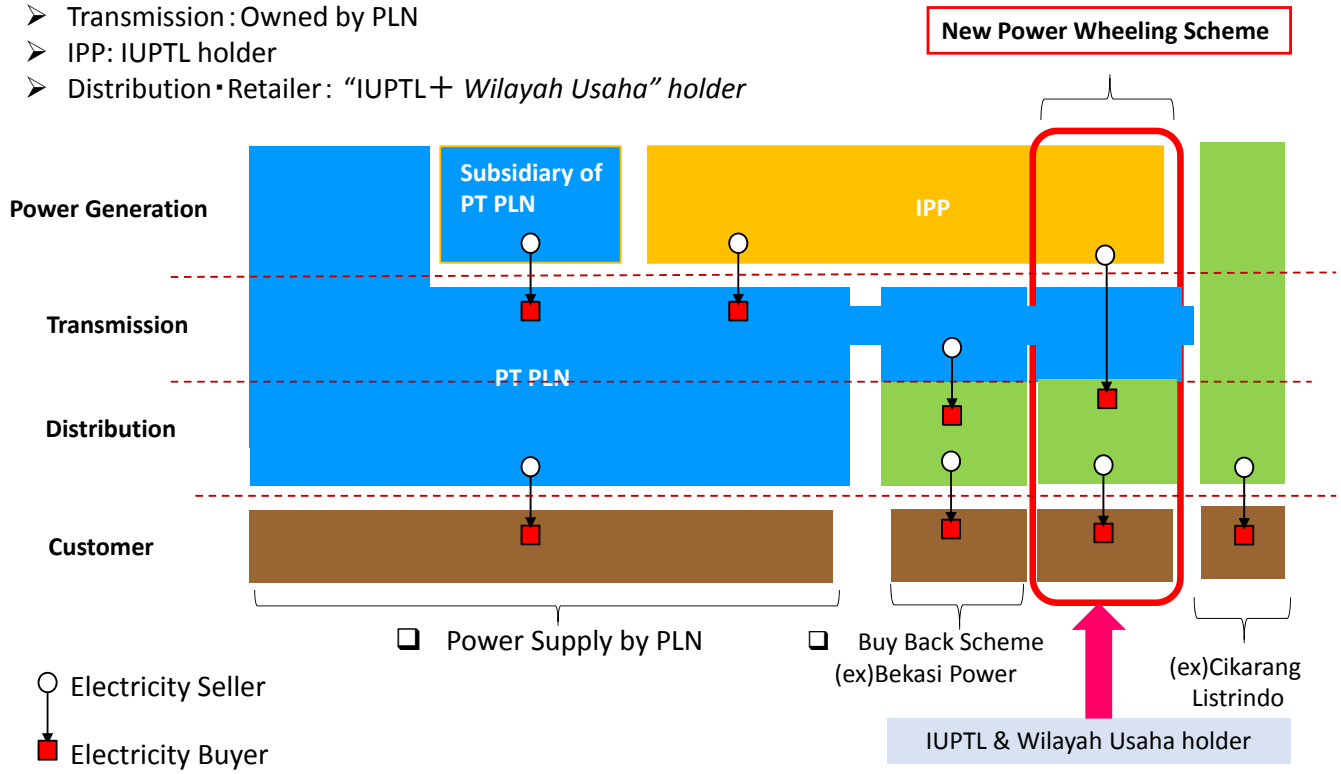
Revision

a. Such area has not been reached by the existing business area holder
b. The existing holder of the business area is incapable of providing the electric power or an electric power distribution network with of good quality and reliability; or
c. The existing holder of the business area returns, in part or in whole, the business area to the Minister of MEMR.

Power Wheeling Scheme Currently Considered

Requirements

- Transmission : Owned by PLN
- IPP: IUPTL holder
- Distribution・Retailer : "IUPTL＋ *Wilayah Usaha" holder*

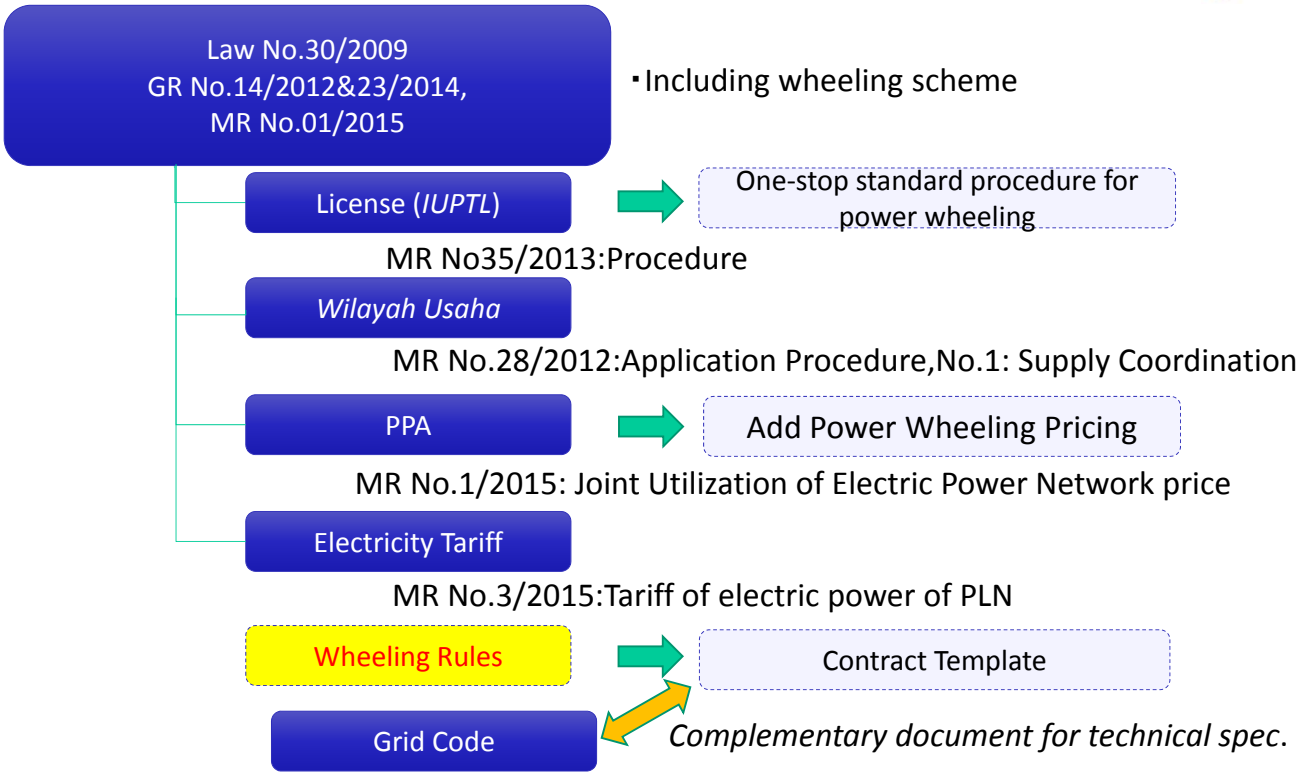


Necessary MEMR's Regulatory Framework

MEMR mandates PLN to be Obliged to the followings to maintain fairness in power wheeling scheme

- Prohibition of Utilization of information other than for Intended Purposes. For example, applicant's identity shall not be disclosed even in internal departments in PLN.
- Prohibition of Discriminatory Treatment of Power Wheeling applicants
- Separate Accounting (separate trans. & distribution from other business components) for P.W. tariff calculation

Regal framework and Necessary Contracts in Indonesia



■ **Should make it clear Regal of Wheeling Rules.**

Confirmation item of Power Wheeling Scheme in Indonesia

- ■ Typical wheeling scheme and Retailer's role
- ■ Establish Network Service Center — Discussion 2
  - – Balancing Rules
  - – Consideration cost allocation for interconnection facility
- ■ Main Contract for power Wheeling Services — Discussion 3
  - – Connect transmission service charge
  - – Load fluctuates electricity charge
- ■ Method of Calculation Power Wheeling Tariff — Discussion 4
- ■ Standard Procedures of Power Wheeling Scheme — Discussion 5
- ■ Draft Power wheeling Road Map — Discussion 1

Draft Simple Power Wheeling Road Map

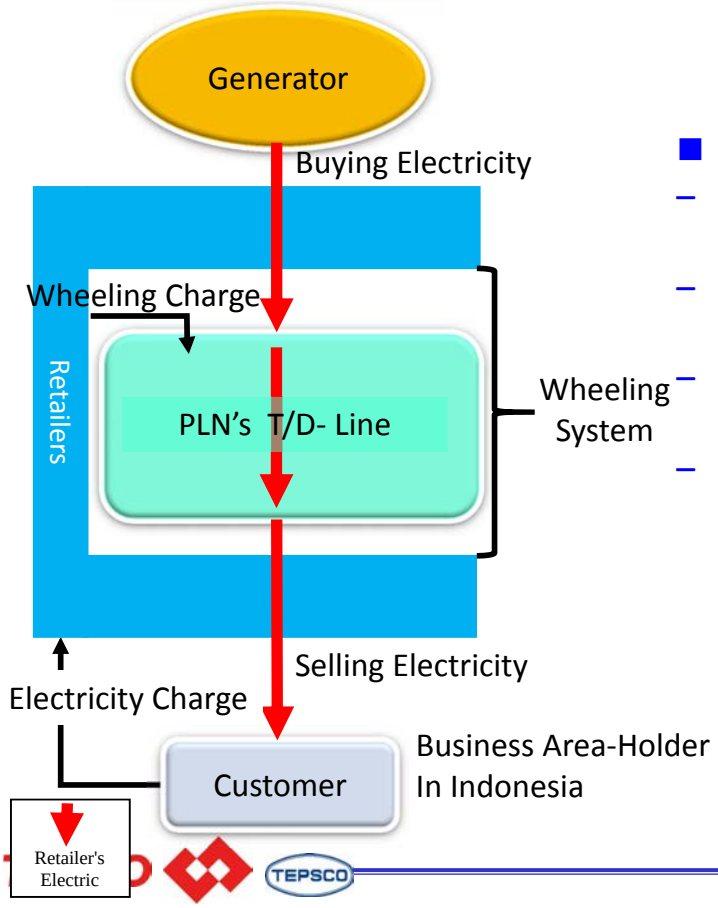
Discussion 1

Continuous revise of wheeling tariff system will be required accordingly based on the change in its situations for all the following steps.

- **End of up to 2017**
  - MEMR enacts **wheeling tariff**
  - MEMR's Power wheeling regulations enact to oblige PLN to follow fair treatment (three components in the slide 6) in power wheeling.
  - MEMR makes wheeling contract and wheeling rules, **which state** All Power Wheeling Contract shall satisfy N-1 Criteria, and guidelines under the grid code criteria specified by MEMR
  - draft **Wheeling Contract** to be submitted , and MEMR. MEMR approves it.
  - PLN determines the specifications of the **energy measurement system** and installs them for power wheeling to detect power balance between power generation and its consumption.
  - Network service center is established in PLN
- **Starting 2018**
  - Several contracts are made between private companies who have "Wilayah Usaha" and PLN and power wheeling is started.
  - Conditions for receiving "Wilayah Usaha" are modified for its clear acquisitions
  - Feasibility study is done about using PLN's power wheeling scheme for power import and export as cross boundary trade.
- **From 2019 to 2030**
  - Large independent power retailers selling such as new industrial zones or commercial area who has "Wilayah Usaha" become to able to select freely their power suppliers. National economic efficiency is improved.
  - Works for PLN's obligation of electric power balancing is increased. The portion of private power generation contributing to ancillary service for power adjustment is sold and bought
  - The Project using PLN's power wheeling scheme is realized for power import and export as cross boundary trade.

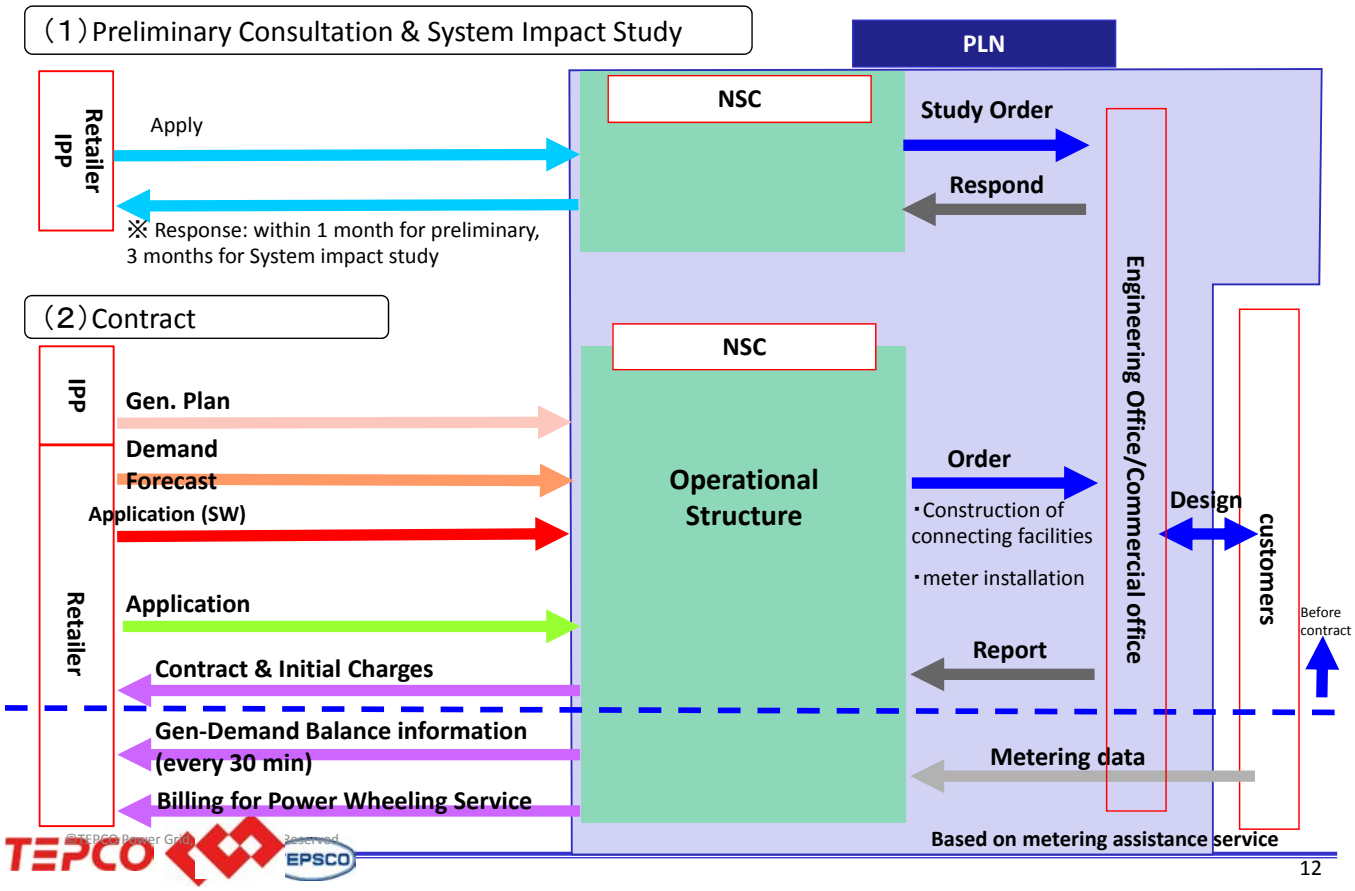
Discussion 2

Typical wheeling scheme and Retailer's Role

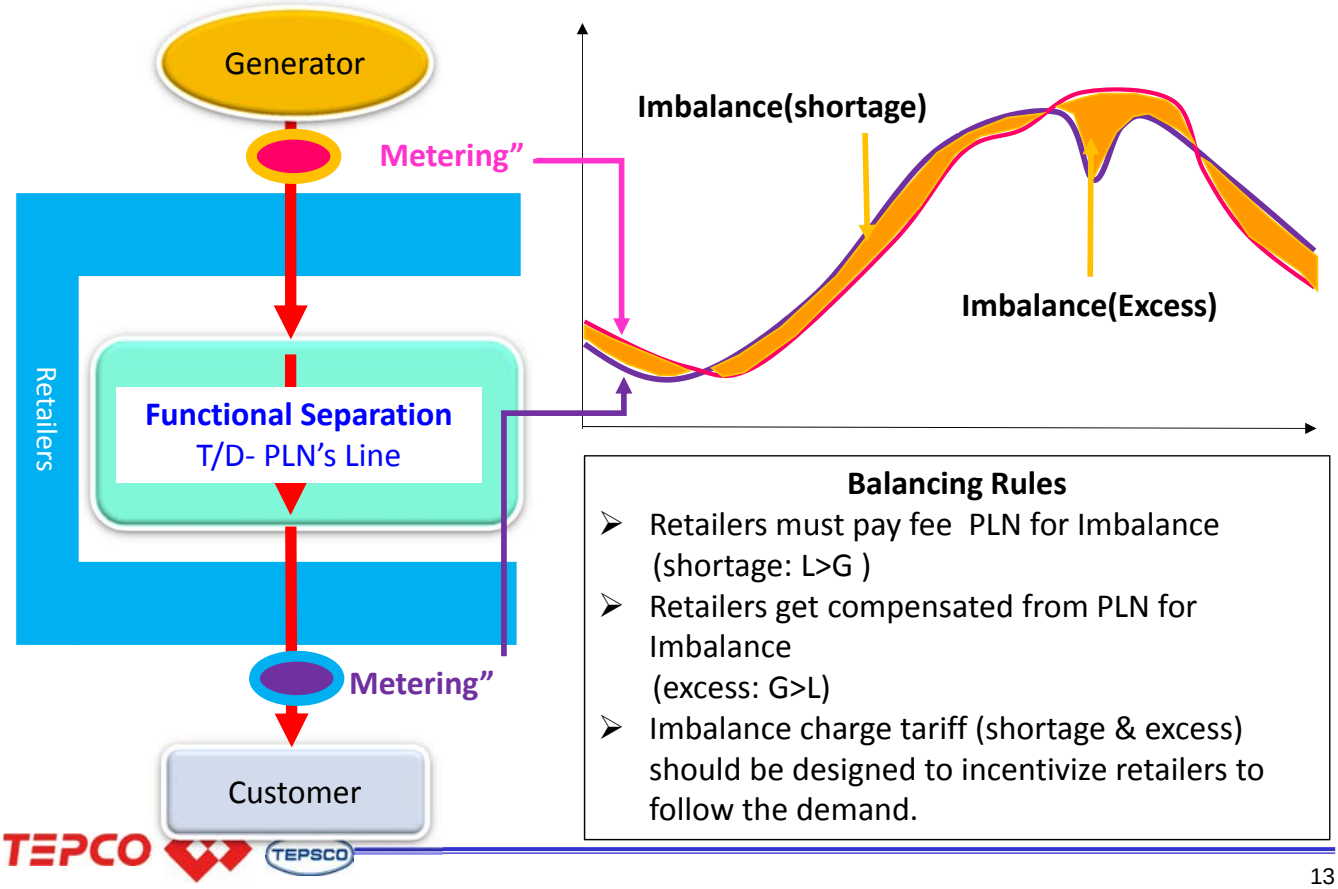


- Retailer:
  - supplies electricity directly to customers (similar to Wilayah Usaha)
  - purchases electricity from power producers (IPPs & PLN)
  - does not necessarily own facilities for its customers
  - Future Retail competition (need to change the electricity law)

Establish Network service center



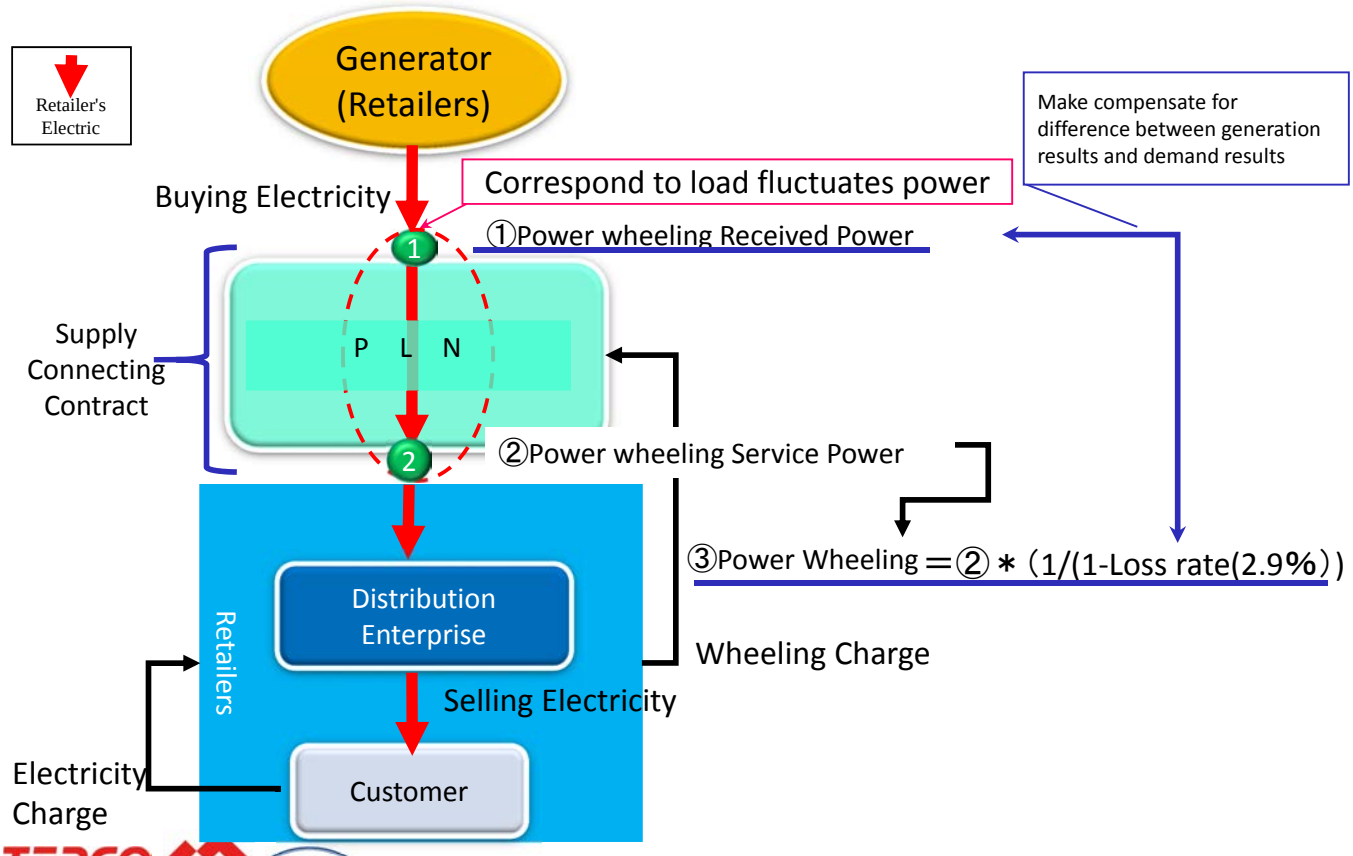
Necessary Balancing Rules in Indonesia



Balancing Rules

- Retailers must pay fee PLN for Imbalance (shortage: L>G)
- Retailers get compensated from PLN for Imbalance (excess: G>L)
- Imbalance charge tariff (shortage & excess) should be designed to incentivize retailers to follow the demand.

Necessary Balancing Rules in Indonesia



Construction cost allocation for interconnection facility

- Source transmission line shall be sorely borne by the IPP, single user of the TL
- Other components' cost are allocated based on cost-benefit-basis

4. Negative impact on

1）Impact Study

基幹系統＆発電事業者間の専用線については、原因者負担を原則とする。

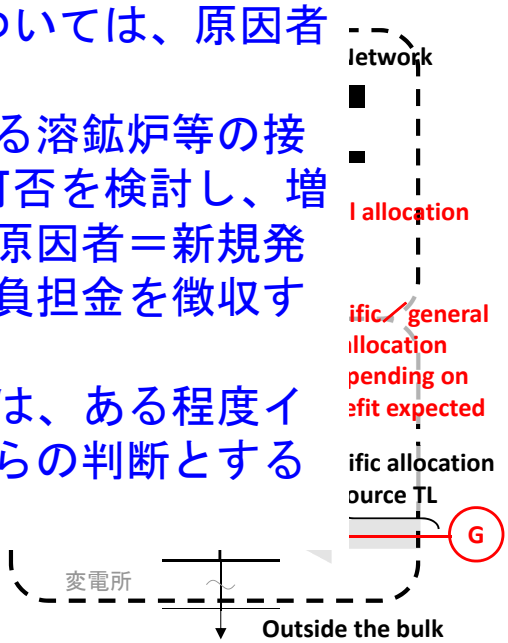
2）複数の発電機や潮流を不安定にする溶鉱炉等の接続については、まずPLNにてその接続可否を検討し、増強や周波数調整等が必要な場合には、原因者＝新規発電事業者・溶鉱炉の事業者等から工事負担金を徴収する

3）日本のような系統ごとの詳細計算は、ある程度インドネシア電力事業が安定してきてからの判断とする

1.
(1
(2
2.
3.

utilities

Fees for interconnection to neighboring system shall be adjusted with the cost allocation.



©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved.

Discussion 3

Power Wheeling Main Contracts in Indonesia

Wheeling Service provisions — Main Contract for power Wheeling Services

Wheeling contract — Contract between PLN (transmission) and a Retailer

- Connect transmission service charge:
  Received from the power station to the demand place
- Load fluctuates electricity charge :
  Make compensate for difference between generation results and demand results

Items of Wheeling Contract

1. General Provisions

1-1.Scop of Power wheeling service

1-2.Regulatory Application and Revision of this Terms and Conditions for Power Wheeling Service Agreement

1-3.Definitions and Interpretation

1-4.Nomination of Representative Contractor(among multiple related contracts)

1-5.Contract person for Power Wheeling Service Agreement, Contract information management

1-6.A Unit and rounding in calculation of contract values

1-7.Implementation details:(to be mutually arranged)

2. Application of Power Wheeling Service

2-1.Contracts Conditions

2-2.Techinical feasibility study mandated prior to the application of the Service

2-3.Contract Period, and conditions for contract values

2-4.Start of Power Wheeling Service

2-5.Necessary Provision of Convenience
e.g. Spaces for utility's facilities, working areas for facility installation

2-6.Power Supply Scheme, voltage , and frequency

2-7. Definition of one generation facility and single customer's facility

2-8.Supply arrangement in single contract:
(single power supply scheme, single incoming line, and single metering)

2-9. Termination condition for power wheeling service

3. Tariffs

3-1. Types of Power Wheeling Service Tariffs

3-2. Transmission and wheeling Tariffs

3-3. Imbalance supply Tariff

Items of Wheeling Contract

4. Billing Conditions

4-1. Start of billing
(usu. = day of the contract agreement)

4-2. Standard billing period

4-3.Metering

4-4.Transmission and distribution losses included

4-5. Fee adjustment in shorter billing period

4-6.Payment Conditions(monthly payment, within 30 days after invoice)

4-7. Payment method

4-8.Deposit

4-9. Joint liability in case of multiple service users

5. Conditions and Requirements for Electricity Supply

5-1.Technical Requirements for electricity supply
(e.g. demand & supply balancing in 30 min.)

5-2. Load Dispatching Order (including compensation for generation curtail in an emergency case)

5-3. Customer's obligation for the management of electricity consumption in the contract

5-4.Customer's contract excess price

5-5. Customer's obligation for the management of power factor

5-6. Authorized trespassing in customer's premises for maintenance

5-7. Facility investments necessary to maintain power network's supply quality

5-8. Conditions for the termination of power wheeling service

Items of Wheeling Contract

5-9. Conditions for the restart of the terminated power wheeling service

5-10. Fee adjustment during the power wheeling service termination

5-11. Penalties for breach of contract

5-12. Power Wheeling Servicer's Indemnity for power supply termination

5-13. Compensation for damaged Power Wheeling Servicer's facilities caused by customer's trouble intentionally or by negligence

6. Alteration of Contract, termination of Power Wheeling Service

6-1. Procedure for contract alteration

6-2. Change of the customer for same facility
(e.g. as a result of M&A)

6-3. Cancellation of the service

6-4. Additional Charges for the termination and alteration during one-year period after contract engagement

6-5. Termination of the service

6-6. Obligations for the terminated customer

Items of Wheeling Contract

7. receive and supply scheme, and facility construction

7-1. receive and supply scheme

7-2. standard connection with overhead transmission facilities

7-3. conditions for underground facilities, and customer's cost bearing

7-4. schemes for sharing single facility with multiple customers

7-5. construction of supply facility by service supplier

7-6. metering facilities

7-7. telecommunication facilities

7-8. supply facility specialized for single customer and the customer' cost bearing

8. sharing facility construction cost

8-1. customer's obligation for the costs for transmission facility from generation end to the existing grid

8-2. customer's share for the costs for receiving facility

8-3. Payment of construction costs on customers

8-4. Construction of other facilities without the receiving facility(only High Voltage and Extra High Voltage facilities) In this case of the costs, it will consider in Indonesia.

9. Operation and Maintenance

9-1. Service provider's responsibility of O&M of the facilities

9-2. Obligation of customers for O&M activities

Discussion 4

Calculation Formula for Wheeling Tariff

- **Studies and discussions on wheeling tariffs in Indonesia**
  - Embedded-Cost-Based Approaches
    - Postage Stamp Method
    - Contract Path Method
    - Distance Based MW-mile Method
    - Power Flow Based MW-mile Method
  - Marginal-Cost-Based Approaches
    - Short-Run Marginal Cost (SRMC) Pricing Method
    - Long-Run Marginal Cost (LRMC) Pricing Method
- **Reference**
  - Dr. Hardv 'Prospek Bisnis Terkait Kebijakan Power Wheeling dalam Rangka Meningkatkan Penyediaan Tenaga Listrik – The Way Forward'
  - Prof. Sasongko Pramono Hadi 'Power Wheeling Pemanfaatan Bersama Jaringan Tenaga Listrik (PBJT)'

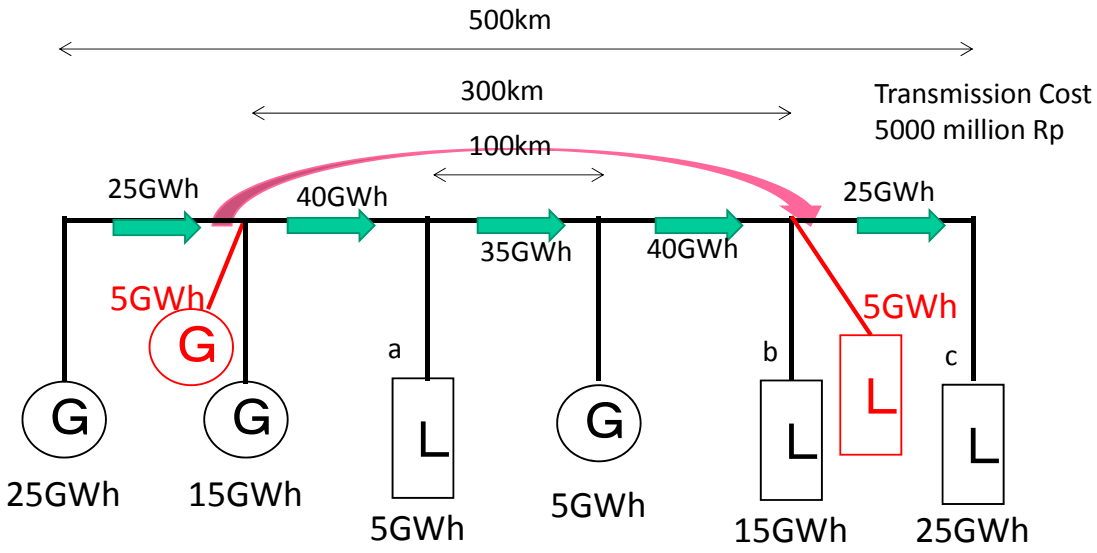
Current Situations for Application of Power Wheeling in Indonesia

Comparison between Postage Stamp Method and MW-mile Method

	Postage Stamp Method	MW-mile Method
Guarantee of revenue	◎ (Excellent)	△（OK）
Reduction of reduntant expenses and promotion of efficiency	△(Ok,,) →○(Good) : by adding incentive regulation	△(Ok,,)
Control of the power flow distance/direction (Suppression of the new transmission line)	△(Ok,,) →○(Good) : by adding the specific allocation regulation	○(Good)
Conclusion	◎(Excellent)*	○(Good)

Better to start with postage stamp method

Recover of T&D cost (1)



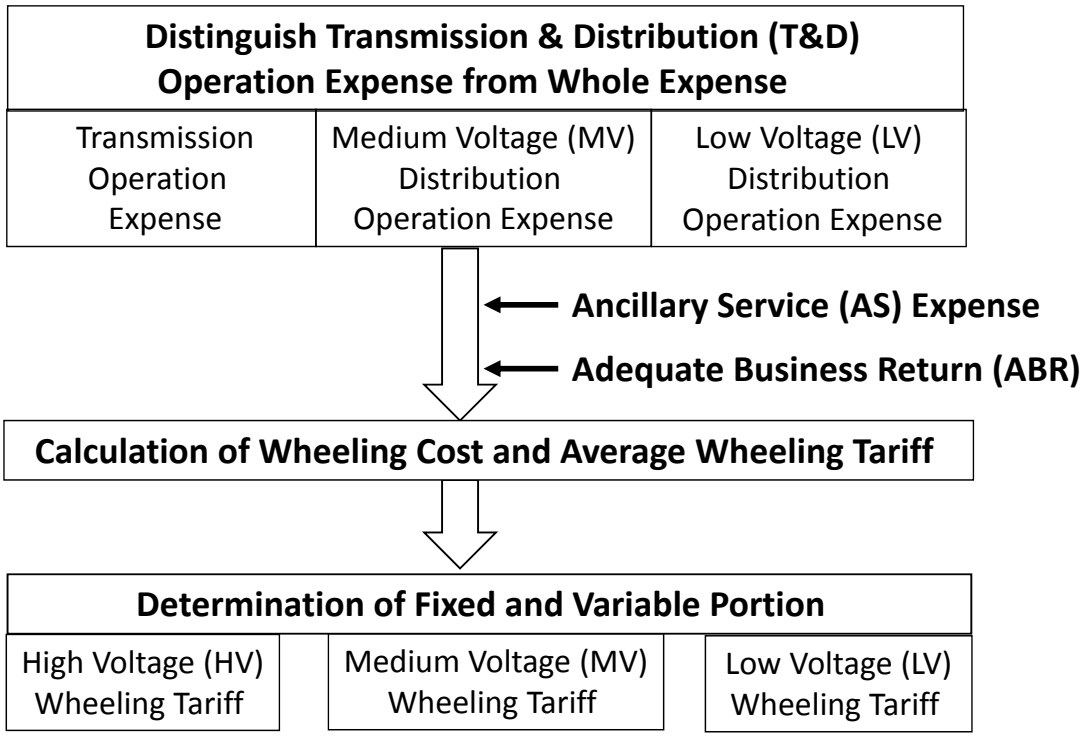
PLN Customers : 5+15+25=45(GWh)
Wheeling Customer : 5GWh
Total : 50GWh

(Postage Stamp Method)
Wheeling Tariff
5000/50=**100(Rp/kWh)**

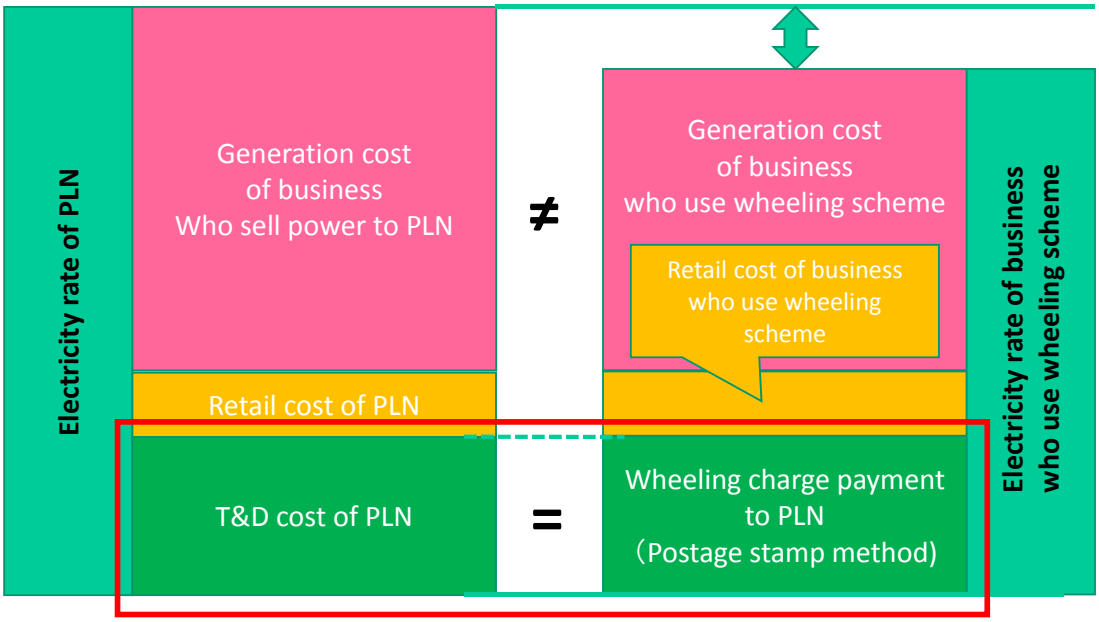
Why is The Postage Stamp Method Appropriate?

- **The most important conditions of wheeling tariff**
  1. **To guarantee the income to continue the power transmission and distribution business stably. [Condition (A)]**
  2. **To reduce useless expenses and promote efficiency. [Condition (B)]**
- **The Postage Stamp Method is the most suitable and the easiest to satisfy condition (A).**
- **For satisfaction of condition (B), required wheeling operation expense should be calculated from the future ideal expense, not from past expense. The ideal expense means expense with anything unnecessary removed.**

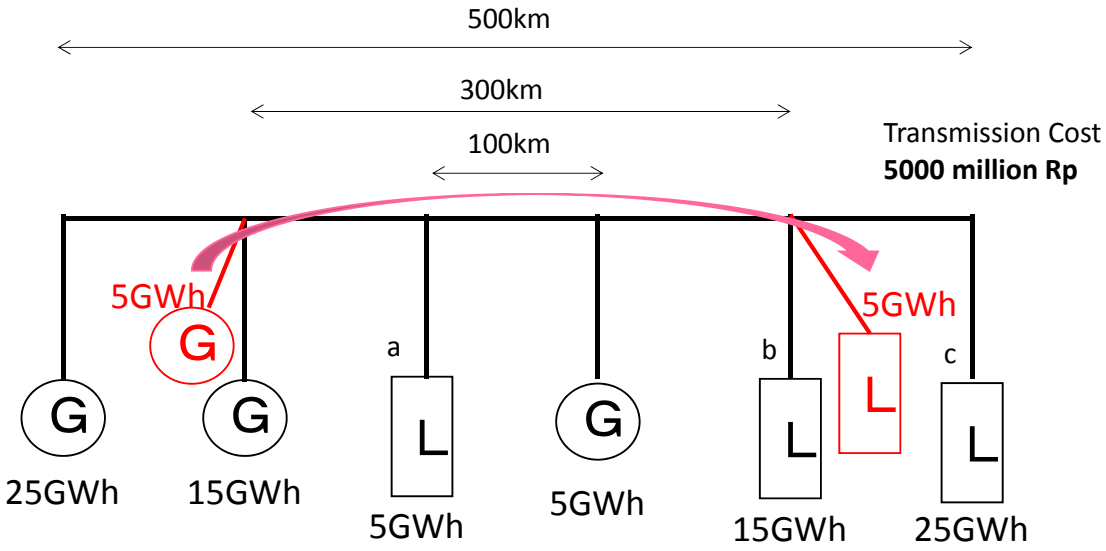
Procedure of Wheeling Tariff Calculation by Postage Stamp Method



Relation between PLN Electricity Rate and Wheeling Charge



Recover of T&D cost (2)

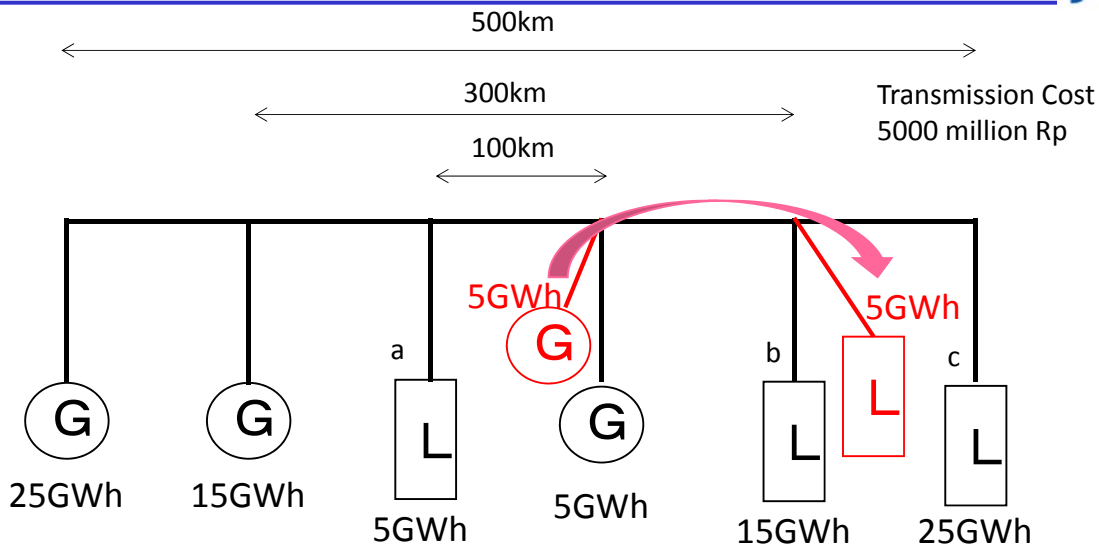


Income
From PLN Customer : Postage Stamp
100 × 45= 4500 million Rp
From Wheeling Charge :
100 × 5 = 500 million Rp
Total : 5000 million Rp

Problem if not through postage stamp method

At first, postage stamp method, then modify.	Not through postage stamp method
Wheeling Scheme Start ↓ Wheeling Tariff on postage stamp method ↓ Surely recover of T&D cost ↓ Improvement of method while ensuring cost recovery ↓ PLN Management stable ◎	Wheeling Scheme Start ↓ Wheeling Tariff On ***non***-postage stamp method ↓ Unstably recover of T&D cost ↓ PLN Management Unstable × Association MKI, MV-line

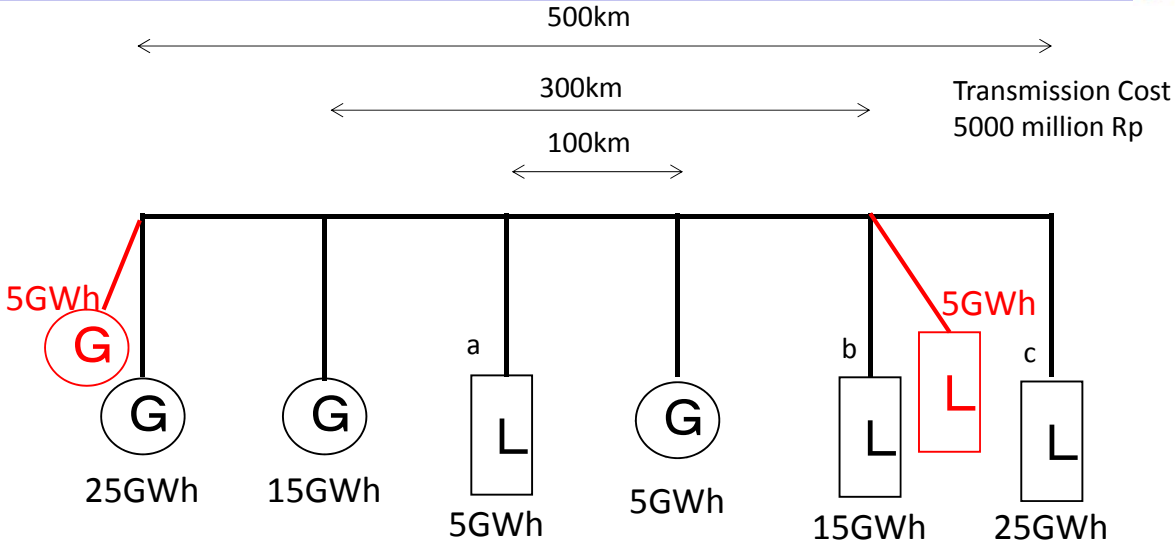
Recover of T&D cost (3)



An Example of The Method other than Postage Stamp Method
~100km : 80 Rp/kWh
~300km : 100 Rp/kWh
~500km : 120 Rp/kWh

Income
From PLN Customer : Postage Stamp
100 × 45= 4500 million Rp
From Wheeling Charge :
80 × 5 = 400 million Rp
Total : 4900 million Rp
▲100 million Rp short!

Recover of T&D cost (4)

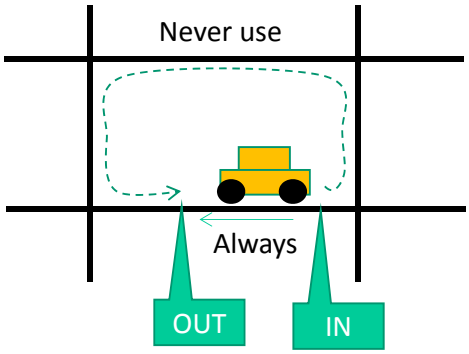


An Example of The Method other than Postage Stamp Method
~100km : 80 Rp/kWh
~300km : 100 Rp/kWh
~500km : 120 Rp/kWh

Income
From PLN Customer :
100 × 45= 4500 million Rp
From Wheeling Charge :
120 × 5 = 600 million Rp
Total : 5100 million Rp
100 million Rp excess!

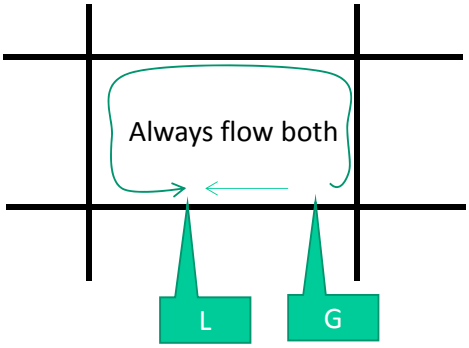
Difference between Highway Charge and Wheeling Charge(1)

Highway



Able to be charged according to distance between IN and OUT

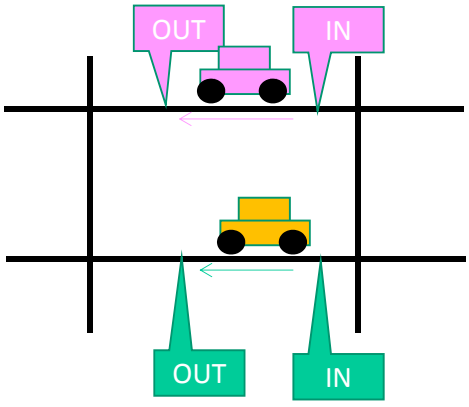
Power System



Not able to be charged according to distance between G and L

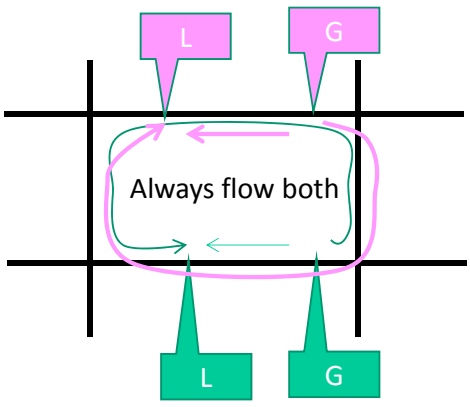
Difference between Highway Charge and Wheeling Charge(2)

Highway



Each route is independent
→ Able to be charged according to distance between IN and OUT

Power System



Routes are influenced each other
→ Not able to be charged according to distance between G and L

Distinguish Operation Expense (2)

T&D	Operation Cost
Maintenance	○○○
Personnel	○○○
Depreciation	○○○
Others	○○○

Regional Unbundling

Java	Operation Cost
Maintenance	○○○
Personnel	○○○
Depreciation	○○○
Others	○○○

Sumatra	Operation Cost
Maintenance	○○○
Personnel	○○○
Depreciation	○○○
Others	○○○

○○○	Operation Cost
Maintenance	○○○
Personnel	○○○
Depreciation	○○○
Others	○○○

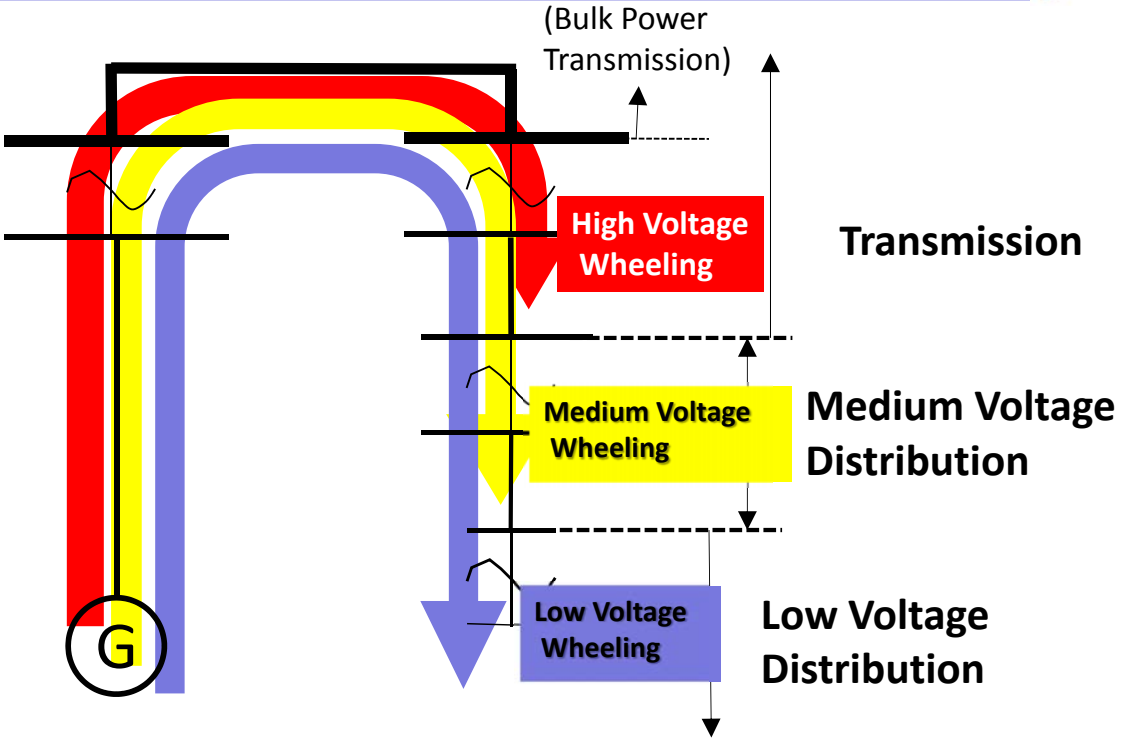
Voltage Level Unbundling

HV	Operation Cost
Maintenance	○○○
Personnel	○○○
Depreciation	○○○
Others	○○○

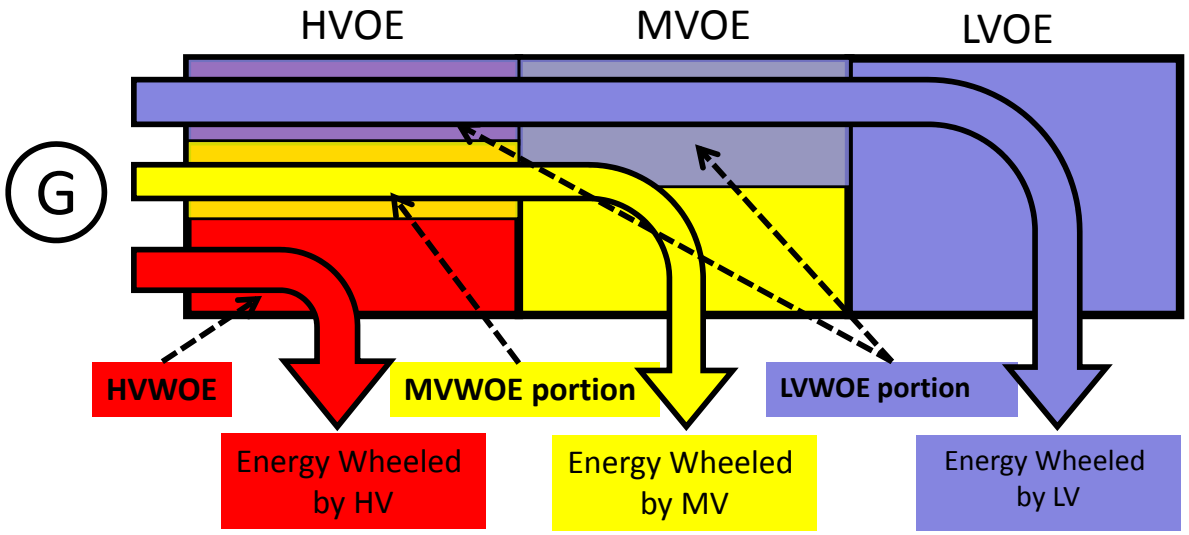
MV	Operation Cost
Maintenance	○○○
Personnel	○○○
Depreciation	○○○
Others	○○○

LV	Operation Cost
Maintenance	○○○
Personnel	○○○
Depreciation	○○○
Others	○○○

Typical Indonesian Power System and Wheeling



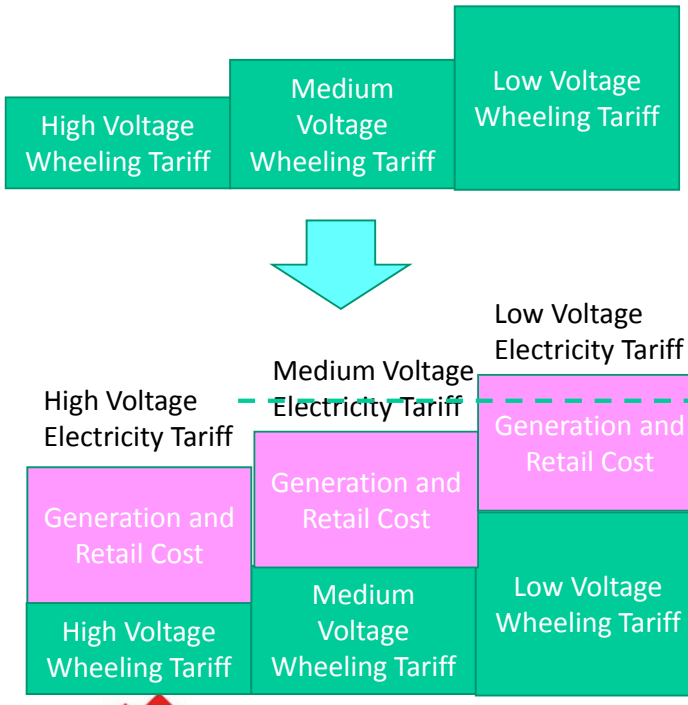
Wheeling Cost in Java according to voltages



Wheeling Operation Expense (WOE)
= High Voltage Operation Expense (HVOE)
+ Medium Voltage Operation Expense (MVOE)
+ Low Voltage Operation Expense (LVOE)

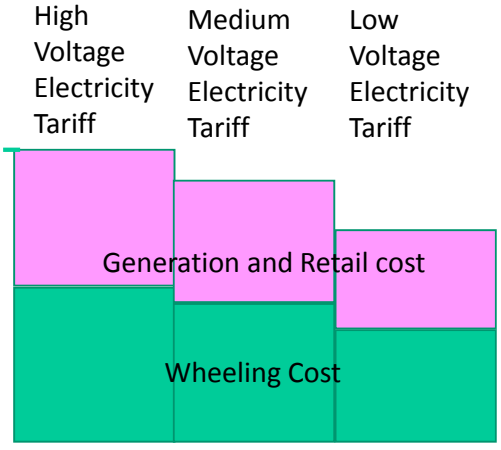
Tariff Structure

Tariff structure based on the cost



PLN tariff structure

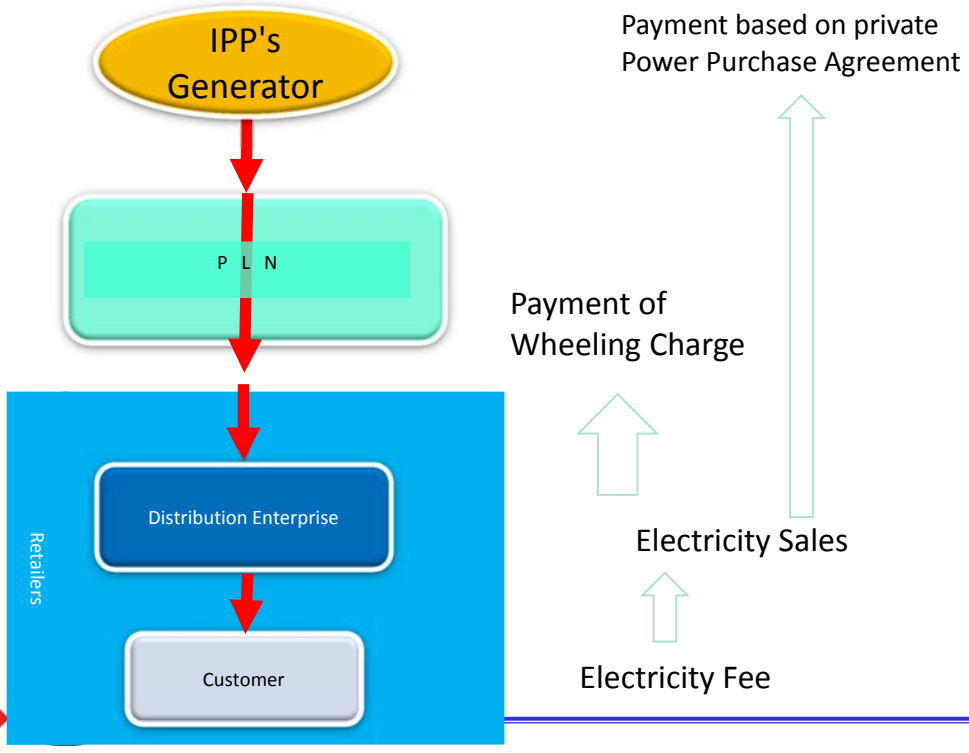
※Subsidy from High Voltage Customers To Low Voltage Customers



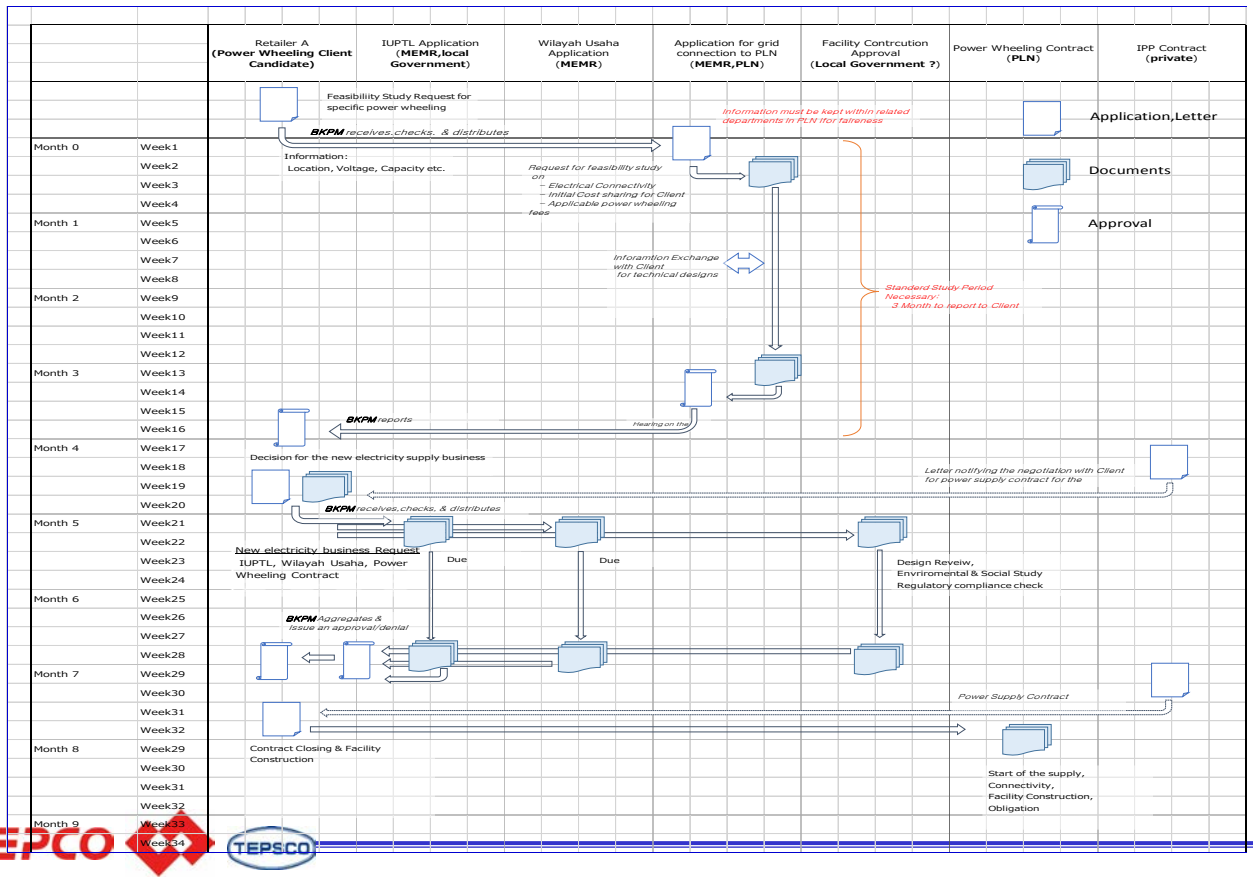
Discussion 5

Draft Simple Scheme in Indonesia

Assumption: "A" retailer wants to supply an industrial zone by purchasing "B" company's (IPP) electricity and PLN's power wheeling



Draft Wheeling SOP(Standard Operating Procedure) in Indonesia



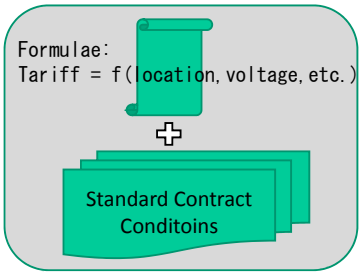
Wheeling System Policy

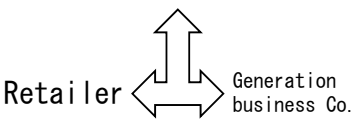
(Study Team's Proposal)

All legal authority for wheeling system belongs to MEMR.

- **Wheeling Tariff (= approval of tariff calculation formula)**
- **Unique set of calculation formulae for wheeling tariff shall be applied to all wheeling scheme users for its fairness**
- **PLN, other IUPTL holders can propose the reform of the applied calculation formulae, MEMR rejects/approves after public hearings and technical, financial, and political investigations.**
- **Power Wheeling Contract**
- **Standard Contract Conditions for power wheeling shall be approved by MEMR in advance**
- **Power Wheeling Contract shall be closed between retailer and Power generation company based on the standard contract condition with additional contract conditions.**
- **All power wheeling contract shall be examined by MEMR to secure its fairness**
- **Carrying out the public hearing**
- **PLN, other IUPTL holders can propose the amendment of the standard contract conditions, MEMR rejects/approves after public hearings and technical, financial, and political investigations.**

MEMR approves an unique set of contract basis





付録 2
託送コストの抽出方法

(Unit : 100 million Yen)

Total Cost
56,783

Pending Cost
7,802

Separate 9 Department Accounting

Hydro	Thermal	Nuclear	Renewable	Transmission	Substation	Distribution	Sales	Administrative and General	Total
889	27,841	4,438	15	3,194	1,470	4,880	1,289	4,966	48,981

Allocating by ABC(Activity Based Costing)

Separate 8 Department Accounting

	Hydro	Thermal	Nuclear	Renewable	Transmission	Substation	Distribution	Sales	Administrative and General	Total
Direct Allocation	239	547	585	16	598	308	790	168	▲3,250	0
Cost Allocation	54	229	341	3	215	117	438	319	▲1,716	0
Administrative and General	294	775	926	19	813	425	1,228	487	▲4,966	0

	Hydro	Thermal	Nuclear	Renewable	Transmission	Substation	Distribution	Sales	Administrative and General	Total
Administrative and General	294	775	926	19	813	425	1,228	487	▲4,966	0
Other	889	27,841	4,438	15	3,194	1,470	4,880	1,289	4,966	48,981
Total	1,182	28,616	5,363	33	4,007	1,895	6,108	1,776	0	48,981

A/S(Hydro)	A/S(Thermal)
63	257
Other	Other
1,119	28,359

※A/S…Ancillary Service Cost

Receiving Substation	Customer Cost	Dispatching Cost
1,160	1,052	167
Distributing Substation	HV Distribution Cost	Customer Cost
735	3,736	1,007
	LV Distribution Cost	Sales
	1,320	602

Dispatching (Network)
159
Dispatching (Retailer)
7

	A/S(Hydro)	A/S(Thermal)	Transmission	Receiving Substation	Distributing Substation	HV Distribution Cost	Dispatching (Network)	Customer Cost	Total
Owned facilities	63	257	4,007	1,160	735	3,736	159	2,059	12,177
Other	—	—	▲1	—	—	—	—	—	▲1
Total	63	257	4,006	1,160	735	3,736	159	2,059	12,176
↓									
Fixed Cost	63	257	3,957	1,156	734	3,727	158	—	10,052
Variable Cost	—	—	49	4	1	9	1	—	65
Costomer Cost	—	—	—	—	—	—	—	2,059	2,059

Allocate Ratios

	Fixed Cost Allocate Ratio		Variable Cost Allocate Ratio		Costomer Cost Allocate Ratic	kWh Ratio
LV	44.24%	(69.13%)	37.30%	(51.58%)	99.14%	36.45%
HV	34.53%	(30.87%)	35.01%	(48.42%)	0.85%	35.27%
Extra HV	21.23%		27.69%		0.01%	28.28%
	↑①	↑②	↑③	↑④	↑⑤	↑⑥

(Unit : 100 million Yen)

Extraction of Extra HV & HV Cost

F…Fixed Cost
V…Variable Cost
C…Costomer Cost

	A/S(Hydro)	A/S(Thermal)	Transmission	Receiving Substation	Distributing Substation	HV Distribution Cost	Dispatching(T&D)	Customer Cost	Total
LV F	28	114	1,750	511	② 507	② 2,576	70	—	5,557
HV F	① 22	① 89	① 1,366	① 399	227	1,151	① 55	—	3,308
Ex HV F	13	55	840	245	—	—	34	—	1,187
Total Fixed Cost	63	257	3,957	1,156	734	3,727	158	—	10,052
LV V	—	—	18	1	④ 1	④ 5	1	—	26
HV V	—	—	③ 17	③ 1	1	5	③ 0	—	24
Ex HV V	—	—	14	1	—	—	0	—	15
Total Variable Cost	—	—	49	4	1	9	1	—	65
LV C	—	—	—	—	—	—	—	1,965	1,965
HV C	—	—	—	—	—	—	—	82	82
Ex HV C	—	—	—	—	—	—	—	13	13
Total Costomer Cost	—	—	—	—	—	—	—	2,059	2,059
Total	63	257	4,006	1,160	735	3,736	159	2,059	12,176

Customer Cost

	Customer facilities	Other
LV C	977	⑤ 987
HV C	73	8
Ex HV C	13	0
Total Costomer Cost	1,063	996

Pending Cost

(Unit : 100 million Yen)

F…Fixed Cost
V…Variable Cost
C…Costomer Cost

	Promotion of Power-resources Development tax	Nuclear cost(Fuel reprocessing)	Inter Connecting Facilitie Charge	Inter Connecting Adjustment Charge	Grid Loss Cost	Subtotal	Allocate Ratio	System impact Study Charge
Total	1,091	294	▲28	▲3	8	1,362	—	▲0
LV F	—	—	▲12	—	—	▲12	55.32%	▲0
HV F	—	—	①▲9	—	—	▲9	32.90%	▲0
Ex HV F	—	—	▲6	—	—	▲6	11.78%	▲0
Total Fixed Cost	—	—	▲27	—	—	▲27	100.00%	▲0
LV V	398	110	▲0	▲1	3	509	36.77%	—
HV V	⑥385	③103	③▲0	③▲1	③3	489	35.30%	—
Ex HV V	308	81	▲0	▲1	2	391	27.93%	—
Total Variable Cost	1,091	294	▲1	▲3	8	1,389	100.00%	—
LV C	—	—	—	—	—	—	95.41%	—
HV C	—	—	—	—	—	—	3.96%	—
Ex HV C	—	—	—	—	—	—	0.63%	—
Total Costomer Cost	—	—	—	—	—	—	100.00%	—

F…Fixed Cost
V…Variable Cost
C…Costomer Cost

	Allocate Ratio	Other imcome	A/S charge	Allocate Ratio	Tax	Transfer account	Subtotal	Total
Total		▲123	▲5	—	157	▲0	1,392	13,568
LV F	55.32%	▲50	—	55.34%	65	▲0	2	5,560
HV F	32.90%	▲30	▲3	32.89%	38	▲0	▲4	3,304
Ex HV F	11.78%	▲11	▲2	11.77%	14	▲0	▲4	1,183
Total Fixed Cost	100.00%	▲91	▲5	100.00%	117	▲0	▲6	10,046
LV V	36.77%	▲5	—	36.77%	6	▲0	510	536
HV V	35.30%	▲5	—	35.30%	6	▲0	490	515
Ex HV V	27.93%	▲4	—	27.93%	5	▲0	392	407
Total Variable Cost	100.00%	▲13	—	100.00%	17	▲0	1,393	1,458
LV C	95.41%	▲18	—	95.41%	23	▲0	5	1,970
HV C	3.96%	▲1	—	3.96%	1	▲0	0	82
Ex HV C	0.63%	▲0	—	0.63%	0	▲0	0	13
Total Costomer Cost	100.00%	▲19	—	100.00%	24	▲0	5	2,064

	Fixed Cost	Variable Cost	Costomer Cost	Total
Extra HV	1,183	407	13	1,603
HV	3,304	515	82	3,900

Allocating by ABC(Activity Based Costing)

	Allocation Factors	Hydro	Thermal	Nuclear	Renewable	ransmissio	Substation	Distribution	Sales	Administrative and General	Total	Account
Direct Allocation	-	239	547	585	16	598	308	790	168	▲3,250	0	All
Cost Allocation	Ratio of Number of Employee	19	42	81	1	56	48	123	109	▲478	0	Salaries allowance/Training Cost etc
	Ratio of floor space	30	46	234	1	139	61	281	193	▲986	0	Rent/Maintenance etc
	Ratio of Book Value	6	141	25	0	21	8	34	17	▲252	0	Depreciation/Business Return etc
	Subtotal	54	229	341	3	215	117	438	319	▲1,716	0	
Total	-	294	775	926	19	813	425	1,228	487	▲4,966	0	

※Set in accordance with the actual situation

Ratio of Number of Employee

	Hydro	Thermal	Nuclear	Renewable	ransmissio	Substation	Distribution	Sales	Total
Number of Employee	1,296	2,830	5,527	84	3,773	3,241	8,323	7,384	32,458
Ratio	4%	9%	17%	0%	12%	10%	26%	23%	100%

Ratio of floor space

	Hydro	Thermal	Nuclear	Renewable	ransmissio	Substation	Distribution	Sales	Total
floor space(㎡)	6,427	10,065	50,861	298	30,123	13,305	60,961	41,934	213,974
Ratio	3%	5%	24%	0%	14%	6%	28%	20%	100%

Ratio of Book Value (Unit : 100 million Yen)

	Hydro	Thermal	Nuclear	Renewable	ransmissio	Substation	Distribution	Sales	Total
Book Value	1,566	39,038	6,931	46	5,721	2,246	9,526	4,729	69,803
Ratio	2%	56%	10%	0%	8%	3%	14%	7%	100%

Calculation of Ancillary Cost

	Total	Variable Cost	Fixed Cost	
Hydro	1,182	23	1,160	A
↓				
Facility with ancillary functions			981	B=A*①
↓				
Ancillary Cost			63	B*②

	Total	Variable Cost	Fixed Cost	
Thermal	28,616	24,581	4,035	C
↓				
Facility with ancillary functions			3,979	D=C*①
↓				
Ancillary Cost			257	D*②

Book value ratio of Hydro Facility with ancillary functions
(Unit : 100 million Yen)

		Book value	
with ancillary functions	plant A	185	
	plant B	185	
	plant C	185	
	plant D	185	
	plant E	185	
	plant F	185	
	plant G	215	
	Subtotal	1,325	
non ancillary functions	plant H	50	
	plant I	50	
	plant D	141	
	Subtotal	241	
Hydro		1,566	
Book value ratio		84.6%	①

Book value ratio of Hydro Facility with ancillary functions
(Unit : 100 million Yen)

		Book value	
with ancillary functions	plant A	5,000	
	plant B	5,000	
	plant C	5,000	
	plant D	5,000	
	plant E	5,000	
	plant F	5,000	
	plant G	8,495	
	Subtotal	38,495	
non ancillary functions	plant H	150	
	plant I	150	
	plant D	243	
	Subtotal	543	
Thermal		39,038	
Book value ratio		98.6%	①

MW ratio for maintaining the frequency

Maximum Peak demand	56800	MW
Frequency bandwidth	5%	
Hydro Power Generation Output with Frequency bandwidth	7128	MW
Thermal Power Generation Output with Frequency bandwidth	36823	MW
MW ratio for maintaining the frequency	6.46%	②

Substation Cost Allocation

	Allocation Factors	Non-Distribution Substation	Distribution substation	Total	Account
Direct Allocation	-	4	1	5	All
Cost Allocation	Ratio of Number of Facilities	345	401	746	Salaries allowance/Training Cost etc
	Ratio of Book Value	811	333	1,144	Depreciation/Business Return etc
	Subtotal	1,156	734	1,890	
Total	-	1,160	735	1,895	

※Set in accordance with the actual situation

Ratio of Number of Facilities

	Non-Distribution Substation	Distribution substation	Total
Number of Facilities	2,115	2,462	4,576
Ratio	46.2%	53.8%	100%

Ratio of Book Value (Unit : 100 million Yen)

	Non-Distribution Substation	Distribution substation	Total
Book Value	1,592	654	2,246
Ratio	70.9%	29.1%	100%

Distribution Cost Allocation

	Allocation Factors	Customer Cost	Exclude Customer Cost	Total	Account
Direct Allocation	-	652	21	673	All
Cost Allocation	Number of Employee	400	5,035	5,435	Salaries allowance/Training Cost etc
Total	-	1,052	5,056	6,108	

※Set in accordance with the actual situation

Ratio of Number of Employee

	Customer Cost	Exclude Customer Cost	Total
Number of Employee	612	7,711	8,323
Ratio	7.4%	92.6%	100%

Exclude Customer Cost

	Exclude Customer Cost		Total
	HV	LV	
Cost Allocation	3,736	1,320	5,056

Ratio of Construction cost (Unit : 100 million Yen)

	Exclude Customer Cost		Total
	HV	LV	
Construction cost	34,851	12,307	47,158
Ratio	73.9%	26.1%	100%

Sales Cost Allocation

	Allocation Factors	Dispatching Cost	Customer Cost	Sales	Total	Account
Direct Allocation	-	42	518	43	602	All
Cost Allocation	Number of Employee	88	343	392	823	Salaries allowance/Training Cost etc
	floor space(㎡)	37	146	167	351	
Total	-	167	1,007	602	1,776	

※Set in accordance with the actual situation

Ratio of Number of Employee

	Dispatching Cost	Customer Cost	Sales	Total
Number of Employee	789	3,081	3,515	7,384
Ratio	10.7%	41.7%	47.6%	100.0%

Ratio of floor space (Unit : 100 million Yen)

	HV	LV		Total
floor space(㎡)	4,479	17,495	19,961	41,934
Ratio	10.7%	41.7%	47.6%	100.0%

Dispatching Cost

	Dispatching Cost		Total
	Retailer	T&D	
Cost Allocation	7	159	167

Ratio of Number of Employee

	Dispatching Cost		Total
	Retailer	T&D	
Number of Employee	67	1,433	1,500
Ratio	4.5%	95.5%	100%

Pending Cost

	Fixed Cost	Variable Cost	Costomer Cost	Total
Nuclear cost(Fuel reprocessing)		294		294
Promotion of Power-resources Development tax		1,091		1,091
Inter Connecting Facilitie Charge	▲ 27	▲ 1		▲ 28
Inter Connecting Adjustment Charge		▲ 3		▲ 3
Grid Loss Cost		8		8
System impact Study Charge	▲ 0			▲ 0
Other imcome	▲ 91	▲ 13	▲ 19	▲ 123
Tax	117	17	24	157
Transfer account	▲ 0	▲ 0	▲ 0	▲ 0
A/S charge	▲ 5			▲ 5
Non-Related HV&MV T&D Cost				6,410
Total				7,802

付録 3

Prospek Bisnis Terkait Kebijakan Power Wheeling dalam Rangka Meningkatkan Penyediaan Tenaga Listrik – The Way Forward

World Energy Council

CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

KOMITE NASIONAL INDONESIA

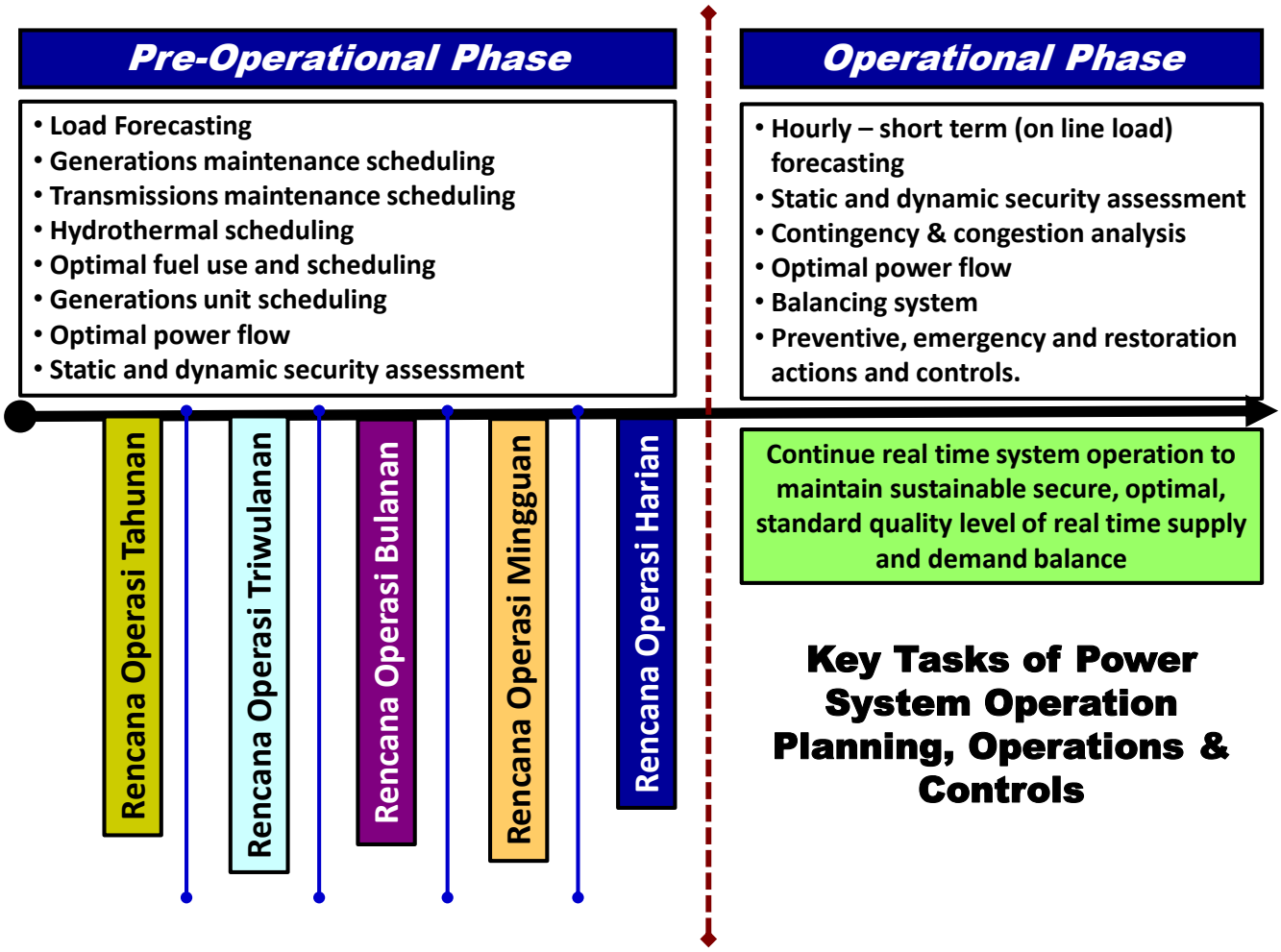
Prospek Bisnis Terkait Kebijakan *Power Wheeling* dalam Rangka Meningkatkan Penyediaan Tenaga Listrik – *The Way Forward*

Coffee Morning - Short Discussion
Kantor Direktorat Jenderal Ketenaga Listrikan
Jl. H.R. Rasuna Said Blok X-2, Kav. 7-8, Kuningan
Jakarta Selatan

Dr. Hardv Harris Situmeang
Indonesian National Committee - World Energy Council
ASIA PACIFIC Research Centre (APERC) Advisory Board Member

4 Basic Models for Industry Structure [1,2]

Key Items	Model 1	Model 2	Model 3	Model 4
Characteristic	Vertically Integrated Monopoly	Single Buyer	Wholesale Competition	Retail Competition
Definition	Monopoly at all levels	Competition in generation	Competition in generation and choice for DITSCOs	Competition in generation and choice for final consumers
Competing Generators	Tidak	Ya	Ya	Ya
Choice for Retailers?	Tidak	Tidak	Ya	Ya
Choice for Final Customers?	Tidak	Tidak	Tidak	Ya
Note	• No one may buy from independent generator. • All final customers are supplied by the incumbent utility	• Only the existing integrated monopoly in the assigned area is permitted to buy from IPP (the competing generators). • The design of PPAs is a major feature.	• DITSCOs are given the right to buy direct from IPPs, but they retain a local franchise over retailers customers. • IPP will need access to the transmission network through trading arrangement for the network.	• Permits all customers to choose their suppliers & are given the right to buy from IPP. • Access to transmission and distribution network are required.



Wheeling – Direct Access [3,4]

- Wheeling is the conveying of electric power from a seller to a buyer through a third-party-owned transmission network (i.e. Utility to utility; Utility to private customer; Private generator to utility; Private generator to private user)
- In the deregulated markets, the objective of pricing the transmission service are economic efficiency, revenue sufficiency (achieve financial objective), ease of implementation/monitoring, and efficient regulation. In contrast to the traditional regulated market, the knowledge of costs is used to set prices, not just to minimize the total cost of building, operating and maintaining transmission lines.
- The two critical elements determining the wheeling rates are the prices determined in relation to the real-time situation and those determined through market-based competition. The components of cost are operating cost, existing system cost, opportunity cost and reinforcement cost.

Transmission Open Access (TOA) [3,4]

- Since open access, entities that did not own transmission lines were granted the right to use the transmission system.
- The aim of TOA is to introduce competition into the traditional cost-of-service regulated utilities without giving up the existing regulating structure and at the same time obtain reliable and economic electric service.
- There are two big issues concerning the implementation of TOA: i) Economic issues – marginal pricing with a supplement for revenue incentives is an economically efficient option. The different kinds of allocations are rolled-in allocation, contract path allocation, incremental cost allocation and megawatt mile allocation, and ii) Operational issues – the three different considerations are before the fact, real-time and after the fact.

Some of Associated Transmission Access Issues [5,6,7]

Institutional Issues: the evolving industry structure; Industry Structure: Relationships between business functions, Transmission rights, Operating systems, Pricing models, etc.

Planning Issues: Reliability under TOA; Parallel paths/loop flows; Network capacity evaluation; Reserves; Responsibilities & obligations.

Operation Issues: Scheduling; Dispatch and Controls: Balancing challenges, Keeping voltages & frequency at appropriate level, Guaranteeing system security, and Restoration planning, as well as covering transmission losses; System monitoring & reporting;

Analytical Issues: How to evaluate the impact of a wheeling transaction; How to determine if a transaction is making unauthorized use of the transmission system; How much is a system's reliability degraded due to a transaction, and What's a "fair" price to charge for use of a transmission system.

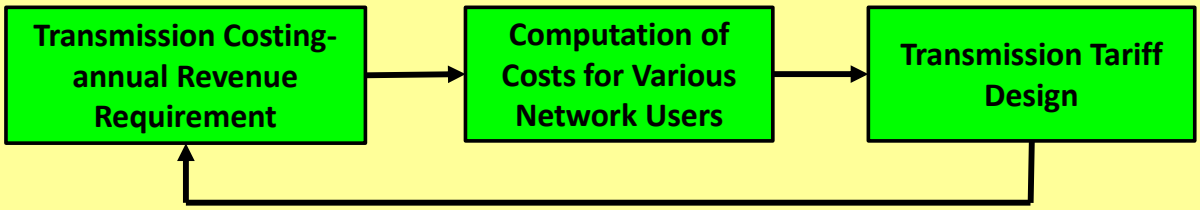
Economic Issues: Costs of transmission services; Cost of wheeling methodologies; Contract path versus actual power flows; Formation of transmission region.

Asset Management Issues: Safety, reliability and sustainability; Planning and controlling financing and expenditures; Optimizing maintenance activities.

Key Associated Issues of Appropriate Transmission Pricing Framework [4]

- What transmission services will be provided?
- How much do these services cost?
- What are the reasonable revenue requirements for the transmission service provider?
- What methods are most appropriate for charging transmission customers (generators, distribution business, large high-voltage customers)?

Transmission Pricing Process



Annual Revenue Requirement

- Annual Depreciation Expenses.
- O & M Expenses.
- Return on Net Fixed Assets.
- Losses.

In addition to meeting revenue requirements, some key issues need to be addressed: Promote efficient day-to-day operation of the bulk power market; Encourage investment and determine location of generation and transmission lines; Compensate owners of transmission assets; and be fair and practical to implement.

Transaction Cost Allocation [3,8]
(Contoh)

The rules can be divided into 2 main categories:
- ❑ **Embedded-Cost-Based Approaches, and**
- ❑ **Marginal-Cost-Based Approaches.**

Embedded-Cost-Based Approaches

1. **Postage Stamp Method**: this transmission pricing method allocates transmission charges (existing or rolled-in) based on the magnitude of the transacted power. The main justification for using this pricing method has been that the entire transmission system is considered as a centrally operated integrated system. The simplicity of this approach is also one of its strongest selling points. Since this method ignores the actual operation, it is likely to send incorrect economic signal to transmission customers.
2. **Contract Path Method**: in this method a specific path between the points of delivery and receipt is selected for a wheeling transaction. This path is called the "contract path" and is selected by the utility company and the wheeling customer usually without performing a power flow study to identify the transmission facilities that are actually involved in the transaction. A portion or all charges associated with transmission facilities in the contract path is then allocated to be the wheeling customer. If new transmission facilities are to be built as a result of the wheeling transaction, they usually included in the contract path. This method also ignore the actual system operation.

Transaction Cost Allocation [3,8]
(Contoh)

3. **Distance Based MW-mile Method**: This method allocates the existing or rolled-in transmission charges to wheeling customers based on the magnitude of the transacted power and the aerial distance between the transacted power delivery and receipt points.

   This method also neglects the actual system operation. The aerial distance does not indicate the actual transmission facilities involved in the transaction or the reinforcements required to accommodate the transaction. Hence, wheeling customers are likely to receive and act upon incorrect economic signal.
3. **Power Flow Based MW-mile Method**: The power flow based MW-mile method allocates the charges for each transmission facility to transmission transactions based on the extent of use of that facility by these transactions. The allocation charges are then added up over all transmission facilities to evaluate the total price for use of transmission system. For this reason, this method is also called facility-by-facility method.

   Since this method allocates transmission charges facility by facility based on maximum use of each facility, it emulates the actual transmission planning process for system reinforcements which is based on local consideration rather than coincident peak condition for the overall system.

Transaction Cost Allocation [3,8]
(Contoh)

Marginal-Cost-Based Approaches

1. **Short-Run Marginal Cost (SRMC) Pricing Method**: In this pricing method, the marginal operating cost of the power system due to a transmission transaction is calculated first. Marginal operating cost is the cost of accommodating a marginal increase in the transacted power. The marginal operating cost per MW of transacted power can be estimated as the difference in the optimal cost of power at all points of delivery and receipt of that transaction. The marginal operating cost is then multiplied by the magnitude of the transacted power to yield the SRMC for the transmission transaction. SRMC prices for a transmission transaction are normally calculated with the transaction included in the base case. As a result SRMC prices are higher than the actual operating cost of accommodating the transaction. It has been proposed that this extra "profit" be accumulated by the wheeling utility to fund future transmission expansions.

   In addition, SRMC prices my not closely follow a transmission transaction actual operating cost if the magnitude of the transacted power large compared to the magnitude of native load in the transmission system. Finally, "profit" collected through this pricing methodology generally fall far short of the cost of lumpy transmission reinforcements. Hence, SRMC prices may discourage the host utility from expanding its transmission system. In fact, should the host utility make any expansion in its transmission system, the SRMC prices will decrease dramatically reducing the possibility of recovering transmission reinforcement costs.

Transaction Cost Allocation [3,8]
(Contoh)

Marginal-Cost-Based Approaches

2. **Long-Run Marginal Cost (LRMC) Pricing Method**: In this pricing method, the marginal operating and reinforcement costs of the power system are used to determine the prices for a transmission transaction.

   Over a "long' time horizon of several years, all transmission expansion projects are identified and costed. This cost is then divided over the total power magnitude of all new planned transactions to calculate the marginal reinforcement cost.

   The reinforcement cost component of a transmission transaction can be evaluated based on the changes caused in long-term transmission plans due to the transmission transaction. Although the concept of reinforcement cost is straightforward, its evaluation is very difficult as it involves solving the least cost transmission expansion problem. There are concerns related to allocation of the reinforcement costs among multiple transactions that collectively cause such costs.

The Way Forward

- **Identification of resource requirements of each alternative transmission pricing methods, such as: i) Metering Equipment, ii) Billing/collection system, iii) Required software/hardware, iv) Required associated staff, and v) Training requirement.**
- **Analyze and evaluation of potential transmission pricing methods, with evaluation criteria, such as:**
  - **Economic efficiency: Cost/Usage reflective; Loss reflective; Congestion reflective.**
  - **Pricing objective: Meeting revenue requirement; Fairness; Stable & predictable.**
  - **Ease of implementation: Resource requirements; Complexity.**
- **Recommendation of the most appropriate methods. Advance the methodology in phases (if exists in this option) which is in line with the power sector situations, and establish the implementation plan consistent with sector migration process.**
- **Recommend procedures and its associated required steps, required resource, and its time frame in line with the recommended implementation plan.**

References

1. Sally Hunt and Graham Shuttleworth, *Competition and Choice in Electricity*, John Wiley & Sons, Inc, 1996.
2. Sally Hunt, *Making Competition Work in electricity*, John Wiley & Sons, Inc, 2002.
3. Loi Lei Lai, City University, London, UK, *Power System Restructuring and Deregulation – Trading, Performance and Information Technology*, John Wiley & Sons, Inc, 2001.
4. Hagler Bailly Service Inc, *The Development of a Transmission Pricing Framework for the Java-Bali Power System*, Presentation to the Steering Committee, Jakarta, 16-17 December 1997.
5. Thong Vu Van, Mark Norton, Chavdar Ivanov, Marko Delimar, Nikos Hatziargyriou, Jon Stromsather, Antonio Iliceto, Carlos Lianos, and Patric Panciatici, *Organic Growth – Toward a Holistic Approach to European Research and Innovation*, IEEE Power & Energy, Volume 13, Number 1, January/February 2015.
6. Power Technologies, Inc, *Wheeling Transmission Access*, 1990.

References

7. A. F. Vojdani, C. F. Imparato, N. K. Saini, B. F. Wollenberg, and H. H. Happ, *Transmission Access Issues*, Presented at IEEE 1994 Winter Power Meeting Panel on Transmission Access Issues.
8. Darius Shirmohammadi, Pacific Gas and Electric Company, San Francisco, California, Xisto Vieira & Boris Gorenstin, CEPEL, Rio de Janeiro, Brazil, Mario V.P. Pereira, Power System Research, Rio de Janeiro, Brazil, *Some Fundamental Technical Concepts about Cost Based Transmission Pricing*, 95 SM 577-7 PWRS, Presented at the 1995 IEEE/PES Summer Meeting, July 23-27, 1995, Portland, OR.
9. Lei Wang, and Kip Morison, *Implementation of Online Security Assessment – Tools for Reducing the Risk of Blackouts*, IEEE Power & Energy, Volume 4, Number 5, September/October 2006.
10. Mohammad Shahidehpour, and Yong Fu, Benders decomposition – applying Benders decomposition to power systems, IEEE Power & Energy, Volume 3, Number 2, March/April 2005.
11. Hardiv Harris Situmeang, *Sekuriti Sistem Tenaga Listrik – Pengendalian Darurat*, Seminar Nasional Peran Teknik Kendali dalam Dunia Industri, Masyarakat Sistem Kendali Indonesia, 19 Juli 1997.

World Energy Council

CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

KOMITE NASIONAL INDONESIA

Thank You

付録 4

POWER WHEELING
PEMANFAATAN BERSAMA JARINGAN TENAGA LISTRIK(PBJT)

POWER WHEELING
PEMANFAATAN BERSAMA JARINGAN TENAGA LISTRIK (PBJT)

Disampaikan pada Seminar : Peluang Bisnis Ketenagalistrikan Indonesia
Jakarta, 17 Desember 2015

Latar Belakang

• Pertumbuhan industri yang pesat mendorong kenaikan permintaan pasokan listrik di kawasan industri yang tidak bisa dipenuhi oleh kecepatan pertumbuhan pasokan saat ini.
• Kemampuan dan kemauan para pelaku industri untuk membeli listrik pada harga premium guna mendapatkan jaminan kapasitas dan keandalan pasokan.
• Ketersediaan energi primer yang terpisah cukup jauh dari pusat beban
• Adanya kapasitas tak terpakai (idle) pada jaringan transmisi maupun keterbatasan investasi pembangkit oleh PLN.

Dasar Hukum

Permen ESDM No. 01 2015
Tentang Kerjasama Penyediaan Tenaga Listrik dan Pemanfaatan Bersama Jaringan Tenaga Listrik

Pasal 5

(1) Usaha Transmisi Tenaga Listrik sebagaimana dimaksud dalam Pasal 4, wajib membuka kesempatan pemanfaatan bersama jaringan transmisi tenaga listrik.

(2) Pemanfaatan bersama jaringan transmisi tenaga listrik sebagaimana dimaksud pada ayat (1) dilaksanakan sesuai dengan kemampuan kapasitas jaringan transmisi tenaga listrik dan aturan jaringan transmisi tenaga listrik.

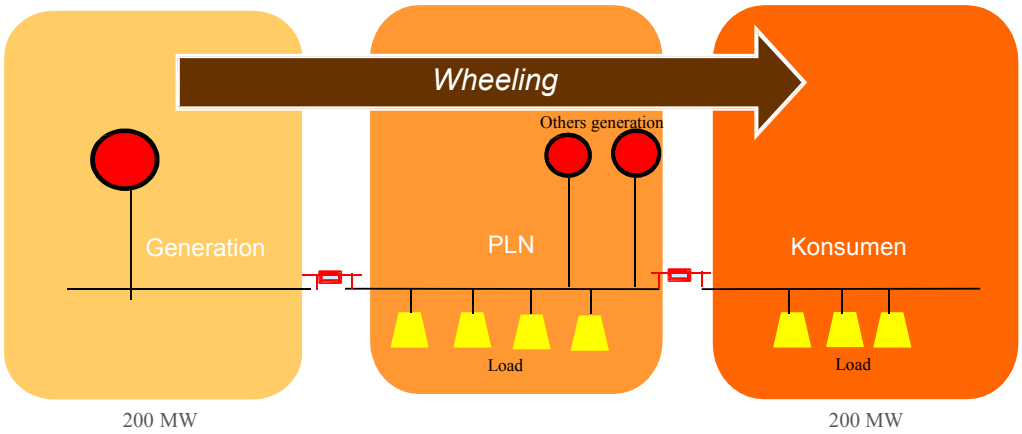
Power Wheeling

Definisi :

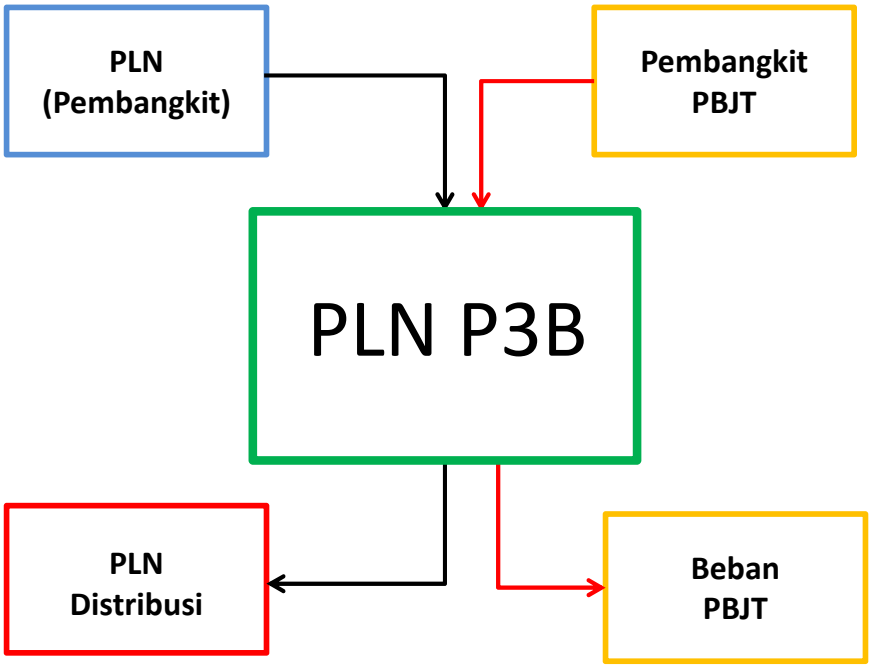
Proses pengiriman energi listrik dari suatu titik pembangkitan selaku penjual ke beban selaku pembeli melalui Sistem Saluran Transmisi milik pihak ketiga.

Power Wheeling

Konsep Power Wheeling



Ilustrasi PBJT



Prinsip PBJT

- Simple & transparan
- Me-recovery biaya. Revenue tarif harus cukup mengganti semua biaya termasuk investasi
- Mendorong efisiensi (insentif terhadap efisiensi)
- Independen. Fair dan terjustifikasi
- Mendorong investasi. Pengembalian investasi harus member insentif bagi investasi infrastruktur baru.

Simple & transparan

- Mendorong pelaku PBJT
- Adil
- Tarif sewa transmisi PBJT cenderung stabil
- Jelas dan mudah untuk diterapkan

Cost recovery

- Menjamin untuk cost recovery. Revenue tarif harus cukup mengganti semua biaya termasuk investasi.
- Tarif PBJT mencakup

1. Biaya investasi jaringan
2. Biaya Konjesti
3. Biaya rugi-rugi jaringan
4. Biaya karena pengoperasian jaringan

Mendorong efisiensi (insentif terhadap efisiensi)

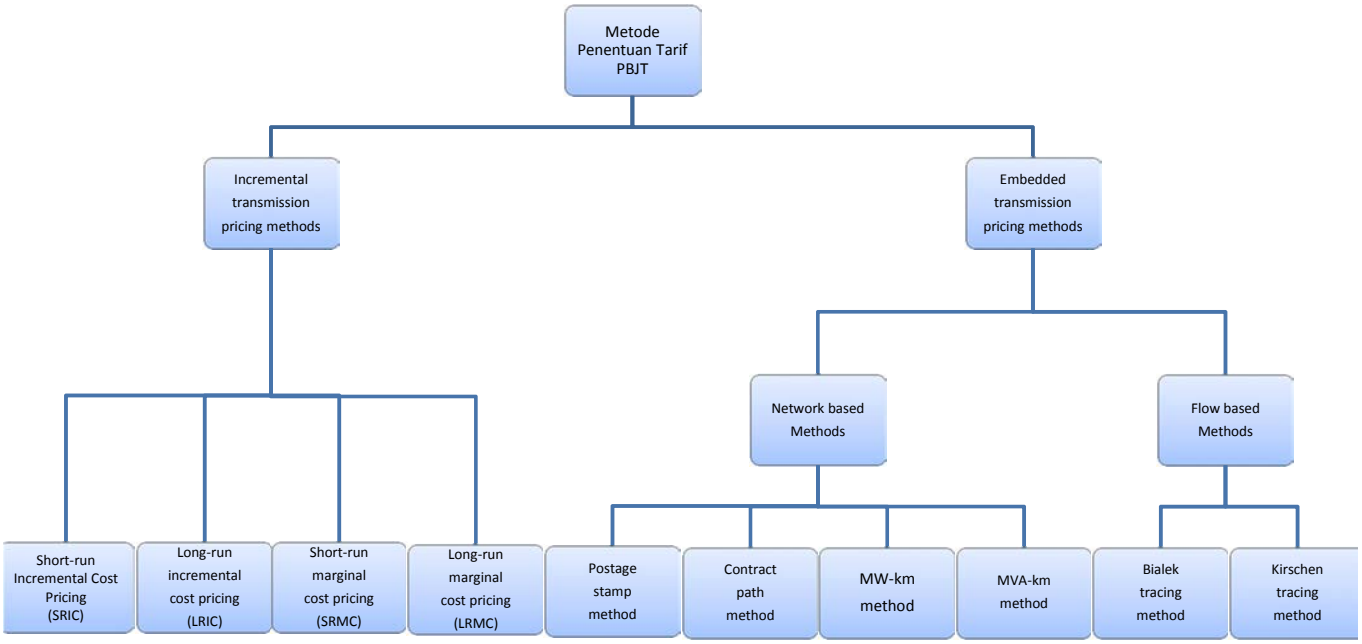
- Kesesuaian biaya pembangkitan dan beban
- Memungkinkan adanya insentif yang sesuai
- Mendorong kompetisi

2 Prinsip PBJT

Transparan, Adil, dan Jelas

- Mendorong adanya pemain baru dalam bidang kelistrikan
- Adil dan terbuka
- Harga yang stabil
- Jelas dan mudah penerapannya

2 Prinsip PBJT



3 Metode-metode PBJT

Incremental Transmission Pricing

Metode penentuan harga ini mengalokasikan biaya tambahan (yaitu, biaya variabel) dari transaksi transmisi.

Short-run Incremental Cost Pricing (SRIC)

Metode ini memerlukan evaluasi dan perhitungan biaya operasional yang terkait aktivitas PBJT. Biaya PBJT dapat ditentukan dengan menggunakan operasi optimal power flow (*OPF*) yang memperhitungkan semua constaints termasuk constaints sistem transmisi dan constaints pembangkitan.

Long-run Incremental Cost Pricing (LRIC)

Metode penentuan harga ini memerlukan evaluasi semua biaya jangka panjang (biaya operasional dan pengembangan) yang diperlukan untuk mengakomodasi PBJT dan menetapkan biaya PBJT. Komponen biaya pengembangan pada transaksi PBJT dapat dievaluasi berdasarkan besar perubahan perencanaan pengembangan jaringan transmisi (jangka panjang) karena adanya transaksi PBJT

Short-run Marginal Cost Pricing (SRMC)

Short-run marginal cost pricing adalah biaya karena adanya daya tambahan pembangkitan sebesar 1 MW dalam suatu transaksi PBJT. SRMC adalah perbedaan biaya marjinal bus pembangkit dan bus beban. Biaya marjinal bus pembangkit dan bus beban dapat ditentukan melalui operasi *optimal power flow*. Biaya PBJT dapat ditentukan dengan mengalikan besar daya PBJT dengan besar nilai SRMC. Metode SRMC memperhitungkan biaya operasi, namun tidak memperhitungkan biaya pengembangan.

Long-run Marginal Cost Pricing (LRMC)

LRMC menentukan *present value* dari investasi masa depan yang dibutuhkan untuk mendukung peningkatan marginal beban di lokasi yang berbeda dalam sistem, berdasarkan scenario beban puncak dan pertumbuhan pembangkit masa depan. Dalam metode PBJT ini biaya operasi dan pengembangan marjinal dari sistem kelistrikan digunakan untuk menentukan tarif PBJT.

Metode	Cost Recovery	Transparansi	Mendorong Efisiensi	Stabilitas Harga	Non-Diskriminatif	Mengakomodasi daya VAR	Kemudahan Implementasi	Ketersedian Data		Total Score
								Teknis	Non-Teknis	
Postage Stamp	v	v	x	v	x	x	v	v	v	6
Contract Path	v	x	x	v	x	x	v	v	v	5
MW-Mile/km (Load Flow Based)	v	v	v	-	v	x	-	v	v	6
MVA-Mile/km (Load Flow Based)	v	v	v	-	v	v	-	v	v	7
MVA- Mile/km (Optimal Power Flow)	v	v	v	-	v	v	x	v	v	6
Bialek	-	-	-	-	-	-	-	v	-	1
Kirschen	-	-	-	-	-	-	-	v	-	1
LMP	-	x	v	x	v	v	x	v	v	5
SRIC	-	-	v	x	v	-	-	v	-	2
LRIC	-	v	v	v	v	-	-	v	-	4

* v = ya, x = tidak ; - = tidak dapat didefisinikan

Penerapan PBJT di Negara Lain

No.	Negara	Metode	Keterangan
1	*Nord Pool System* : Denmark, Finland, Sweden, Norway, Estonia and Lithuania	*Postage Stamp*	Harga sewa jaringan berbeda dari satu titik (bus) ke titik yang lain.
2	Irlandia	*Postage stamp*	25 % biaya transmisi ditanggung pembangkit dan 75 ditanggung beban
3	Afrika bagian selatan *power pool* : Angola, Botswana, Lesotho, Malawi, Mozambique, Namibia, Swaziland, Tanzania, Zaire, Zimbabwe and South Africa	Pada awalnya *postage stamp*. Mulai 2003, metode menjadi MW-km	
4	Jamaika	MW-km	
5	Ingris Raya	Nodal *pricing*	27 % biaya transmisi ditanggung pembangkit dan 73 ditanggung beban
6	US : PJM System	Nodal *pricing*	100 % biaya transmisi ditanggung pembangkit

Penerapan PBJT di Negara Lain

No.	Negara	Metode	Keterangan
7	Brazil	Nodal *Pricing*	50 % biaya transmisi ditanggung pembangkit dan 50 % ditanggung beban
8	Malaysia	Metode MW-Mile	• Power sistem di Peninsular Malaysia • Owner dan maintenance Tenaga Nasional Berhad (TNB) • Sistem transmisi 132KV, 275KV dan 500 KV • Nasional Grid terkoneksi dengan sistem transmisi Thailand (di sisi utara) • (di selatan) terkoneksi dengan sistem transmisi Singapura di Senoko

Penerapan PBJT di Negara Lain

Penerapan PBJT perlu mempertimbangkan: topologi jaringan, metode, pembagian pembebanan biaya transmisi.

4 Penerapan PBJT di Negara Lain

Berdasarkan perbandingan metode PBJT sebelumnya, metode yang mungkin diterapkan di Indonesia adalah

	MVA KM	POSTAGE STAMP	LMP
Kelebihan	• Merepresentasikan perubahan aliran daya sistem transmisi yang sebenarnya • Penentuan biaya power wheeling terperinci dan jelas tiap salurannya • Bisa digunakan pada sistem yang simpel dan kompleks • Dapat memotivasi pengguna untuk memperbaiki sistem (MVA-km Reverse Unused)	• Perhitungan simpel dan mudah	• Harga sewa transmisi ideal dari segi ekonomi • Aliran daya menjadi optimal dan dinamis.
Kelemahan	• Memerlukan data input yang realtime • Penambahan beban oleh pelanggan PLN menyebabkan naiknya biaya power wheeling (MVA-KM Unused)	• Tidak dapat memotivasi pengguna untuk memperbaiki sistem • Harga tiap saluran dianggap sama sehingga kurang detail perhitungannya • Kurang merepresentasikan penggunaan pada sistem yang sebenarnya	• Sulit dalam penerapannya karena dibutuhkan OPF dalam periode yang singkat • Membutuhkan informasi yang real time tentang beban, pembangkitan, dan kondisi sistem. • Potensi Ketidakstabilan dan kompleksitas dalam pelaksanaan metodologi

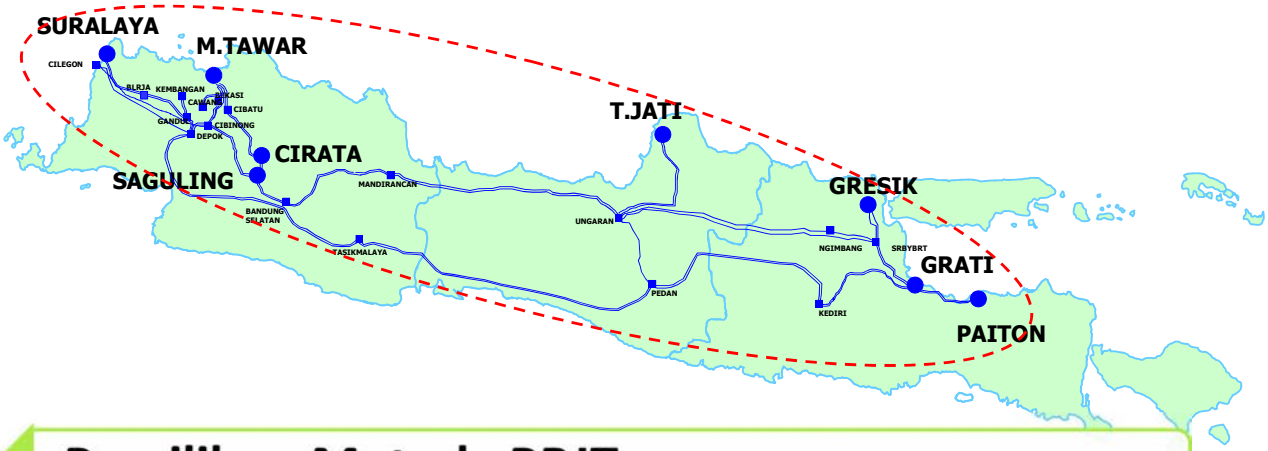
5 Pemilihan Metode PBJT

Metode PBJT yang layak secara teknis untuk diterapkan di sistem Jamali adalah MVA-KM, *Postage Stamp*, dan LMP (terbatas)

5 Pemilihan Metode PBJT

Postage Stamp

$$\frac{\text{Revenue Requirement}}{\text{Total Energi mengalir pada Sistem}} \times \text{Energi Power Wheeling}$$



5 **Pemilihan Metode PBJT**

MVA-KM

Konsep dasar *pricing power wheeling* metode MVA-km

Daya X **Jarak**

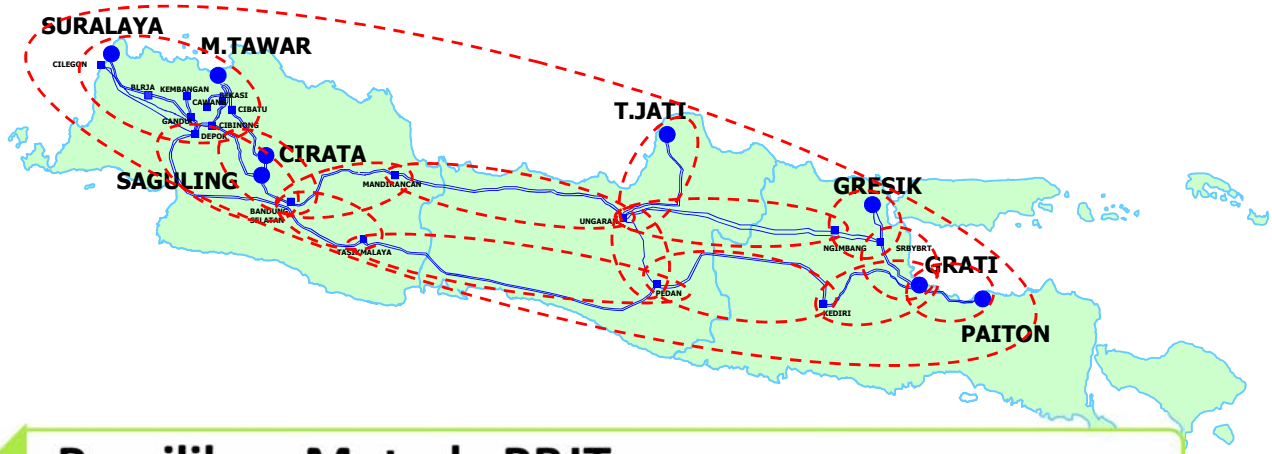
besar daya dikenakan pada saluran (MVA)

Panjang saluran transmisi terdampak (KM)

5 **Pemilihan Metode PBJT**

MVA-KM

$$\frac{\text{(Panjang Saluran)}\mathbf{X}\ (\Delta\text{Pembenanan Saluran})\ \mathbf{X}\ \text{(Harga Saluran/KM)}}{\text{(Kapasitas tak terpakai Saluran)}}$$



5 **Pemilihan Metode PBJT**

MVA-KM	Unused	Reverse
		Absolute
		Dominant
	Capacity	Reverse
		Absolute
		Dominant
	Used	Reverse
		Absolute
		Dominant

5 **Pemilihan Metode PBJT**

Rumus MVA-km

$$C_k = \sum_{i=1}^{N} \frac{L_i \cdot F_i \cdot P_i^k}{\overline{P_i}}$$

- C_k = Biaya transmisi total yang ditanggung oleh pengguna “k”
- L_i = Panjang saluran “i”
- F_i = Biaya per unit yang telah ditetapkan, merefleksikan biaya saluran per km pada saluran “i”
- $\overline{P_i^k}$ = Besar perubahan aliran daya pada saluran “i” yang diakibatkan oleh pengguna “k”
- $\overline{P_i}$ = Rating kapasitas saluran “i”
- N = Jumlah pengguna sistem transmisi
- i = Indeks Saluran

Pendekatan MVA-km

$$C_k = \sum_{i=1}^{N} \frac{L_i \cdot F_i \cdot P_i^k}{\overline{P_i}}$$

P_i^k = Besar perubahan aliran daya pada saluran “i” yang diakibatkan oleh pengguna “k”

Absolute $P_i^k = |P_i^k|$

Dominant $P_i^k = |P_i^k|$ Pada saat aliran daya saluran bertambah

$P_i^k = 0$ Pada saat aliran daya saluran berkurang

Reverse $P_i^k =$ Bernilai (+) pada saat aliran daya saluran bertambah

$P_i^k =$ Bernilai (-) pada saat aliran daya saluran berkurang

Pendekatan Variabel Pembagi

$$C_k = \sum_{i=1}^{N} \frac{L_i \cdot F_i \cdot P_i^k}{\overline{P_i}}$$

$\overline{P_i}$: Rating kapasitas saluran "i"

Used = daya yang mengalir pada saluran i sebelum dilakukan wheeling

Unused = kapasitas saluran dikurangi dengan daya yang mengalir pada saluran i sebelum dilakukan wheeling

Capacity = kapasitas saluran transmisi i sesuai dengan rating

Nilai Variabel F_i

$$C_k = \sum_{i=1}^{N} \frac{L_i \cdot F_i \cdot P_i^k}{\overline{P_i}}$$

Fi = Biaya per unit, merefleksikan biaya saluran per km pada saluran "i"

Nilai **Fi** didapat dari *revenue requirement* dibagi dengan total panjang saluran

F_i = RR / TD

- RR = Revenue Requirement
- TD = Total Distance

Satuan nilai F_i adalah Rupiah / Km

Simulasi berbasis kondisi eksisting

Power Flow

***Loading factor* saluran sistem Jamali 500 kV dan 150 kV**

No Saluran	Bus Dari	Bus Ke	Bus Dari	Bus Ke	S Saluran (MVA)	Loading Factor (%)
806	333	331	BNRAN	MNRJO	157.817	82.1
751	363	360	KRSAN	PBLGO	126.481	81.1
752	363	360	KRSAN	PBLGO	126.481	81.1
568	266	267	BRBES	CRBEP	119.216	79.1
569	266	267	BRBES	CRBEP	119.216	79.1
784	374	373	KAPAL	BTRTI	155.848	76.9
802	330	331	SYZAG	MNRJO	147.345	76.6
262	87	88	MKLMA	BDKMY	171.625	71.8
263	87	88	MKLMA	BDKMY	171.625	71.8

Simulasi berbasis kondisi eksisting

Optimal Power Flow

Aliran daya *optimal power flow* saluran 500 kV pada sistem Jamali 500 kV dan 150 kV

No	Saluran	P (MW)	*Loading factor* (%)
1	BKASI-CIBNG	-354.84	22.4
2	BKASI-CWANG	-150.24	11.2
3	CBATU-CRATA	-335.63	21.9
4	CBATU-CRATA	-335.63	21.9
5	CBATU-MTWAR	-172.50	15.9
6	CBATU-MTWAR	-172.50	15.9

No	Saluran	P (MW)	*Loading factor* (%)
27	PEDAN-KDIRI	-555.29	26.9
28	PEDAN-KDIRI	-555.29	26.9
29	PEDAN-TASIK	416.76	21.0
30	PEDAN-TASIK	416.76	21.0
31	PITON-GRATI	989.64	49.1
32	PITON-GRATI	989.64	49.1

Identifikasi lokasi obyek PBJT

Dilihat dari:

- Aliran daya eksisting
- Pemilihan berdasarkan *Locational Marginal Price* (LMP).

Identifikasi lokasi obyek PBJT

Dilihat dari:

- Aliran daya eksisting

Sampel pembebanan pada saluran sistem Jamali 500 kV dan 150 kV

No Saluran	Bus Dari	Bus Ke	Bus Dari	Bus Ke	P Saluran (MW)	Q Saluran (MVAR)	S Saluran (MVA)	Kapasitas Saluran (MVA)	*Loading Factor* (%)	Kapasitas *Unused* (%)
634	284	289	SGMDU	ALTAP	-187.64	-49.24	194.00	384.52	50.5	49.5
635	289	292	ALTAP	SBRAT	-150.61	-42.92	156.61	384.52	40.7	59.3
636	289	292	ALTAP	SBRAT	-150.61	-42.92	156.61	384.52	40.7	59.3
637	285	289	GRLMA	ALTAP	-68.86	-20.84	71.94	384.52	18.7	81.3
638	292	293	SBRAT	BBDAN	35.38	12.69	37.59	192.26	19.5	80.5
639	295	293	DRYJO	BBDAN	-2.32	-0.44	2.36	192.26	1.2	98.8
640	292	294	SBRAT	KLANG	150.87	52.81	159.85	384.52	41.6	58.4

6 Hasil dan Analisa simulasi PBJT

Identifikasi lokasi obyek PBJT

Dilihat dari:

- Pemilihan berdasarkan *Locational Marginal Price* (LMP).

Contoh ΔF/ΔP rendah (Rp/MWh)

Subsistem	No Bus	tegangan	GI	ΔF/ΔP
KRIAN	323	150	CERME	366,486.07
	324	150	BLBND	368,953.15
	325	150	KJTIM	365,254.46
	326	150	MNYAR	366,849.50
KEDIRI	338	150	MJAGN	375,155.16
	339	150	SKTIH	372,536.44
	340	150	NGORO	375,461.67

Contoh ΔF/ΔP tinggi (Rp/MWh)

Subsistem	No Bus	Tegangan (kV)	Nama GI	ΔF/ΔP (Rp/MWh)
SURALAYA	39	150	SLIRA	401,993.85
	40	150	SRLYA150	401,843.18
	41	150	PENDO	401,983.86
	42	150	PENI	402,476.27
	43	150	MTSBS	402,475.36
	44	150	MTSUI	402,018.57

Identifikasi lokasi obyek PBJT

Potensi Lokasi PBJT dapat diketahui melalui loading factor yang rendah dan nilai perubahan biaya pembangkitan (ΔF/ΔP rupiah).

6 Hasil dan Analisa simulasi PBJT

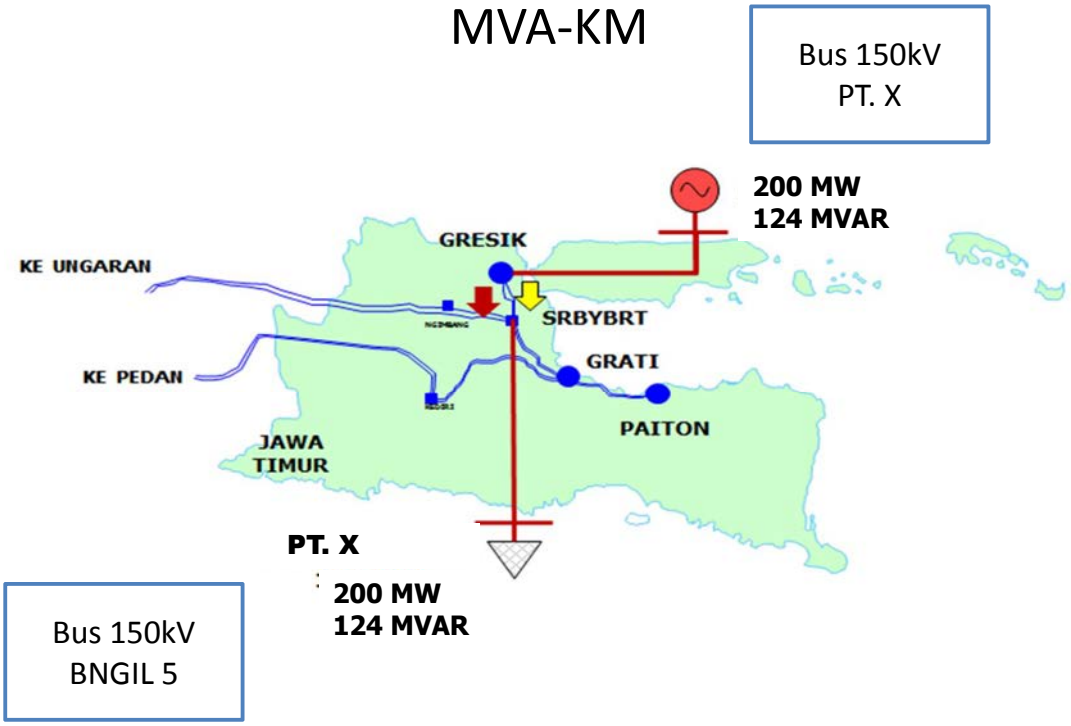
Simulasi metode perhitungan Postage Stamp

No	Jenis	Nilai	Keterangan
1	Material Pemeliharaan	456.352	Juta Rupiah
2	Jasa Borongan	927.283	Juta Rupiah
3	Pegawai	3.063.757	Juta Rupiah
4	Administrasi	776.897	Juta Rupiah
5	Penyusutan	2.999.910	Juta Rupiah
6	Bunga Pinjaman	2.684.974	Juta Rupiah
	Total	10.909.173	Juta Rupiah

- Biaya penyaluran adalah Rp 10.909.173 Juta untuk seluruh produksi energy yang disalurkan melalui jaringan tegangan tinggi dan tegangan ekstra tinggi sebesar 163.966 GWh, sehingga biaya yang timbul untuk PBJT adalah 66,53 Rp/kWh. Penerapan metode ini sangat sederhana.
- Tidak mendorong efisiensi dan non-diskriminatif

6 Hasil dan Analisa simulasi PBJT

Simulasi metode perhitungan MVA-KM



6 Hasil dan Analisa simulasi PBJT

Simulasi metode perhitungan MVA-KM
Perubahan pembebanan saluran

NO Saluran	nama saluran	PF		OPF	
		Perubahan (MVA)	Perubahan (%)	Perubahan (MVA)	Perubahan (%)
717	GRATI-GRATI150	112,24	7,62%	120,83	8,21%
623	SBBRT-SBRAT	-80,44	-4,64%	-92,70	-5,35%
743	GRATI150-GDTAN	56,05	11,47%	60,38	12,36%
744	GRATI150-GDTAN	56,05	11,47%	60,38	12,36%
36	SBBRT-GRATI	-53,32	-2,57%	-143,27	-6,89%
37	SBBRT-GRATI	-53,32	-2,57%	-143,27	-6,89%
728	PIER-BNGIL	51,80	12,31%	34,88	8,29%
729	PIER-BNGIL	51,80	12,31%	34,88	8,29%
648	WARU-BDRAN	40,26	20,94%	54,10	28,14%
649	WARU-BDRAN	40,26	20,94%	54,10	28,14%
661	BDRAN-BNGIL	-16,68	-10,70%	-45,53	-29,21%
662	BDRAN-BNGIL	-16,68	-10,70%	-45,53	-29,21%

Simulasi metode perhitungan MVA-KM
Biaya sewa total pengguna

		MVA- KM (PF)		MVA-KM(OPF)	
		Biaya Total Pertahun	Harga Per MVAh	Biaya Total Pertahun	Harga Per MVAh
Reverse	Unused	Rp14.332.597.282	Rp6.954	-Rp120.330.262.857	-Rp58.379
	Capacity	Rp3.932.712.785	Rp1.908	-Rp94.392.320.077	-Rp45.795
	Used	-Rp24.673.425.694	-Rp11.971	-Rp496.647.182.094	-Rp240.953
Dominant	Unused	Rp38.667.011.185	Rp18.760	Rp138.994.192.530	Rp67.434
	Capacity	Rp20.751.801.746	Rp10.068	Rp47.114.083.638	Rp22.858
	Used	Rp85.702.055.285	Rp41.579	Rp187.792.203.508	Rp91.109
Absolute	Unused	Rp63.001.425.087	Rp30.566	Rp398.318.647.918	Rp193.248
	Capacity	Rp37.570.890.708	Rp18.228	Rp188.620.487.353	Rp91.511
	Used	Rp196.077.536.263	Rp95.129	Rp872.231.589.112	Rp42.3172

total perubahan pembebanan saluran	389,388 MVA	-2454,203MVA

6 Hasil dan Analisa simulasi PBJT

Simulasi metode perhitungan MVA-KM

- **MVA-km dominant unused adalah metode yang paling layak dimplementasikan berbasis power flow.**
- **MVA-km reverse unused adalah metode yang paling baik berbasis optimal power flow, meskipun sulit penerapannya karena dibutuhkan informasi real time sistem Jawa-Bali**

Mekanisme implementasi PBJT

Implementasi PBJT harus memperhatikan beberapa aspek:

- Teknis
  - Loading factor
  - Nilai total perubahan biaya pembangkitan dan penyaluran
  - Konjesti
  - Karakteristik pembangkit dan beban yang menjamin grid code tetap terpenuhi
- Non-Teknis
  - Kepastian jangka waktu PBJT

6 Hasil dan Analisa simulasi PBJT

Mekanisme implementasi PBJT

Prosedur PBJT:

- Penerapan jangka panjang
  - Permohonan disampaikan ke P3B
  - Aplikasi mengandung informasi terkait: kapasitas yang dibutuhkan, titik injeksinya, titik beban, durasi PBJT, beban puncak, beban rata-rata, dan informasi tambahan lain yang dibutuhkan P3B
  - P3B melakukan studi terkait kelayakan permintaan PBJT tersebut (*base case*)
  - Jika perlu penguatan sistem, pelaku PBJT bisa meminta P3B untuk melakukan studi investigasi guna menghitung estimasi biaya dan jadwal penyelesaian penguatan sistem
  - P3B harus melakukan studi segera berdasar permintaan tersebut dan mengirim hasilnya kepada pelaku PBJT
  - Pemohon wajib membayar pengeluaran yang dibutuhkan untuk melakukan studi penguatan sistem

6 **Hasil dan Analisa simulasi PBJT**

Kesimpulan

- Penerapan PBJT perlu mempertimbangkan: topologi jaringan, metode, pembagian pembebanan biaya transmisi.
- Metode PBJT yang layak secara teknis untuk diterapkan di sistem Jamali adalah MVA-KM, *Postage Stamp*, dan LMP (terbatas)
- Berdasarkan tingkat pembebanan IBT dan pembebanan penghantar, PBJT layak diterapkan di sistem Jawa-Bali.
- PBJT dapat dilakukan untuk lima tahun kedepan

Kesimpulan

- Tersedia data finansial yang audited untuk mendukung implementasi PBJT.
- Potensi Lokasi PBJT dapat diketahui melalui loading factor yang rendah dan nilai perubahan biaya pembangkitan (ΔF/ΔP rupiah).
- MVA-km dominant unused adalah metode yang paling layak dimplementasikan berbasis power flow. MVA-km reverse unused adalah metode yang paling baik berbasis optimal power flow, meskipun sulit penerapannya karena dibutuhkan informasi real time sistem Jawa-Bali

Rekomendasi

Direkomendasikan penggunaaan **load flow based MVA-KM** pada sistem Jawa-Bali yang memiliki keunggulan diantaranya : memungkinkan cost sharing, transparan, *cost recovery,* dan mendorong efisiensi penggunaan jaringan.

付録 5

託送供給約款雛形

I 総 則

1. 適用

PLN が託送供給を行なうときの料金および供給条件は，この託送供給約款によります。

2. 定義

(1) 託送供給

PLN が契約者から受電し，PLN が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の PLN の供給区域内の場所において，契約者の電力販売事業の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

(2) 託送供給契約

この約款に関連する PLN と契約者間の契約をいいます。

(3) 契約者

この約款にもとづいて PLN と託送供給契約を締結する電力販売事業をいいます。

(4) 発電者

託送供給に係る電力販売事業の用に供する電気を発電する者で PLN 以外の者をいいます。

(5) 需要者

契約者が電力販売事業として電気を供給する相手方となる需要者をいいます。

(6) エネルギー鉱物資源省令 No. 1/2015

電力供給と送電網の利用に関するエネルギー鉱物資源省令 No. 1/2015 をいいます。

(7) 受電地点

PLN が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点をいいます。

(8) 発電場所

発電者が，託送供給に係る電気を発電する場所をいいます。

(9) 供給地点

PLN が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(10)需要場所

需要者が，契約者から供給された託送供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(11)PLN

約款および託送契約の条項のもとで契約者に託送サービスを提供する、インドネシアの法律の下で設立された、住所を Jl. Trunojoyo Blok M I/135, Jakarta Selatan とする国有企業 PT. PLN (PERSERO)を

いいます。

(12)受電側接続検討

契約者が希望される場合に，契約者から電力販売事業の用に供する電気を受電するにあたり，供給設備の新たな施設または変更について PLN が行う検討をいいます。

(13)供給側接続事前検討

契約者が希望される場合に，契約者に電力販売事業の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別について PLN が行う検討をいいます。

(14)託送受電電力

託送供給の場合で，受電地点において，PLN が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(15)託送受電電力量

受電地点において，PLN が契約者から受電する託送供給に係る電気の電力量をいいます。

(16)託送供給電力

供給地点において，PLN が契約者に供給する託送供給に係る電気の電力をいいます。

(17)託送供給電力量

供給地点において，PLN が契約者に供給する託送供給に係る電気の電力量をいいます。

(18)託送対象電力

託送供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(19)託送対象電力量

託送供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(20)損失率

託送供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(21)契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，託送サービス契約電力をいいます。

(22)契約受電電力

受電地点における託送受電電力の最大値（キロワット）で，契約者と PLN との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

(23)最大需要電力

30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(24)給電指令

発電者の発電機もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，PLN から指令することをいいます。

(25)負荷追従運転時

給電指令の実施等により補給される電気を使用されていない場合

3. 代表契約者の選任

託送供給契約における契約者が複数の場合、契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。

4. 託送供給に関する取扱い

PLN は，託送供給の申込みおよび実施に際して得た情報については，託送供給を実施する目的以外に使用いたしません。

5. 単位および端数処理

電力の単位は， 1 キロワット、電力量の単位は， 1 キロワット時とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。料金その他の計算における合計金額の単位は， 1 IDR とし，その端数は，切り捨てます。

6. 実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者と PLN との協議によって定めます。

Ⅱ 契約の申込み

7. 契約の要件

契約者は，次の要件を満たしていただきます。

(1) 需要者の需要の変動に応じた電気の供給が可能であること。
(2) 発電者および需要者がグリッドコードを遵守し技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
(3) 契約者，発電者および需要者が PLN からの給電指令にしたがうこと。
(4) 契約者が，発電者および需要者がこの約款を遵守すること。

8. 検討および契約の申込み

(1) 受電側接続検討の申込み

契約者は，次の事項を明らかにして，所定の申込書により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。PLN は， 1 受電地点 1 検討につき*** RP を調査料として，受電側接続検討の申込み時に契約者から申し受けます。PLN は，原則として受電側接続検討の申込みから****日以内に検討結果をお知らせいたします。

a 契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）
c　発電者の名称，発電場所および受電地点
d　発電設備の発電方式，発電出力および系統安定上必要な仕様
e　託送受電電力の最大値および最小値
f　受電地点における受電電圧
g　発電場所における負荷設備および受電設備
h　託送供給の開始希望日
i　電力供給事業許可

(2)　供給側接続事前検討の申込み

契約者は，次の事項を明らかにして，所定の申込書により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。PLN は，原則として供給側接続事前検討の申込みから ***日以内に検討結果をお知らせいたします。

a　需要者の名称，需要場所および供給地点
b　契約電力
c　供給地点における供給電圧
d　託送供給の開始希望日

(3)　契約の申込み

契約者は，次の事項を明らかにして，所定の申込書により，託送供給契約の申込みをしていただきます。この場合，発電者および需要者の契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。

a　需要者の名称，需要場所および供給地点
b　供給地点における供給電圧
c　需要場所における負荷設備，受電設備および発電設備
d　契約電力
e　契約受電電力
f　希望される託送サービス料金の種別
g　託送受電電力の計画値および託送供給電力の計画値
h　連絡体制

9. 契約の成立，契約期間

(1)　契約期間は，託送供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降 1 年目の日までといたします。

(2)　契約期間満了に先だって託送供給契約の消滅または変更がない場合は，託送供給契約は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

10. 託送供給の開始

PLN は，託送供給契約の申込みを承諾したときには，契約者と協議のうえ託送供給の開始日を定め，すみやかに託送供給を開始いたします。

11. 供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電者および需要者は，当該託送供給の実施にともない PLN が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

12. 電気方式，電圧および周波数

(本節の内容は PLN の技術基準に従って決定すべきである。)

13. 発電場所および需要場所

(本節の内容はインドネシアの地理的な地点呼称のレベルによる。)

14. 承諾の限界

PLN は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金の支払状況その他によってやむをえない場合には，託送供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者にお知らせいたします。

15. 契約書の作成

PLN は，契約者との間で，原則として託送供給の開始前に，託送供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料 金

16. 料金

料金は，託送サービスによって算定された託送サービス料金および負荷変動対応電力によって算定された負荷変動対応電力料金の合計といたします。

17. 託送サービス

(1) 適用範囲

託送供給により，供給地点において PLN が契約者に供給する電気に適用いたします。

(2) 託送サービス料金

託送サービス料金は，供給地点ごとに，その 1 月の託送供給電力量によって算定いたします。

a 1 月の託送供給電力量が**** kWh より大きい場合 1 キロワット時につき **** IDR
b 1 月の託送供給電力量が**** kWh より小さい場合託送供給電力量によらず***** IDR

(略)

(3) その他

託送サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から PLN に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から PLN に通知していただきます。

PLN は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

18. 負荷変動対応電力

(1) 適用

負荷追従運転時において，30 分ごとの託送受電電力が，その 30 分の託送対象電力を下回るときに生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(2) 負荷変動対応電力料金

負荷変動対応電力料金は，変動範囲内電力料金および変動範囲超過電力料金の合計といたします。

a 変動範囲内電力料金

30 分ごとの託送受電電力量が，その 30 分の託送対象電力量を下回る場合に生じた不足電力のうち，変動範囲内基準電力量以内のものの補給にあてるための電気に適用いたします。

b 変動範囲内基準電力量

変動範囲内基準電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値の 3 パーセント相当を 2 で除した値といたします。

$$\frac{\text{託送サービス契約電力}}{(1 - \text{損失率})}$$

（23〔損失率〕に定める損失率といたします。）

c 変動範囲内電力料金

変動範囲内電力料金は，(1)に該当する電気の電力量のうち，変動範囲内基準電力量以内のもののその 1 月の合計によって算定いたします。

1 キロワット時につき ***** IDR

d 変動範囲超過電力

30 分ごとの託送受電電力量が，その 30 分の託送対象電力量を下回る場合に生じた不足電力のうち，変動範囲内基準電力量をこえるものの補給にあてるための電気に適用いたします。

e 変動範囲超過電力料金

変動範囲超過電力料金は，(1)に該当する電気の電力量のうち，変動範囲内基準電力量をこえるもののその 1 月の時間帯別の合計によって算定いたします。

1 キロワット時につき ***** IDR

Ⅳ 料金の算定および支払い

19. 料金の適用開始の時期

料金は，託送供給契約書に記載された供給開始日から適用いたします。ただし，供給開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって託送供給が開始されない場合は，あらためて契約者と PLN との協議によって定められた供給開始日から適用いたします。

20. 料金の算定期間

料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，託送供給を開始し，または託送供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日の前日までの期間といたします。

21. 計量

PLN は，託送受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，託送供給電力量は，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者にお知らせいたします。

22. 電力および電力量の算定

(1) 託送受電電力量

託送受電電力量は，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。ただし，30 分ごとの受電地点で計量された電力量が，その 30 分の託送対象電力量を上回る場合は，その 30 分の託送受電電力量は，その 30 分の託送対象電力量といたします。

(2) 託送供給電力量

託送供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。

(3) 託送対象電力量

託送対象電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

$$\frac{\text{託送供給電力量}}{(1 - \text{損失率})}$$

(4) 負荷変動対応電力量

負荷変動対応電力量は，負荷追従運転時において，30 分ごとの託送受電電力量が，その 30 分における託送対象電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

負荷変動対応電力量＝託送対象電力量－託送受電電力量

(5) その他

電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者と PLN との協議によって定めます。計量器の故障等により電力量または最大需要電力を正しく計量できない場合には，電力量は契約者と PLN との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点および供給

地点で計量された電力量といたします。

23. 損失率

この約款で用いる損失率は，**** % といたします。

24. 料金の算定

(1) 料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「 1 月」として算定いたします。

a 託送供給を開始し，再開し，もしくは停止し，または託送供給契約が消滅した場合

b 託送サービス契約電力を変更したことにより，料金に変更があった場合

25. 支払義務の発生および支払期日

（略）

26. 料金その他の支払方法

（略）

V 供 給

27. 託送供給の実施

(1) 契約者は，受電地点において PLN に供給する電力量と，託送対象電力量が 30 分ごとに一致するように調整していただきます。

(2) 契約者は，託送供給の実施に先だち，発電計画，需給計画を文書により PLN に通知していただきます。

(3) 契約者は，PLN が系統運用上の必要に応じて計画を求めた場合は，すみやかに PLN に通知していただきます。

この場合，PLN は，あらかじめ契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

(4) PLN は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

(5) PLN は，系統運用上の制約その他によって，契約者，発電者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者，発電者および需要者は PLN の給電指令にしたがっていただきます。

なお，PLN は，給電指令の実施等および保安等に対する発電者および需要者の協力に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者および需要者と別途申合書を作成いたします。

28. 給電指令の実施等

(1) PLN は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2) PLN は，次の場合には，契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電また

は需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，PLN は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止することがあります。

a　PLN が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

b　PLN が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

c　系統全体の需要が大きく低下し，PLN の電源等による対策の実施にもかかわらず，水力発電を抑制する必要が生じた場合

d　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) PLN は，託送供給において，給電指令等により，その当日に発電者の発電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた電力販売事業の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(4) PLN は，(2)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

(割引方法の記載略)

29. 適正契約の保持等

PLN は，契約者との託送供給契約が使用状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

30. 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

PLN は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

31. 託送供給にともなう協力

発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，契約者の負担で，PLN が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

(1) 負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

(2) 負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

(3) 負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

(4) 著しい高周波または高調波を発生する場合

32. 託送供給の停止

(1) 契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，PLN は，当該託送供給を停

止することがあります。

a　契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

b　発電場所内または需要場所内の PLN の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，PLN に重大な損害を与えた場合

c　本約款に反して，PLN の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2)　契約者が次のいずれかに該当する場合には，PLN は，当該託送供給を停止することがあります。

なお，この場合には，託送供給の停止の 5 日前までに契約者に予告いたします。

a　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

b　この約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務を支払われない場合

(3)　契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，PLN が契約者にその旨を警告しても改めない場合には，PLN は，当該託送供給を停止することがあります。

a　契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

b　電気工作物の改変等によって不正に PLN の電線路を使用，または電気を使用された場合

c　契約の要件を欠くに至った場合

d　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施に反して，PLN の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

e　託送供給にともなう協力によって必要となる措置を講じられない場合

(4)　契約者が 30 分ごとの負荷変動対応電力量が変動範囲内基準電力量を頻繁にこえる場合，PLN が契約者にその改善を求めた場合で，適正契約の保持等に定める適正契約への変更および適正な使用状態への修正に応じていただけないときには，PLN は，当該託送供給を停止することがあります。

(5)　契約者，発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，PLN は，当該託送供給を停止することがあります。

(6)　(1)から(5)によって当該託送供給を停止する場合には，PLN は，PLN の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給停止のための適当な処置を行ないます。

33. 託送供給の停止の解除

(略)

34. 託送供給の停止期間中の料金

託送供給の停止によって託送供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を料金の算定により日割計算をして，料金を算定いたします。

35. 違約金

(本節の内容はインドネシアの規則あるいは慣習にしたがい記載されるべきである。)

36. 損害賠償の免責

(本節の内容はインドネシアの規則あるいは慣習にしたがい記載されるべきである。)

37. 設備の賠償

(本節の内容はインドネシアの規則あるいは慣習にしたがい記載されるべきである。)

Ⅵ 契約の変更および終了

38. 契約の変更

託送供給契約の内容に変更が生じる場合は，契約の申込みに定める新たに託送供給契約を希望される場合に準じて託送供給契約を変更するものとし，すみやかに PLN に変更を申し出ていただきます。

39. 契約の廃止

(本節では、契約の廃止の起因と相互の権利、廃止の手続きがしっかりと記載されるべきである。)

40. 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

次の場合には，PLN は，接続供給契約または振替供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に精算していただきます。

(次の場合、略)

41. 解約

託送供給の停止によって託送供給を停止された契約者，発電者または需要者が PLN の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合には，PLN は当該託送供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者にお知らせいたします。

42. 契約消滅後の債権債務関係

託送供給契約期間中の料金その他の債権債務は，託送供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事

43. 受電地点，供給地点および施設

(1) 受電地点

電気の受電地点は，PLN の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。

(2) 供給地点

供給地点は，PLN の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，PLN の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，PLN の負担で施設いたします。

なお，PLN は，発電者または需要者のみのために発電者または需要者の土地または建物に供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

44. 架空引込線

(1) PLN の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者の建造物もしくは補助支持物の引込線取付点または需要者の建造物もしくは補助支持物の引込線取付点までは，PLN が施設いたします。

(2) 引込線取付点は，PLN の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者と PLN との協議によって定めます。

(3) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する補助支持物は，契約者の負担により，契約者で施設していただきます。この場合には，PLN が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

45. 地中引込線

(1) PLN の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なう場合には，次のイまたはロの最も PLN の供給設備に近い接続点までを PLN が施設いたします。

a 発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

b PLN が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，PLN は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2) (1)により PLN の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，PLN の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離の場所とし，契約者と PLN との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，契約者の負担により，契約者で施設していただきます。

(3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，契約者の負担により，契約者で施設していただきます。この場合には，PLN が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

a 鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物

b 発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

c その他 a または b に準ずる設備

(4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，契約者の負担により，契約者で施設していただきます。ただし，PLN が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続

を行ないます。この場合，PLN は，受電地点への供給設備の工事費負担金または供給地点への供給設備の工事費負担金の工事費負担金を契約者から申し受けます。

46. 引込線の接続

PLN の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，PLN が行ないます。

47. 計量器等の取付け

(1) 託送供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，PLN の所有とし，PLN の負担で取り付けます。ただし，変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要するものについては，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

(2) 託送受電電力量および振替受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，PLN の所有とし，PLN で取り付けます。この場合，PLN は 60（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を契約者から申し受けます。

(3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所とし，契約者と PLN との協議によって定めます。

(4) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者が施設するものについては，PLN が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，PLN は実費相当額を契約者から申し受けます。

(6) 法令により受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，PLN は，実費を契約者から申し受けます。

48. 通信設備等の施設

(1) 給電指令上必要な通信設備等は，PLN の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，PLN の負担で施設いたします。なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

49. 専用供給設備

(1) PLN は，次の場合には，契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，工事費負担金をを申し受けます。

a 契約者がとくに希望され，かつ，一般の需要への供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

b 託送供給にともなう協力の場合

c 発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

Ⅷ 工事費の負担

50. 受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，PLN は，別表（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(標準設計の表、略)

(2) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

a 契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，引込線の接続，計量器等の取付けまたは通信設備等の施設によって実費相当額を申し受ける場合を除き，PLN は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

b ロ託送供給にともなう協力によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，PLN は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(3) 工事費の算定

工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。(1)，(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

(算定、略)

51. 供給地点への供給設備の工事費負担金

(1) 供給側接続設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または託送サービス契約電力を増加される場合で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）について a により算定される工事費を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

a 工事費

(a) 架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）標準電圧 150 kV で供給する場合 **** RP

(b) 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）標準電圧 150 kV で供給する場合 **** RP

ただし、契約者が新たに託送供給を開始し，または託送サービス契約電力を増加される場合で，施設後 3 年以内の供給側接続設備を利用して PLN が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

(2) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

a 契約者が託送サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への

PLN の供給設備を変更する場合は，引込線の接続，計量器等の取付けまたは通信設備等の施設によって実費相当額を申し受ける場合を除き，PLN は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

b　託送供給にともなう協力によって供給地点への PLN の供給設備を新たに施設または変更する場合には，PLN は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4) 工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる PLN の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

52. 工事費負担金の申受けおよび精算

(略)

53. 工事費等に関する契約書の作成

PLN は，契約者が希望される場合または PLN が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

(略)

Ⅸ 保 安

54. 保安の責任

PLN は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の PLN の電気工作物について，保安の責任を負います。

55. 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1)　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を PLN に通知していただきます。この場合には，PLN は，ただちに適当な処置をいたします。

a　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の PLN の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

b　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが PLN の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2)　発電者または需要者が，PLN の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が PLN の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を PLN に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，PLN は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(3)　PLN は，必要に応じて，託送供給の開始に先だち，託送供給電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

X. その他

56. Governing Law and Jurisdiction

(1) The validity, interpretation and enforcement of these Provisions will be governed by the laws of the Republic of Indonesia.

(2) Both PLN and the Subscriber agree that any legal action or proceeding arising out of, or in connection with, this General Provisions may be brought in the District Court of [Central Jakarta]. Both PLN and the Subscriber hereby irrevocably and unconditionally submits to the non-exclusive jurisdiction of such court. Notwithstanding the foregoing, each of PLN and the Subscriber will have the right to proceed against each other in any other competent court in any other jurisdiction.

Both PLN and the Subscriber irrevocably waives any immunity to which it or its assets may at any time be or become entitled, whether characterized as sovereign immunity or otherwise, from any set-off or legal action in the Republic of Indonesia or elsewhere, including immunity from service of process, immunity from jurisdiction of any court or tribunal, and immunity of any of its property from attachment prior to judgment or from execution of a judgment.

57. Language

This Provisions has been made in both Bahasa Indonesia and English. The two versions of this Provisions shall not be construed as separate documents and, when taken together, shall constitute one and the same instrument. In the event of any conflict or inconsistency between the English language version and the Bahasa Indonesia language version of this Provisions, the English language version shall prevail save to the extent that the Bahasa Indonesia language is required to prevail in accordance with applicable Laws from time to time.

付録 6

ワークショップ資料

JICA Data Collection Survey on New Power Supply Scheme by Using Power Wheeling in Indonesia

Workshop

Jakarta

May 27th, 2016

TEPCO Holding with TEPCO Power Grid

TEPSCO

©TEPCO Power Grid Inc. All Rights Reserved

Survey Schedule & Purpose

The purpose of this survey is to propose;

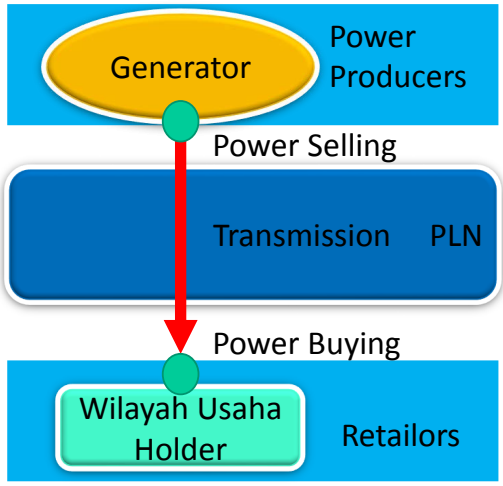
- **A calculation scheme of "Power Wheeling Tariff"**
- **To propose draft "Power Wheeling Provision".**
  (=General Conditions of Power Wheeling Contract)
- **A Standard Operational Procedure for power wheeling scheme.**
- **To formulate "Draft Road Map"**
- **Necessary ODA cooperation on the actual operation and management of the wheeling system**

Survey Schedule

2015		2016						
11	12	1	2	3	4	5	6	7
	IcR		ItR			DFR		FR
	2Week	2Week		1Week	Invitation to Japan	1Week		

©TEPCO Power Grid Inc. All Rights Reserved

Power Wheeling Scheme (Definition)



- Power Producers sells electricity to Retailors.
- PLN does Power Wheeling.

Power Producer: IUPTL holder

Transmission : Owned by PLN

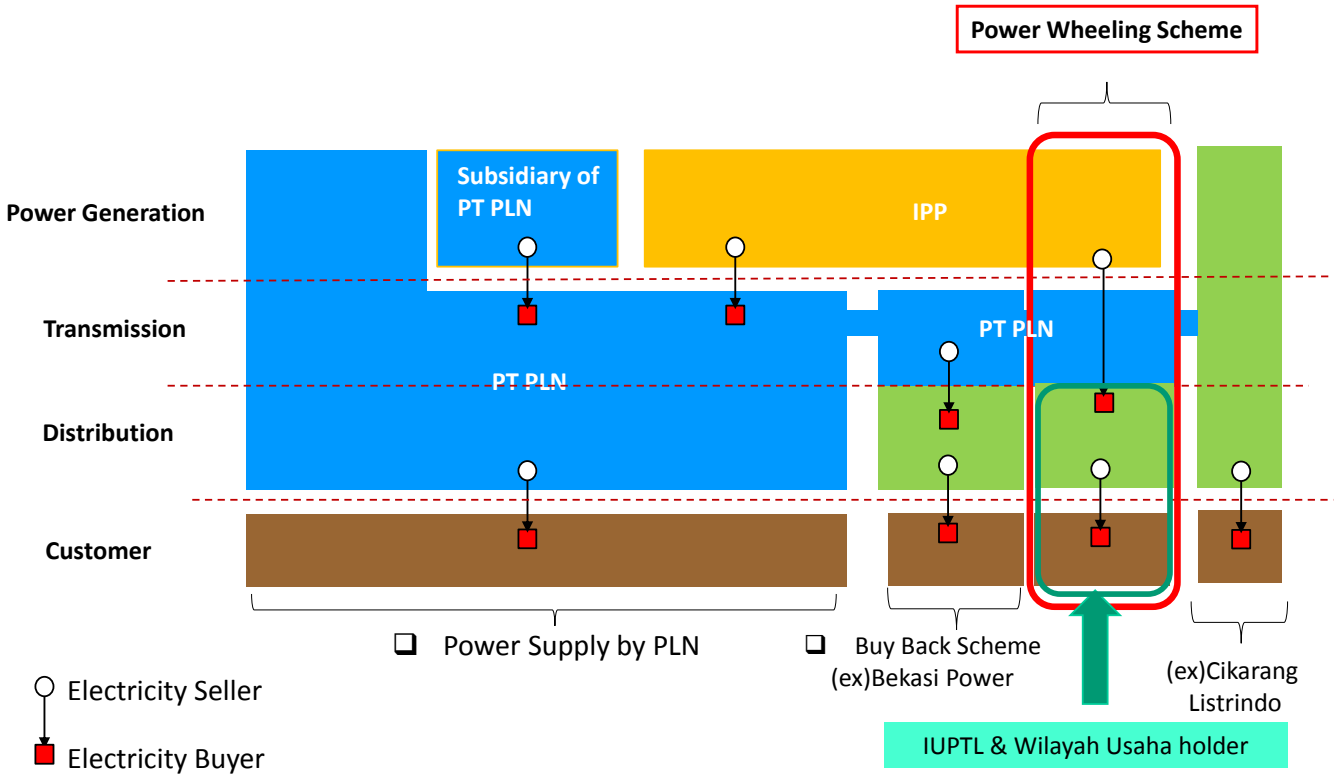
Retailor : UPTL + *Wilayah Usaha holder*

Case A: Own-use
Power Producer and Retailors are the same Company. Generators are located in other place.

Case B: Different Companies
Power Producer and Retailors are the different companies.

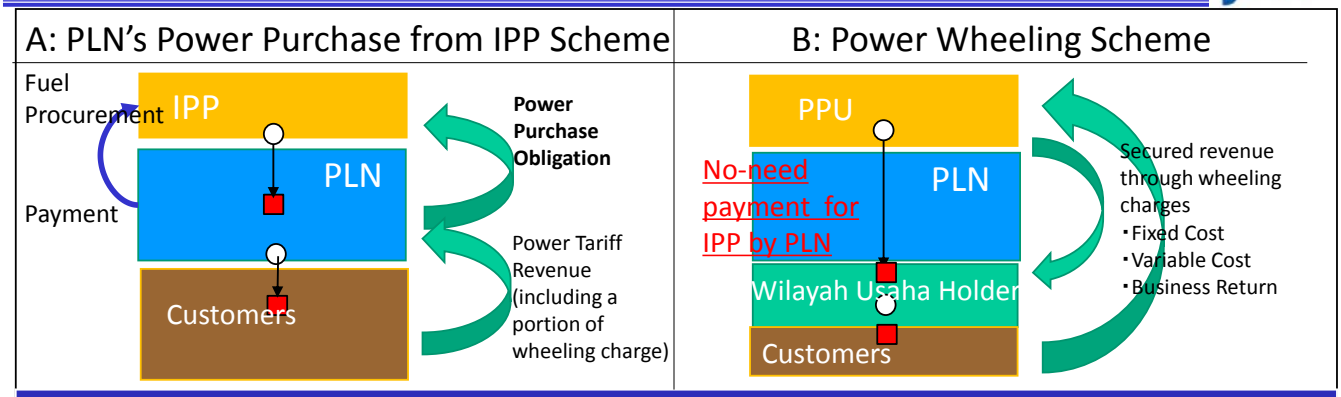
©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved

Power Wheeling Scheme (Current Indonesia Power Sector)



©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved

Power Wheeling Scheme (Advantages)



Advantage	
Power Consumers	• Increasing alternatives of power producers
Power Producer	• No need PLN-IPP bidding (business to business) • Increasing alternatives for investment
PLN	• Reducing the burden of power purchase obligation • Securing revenues through wheeling charge collection
Indonesia	• Increasing power supply to Industrial zones • Encouragement of local power production for local consumption

©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved

Power Wheeling Scheme (Securing Power System Reliability)

- **System Planning**
  - "**Power Wheeling Provisions**" states PLN can check the power system reliability in advance for grid connection before making a contract.
  - "**Power Wheeling Tariff System**"; installation fees of grid connection/reinforcement are paid by power wheeling users.

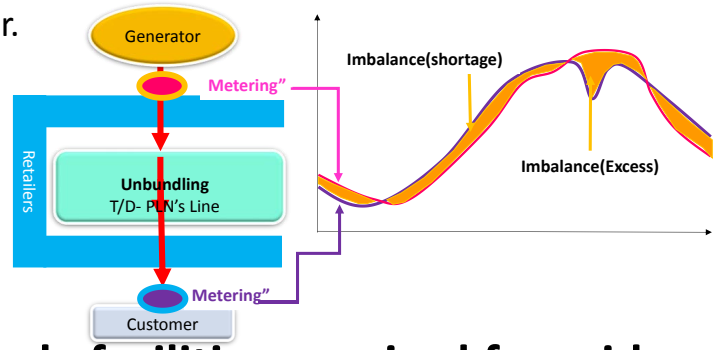
  (This installation should fulfill "N-1 criteria" and it should be reflected to RUPTL .)
- **System Operating**
  - "**Power Wheeling Provisions**" states POWER wheeling users should obey the instructions by power dispatching center.
  - There is a possibility of operational constraints for power wheeling users in emergency cases.
- **Requirements of subscribers -Power Wheeling Provisions**
  - To supply power in accordance with the change in power demand.
  - To connect to the power grid by the technically appropriate methods (e.g. N-1 criteria, capacity) with complying with the grid code.
  - To obey the designation of the power dispatchers of PLN.

©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved

Power Wheeling Tariff (1)

Power Wheeling Provisions states;

- **Wheeling tariff consists of the following two categories.**
  - Wheeling service charge
    - The charge collected for the wheeling service
  - Charge for load fluctuation-linked power
    - The charge applied for the imbalance between the received and the supplied electric power.



- **Installation fee of supply facilities required for grid connections/reinforcement should be paid by users.**

©TEPCO Power Grid Inc. All Rights Reserved

Power Wheeling Tariff (2)

Power Wheeling Tariff in Future

- **The wheeling tariff system is currently proposed as Postage-Stamp for the initial one because it is simple, easily calculated, transparent and predicable for the current power sector in Indonesia.**
- **However, the wheeling tariff system must be continuously reviewed in future. (e.g. modifying postage-stamp, regional pricing or elaboration of the adequate business return for a transmission company)**

©TEPCO Power Grid Inc. All Rights Reserved

Power Wheeling Tariff (3)

Transmission Pricing Methodology in Other Countries

	Transmission Pricing Methodology	
	Postage Stamp	Locational Charge
Norway		✓
Germany	✓	
UK※1		✓
Australia※2	✓(50%)	✓(50%)
United States※3		✓
Morocco	✓	
Japan	✓	

※1 England and Wales, Scotland

※2 NEM

※3 PJM

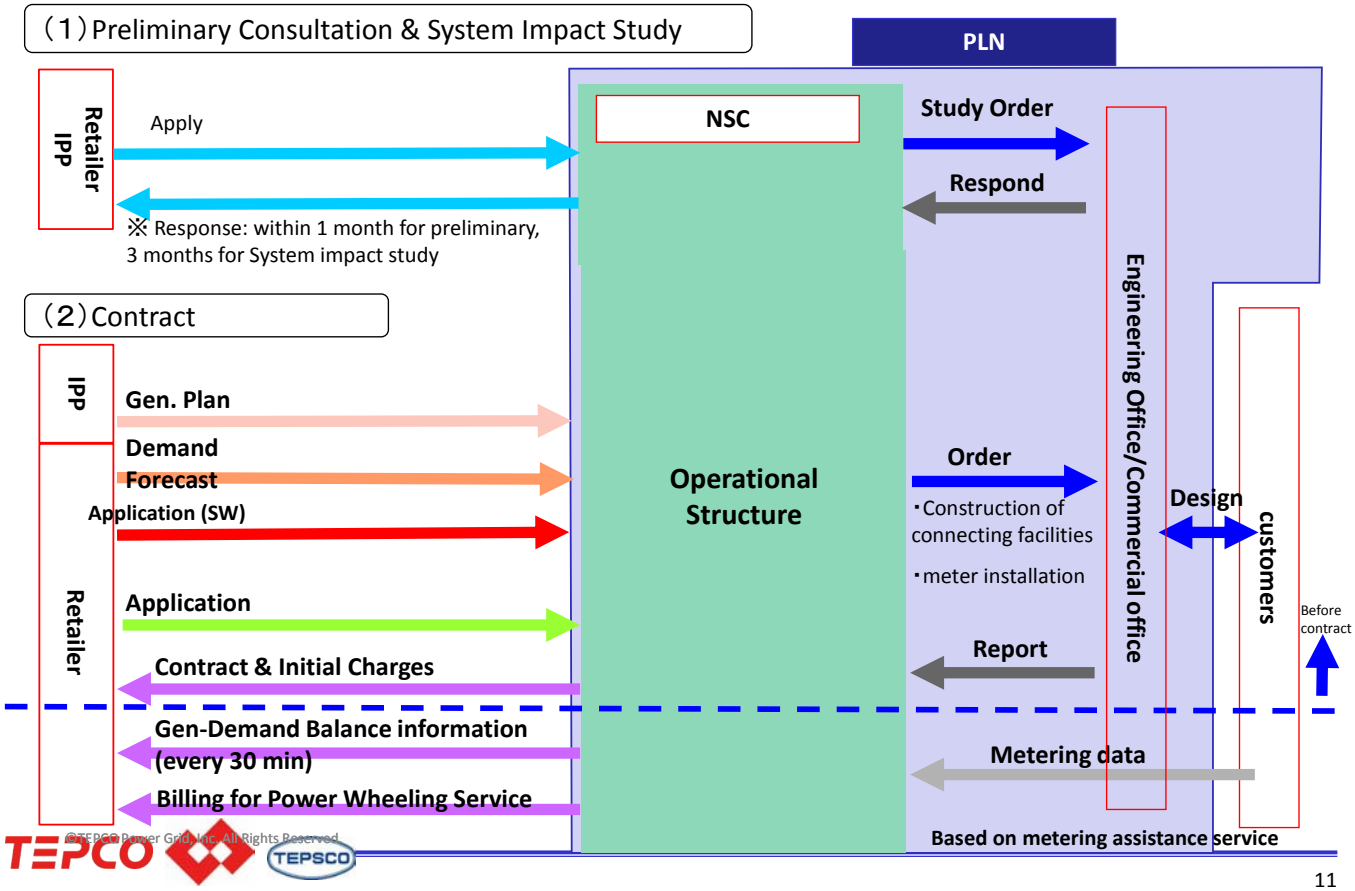
©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved

Network Service Center (1)
- Proposing New Organization in PLN

- **Three Obligation for Power Wheeling**
  1. Prohibition of Utilization of information other than for Intended Purposes
  2. Prohibition of Discriminatory Treatment of Power Wheeling applicants
  3. Separate Accounting
- **In order to deal fairly with power wheeling users, power wheeling should be carried out in the organizations independent of PLN's generation and retailer departments.**
- **Network Service Center is proposed to be established in PLN**
  - Independent organization of other organizations
  - Preliminary Consultation, System Impact Study & Contract
  - Support for technical balancing measurement

©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved

Network Service Center (2)



©TEPCO Power Grid Inc. All Rights Reserved

Draft Road Map for End of up to 2017

- MEMR approves Wheeling Provisions.
- MEMR enacts Wheeling Tariff.
- PLN conduct "Three Obligation" for power wheeling.
- Network Service Center is established in PLN.
- PLN determines the specifications of the energy measurement power balance measurement.

©TEPCO Power Grid Inc. All Rights Reserved

Draft Road Map Starting from 2018

Starting 2018

- **Several contracts are made between private companies. Power wheeling started.**
- **Conditions for accepting "Wilayah Usaha" are modified for its clear acquisitions**
- **Feasibility study is done about using PLN's power wheeling scheme for power import and export as cross boundary trade.**

From 2019 to 2030?

- **Large power retailers such as new industrial zones or commercial areas become to able to select freely their power suppliers.**
- **Works for PLN's obligation of electric power balancing is increased. Ancillary service market for power adjustment is established.**
- **The Project using PLN's power wheeling scheme is realized for power import and export.**

©TEPCO Power Grid Inc. All Rights Reserved

Possibility of ODA Cooperation

- **Support for implementation of power wheeling system**
  - Establishment of **Network Service Center** in PLN
  - Technology transfer regarding Network Service Center
  - The methodologies of balancing measurement of energy
  - The methodology of procurement of ancillary service for power frequency control.
- **Feasibility study of the projects of power import and export with using power wheeling scheme and new development of industrial zones**
  - The promotion of power import and export with neighboring countries with direct power selling to neighboring countries by power generation companies in Indonesia.

©TEPCO Power Grid Inc. All Rights Reserved

Thank you!

©TEPCO Power Grid, Inc. All Rights Reserved

Power Wheeling Tariff

Attachment : Detailed wheeling tariff calculation sheet of TEPCO

JICA Data Collection Survey
on New Power Supply Scheme by using Power Wheeling in Indonesia

Work shop

On May 27, 2016
Jakarta, INDONESIA

Power Wheeling Tariff

1 Introduction

2 How to calculate Wheeling Tariff
3 Trial calculation result examples of Wheeling Tariff in Indonesia
4 The reason why we propose the postage stamp method
(Comparison to MW-mile method)
5 The reason why we propose the sharing facility construction cost rule
(Case study)

- **This part of the Workshop presents:**

  – Basic concept of how to calculate wheeling tariff

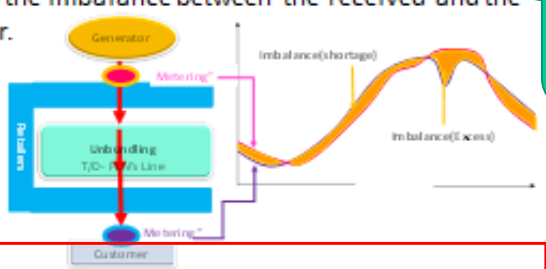
  – Proposal to start with **the postage stamp method** as wheeling tariff calculation method, and to introduce **the sharing facility construction cost rule** in Indonesia.

(One of the slides presented in the previous part)

Power Wheeling Tariff (1)

Power Wheeling Provisions states;

- **Wheeling tariff consists of the following two categories.**
  - Wheeling service charge
    - The charge collected for the wheeling service
  - Charge for load fluctuation-linked power
    - The charge applied for the imbalance between the received and the supplied electric power.



Not include in this part

- **Installation fee of supply facilities required for grid connections/reinforcement should be paid by users.**

Power Wheeling Tariff

1 Introduction

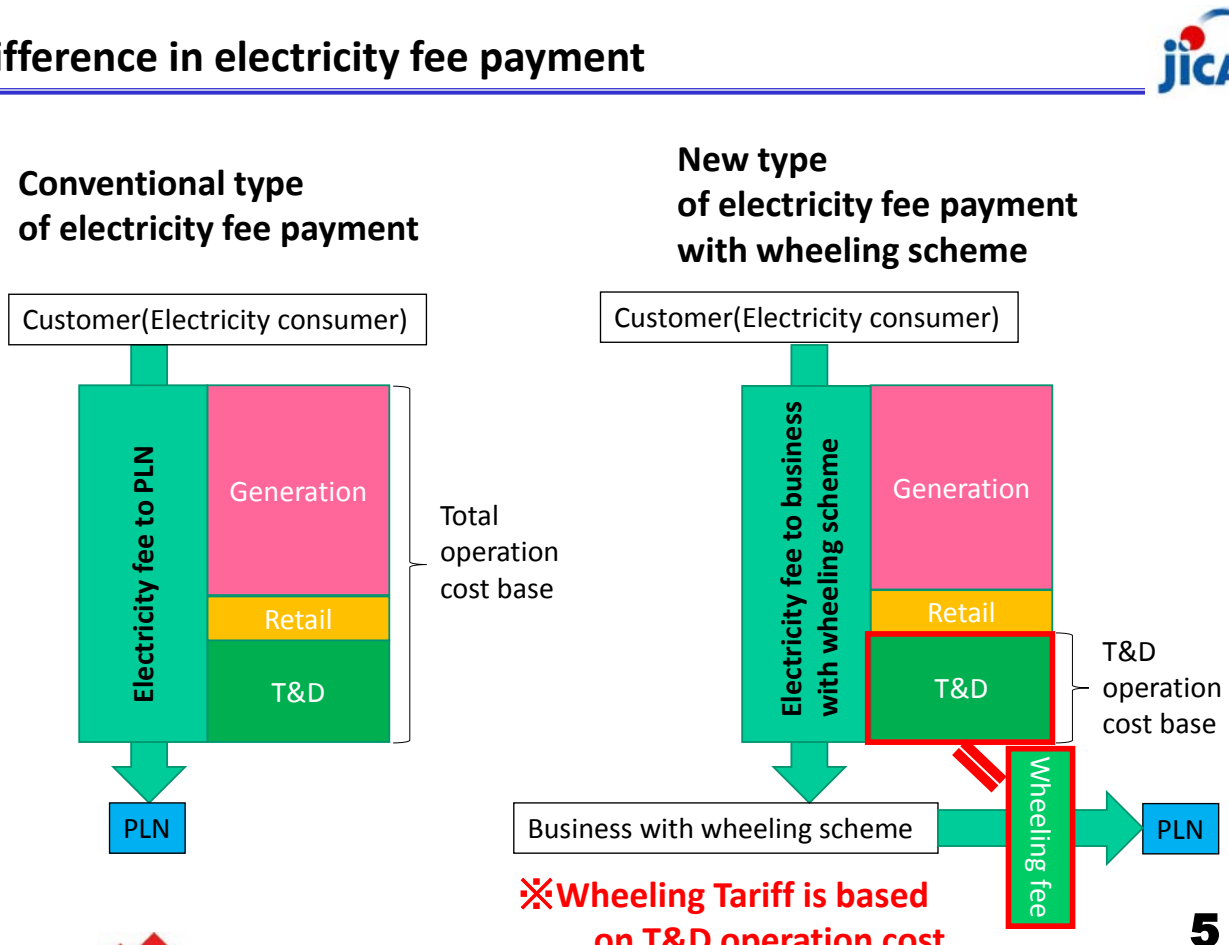
2 How to calculate Wheeling Tariff

3 Trial calculation result examples of Wheeling Tariff in Indonesia

4 The reason why we propose the postage stamp method
(Comparison to MW-mile method)

5 The reason why we propose the sharing facility construction cost rule
(Case study)

Difference in electricity fee payment



Distinguish Operation Expense (1)

Total PLN	Operation Cost
Electricity Purchase and Diesel Rented	11,359,026
Fuel and Lubricant Oil	170,487,926
Maintenance	20,206,661
Personnel	15,749,478
Depreciation	23,618,262
Others	5,488,617

Functional Unbundling

Generation	Operation Cost
Electricity Purchase and Diesel Rented	11,359,026
Fuel and Lubricant Oil	170,487,926
Maintenance	9,605,244
Personnel	1,570,407
Depreciation	16,153,530
Others	391,882

T&D	Operation Cost
Maintenance	OOO
Personnel	OOO
Depreciation	OOO
Others	OOO

Retail	Operation Cost
Maintenance	OOO
Personnel	OOO
Depreciation	OOO
Others	OOO

To be continued for the next slide 6

Distinguish Operation Expense (2)

T&D	Operation Cost
Maintenance	OOO
Personnel	OOO
Depreciation	OOO
Others	OOO

Regional Unbundling

Java	Operation Cost
Maintenance	OOO
Personnel	OOO
Depreciation	OOO
Others	OOO

Sumatra	Operation Cost
Maintenance	OOO
Personnel	OOO
Depreciation	OOO
Others	OOO

OOO	Operation Cost
Maintenance	OOO
Personnel	OOO
Depreciation	OOO
Others	OOO

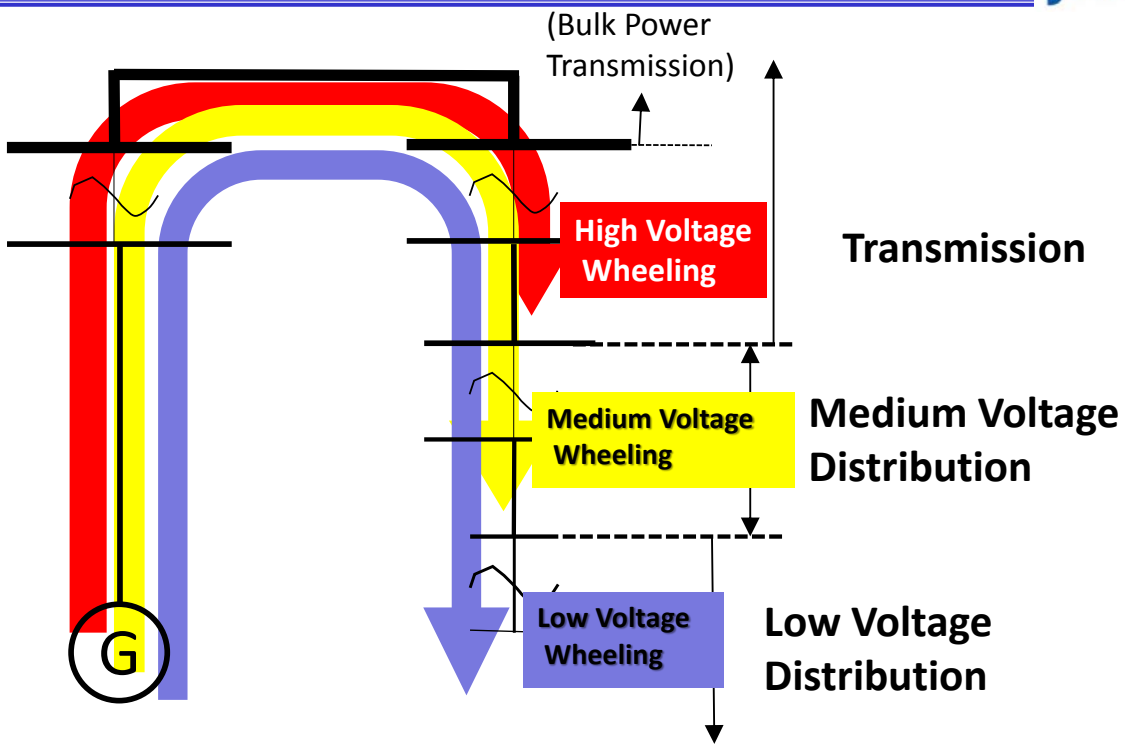
Voltage Level Unbundling

HV	Operation Cost
Maintenance	OOO
Personnel	OOO
Depreciation	OOO
Others	OOO

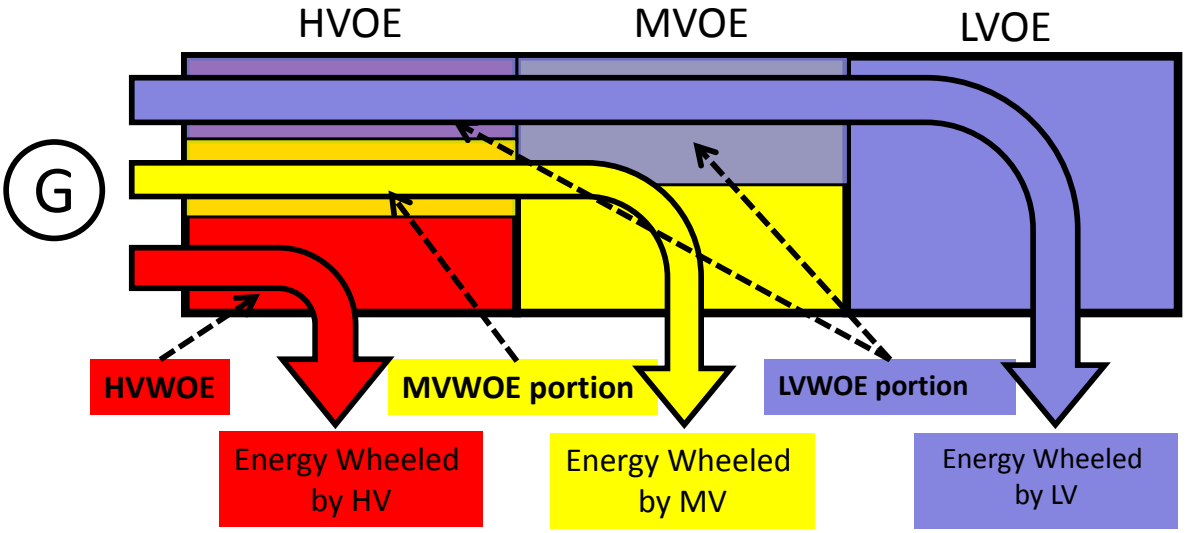
MV	Operation Cost
Maintenance	OOO
Personnel	OOO
Depreciation	OOO
Others	OOO

LV	Operation Cost
Maintenance	OOO
Personnel	OOO
Depreciation	OOO
Others	OOO

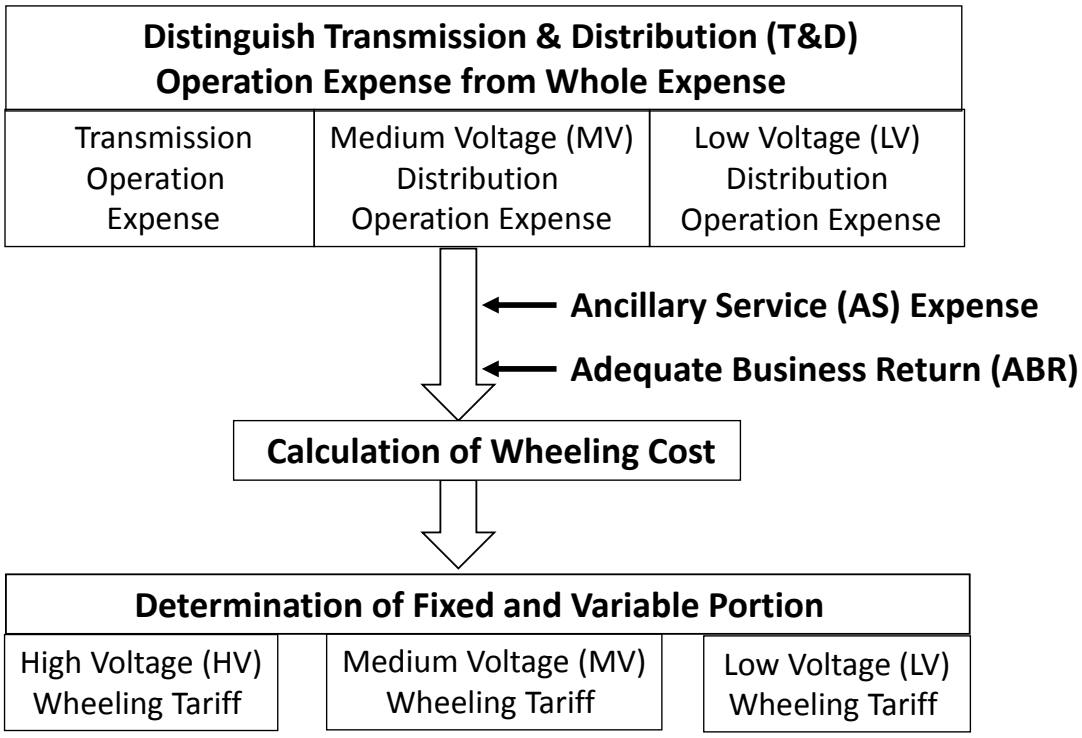
Typical Indonesian Power System and Wheeling



Wheeling Cost according to voltages

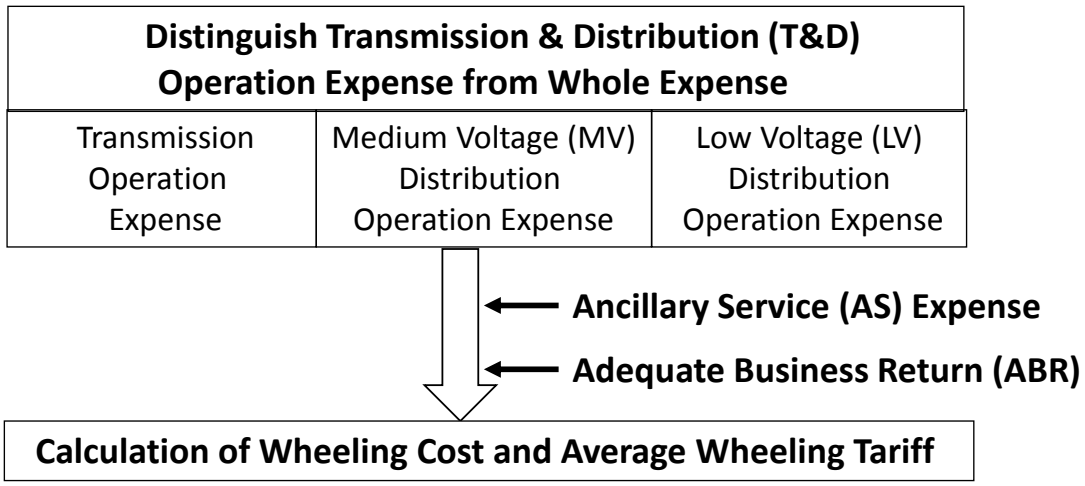


Wheeling Operation Expense (WOE)
= High Voltage Operation Expense (HVOE)
+ Medium Voltage Operation Expense (MVOE)
+ Low Voltage Operation Expense (LVOE)



Power Wheeling Tariff

1 Introduction
2 How to calculate Wheeling Tariff
3 Trial calculation result examples of Wheeling Tariff in Indonesia
4 The reason why we propose the postage stamp method (Comparison to MW-mile method)
5 The reason why we propose the sharing facility construction cost rule (Case study)



1) Estimation from the financial statements and statistical data of PLN in 2014

- Average wheeling tariff for whole of Indonesia
- Wheeling tariff in Java according to voltage

2) Estimation from T&D operating expenses of PLN in Java, 2014

- HV wheeling tariff in whole of Java
- HV wheeling tariff each in four regions of Java

※ Real wheeling tariff should be determined by forecasted future T&D operating expense based on RUPTL.

Power Wheeling Tariff

1 Introduction
2 How to calculate Wheeling Tariff
3 Trial calculation result examples of Wheeling Tariff in Indonesia
4 The reason why we propose the postage stamp method
(Comparison to MW-mile method)
5 The reason why we propose the sharing facility construction cost rule (Case study)

- **Studies and discussions on wheeling tariffs in Indonesia**
  - Embedded-Cost-Based Approaches
    - Postage Stamp Method
    - Contract Path Method
    - Distance Based MW-mile Method
    - Power Flow Based MW-mile Method
  - Marginal-Cost-Based Approaches
    - Short-Run Marginal Cost (SRMC) Pricing Method
    - Long-Run Marginal Cost (LRMC) Pricing Method
- **Reference**
  - Dr. Hardv 'Prospek Bisnis Terkait Kebijakan Power Wheeling dalam Rangka Meningkatkan Penyediaan Tenaga Listrik – The Way Forward'
  - Prof. Sasongko Pramono Hadi 'Power Wheeling Pemanfaatan Bersama Jaringan Tenaga Listrik (PBJT)'

Why is The Postage Stamp Method Appropriate?

- **The most important conditions of wheeling tariff**
  1. **To guarantee the income to continue the power transmission and distribution business stably. [Condition (A)]**
  2. **To reduce useless expenses and promote efficiency. [Condition (B)]**

- **The Postage Stamp Method is the most suitable and the easiest to satisfy condition (A).**
- **For satisfaction of condition (B), required wheeling operation expense should be calculated from the future ideal expense, not from past expense. The ideal expense means expense with anything unnecessary removed.**

Comparison between Postage Stamp Method and MW-mile Method

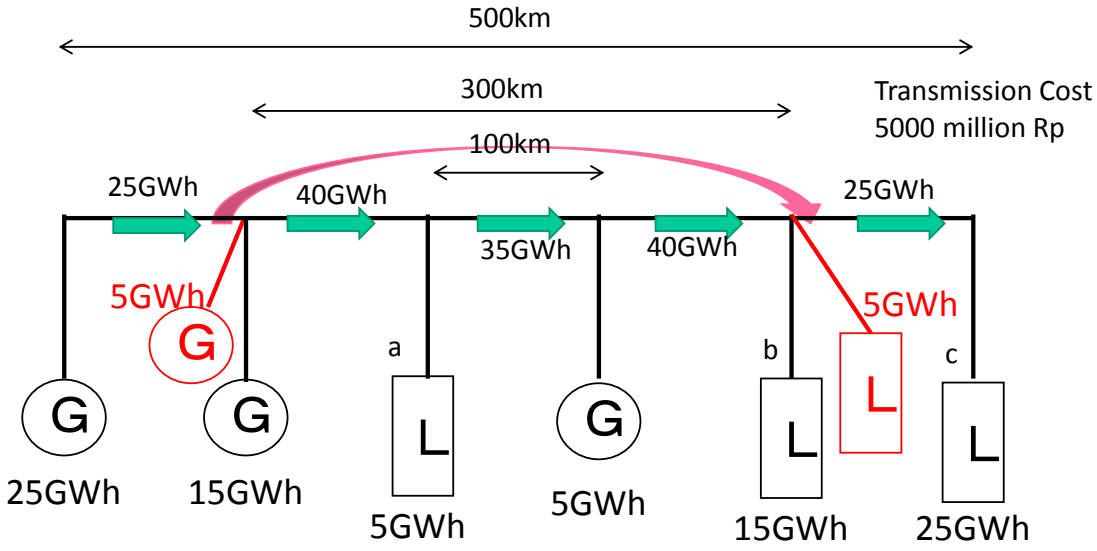
	Postage Stamp Method	MW-mile Method
Guarantee of revenue	◎ (Guarantee)	△（Ok,,）
Reduction of redundant expenses and promotion of efficiency	△(Ok,,) →○(Good) : by adding incentive regulation	△(Ok,,)
Control of the power flow distance/direction (Suppression of the new transmission line)	△(Ok,,) →◎(Excellent) : by adding the sharing facility construction cost rule	○(Good)
Conclusion	◎(Excellent)*	○(Good)

Better to start with postage stamp method

- **The simple example :**

  MW-mile method does not guarantee about recovery of T&D cost.

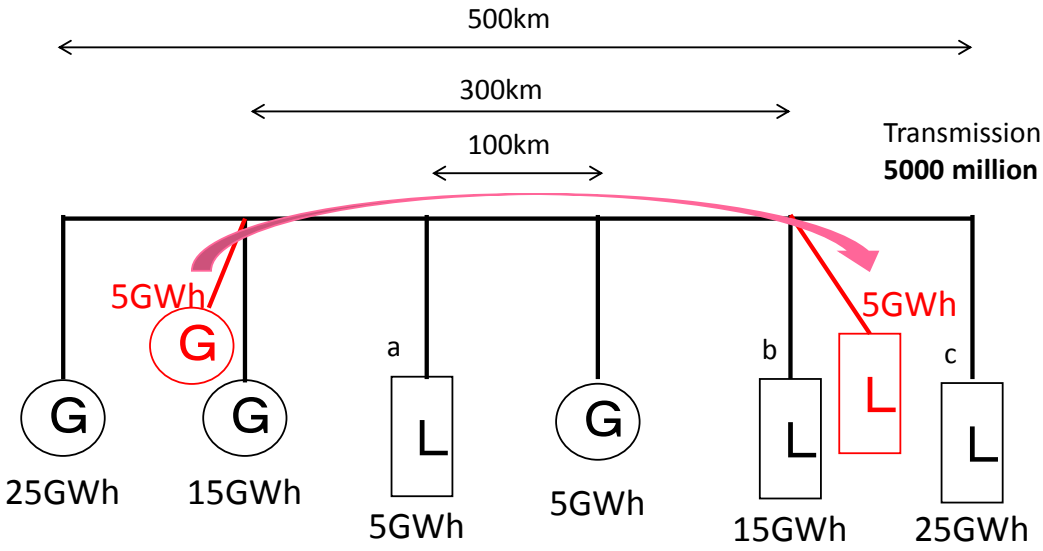
Recover of T&D cost (1)



PLN Customers : 5+15+25=45(GWh)
Wheeling Customer : 5GWh
Total : 50GWh

(Postage Stamp Method)
Wheeling Tariff
5000/50=**100(Rp/kWh)**

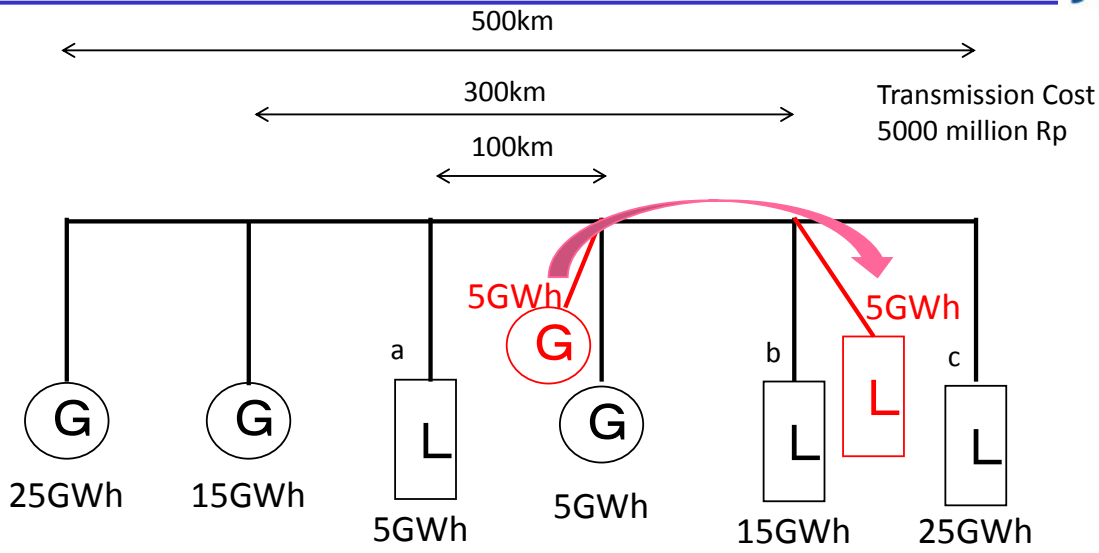
Recover of T&D cost (2)



Income
From PLN Customer : Postage Stamp
100 × 45= 4500 million Rp
From Wheeling Charge :
100 × 5 = 500 million Rp
Total : 5000 million Rp

Postage stamp method guarantees revenue

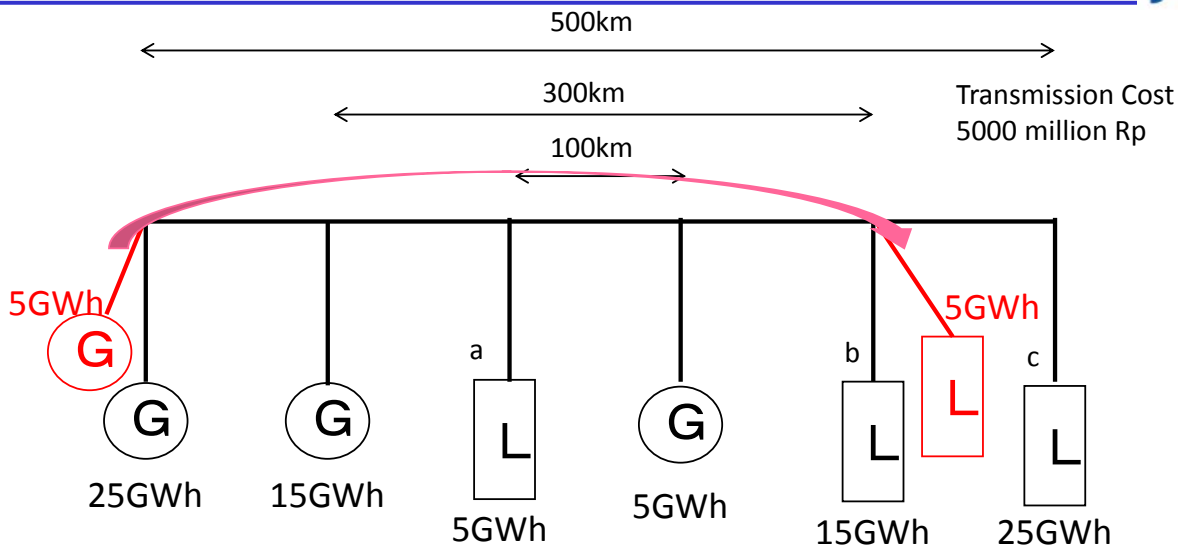
Recover of T&D cost (3)



An Example of The Method other than Postage Stamp Method
~100km : 80 Rp/kWh
~300km : 100 Rp/kWh
~500km : 120 Rp/kWh

Income
From PLN Customer : Postage Stamp
100 × 45= 4500 million Rp
From Wheeling Charge :
80 × 5 = 400 million Rp
Total : 4900 million Rp
▲100 million Rp short!

Recover of T&D cost (4)



An Example of The Method other than Postage Stamp Method
～100km : 80 Rp/kWh
～300km : 100 Rp/kWh
～500km : 120 Rp/kWh

Income
From PLN Customer :
100 × 45= 4500 million Rp
From Wheeling Charge :
120 × 5 = 600 million Rp
Total : 5100 million Rp
100 million Rp excess!

Highway charges are usually due to the distance.

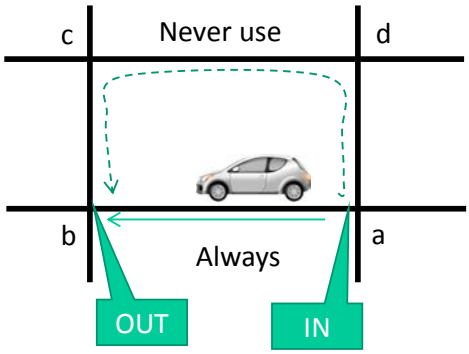
Wheeling tariff is also due to the distance(?)

Postage stamp method is unfair(?)

(Wheeling tariff is different to highway charges)

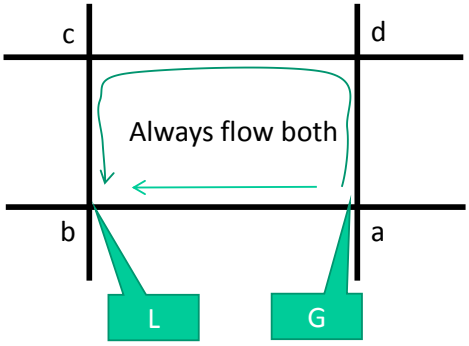
- **Postage stamp method is intended in accordance with the nature of power flows in power syatem.**
- **Postage stamp method is not unfair for power wheeling tariff.**

Highway



Able to be charged according to distance between IN and OUT
Payment should be a-b.
Payment on c-d is unfair.

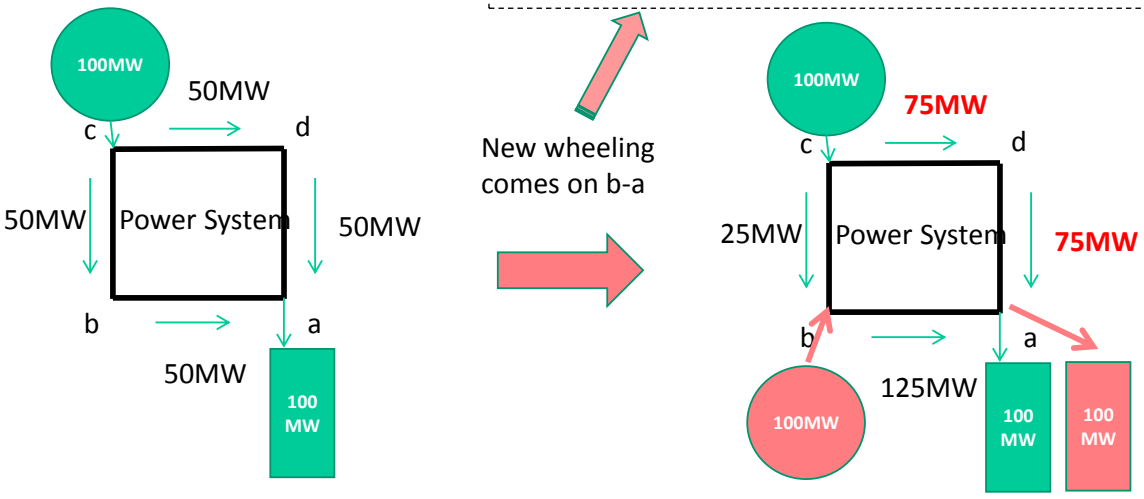
Power System (Grid)



Not able to be charged according to distance between G and L

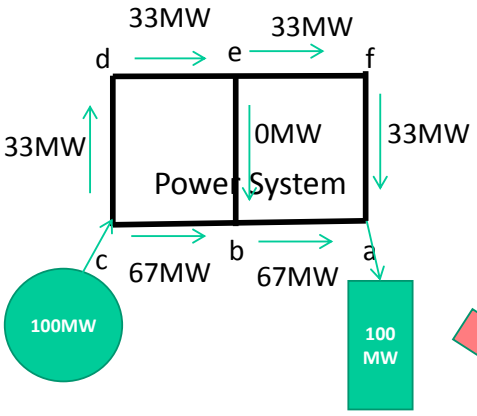
Payment on c-d is not unfair.

It will affect power flows of c-d and d-a also!
Average cost sharing, that is the postage stamp method, is **not unfair**.



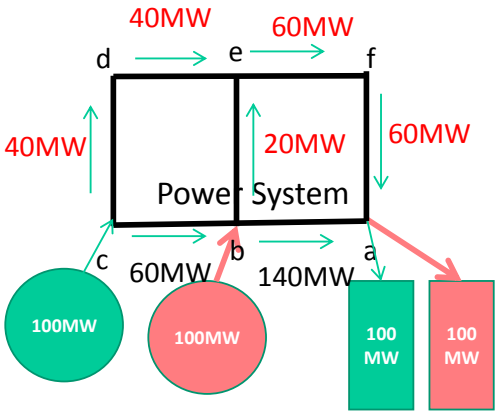
All of a-b, b-c, c-d, d-a are summed transmission lines with the same reactance.

Difference between Highway Charge(Tall) and Wheeling Charge(3)



It will affect power flows of c-d, d-e, e-f and f-a!
That new wheeling pays only cost of b-a is not fair.
Average cost sharing, that is the postage stamp method, is **not unfair**.

New wheeling comes on b-a

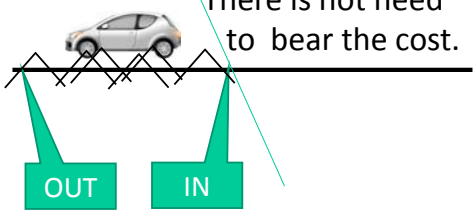


All of a-b, b-c, c-d, d-e, e-f, f-a are summed transmission lines with the same reactance.

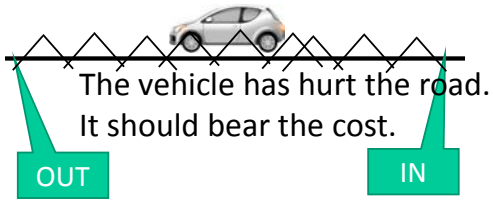
Difference between Highway Charge(Tall) and Wheeling Charge(4)

Highway

The vehicle has not hurt the road.
There is not need to bear the cost.

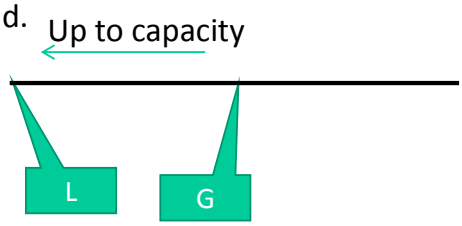


The vehicle has hurt the road.
It should bear the cost.

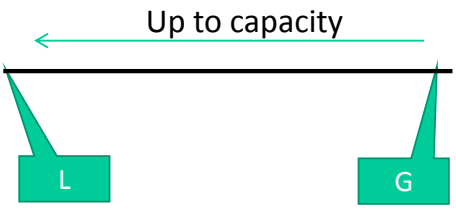


Payment is based on the distance.

Power System

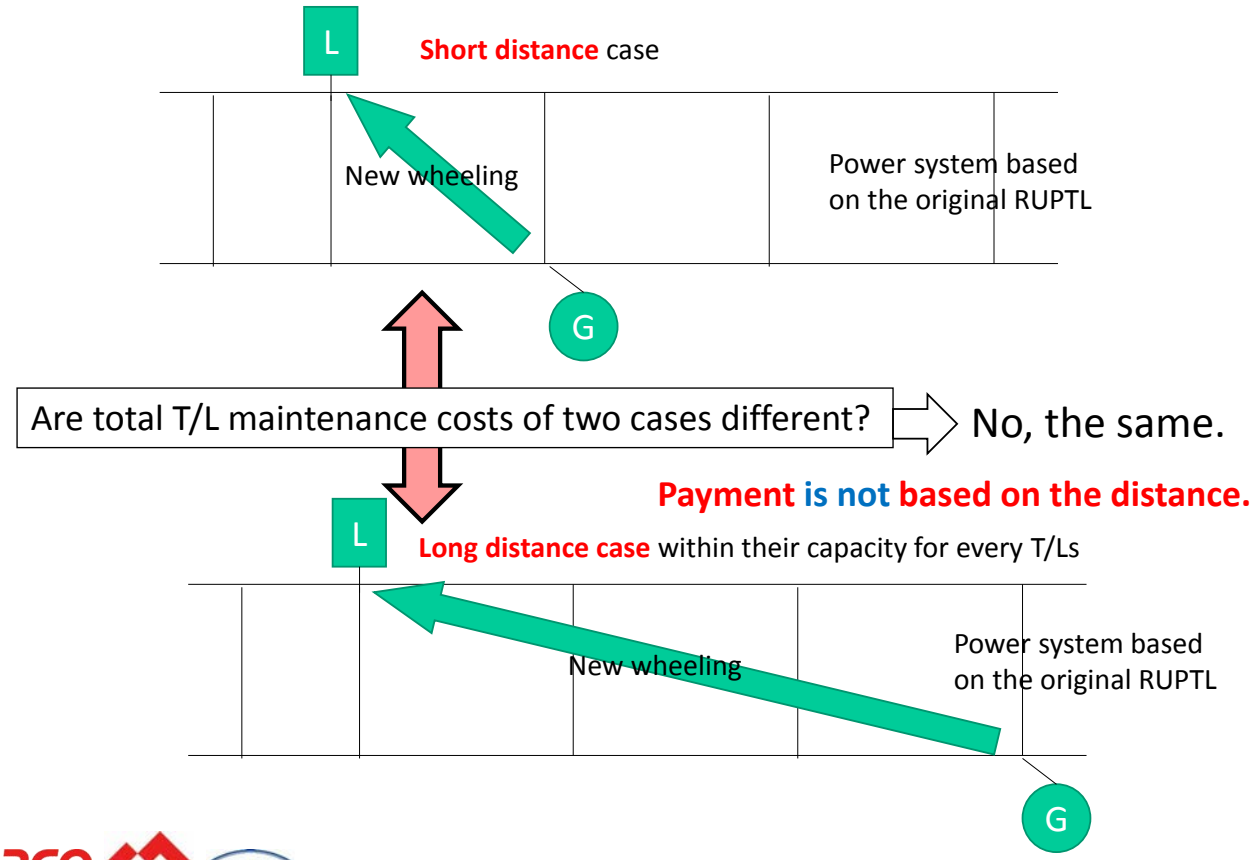


Power flow has not hurt the transmission line.
Not particularly costs generated.

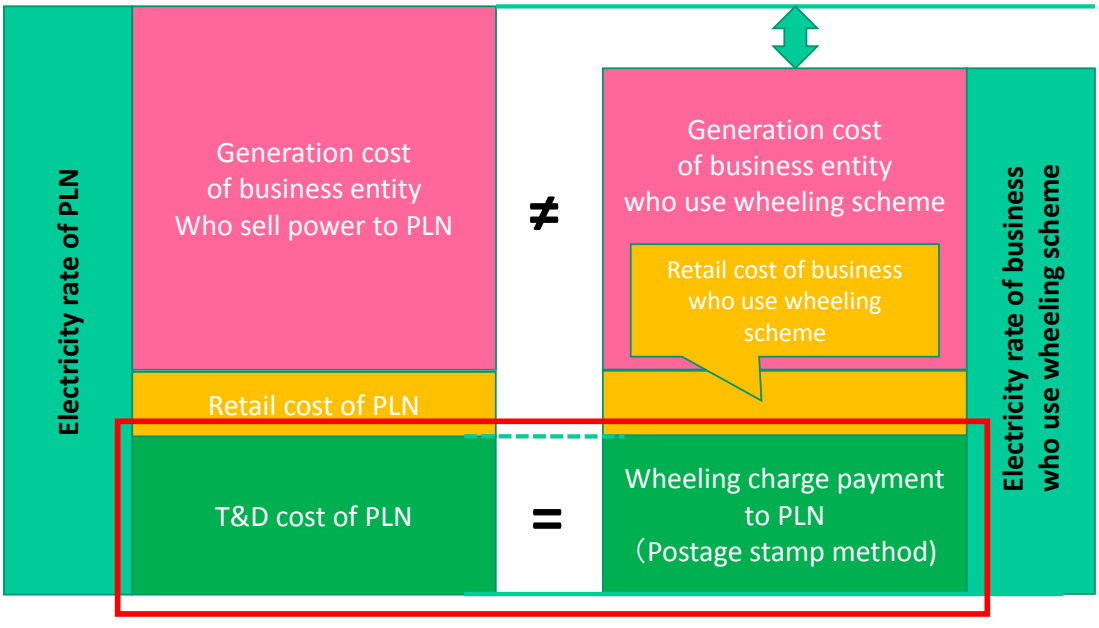


Power flow has not hurt the transmission line.
Not particularly costs generated.

Payment is not based on the distance.



Relation between PLN Electricity Rate and Wheeling Charge

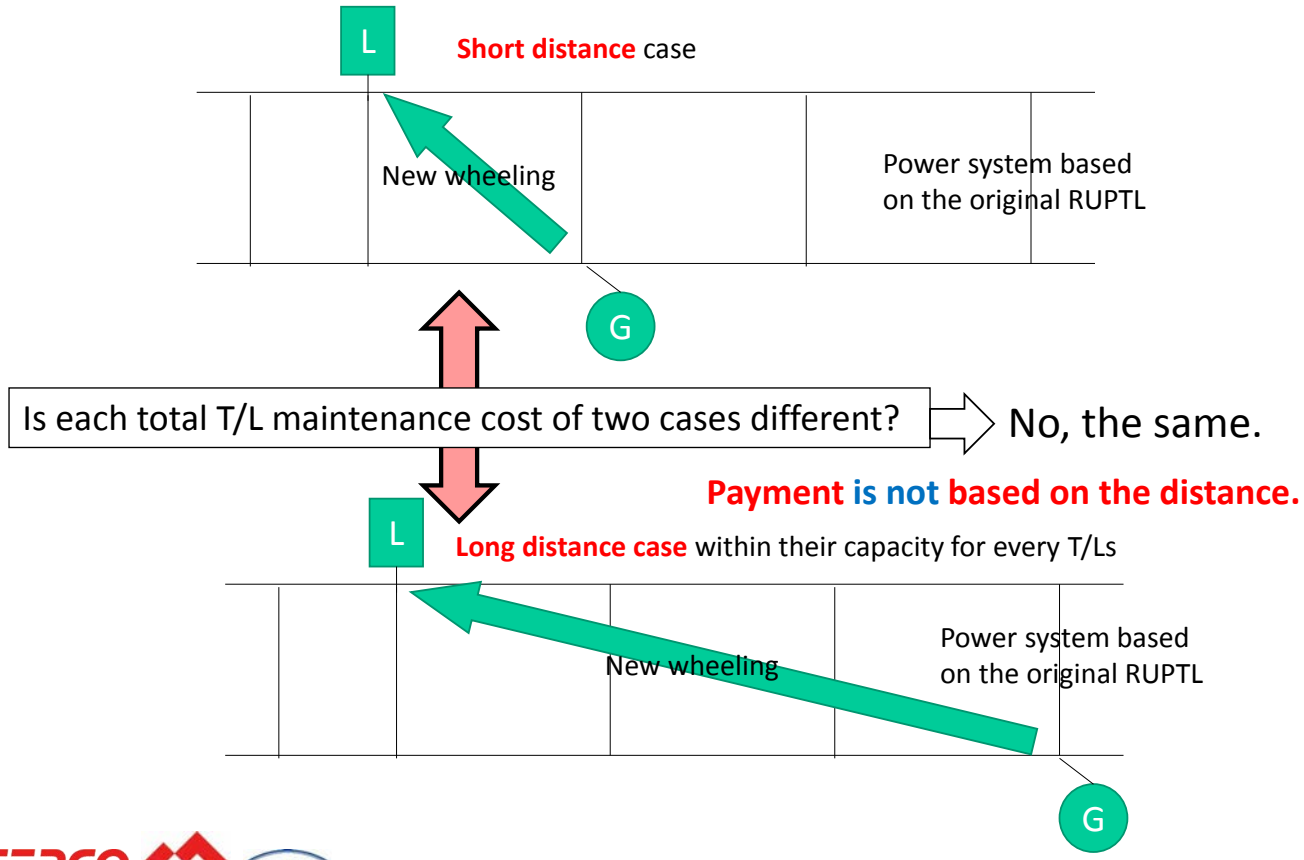


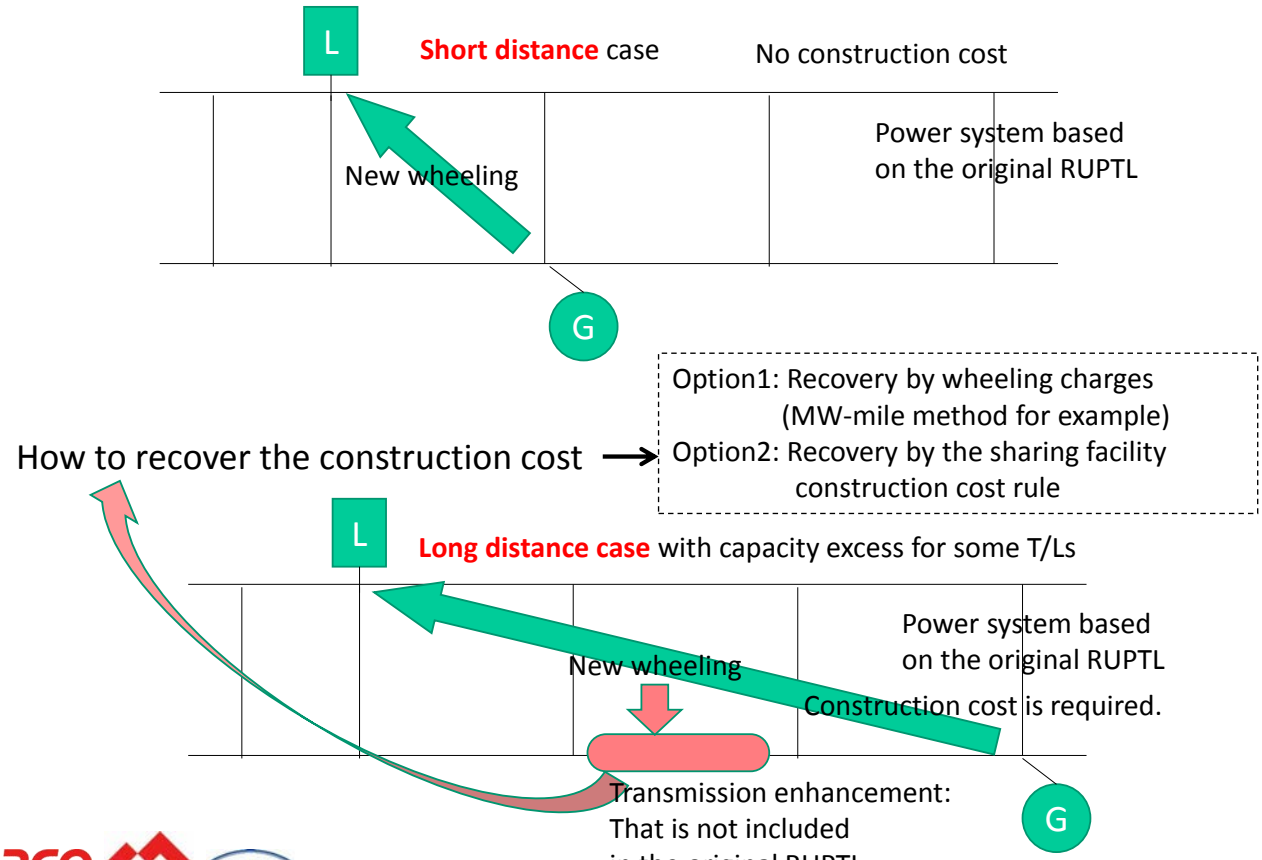
Power Wheeling Tariff

1 Introduction
2 How to calculate Wheeling Tariff
3 Trial calculation result examples of Wheeling Tariff in Indonesia
4 The reason why we propose the postage stamp method
(Comparison to MW-mile method)

5 The reason why we propose the sharing facility construction cost rule

(Case study)





Option 1 ;

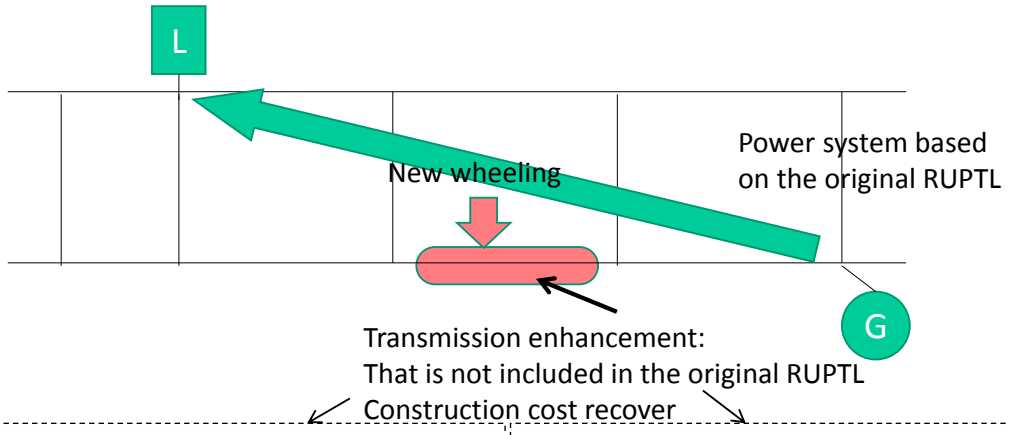
[Recovery by wheeling charges]

1. **PLN constructs transmission reinforcement .**
2. **The wheeling start.**
3. **The wheeling user pays wheeling charge which include facility construction cost. (MW-mile Method)**
4. **Construction cost recovery takes at least around 10 years .**

Option 2 ;

[Recovery by the sharing facility construction cost rule]

1. **The wheeling user pay facility construction cost. (Cost recovery is completed.)**
2. **PLN constructs transmission reinforcement .**
3. **The wheeling start.**
4. **The wheeling user pays same wheeling charge as the other users. (Postage Stamp Method)**



Option 1 ;

[Recovery by wheeling charges]

(MW-mile Method)

Recovery takes at least around 10 years after starting the wheeling.

Option 2 ;

[Recovery by the sharing facility construction cost rule]

Recovery has been completed before starting the wheeling.

◎

- **Securing Power System Reliability in Power Wheeling**

  – The sharing facility construction cost rule is superior than the wheeling charge (MW-mile method for example)

  ✓Effect to avoid the long distance of wheeling is strong.

  ✓Impact on the financial of the T&D organization (PLN) is small.

Thank you for your attention.

Power Wheeling:

its legal framework & Standard Operational Procedure (SOP)

May 27th, 2016

JICA Study Team
Takashi WAKABAYASHI (TEPCO Power Grid)

Why introduce Power Wheeling to Indonesia ?

We guess:

【MEMR】

- 35GW power generation development necessary by 2019 with public & private funding
- Development of private generation to supply domestic industrial consumers
- Build new industrial zones in rural area & remote islands (rural electrification, industry enhancement)

【PLN】

- Less power purchase obligation including fuel procurement cost risk
- Less debt on the balance sheet as IPP generators
- Less initial investment for distribution facility (if PLN allows private company to do so)
- Build new industrial zones in rural area & remote islands (industry enhancement, rural electrification)
- Reduce the congestion in transmission network by increasing local generation &consumption

Power wheeling scheme can be designed to enable:

- PPU to exercise a new business arrangement
- T&D companies to earn wheeling fee by lending their T&D facility for other entity's power supply.
- (future) customers to select their electricity supplier

Power Wheeling Road Map (proposed)

Establishing efficient & reliable network to deal with new 35GW generation & electrification

Open & de-regulated electricity market for optimized electricity business

◆ Up to 2017 (Policy design)

- MEMR enacts **wheeling tariff**
- MEMR approves **Wheeling Provisions**.
- PLN develops the specifications of the **energy measurement system** and installs them for power wheeling to monitor the power balance between power generation and its consumption.
- Network service center is established in PLN
- PLN Organizational re-configuration for fair treatment

◆ Up to 2019 (Preliminary introduction with social study)

- Social experiment of initial power wheeling scheme with projects of selected candidate retailers with Wilayah Usaha to select their suppliers.
- Criteria for "Wilayah Usaha" awarding will be clarified and amended to introduce de-regulation of the electricity market in future
- Feasibility study is done about using PLN's power wheeling scheme for power import and export as cross boundary trade.

◆ From 2019 to 2030(?) (Future De-regulated open market)

- Electric Power market for large power consumers
- Allow large independent power customers (e.g. new industrial zones or commercial buildings) to select their power suppliers freely to boost national economic efficiency.
- PLN Power Grid outsources ancillary service to market player(s).
- Cross boundary trade with Power wheeling scheme

Legal Framework: Current

Law No.30/2009
GR No.14/2012&23/2014,
MR No.01/2015

・Included wheeling scheme

- License (*IUPTL*)
  - MR No35/2013:Procedure
- *Wilayah Usaha*
  - MR No.28/2012:Application Procedure,No.1: Supply Coordination
- PPA
  - MR No.1/2015: Joint Utilization of Electric Power Network price
- Electricity Tariff
  - MR No.3/2015:Tariff of electric power of PLN

MEMR must control future electricity market to be maintained as:

1. Reliable (=sufficient capacity,35GW) and universal (=everywhere)
2. Efficient (=less cost, along with ADB's effort)
3. Operated in a fair manner (= open-market for prospective business chances in Indonesia)

ADB: Asian Development Bank

Fundamental license & approvals for new electricity business

- All electricity supply business entities must acquire an electricity supply business license, an *IUPTL*, from the local government or MEMR, as MEMR's regulation stipulates.
- If the electricity supply business entity distributes electricity to public customers, the entity must be approved by MEMR to supply electricity to a particular business area, termed a *Wilayah Usaha*.
- Most business areas now belong to PLN with some exceptions
- Based on this business area ownership situation, if a new business entity developing a new industrial zone newly acquires a business zone, the business zone approval can only be obtained in the following circumstances, as MR No.28/2012 stipulates. MEMR can assign a technical team to assess the technical feasibility of the establishment of business zone.(MR No.07/2016)

Revised

a. Such area has not been reached by the existing business area holder
b. The existing holder of the business area is incapable of providing the electric power or an electric power distribution network with of good quality and reliability; or
c. The existing holder of the business area returns, in part or in whole, the business area to the Minister of MEMR.

Proposed Legal Framework for power wheeling

Law No.30/2009
GR No.14/2012&23/2014,
MR No.01/2015

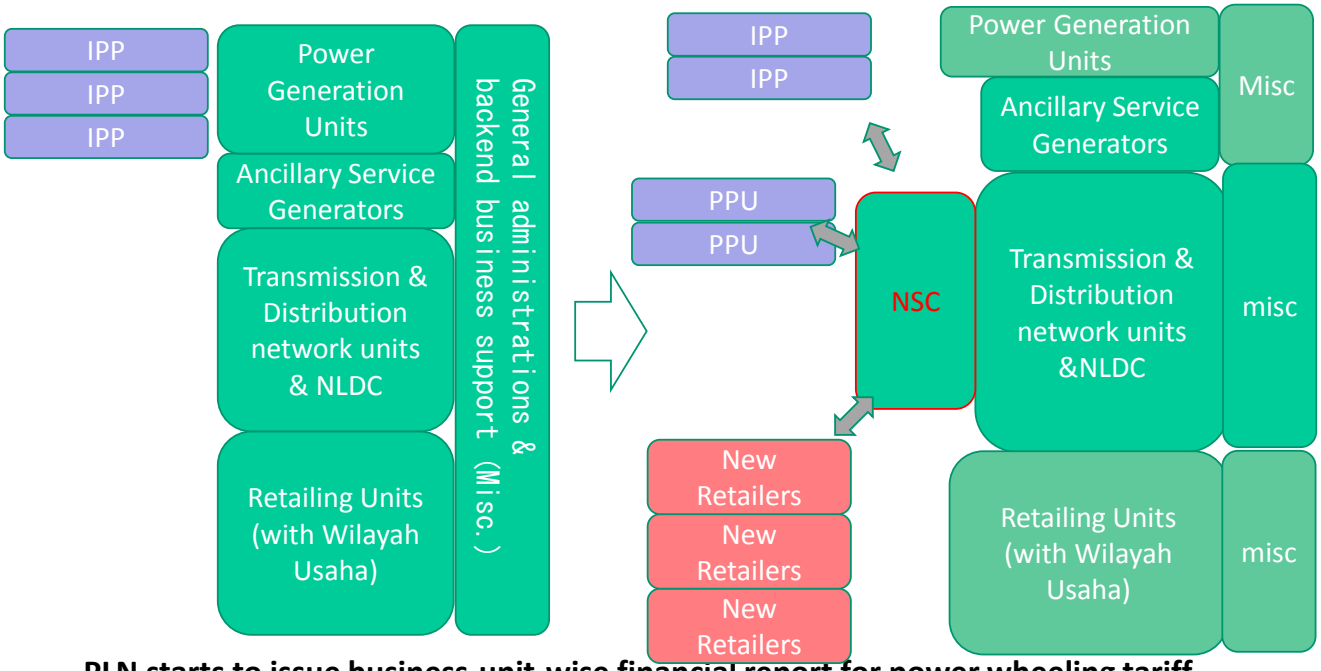
・Included wheeling scheme

amendments: BtoB contract basis to an universal service,no-bidding required for power transaction among IUPTL holders

- **Power Wheeling** — NEW → MR No /20xx :Procedure
  - NEW
    - Fairness, Unbundling(NSC)
    - Rights & Obligations for MEMR,PLN, & Retailers
    - Cost allocation policy (ancillary, connection & expansion cost)
- **License (*IUPTL*)** — MR No35/2013:Procedure → Amendment → One-stop standard procedure for power wheeling scheme
- **Wilayah Usaha** — MR No.28/2012:Application Procedure,No.1: Supply Coordination
- **Power Wheeling Charge** — Amendment → Power Wheeling tariff, & Contract agreement — MR No.1/2015: Joint Utilization of Electric Power Network price
- **Electricity Tariff** — MR No.3/2015:Tariff of electric power of PLN

GR: Government's regulation, MR: MEMR's regulation, NSC: network Service Center

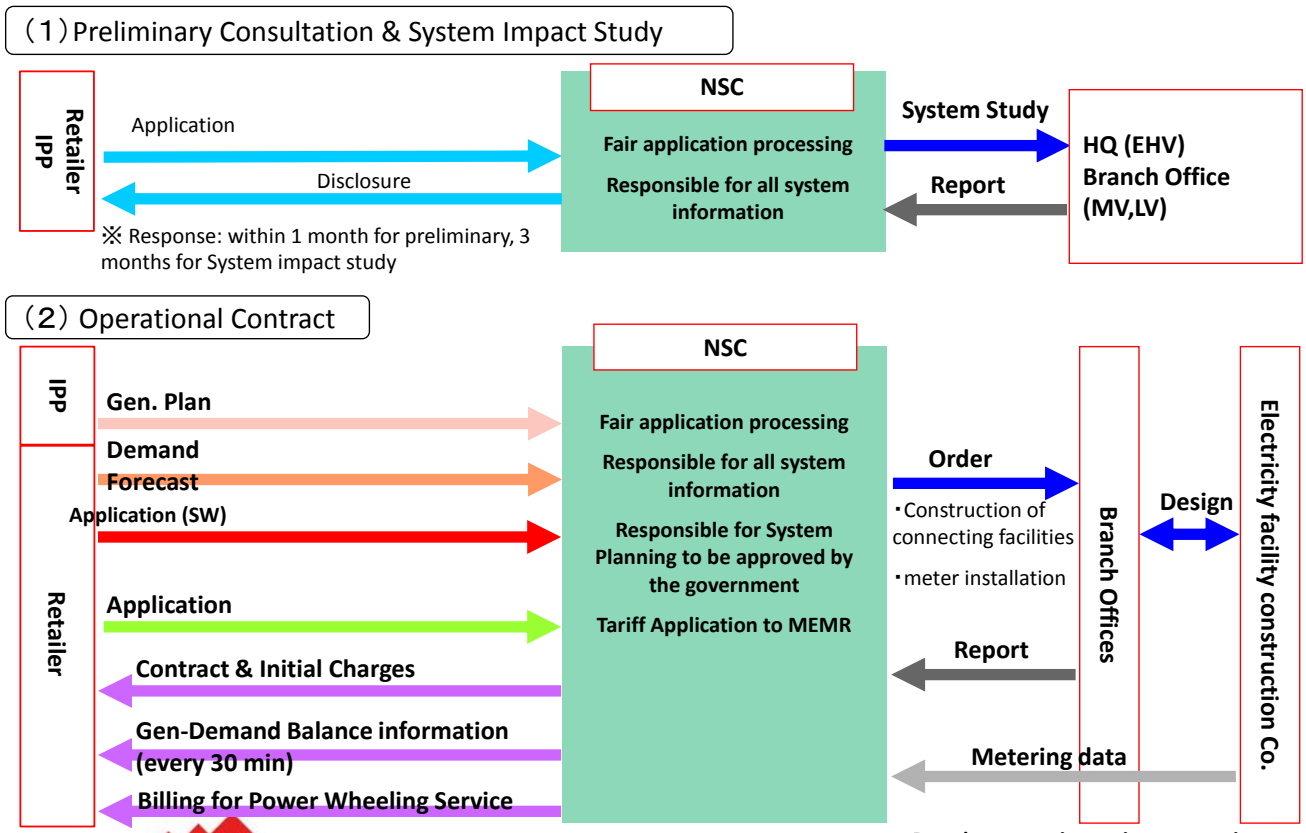
PLN's role models for Power Wheeling



- **PLN starts to issue business-unit-wise financial report for power wheeling tariff calculation.**
- **PLN treat all generation entities and retailers (including PLN departments) in a fair manner by establishing a liaison & representative department: Network Service Center**

NSC: network service center, NLDC: National Load Dispatching Centre

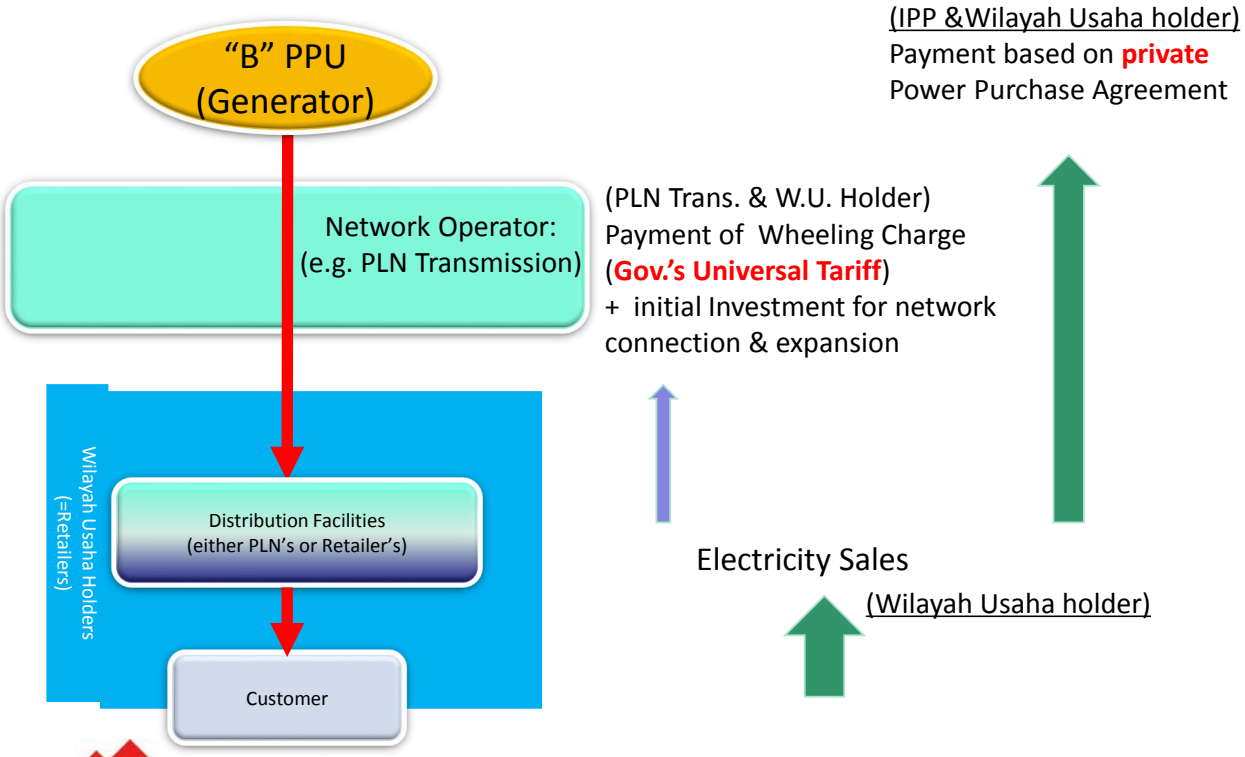
PLN's fair business transaction: Network Service Center



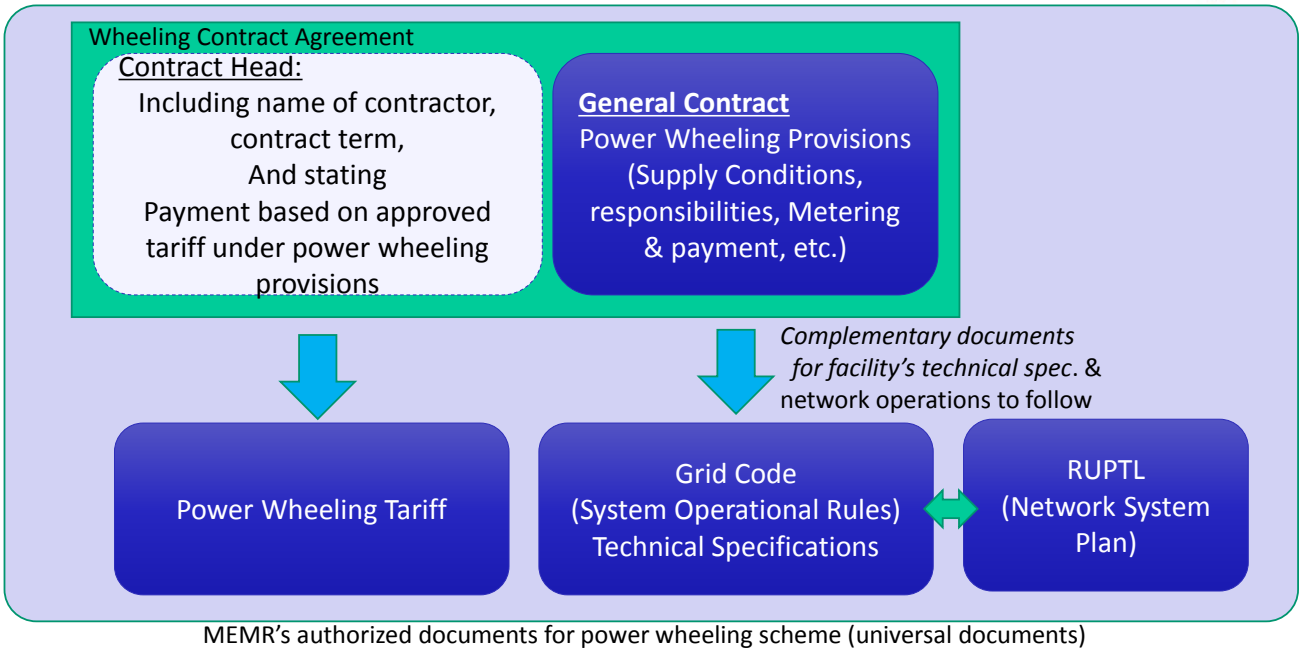
©TEPCO Power Grid, Inc. All rights reserved

Power Wheeling Scheme and its Contracts Proposed

Assumption: "A" retailer wants to supply an industrial zone by purchasing "B" company's (IPP) electricity and PLN's power wheeling



Structure for Power Wheeling Universal Tariff



MEMR's authorized documents for power wheeling scheme (universal documents)

Power Wheeling must be fair every business entity, thus the contract to be fair, open, and reasonable.

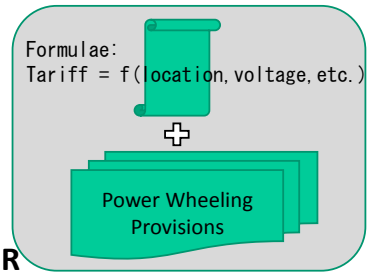
MEMR must approve any changes in the contract terms, tariff system, and Grid Code. RUPTL will incorporate retailers' projects with power wheeling scheme.

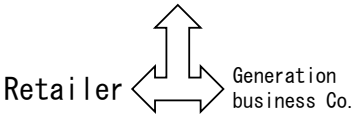
Wheeling System Policy

All legal authority for wheeling system belongs to MEMR.

- **Wheeling Tariff (= approval of tariff calculation formula, and the numbers used for the calculation)**
  - **Unique set of calculation formulae for wheeling tariff shall be applied to all wheeling scheme users for its fairness**
  - **PLN, other IUPTL holders can propose the reform of the applied calculation formulae, MEMR rejects/approves after public hearings and technical, financial, and political investigations.**
- **Power Wheeling Contract Agreement**
  - **Power Wheeling Contract agreement shall be approved by MEMR in advance**
  - **Power Wheeling Contract agreement shall be closed between retailer and PLN (transmission) based on the standard contract condition.**
  - **All power wheeling contract agreement shall be examined by MEMR to secure its fairness**
  - **PLN, other IUPTL holders can propose the amendment of the contract provisions, MEMR rejects/approves after public hearings and technical, financial, and political investigations.**

MEMR approves an unique set of contract basis

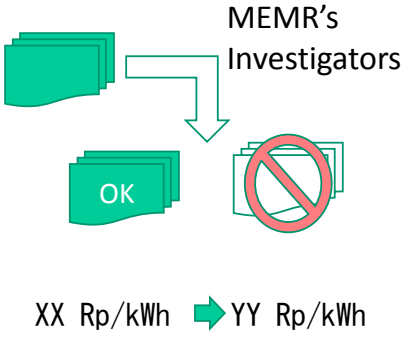




MEMR: Power Wheeling Tariff Approval

(Example Tariff Model)
- Universal tariff in every island
- postage stamp
- cost includes Ancillary Service, Trans. & Dist. costs, reasonable Profits

PLN submits tariff revision proposal to MEMR with:
- Justification, updated Cost breakdown, newest RUPTL, asset breakdown etc.



(Initial setup for tariff model and calculation structure)

a) Tariff approval procedures &

b) Applicable Cost structures and their elements be defined as MR regulatory document after public hearing

c) Criteria for cost evaluation will be developed internally in MEMR

(Request for tariff change)

PLN can propose the tariff revision (usu. increase)
- **with evidences for cost breakdown**
- **At least one year after the last tariff revision**

(Revision of tariff model & tariff calculation structure)

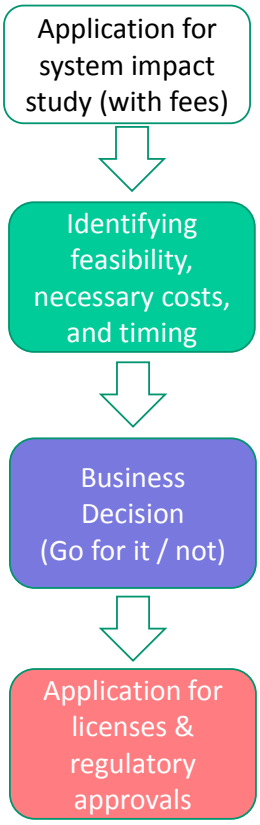
Retailers and PLN can propose the revision

MEMR's investigation on tariff revision proposal along with hearings with PLN and stakeholders, public hearings

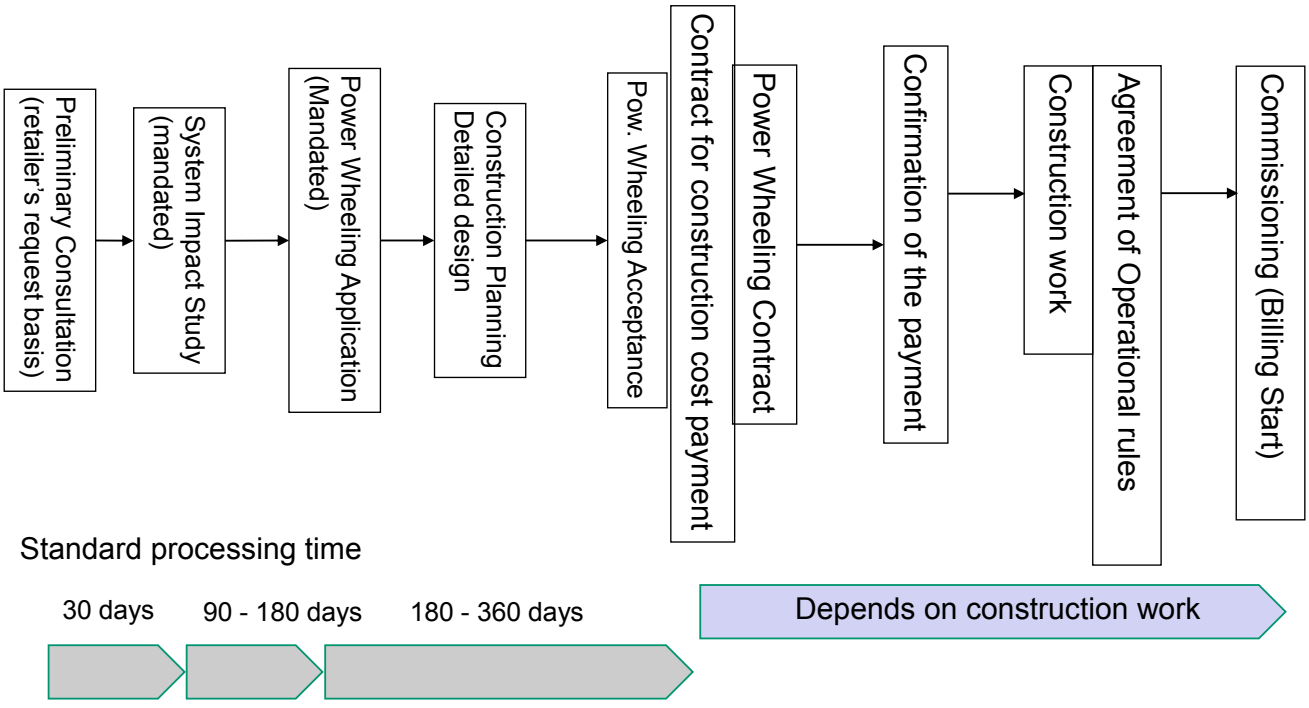
SOP for Retailer: Application Steps

Assumption: The facility installation cost and necessary system expansion cost must be borne by New retailers.

1) System impact study of the new power wheeling tells the applicant estimation cost for grid connection, as their initial cost, and estimated commissioning date
2) Then the applicant must study their business feasibility with these estimated costs and project duration provided by PLN transmission
3) MEMR must monitor PLN's estimated costs for facility connection and expansions, and also project duration for the scheme's fairness and conformance to RUPTL and existing project plans.
4) If the applicant believes the business plan positive, they must go forward to acquire Wilayah Usaha, IUPTL, and relevant government licenses & approvals.



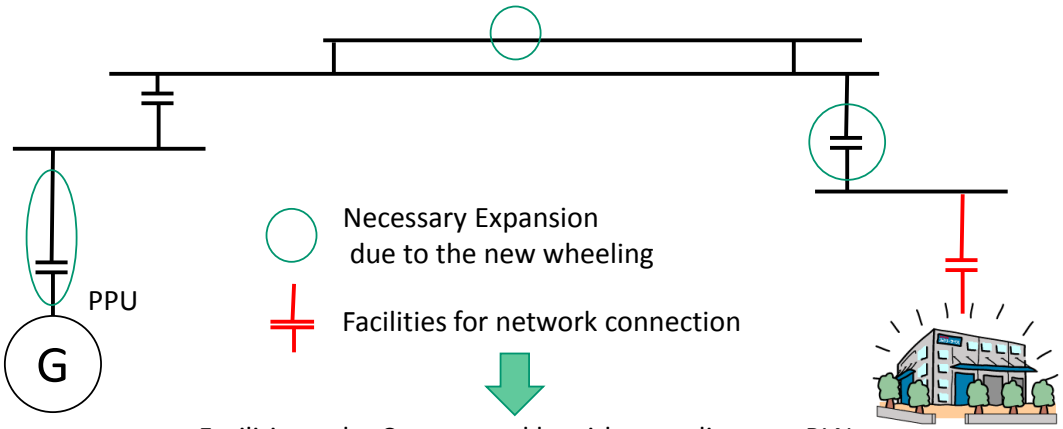
SOP for Retailer: Application Steps



* Depending on projects, degree of impact, availability, and number & capacity of Engineers

System Impact Study & RUPTL

* single line represents 2 cct.



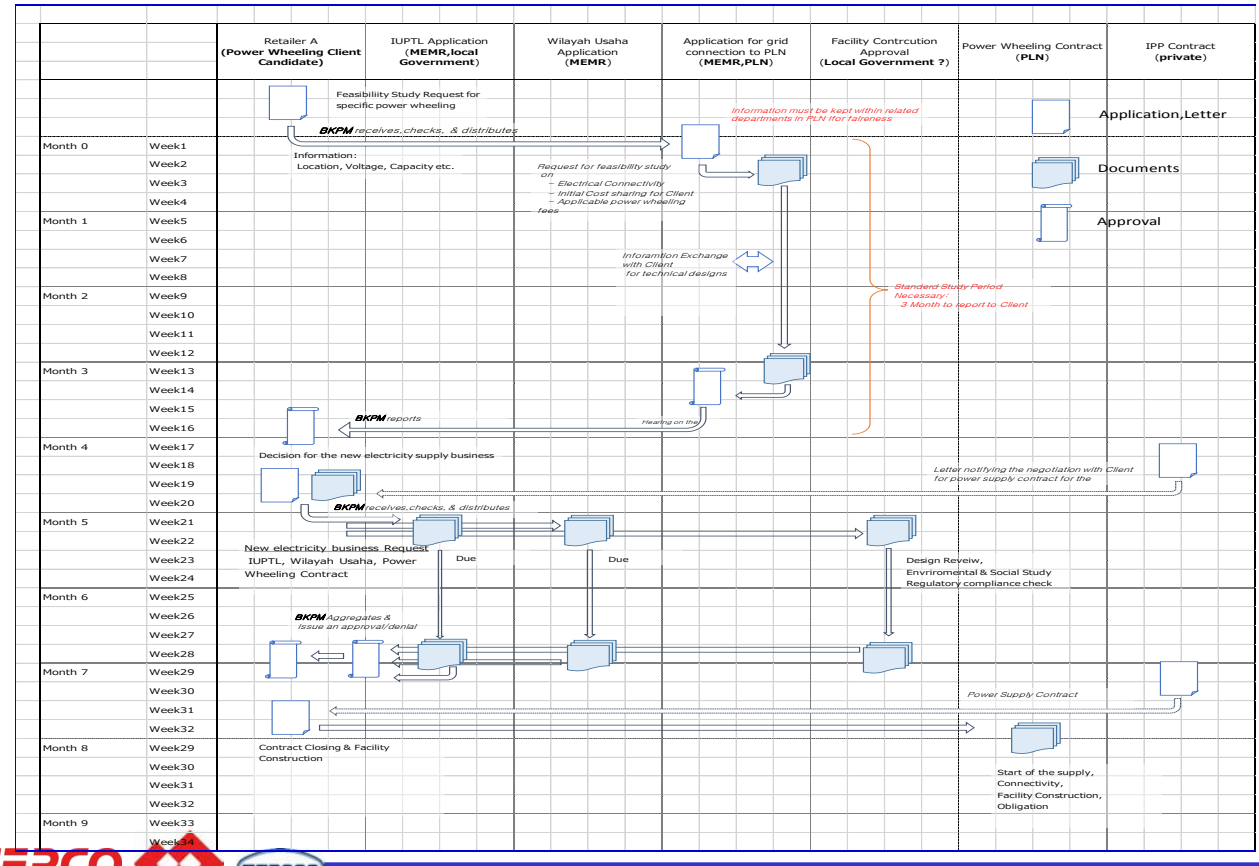
Facilities to be Constructed by either applicant or PLN,
And costs to be borne by Applicant (Retailer)

Once the power wheeling impact study requested, PLN investigates necessary network expansion to maintain whole network security, and evaluate necessary costs.

If the necessary expansion requires MEMR's RUPTL approval, the impact study report can be preliminary one. Instead, PLN informs the applicant company that RUPTL approval is mandated along with evaluated costs and project duration.

PLN (PLN NSC) will revise RUPTL based on not only PLN's network plan but also feasible power wheeling study for the plan's better precision. ⇨ Cost sharing rules are necessary (future study components)

Draft Wheeling SOP(Standard Operating Procedure) in Indonesia



Summary (1)

To introduce Power Wheeling Scheme in Indonesia,

1) **Indonesian power network must be expanded and maintained in a healthy and efficient condition while satisfying increasing demand by fulfilling 35GW plan.**
2) **MEMR must lead every stakeholders in power supply market to prosperous future while carefully maintaining network's capacity, reliability, and efficiency.**
3) **Thus, the proposed power wheeling scheme is designed to let MEMR**
   1) Approve tariff and conditions for Power Wheeling, which is universal
   2) monitor necessary business transactions including Wilayah Usaha approval
   3) develop proper network plan (RUPTL) along with PLN's vast knowledge.

Summary (2)

- **The current Law No.30/2009, and GR No.14/2012&23/2014 already incorporate fundamental framework for Power Wheeling**
- **New framework proposed**
  - System Impact Study to estimate new business' cost for connection facilities and necessary network expansions
  - Re-organization of PLN structure to implement fair treatment of every business entity.
  - Power wheeling tariff formula can be anything, but start with postage stamp system for its simplicity
- **Necessary amendments proposed:**
  - Change in Power Wheeling Scheme : (current) Business to Business scheme with negotiable price to (future) universal tariff for its fairness.
  - IUPTL approval timing due to the introduction of System impact study: Enable companies without IUPTL can apply the system impact study to PLN for possible Power Wheeling Business
  - Changes in IUPTL holder's obligation: retailer can contract PPU without bidding process