

インドネシア共和国

国有電力会社 (PT. PLN)

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

ファイナルレポート

平成 25 年 6 月

(2013 年)

独立行政法人国際協力機構 (JICA)

東京電力株式会社

日本工営株式会社

東大
CR(10)
13-022

目 次

要約	S-1
第1章 序論	1-1
1.1 調査の背景・目的.....	1-1
1.1.1 調査内容.....	1-1
1.1.2 調査対象地域.....	1-1
1.1.3 相手国実施機関.....	1-1
1.1.4 調査スケジュール概要.....	1-1
1.2 調査の方法	1-2
1.3 調査実施体制.....	1-3
第2章 インドネシアの系統運用に関わる組織制度	2-1
2.1 電力供給に関わる政策・法体制.....	2-1
2.1.1 電力政策.....	2-1
2.1.2 電気事業関連法.....	2-1
2.2 グリッドコードにおける電圧運用の規定.....	2-2
2.2.1 グリッドコードの目的.....	2-2
2.2.2 系統利用者の満たすべき指標.....	2-2
2.2.3 送電システム接続手順.....	2-3
2.2.4 まとめ	2-4
2.3 組織体制	2-4
2.3.1 電力分野に関連する政府機関.....	2-4
2.3.2 国有電力会社 PLN	2-5
2.3.3 P3B JB	2-6
2.3.4 系統運用体制.....	2-6
2.4 計画・予算	2-7
2.4.1 P3B JB の損益計算書.....	2-8
2.4.2 P3B JB の貸借対照表.....	2-8
2.4.3 まとめ	2-9
2.5 運営・維持管理能力.....	2-9
2.5.1 P3B JB の要員	2-9
2.5.2 P3B JB の管理運営設備.....	2-10
2.5.3 P3B JB の設備運用実績.....	2-11
2.5.4 まとめ	2-12
第3章 現状のジャカルタ系統の電圧運用.....	3-1
3.1 系統設備の主仕様.....	3-1

3.1.1	500kV 送電線.....	3-1
3.1.2	500/150 kV 変圧器.....	3-1
3.1.3	調相設備.....	3-1
3.2	調相設備の容量、設置箇所.....	3-2
3.2.1	PLN によるコンデンサ設置計画.....	3-2
3.2.2	PLN におけるコンデンサ設備増設工事の仕様.....	3-7
3.3	発電所の電圧調整方法.....	3-9
3.3.1	発電機の電圧制御方式.....	3-9
3.3.2	昇圧用変圧器のタップ運用.....	3-9
3.3.3	電圧調整方法.....	3-10
3.4	変電所の電圧調整方法.....	3-11
3.4.1	変圧器タップの調整方法.....	3-11
3.4.2	電力用コンデンサの運用方法.....	3-11
3.4.3	補償リアクトルの運用方法.....	3-11
3.5	系統監視制御.....	3-12
3.5.1	系統監視システム.....	3-12
3.5.2	給電情報の収集.....	3-12
3.5.3	機器の運転制限値.....	3-12
3.6	ジャカルタ系統の運用実績.....	3-13
3.6.1	設備概要.....	3-13
3.6.2	電力系統の現況.....	3-15
3.7	電源計画と需給見通し.....	3-28
3.8	送変電設備計画.....	3-35
第4章	現状のジャカルタ系統の解析モデルと分析.....	4-1
4.1	系統モデルの設定条件.....	4-1
4.1.1	発電機.....	4-2
4.1.2	変圧器.....	4-2
4.1.3	送電線.....	4-2
4.1.4	調相設備.....	4-3
4.1.5	負荷.....	4-3
4.1.6	系統構成.....	4-3
4.2	モデルの有効性（解析結果）.....	4-4
4.2.1	電圧低下状況の照合.....	4-4
4.2.2	500 kV 変電所ブロックの無効電力収支.....	4-12
4.2.3	PV カーブ分析.....	4-14

第5章	至近年のジャカルタシステムの解析モデルと分析(2015年)	5-1
5.1	調相設備の設置検討	5-1
5.1.1	必要な調相設備設置量	5-1
5.1.2	変電所のスペース	5-10
5.1.3	設置箇所の候補	5-13
5.1.4	据付費用	5-27
5.2	効果の確認	5-29
5.2.1	電圧改善度合い	5-29
5.2.2	無効電力バランス	5-30
5.2.3	PVカーブ分析	5-31
5.2.4	送電ロス低減	5-38
5.2.5	夜間の電圧状況	5-39
第6章	将来のジャカルタシステムの分析と長期的な電圧維持対策(2021年)	6-1
6.1	調相設備の設置検討	6-1
6.1.1	有効電力負荷の想定	6-1
6.1.2	無効電力負荷の想定	6-1
6.1.3	発電機運転状態の想定	6-2
6.1.4	系統構成	6-3
6.1.5	電圧クライテリア	6-3
6.1.6	調相設備増設の検討結果	6-3
6.2	効果の確認	6-4
6.2.1	電圧改善度合い	6-4
6.2.2	無効電力バランス	6-5
6.2.3	電圧安定維持限界需要に対する効果確認	6-6
6.2.4	N-1事故時の電圧安定維持限界需要に対する効果確認	6-7
6.2.5	Region間連系線による電圧限界管理について確認	6-10
6.2.6	送電ロス低減	6-12
6.3	発電所設置の効果	6-13
6.4	送変電設備設置の効果	6-16
6.5	潮流増加に対する調相設備設置の効果	6-18
第7章	電圧低下対策案	7-1
7.1	調相設備	7-1
7.2	新たな電圧制御方式の導入	7-1
7.2.1	新たな電圧制御方式導入の必要性	7-1
7.2.2	個別VQC制御方式	7-1

7.2.3	中央 VQC 制御方式	7-5
7.3	系統監視制御	7-6
7.3.1	電圧監視	7-6
7.3.2	遠方監視用テレメータおよび電圧制御装置の導入時の補正について	7-6
7.3.3	検出電圧の随時の補正について	7-6
7.4	フェーザー計測装置 (PMU) の適用について	7-6
7.5	同期調相機	7-9
7.6	電圧低下対策案	7-9
第 8 章	電圧低下事故により想定される経済・産業活動へ与える影響	8-1
8.1	影響評価の目的	8-1
8.2	調査対象・方法	8-1
8.3	調査項目	8-1
8.4	調査結果	8-1
8.4.1	工業団地内の工場	8-1
8.4.2	工業団地管理事務所	8-2
8.4.3	IPP 事業者	8-3
8.4.4	まとめ	8-4
8.5	考察	8-4
8.5.1	インドネシア国内の日系企業	8-4
8.5.2	インドネシア国進出時の検討事項	8-4
8.5.3	まとめ	8-5
第 9 章	電圧低下対策導入効果に係る技術・経済面からの比較検討	9-1
9.1	各電圧対策案の費用	9-1
9.2	各電圧対策案による便益	9-3
9.3	各電圧対策案の技術面からの比較検討	9-4
第 10 章	提言	10-1
10.1	調相設備の設置	10-1
10.2	電圧制御・系統監視機能	10-1
10.2.1	発電所・変電所における電圧調整	10-1
10.2.2	電圧制御装置の適用	10-2
10.2.3	系統監視機能	10-2
10.3	設備データの整備	10-3
10.4	調相設備計画の定期的な策定・見直し	10-3
10.5	ジャカルタ近郊の発電所・送電線建設	10-4
10.6	周波数変動状況の把握と対策案の提言	10-4

10.6.1	監視諸量について.....	10-4
10.6.2	瞬動予備力の確保について.....	10-5
10.6.3	周波数調整方式について.....	10-6
10.6.4	発電機の制約条件の把握について.....	10-7
付 録	A-1
用 語 集	A-48
ワークショップ及び研修セミナー資料	A-49

目 次

図 1.1	調査コンセプト.....	1-2
図 1.2	調査実施体制.....	1-3
図 2.1	インドネシア国電力セクターに関連する政府機関.....	2-4
図 2.2	MEMR 組織図の概要.....	2-5
図 2.3	PLN 組織図の概要.....	2-5
図 2.4	P3B JB の組織図.....	2-6
図 2.5	ジャワ・バリ系統の電力供給体制.....	2-7
図 2.6	ジャワ・バリ系統の運転区分.....	2-7
図 3.1	新規コンデンサ設置候補のうち現地調査を実施した変電所.....	3-5
図 3.2	Plogadung 変電所でのコンデンサ撤去工事状況.....	3-6
図 3.3	Kenbangan 変電所 コンデンサ撤去後の新規設置工事箇所.....	3-7
図 3.4	コンデンサバンク接続方法の優先順位.....	3-8
図 3.5	2012 年ジャワ・バリ系統図.....	3-14
図 3.6	日負荷需要曲線(2011 年 9 月 28 日).....	3-15
図 3.7	典型的な地域別日負荷需要曲線.....	3-15
図 3.8	周波数制御ルール.....	3-16
図 3.9	ジャワ・バリ系統の周波数分布.....	3-16
図 3.10	500kV 変電所における電圧運用状況.....	3-19
図 3.11	規定値電圧以下の 150kV, 70 kV 変電所分布.....	3-19
図 3.12	実測電圧・電力潮流 (2012 年 10 月 18 日).....	3-20
図 3.13	送電ロスの推移.....	3-24
図 3.14	Bekasi500kV 変電所での電圧低下と Region-2 から Region-1 への流入潮流量、 Region -1 需要との相関関係.....	3-24
図 3.15	Region-1 内発電所の 1 日における端子電圧と供給無効電力の推移 (上段：ユニット 3、下段：ユニット 6).....	3-27
図 3.16	Region-1 の一日における 500 kV 変電所の母線電圧推移.....	3-28
図 3.17	最大需要と発電力の実績.....	3-30
図 3.18	燃料別の発電容量構成の推移.....	3-31
図 3.19	発電の種類別のシェア.....	3-32
図 3.20	最大需要と発電容量の予想.....	3-34
図 3.21	ジャカルタ周辺系統の系統増強計画【RUPTL2011-2020 ベース】.....	3-36
図 4.1	モデルに用いた 2012 年 10 月 17 日 14:30 断面の潮流図.....	4-1
図 4.2	電圧プロファイル (ジャワ・バリ系統 500 kV 変電所).....	4-5

図 4.3	Region 1 の 500/150 kV 変電所の電圧比較結果 (上段：500 kV 母線、下段：150 kV 母線)	4-6
図 4.4	ジャカルタ・バンテン州(Region 1)の 500 kV 系統潮流計算結果	4-8
図 4.5	西ジャワエリア(Region 2)の 500 kV 系統潮流計算結果	4-9
図 4.6	中部ジャワエリア(Region 3)の 500 kV 系統潮流計算結果	4-10
図 4.7	東部ジャワエリア(Region 4)の 500 kV 系統潮流計算結果	4-11
図 4.8	PV カーブ分析結果 (左：健全時、右：N-1 事故時)	4-14
図 4.9	PV カーブ分析結果	4-15
図 4.10	N-1 事故区間とジャカルタ限界需要の相関	4-15
図 4.11	500 kV ジャワ・バリ系統潮流図(2012 年 10 月 17 日 14:30)	4-16
図 4.12	500/ 150 kV ジャワ・バリ系統潮流図 (Region-1, 2012 年 10 月 17 日 14:30)	4-17
図 5.1	2 次側から 1 次側への補正方法	5-2
図 5.2	PQ 関連式の算出フロー	5-2
図 5.3	2015 年のジャワ・バリ 500kV 系統図	5-6
図 5.4	150kV 調相設備の設置例	5-11
図 5.5	アクセス道路	5-12
図 5.6	ケーブルによる調相設備の接続例 (66 kV 40 MVar)	5-12
図 5.7	調相設備接続に係わる単線結線図	5-13
図 5.8	第二次調査で訪問したジャカルタ首都圏の変電所の位置関係	5-14
図 5.9	150/20 kV Cikupa 変電所全景	5-15
図 5.10	Cikupa 変電所における調相設備の配置計画 (案)	5-16
図 5.11	調相設備接続に係わる Cikupa 変電所の単線結線図	5-16
図 5.12	Karet Lama 変電所および Karet Baru 変電所全景	5-17
図 5.13	Karet Lama 変電所における調相設備の配置計画	5-18
図 5.14	調相設備接続に係わる Karet Lama 変電所の単線結線図の一例	5-18
図 5.15	変電所敷地内の遊休地	5-19
図 5.16	Karet Baru 変電所における調相設備の配置計画 (案)	5-20
図 5.17	調相設備を考慮した Karet Baru 変電所の単線結線図	5-20
図 5.18	コンデンサ設置工事時の必要用地イメージ図	5-21
図 5.19	154/66kV 空気絶縁変電所 (AIS) (既存)	5-22
図 5.20	150kV GIS と変圧器新設のための 66kV AIS フィーダ撤去 (第 1 段階) ...	5-22
図 5.21	設備導入と 150kV AIS 撤去 (第 2 段階)	5-23
図 5.22	新規 150kV GIS、変圧器及び 66kV GIS フィーダ (第 3 段階)	5-23
図 5.23	新規 GIS 変電所設置 (完了段階)	5-24

図 5.24	150 kV 缶タイプとタンクタイプの寸法比較	5-25
図 5.25	150 kV 缶タイプとタンクタイプの寸法比較	5-25
図 5.26	Plogadung 変電所におけるケーブル構内連絡設計の事例	5-26
図 5.27	東京電力におけるケーブル構内連絡設計事例と隠蔽型機器設置	5-26
図 5.28	電力用コンデンサ追加前後の電圧プロファイルの比較	5-29
図 5.29	電力用コンデンサ追加前の各地域の無効電力バランス	5-30
図 5.30	電力用コンデンサ追加後の各地域の無効電力バランス	5-31
図 5.31	設備健全時の PV カーブ (2015 年、シナリオ 1)	5-32
図 5.32	設備健全時の PV カーブ (2015 年、シナリオ 2)	5-33
図 5.33	コンデンサ増設前後の 500kV 送電線の N-1 事故時の限界需要の比較 (シナリオ 1)	5-34
図 5.34	コンデンサ増設前後の 500kV 送電線の N-1 事故時の限界需要の比較 (シナリオ 2)	5-35
図 5.35	Pattern1 における電源設定	5-37
図 5.36	電源設定の各ケースにおける限界需要時の連系線潮流	5-38
図 5.37	ジャカルタピーク時とオフピーク時の 500 kV 電圧比較	5-40
図 6.1	2021 年の想定する系統構成	6-3
図 6.2	2021 年 コンデンサ増設前後の 500 kV 電圧プロファイル	6-4
図 6.3	コンデンサ増設前の 2021 年リージョン別の無効電力バランス	6-5
図 6.4	コンデンサ増設後の 2021 年リージョン別の無効電力バランス	6-5
図 6.5	ジャカルタ需要と各変電所 500 kV 母線電圧の変化	6-6
図 6.6	ジャカルタおよびジャワ島西部の合計需要と各変電所 500 kV 母線電圧の 変化	6-7
図 6.7	2021 年 500 kV 送電線 1 回線事故時のジャカルタ限界需要のコンデンサ 増設前後の比較	6-8
図 6.8	2021 年 500 kV 送電線 1 回線事故時のジャカルタおよびジャワ島西部の 限界需要のコンデンサ増設前後の比較	6-9
図 6.9	潮流変化パターン別の電圧安定限界需要とそのときの各連系潮流	6-10
図 6.10	潮流変化パターン別の限界需要	6-11
図 6.11	パターン別の Region 2→1 連系潮流	6-11
図 6.12	パターン別の Region 3→2 連系潮流	6-12
図 6.13	パターン別の Region 4→3 連系潮流	6-12
図 6.14	検討対象とする発電所の地点	6-14
図 6.15	検討対象とする送変電設備の地点	6-17

図 6.16	Region2 以東の潮流増加に対する調相設備設置の変電所別の効果 (シナリオ 1).....	6-20
図 6.17	Region2 以東の潮流増加に対する調相設備設置効果の比較的高い地点 (シナリオ 1).....	6-20
図 6.18	Region3 以東からの潮流増加に対する調相設備設置の変電所別の効果 (シナリオ 2).....	6-21
図 6.19	Region3 以東からの潮流増加に対する調相設備設置の効果の比較的高い地点 (シナリオ 2).....	6-21
図 7.1	個別 VQC 方式の概念図	7-2
図 7.2	個別 VQC による電圧制御の概要	7-2
図 7.3	個別 VQC の動作特性の例	7-3
図 7.4	個別 VQC による電圧調整パターンの例	7-3
図 7.5	PSVR 制御の概要.....	7-4
図 7.6	モデル系統と PSVR と AVR の制御特性	7-4
図 7.7	中央 VQC 制御方式の概念図	7-5
図 7.8	中央 VQC 制御方式のアルゴリズム例	7-5
図 7.9	WAMPAC の概念図	7-7
図 10.1	周波数範囲と滞在率.....	10-7

表 目 次

表 1.1	調査内容.....	1-1
表 2.1	P3B JB の給電所体制	2-7
表 2.2	P3B JB の損益計算書 (2007-2011)	2-8
表 2.3	賃借対照表 (資産の部)	2-8
表 2.4	賃借対照表 (負債および資本の部)	2-9
表 2.5	収益と固定資産の伸び率.....	2-9
表 2.6	各ユニットの要員の推移 (2007-2011)	2-10
表 2.7	要員の職種内訳 (2008-2011)	2-10
表 2.8	要員の教育レベルの内訳 (2007-2011)	2-10
表 2.9	送電線亘長合計の推移 (2007-2011)	2-10
表 2.10	変電設備合計の推移 (2007-2011)	2-11
表 2.11	電力需要と管理運営設備の増加割合 (2006 年比)	2-11
表 2.12	送電システムに係る設備トラブル (2007-2011)	2-11
表 2.13	トランスに係る設備トラブル (発生箇所別) (2007-2011)	2-11
表 2.14	送電線・母線に係る設備トラブル (電圧階級別) (2007-2011)	2-12
表 3.1	ジャワ・バリ系統における 500 kV 送電設備.....	3-1
表 3.2	ジャワ・バリ系統における 500/150 kV 変圧器容量とインピーダンス	3-1
表 3.3	ジャワ・バリ系統における分路リアクトル(常時投入のみ)	3-2
表 3.4	ジャワ・バリ系統における電力用コンデンサ (既設分)	3-2
表 3.5	増設工事中の電力用コンデンサ.....	3-2
表 3.6	増設が計画されている電力用コンデンサ.....	3-2
表 3.7	ジャワ・バリ系統にすでに設置されているコンデンサ設備とその容量.....	3-3
表 3.8	ジャワ・バリ系統にて設置工事実施中のコンデンサ設備とその容量.....	3-3
表 3.9	ジャワ・バリ系統 1070 MVar 新規コンデンサ配置計画案.....	3-4
表 3.10	コンデンサ設備増設 主要機器仕様一覧.....	3-8
表 3.11	発電所における電圧制御の指令と操作.....	3-10
表 3.12	変電所における電圧制御の指令と操作.....	3-11
表 3.13	ジャワ・バリ系統地域別の電源・負荷割合.....	3-13
表 3.14	変電所変圧器数.....	3-13
表 3.15	送電線延長.....	3-13
表 3.16	周波数変動原因別の周波数の標準値からの逸脱回数 (2012 年)	3-17
表 3.17	規定運転電圧.....	3-17
表 3.18	既定値以下の変電所数(2012 年).....	3-17
表 3.19	電圧低下の著しい 500kV 変電所(2011 年).....	3-18

表 3.20	電圧低下の著しい Region 1 域内 150kV 変電所(2011 年).....	3-18
表 3.21	ジャワバリ系統の変圧器稼働率 (2012 年)	3-22
表 3.22	変圧器過負荷状況(2012 年、500kV 変電所)	3-22
表 3.23	送電線過負荷状況(500kV)	3-23
表 3.24	送電線過負荷状況(150kV)	3-23
表 3.25	Region 別負荷状況	3-25
表 3.26	Region 1 の負荷状況	3-25
表 3.27	Region 2 の負荷状況	3-26
表 3.28	Suralaya 石炭火力発電所無効電力供給範囲	3-27
表 3.29	ジャワ・バリ系統の販売電力量実績	3-28
表 3.30	最大需要と発電力実績	3-29
表 3.31	前回の RUPTL2011-2020 による 2011 年に予定されていた発電容量	3-29
表 3.32	最大需要に対する発電容量の割合の実績	3-30
表 3.33	最大需要に対する発電力の予備率の実績	3-30
表 3.34	2011 年のジャワ・バリの発電所設備容量	3-31
表 3.35	ジャワ・バリ系統の電力需要予測	3-32
表 3.36	2012-2021 年の発電設備計画(1/2)	3-33
表 3.37	2012-2021 年の発電設備計画(2/2)	3-34
表 3.38	ジャワ・バリ系統で必要な送電用設備	3-35
表 3.39	ジャワ・バリ系統で必要な変圧器と変電所	3-35
表 3.40	ジャワ・バリ系統の超高压変電所新設計画【RUPTL2011-2020 ベース】	3-37
表 3.41	ジャカルタ周辺の超高压送電線増強計画【RUPTL2011-2020 ベース】	3-37
表 4.1	2012 年ジャワ・バリ系統解析モデルの主な構成要素	4-2
表 4.2	発電機入力値	4-2
表 4.3	500/150 kV 変圧器容量とリアクタンス(Winding MVA Base)	4-2
表 4.4	送電線インピーダンスと距離	4-3
表 4.5	調相設備データ	4-3
表 4.6	負荷データ	4-3
表 4.7	エリアごとの引用資料	4-4
表 4.8	検証する電圧値、電流値指標 (ベンチマーク)	4-4
表 4.9	Region 1 内 500 kV 変電所電圧比較結果	4-4
表 4.10	Region 1 内 150Kv 変電所電圧比較結果	4-5
表 4.11	ジャワ・バリ系統 Region 間潮流の比較結果	4-6
表 4.12	Region 1 域内無効電力バランス	4-12
表 4.13	Region 1 域内サブシステム間電力融通	4-13

表 5.1	ジャカルタピーク断面の各 Region の有効電力負荷 (2015)	5-1
表 5.2	各母線の PQ 相関式と無効電力の想定結果.....	5-3
表 5.3	負荷の電圧特性.....	5-5
表 5.4	ジャカルタピーク断面の発電機出力 (2015)	5-6
表 5.5	500 kV 送電線の線路定数 単位[ohm].....	5-7
表 5.6	将来分の 500/150 kV 変圧器容量とインピーダンス	5-7
表 5.7	分路リアクトル (2015)	5-8
表 5.8	電力用コンデンサ (2015)	5-8
表 5.9	系統計画および運用における電圧クライテリア	5-8
表 5.10	電力用コンデンサ単器容量.....	5-9
表 5.11	各エリアの電力用コンデンサ必要量 (2015) (1/2).....	5-9
表 5.12	各エリアの電力用コンデンサ必要量 (2015) (2/2).....	5-10
表 5.13	第二次調査で訪問したジャカルタ首都圏の変電所.....	5-13
表 5.14	缶タイプの調相設備の据付費用 (気中絶縁変電所)	5-27
表 5.15	タンクタイプの調相設備の据付費用 (気中絶縁変電所)	5-27
表 5.16	缶タイプの調相設備の据付費用 (ガス絶縁変電所)	5-28
表 5.17	タンクタイプの調相設備の据付費用 (ガス絶縁変電所)	5-28
表 5.18	30 年間の運用を考慮した費用の比較.....	5-29
表 5.19	電力用コンデンサ追加前後の Cibatu150kV 系統の電圧	5-30
表 5.20	全設備健全時における限界需要の増加幅.....	5-33
表 5.21	N-1 事故にて未収束となった送電線.....	5-36
表 5.22	電源設定の検討ケース.....	5-37
表 5.23	需要増加シナリオの検討ケース.....	5-37
表 5.24	電力用コンデンサ追加前後の送電ロス.....	5-39
表 5.25	各地域のオフピーク時の有効電力負荷割合	5-39
表 5.26	各地域のオフピーク時の有効電力負荷[MW].....	5-39
表 5.27	オフピーク時の発電機出力 (2015)	5-39
表 5.28	開放が必要な電力コンデンサ量.....	5-40
表 6.1	2021 年解析データで採用した需要.....	6-1
表 6.2	2015 年データの同名の異なる記号の母線の力率を採用した箇所	6-1
表 6.3	2015 年データに同名の母線の負荷データがない箇所.....	6-2
表 6.4	2021 年 PSS/E 基本データにおける発電機タイプ別の出力調整.....	6-2
表 6.5	2021 年のコンデンサ量.....	6-4
表 6.6	コンデンサ増設前後の送電ロスの変化.....	6-13
表 6.7	検討対象とする発電所.....	6-13

表 6.8	ジャカルタ周辺の主な発電機の設置による電圧維持の効果（シナリオ1）	6-15
表 6.9	ジャカルタ周辺の主な発電機の設置による電圧維持の効果（シナリオ2）	6-15
表 6.10	検討対象とする送変電設備.....	6-16
表 6.11	ジャカルタ周辺の主な送変電設備による電圧維持の効果（シナリオ1）	.6-18
表 6.12	ジャカルタ周辺の主な送変電設備による電圧維持の効果（シナリオ2）	.6-18
表 7.1	各検討断面における調相設備の必要量[MVar].....	7-1
表 8.1	インドネシア国進出が判明した主な日系企業の業種.....	8-4
表 8.2	JETRO 実施アンケート結果の推移（2008-2010）.....	8-5
表 8.3	JETRO 実施アンケート結果（製造業、非製造業別）.....	8-5
表 9.1	電力用コンデンサのユニット単価.....	9-1
表 9.2	中央 VQC 制御方式の概算コスト.....	9-1
表 9.3	中央 VQC 制御方式のコスト概算条件.....	9-2
表 9.4	個別 VQC 制御方式の概算コスト.....	9-2
表 9.5	個別 VQC 制御方式のコスト概算条件.....	9-2
表 9.6	各案の概算コスト.....	9-3
表 9.7	送電ロスの低減による便益の計算結果.....	9-4
表 9.8	各電圧対策案の技術面からの比較検討結果.....	9-5
表 10.1	発電所と採用する速度調定率.....	10-5
表 10.2	発電所の出力調整.....	10-6

略語表

Abbreviations	Words (Original)	Words (日本語)
AQR	Automatic Reactive Power Regulator	自動無効電力調整装置
ACC	Area Control Center	エリア給電所
ACE	Area Control Error	地域調整偏差量
ACSR	Aluminum Conductor Steel-reinforced Cable	鋼心アルミより線
AIS	Air Insulated Switchgear	空気絶縁変電所
AVR	Automatic Voltage Regulator	自動電圧調整器
BAPPENAS	<i>Badan Perencanaan Pembangunan Nasional</i>	国家開発企画庁
ELD	Economic Load Dispatch	経済負荷配分
EMS	Energy Management System	エネルギー管理システム
GIS	Gas Insulated Switchgear	ガス絶縁開閉装置
GPS	Global Positioning System	全地球測位システム
IEC	International Electrotechnical Commission	国際電気標準会議
IPP	Independent Power Producer	独立系発電事業者
JCC	Jawa-Bali Control Center	中央給電所
LFC	Load Frequency Control	自動周波数制御
LOLP	Loss of Load Probability	停電確率
MEMR	Ministry of Mining and Energy	エネルギー鉱物資源省
MOF	Ministry of Finance	財務省
MSOE	Ministry of State Owned Enterprises	国営企業省
NASPI	North American Synchrophasor Initiative	北米同期位相計測器イニシアティブ
OEL	Over Excitation Limit	過励磁制限
OPF	Optimal Power Flow	最適潮流計算
P3B	<i>Penyaluran dan Pusat Pengatur</i>	
P3B JB	<i>P3B Java Bali</i>	
PLN	<i>PT.Perusahaan Listrik Negara(Persero)</i>	国有電力会社
Plt	Perception of flicker long term	長時間フリッカ値
PMU	Phasor Measurement Unit	フェーザー計測装置
Pst	Perception of flicker short term	短時間フリッカ値
PSS/E	Power System Simulator for Engineering	電力システムシミュレーションソフト

PSVR	Power System Voltage Regulator	送電電圧制御励磁装置
RUKN	<i>Rencana Umum Ketenagalistrikan Nasional</i>	国家電力総合計画
RUPTL	<i>Rencana Usaha Penyediaan Tenaga Listrik</i>	電力供給総合計画
SAS	Substation Automation System	変電所自動化システム
SC	Static Capacitor	電力用コンデンサ
SVC	Static Var Compensator	静止型無効電力補償装置
VQC	Voltage and Reactive Power Controller	電圧・無効電力制御装置
WAMPAC	Wide Area Monitoring, Protection and Control	広域監視保護制御
WAMS	Wide Area Monitoring System	広域計測システム

要約

S-1 序論

近年、ジャカルタ首都圏を中心としたジャワ島西部における 500 kV 基幹系変電所にて、ピーク需要時に規定電圧を下回る状態が発生している。本調査では、ジャカルタ首都圏へ電力を供給する送変電系統の課題や変電所における電圧低下要因の分析を行い、系統安定化のための対策を提示した。

S-2 インドネシアの系統運用に関わる組織制度

S-2.1 電力供給に関わる政策・組織体制

インドネシア国ではエネルギー・鉱物資源省の監督の下、国有電力会社 PLN がほぼ独占的に電力供給を担っている。国の政策・法律では民間セクターからの電力市場への参入を認めながらも、PLN を代表として国が電力供給の責を負うことを規定している。

S-2.2 グリッドコードにおける電圧運用の規定

ジャカルタ首都圏では国有電力会社 PLN の社内ユニットである P3B JB にて送電システムを管理している。その利用に際しては、P3B JB を含め、全ての利用者に公平な運用規定が必要であり、系統利用者の満たすべき指標、送電システム接続手順などを定めたグリッドコードがその役割を果たしている。

S-2.3 組織体制

インドネシア国において電力セクターに関連する政府機関として、財務省、エネルギー・鉱物資源省、国営企業省、国家開発企画庁が挙げられる。国有電力会社である PLN はインドネシア国全土の電力供給を担い、P3B JB が送電システムを管理している。

S-2.4 計画・予算

P3B JB の収入、支出、収益は増加傾向にある。P3B JB の資産内訳の大部分が固定資産であり、資産額は年々増加している。他方、P3B JB の資本に占める負債割合は 1 パーセント前後であり、PLN のビジネスユニットとしての収入を中心に設備投資を行うことが確認された。

S-2.5 運営・維持管理能力

P3B JB の要員の全体数は減少しているが、比較的高い教育を受けた専門性のある人員が増加している。また、P3B JB の管理運営の対象となる設備容量は年々上昇しているが、設備容量あたりの事故件数は減少傾向にあると言える。

S-3 現状のジャカルタ系統の電圧運用

ジャカルタ系統電力設備の電圧維持に関連する機器仕様、特に調相設備仕様およびその増設計画を調査し、あわせて電圧運用について運用箇所インタビュー等の現状調査を実施した。

S-3.1 系統設備の主仕様

ジャカルタ近郊のジャワ・バリ系統は半円状の 500kV 送電線から 115kV 送電線で中心部へ細かく供給する構成となっている。この 500 kV 既設送電線設備には鋼心アルミより線 (ACSR) (DOVE,GANNET) が適用されており、500kV/150kV 変圧器の単器容量は 300MVA または 250MVA となっている。また調相設備として最高 200MVar の分路リアクトルが線路に接続されており、電力用コンデンサは 150 kV、70 kV、20 kV にそれぞれ接続されている。

S-3.2 調相設備の容量、設置箇所

PLN では系統電圧低下の緊急対応として PLN 自己資金での電力用コンデンサ増設計画を立案している。この計画に基づきジャカルタ首都圏の 500 kV 変電所・150 kV 変電所に合計 475 MVar の調相設備増設を実施中であり、さらに 1,070 MVar の増設計画が予算上、承認済みであり変電所用地の有無等、設置工事の詳細を検討中である。調相設備増設に当たっては単器容量 50MVAR、150kV 母線への接続を標準としている。主要機器はすべて IEC を基本とした仕様となっており、遮断器については多頻度開閉および遮断器投入時の過電圧対策を考慮したスペックを標準としている。

S-3.3 発電所の電圧調整方法

需要増加に伴い系統電圧が低下した場合、中央給電所 (JCC : Jawa-Bali Control Center) およびエリア給電所 (ACC : Area Control Center) から各発電所へ発電機の無効電力を増加するよう電話にて要請が行われる。

一部を除き、発電機の昇圧用変圧器についてはオフロードタップチェンジャーが適用されており、これら昇圧用変圧器のタップ位置については発電機の新増設の際、概ね公称電圧が選択されている。

S-3.4 変電所の電圧調整方法

500/150kV および 150/70kV 変電所の変電所ではオンロードタップチェンジャーが適用されており、一部の变電所では一日の需要変動に合わせてタップ位置を調整しているものの、通常、他の変電所についてはタップ位置の調整は行われていない。タップ位置の調整は JCC もしくは ACC からの電話による指示に基づき、変電所の運転員が実施している。

電力用コンデンサは平日については一日を通じて投入運用とし、祝日については一日を通

じて開放運用としている。電力用コンデンサは ACC の EMS (Energy Management System) を通じて直接、投入・開放操作を行うことができる。

S-3.5 系統監視制御

JCC (Jawa Bali Control Center)、ACC 1 (Area Control Center 1)、ACC 2 (Area Control Center 2) を調査。JCC および ACC 2 の SCADA は更新済み、ACC1 も更新途上だが、いずれも更新後のシステムについては、高度な機能を備えている。

しかしながら、データメンテナンス、テレメータの精度などが十分でなく、機能を活用することができていないことから、改善を提案するとともに、機器の運転制限を把握した緻密な監視制御についても提案する。

S-3.6 ジャカルタ系統の運用実績

ジャワ・バリ系統では全 26 箇所の 500 kV 変電所の殆ど(20 変電所)で規定電圧の下限值 475 kV を下回っている。規定電圧範囲を下回る現象は主にジャワ・バリ系統の西半分に集中し、ジャカルタ地域の需要がピークを迎える午後に発生している。ジャワ・バリ系統の多くの変圧器でピーク時の設備稼働率の目標 80%を超えていることが確認され、この変圧器の重負荷運転が無効電力損失の増加による系統電圧低下の一因と考えられる。また、サブシステム毎の無効電力バランスと電圧低下との間には強い相関が現れていた。現在 P3B JB で実施中の電圧対策事業で計画されている無効電力供給設備の追加設置箇所と現在無効電力バランスが不足しているサブシステムはほぼ合致しており、対策が適切であることが確認された。一方、必ずしも電圧低下の著しいサブシステムの負荷の平均力率がそうではないサブシステムのそれに比べて低いわけではなかった。Suralaya 石炭火力発電所では、各発電機が提供できる無効電力量の上限を越えているために上げることができず、結果的に系統電圧に合わせて下がってしまっており、変電所についても 500/ 150kV 変圧器については電圧制御のためのタップポジションが最大に設定していることが確認された。現在の発電所や変電所の電圧制御設備は設備限界一杯で運転されていることが確認された。

S-3.7 電源計画と需給見通し

2011 年のジャワ・バリ系統では、蒸気タービンによる火力発電所の設備容量が 50%あり、特に IPP については、蒸気タービンが 7 割以上を占める。2021 年まで蒸気タービンの割合が年々増加していく計画となっている。2021 年にはジャワ・バリ系統の最大需要は 42,461MW と想定されており、2011 年の実績値 22,207 MW と比較すると約 90%増加している。最大需要の伸び率は当初 8%以上であるが、2017 年以降 7%弱となる。最大需要に対する発電容量の割合が最も小さくなる年度は 2015 年であり、2014 年～2017 年にかけては、発電設備容量の余力が少なく、最大需要に対する発電容量の余力は目標である 35%を下回っている。このため、この間は、供給支障確率を年間 1 日以下とする電力供給総合計画 (RUPTL)

の指標を達成できない可能性がある。

S-3.8 送変電設備計画

500kV 電力システムの主な増強プロジェクトは以下の通り。

- Duri Kosambi～Muara Karang 間 2013 年運開予定。
- Cawang Baru～Muara Karang 間 2016 年運開予定。
- Paiton～新 Kapal 間（バリ島～ジャワ島間） 2015 年で 150 kV、2016 年で 500 kV が運開予定。
- Ungaran～Pemalang～Mandirancan～Indramayu 間 2016 年に運開予定。
- 南スマトラ～ジャワ・バリ系統間の 3000MW 直流 500 kV 送電線
- XBogol 500 kV 変電所新設
- XBogol～Tasik、XBogol～Depok、XBogol～Cilegon、XBogol～Cibinon 間 2016 年運開予定。

S-4 現状のジャカルタ系統の解析モデルと分析

この章では現在のジャワ・バリ系統の状況を模擬する電力システムモデルを作成し、そのモデルを用いてジャカルタ系統の電圧安定性の限界について評価し、以て広域停電の可能性について検討することを目的とした。

S-4.1 解析モデル

解析モデルについては、P3B JB から受領した PSS/E モデルのデータセットを基に調査団が本調査にて収集した最新設備データや実測運転データに更新して解析を実施し、ターゲットとする断面の系統電圧、特に電圧低下の著しい Region 1 域内の 500/150kV 変電所の母線電圧について忠実な再現を図った。作成された系統解析モデルの有効性はシミュレーション結果と実際の母線電圧や潮流（実測値）との比較により確認した。結果、Region 1 内の 500 kV 変電所 1 次側、2 次側ともに解析結果は実測値と±1%以内に収まっており、更にジャワ・バリ系統の 500 kV 潮流の計算結果についても実測値と計算結果はその差が概ね 1 割程度の範囲に収まっていることが確認でき、本調査の検証に用いる本モデルの有効性を確認できた。モデルを用いて Region 1 域内の 500 kV 変電所ブロック（サブシステム）毎の無効電力バランスを計算したところ、無効電力バランスの低いサブシステムの多くでは 500/150kV 変電所の 2 次側(150kV)母線電圧も低くなる傾向にあることが確認できた。

S-4.2 現状の電圧安定性分析結果

ここでは作成した 2012 年モデルを用いて広域停電の可能性のある電圧安定性の限界点、すなわち送電可能な量の限界もしくは限界需要について計算を行い、現在のジャワ・バリ系統の電圧安定性限界までの裕度を見積もった。検討に際しては PV（有効電力－系統電圧）分析手法を用いて電圧面からのジャカルタ首都圏への送電可能量を評価した。この結果によ

れば系統健全時のジャカルタ限界需要と同ピーク需要(8,520 MW)との差は537.50MW(ピーク需要の6%)なのに対し、N-1時、特にジャワ島中西部間(Ungaran 変電所～Mandirancan 変電所)の送電線の1回線停止時には差が131.25 MW(ピーク需要の約1%)まで減少している。この程度の幅は需要予測の誤算範囲内であるため実現の可能性が高く、電圧安定面から予断を許さない状況にあることがわかる。N-1時の送電限界を停止区間別に見ると、電圧低下現象が見られるRegion 1域から遠く離れた中西部の系統状況でもジャカルタ需要地の電圧安定性に深く関係があることが明らかになり、現在進行中の電圧改善対策(電力用コンデンサ設置事業)完成まではジャワ・バリ系統の作業には広い視点で注意を払う必要があることが確認された。

S-5 至近年のジャカルタ系統の解析モデルと分析(2015年)

S-5.1 調相設備の設置検討

変電所に調相設備を設置する場合、調相設備の据付スペースおよび母線の拡張を含む母線接続に必要な遮断器、断路器等の据付スペースが必須であり、さらに変電所の継続運転のためには機器事故時の分解・移動・修理に必要なスペースを考慮した設置箇所検討が重要である。このような変電所設計要件および代表変電所の現地調査から、調相設備増設にあたっては比較的安価に入手できる従来型での増設を基本とし、頻繁な設備使用/停止による過電圧(開閉サージ)が予測される箇所、また用地狭隘により縮小型コンデンサ設置が必要な場合に日本で使用実績のある油封入型コンデンサの設置を検討することを提案した。あわせて将来予測される変電所増容量等の際に調相設備の位置が邪魔とならないよう、用地活用を効率化する目的からこれまでほとんど活用されていない電力ケーブルによる機器間接続を提案した。

S-5.2 効果の確認

電圧解析において負荷の無効電力は極めて重要であることから、2012年のピーク需要時の実績データをもとに負荷の有効電力と無効電力の相関式を算定し、負荷の無効電力を想定した。

2015年のジャカルタピーク想定需要、電源の新增設、系統増強を反映し、電圧解析を行ったところ、既設およびP3B JBによる既計画分を合わせた計2,495MVarの電力用コンデンサだけでは常時およびN-1事故時の系統電圧を適正に維持するためには不十分で、さらに1,445MVarの電力用コンデンサの追加が必要となることがわかった。

PV分析による電圧安定性解析を行ったところ、既設およびP3B JBによる既計画分を合わせた2,495MVarの電力用コンデンサだけでは、500kV送電線のN-1事故のうち数ケースにおいて電圧安定性限界需要が2015年のジャカルタピーク想定需要を下回ることが確認され、追加の電力用コンデンサが必要となることがわかった。

電圧安定性限界と連系線潮流の関係を分析したところ、2015年系統では電圧安定性限界と Region 2 と Region 3 間の連系線潮流に相関があることが確認され、電圧安定性限界を監視する上で、Region 2 と Region 3 間の連系線潮流を監視することが有効であることがわかった。

オフピーク断面の電圧解析により、ジャカルタ需要がピークとなる季節においては昼夜の系統電圧を適正に維持するため、280MVar（17台）程度の電力用コンデンサを毎日、朝の需要増加に合わせて投入し、夜の需要減少後に開放する操作が必要となることが確認された。

S-6 将来のジャカルタ系統の分析と長期的な電圧維持対策(2021年)

本章では、将来のジャカルタ系統として、2021年の系統を解析データにモデル化し、長期的な電圧の状況について分析した。また、発電、送電設備の設置が限界需要に与える影響も分析した。

S-6.1 調相設備の設置検討

ベースとなる解析データは、PLN作成の合計36,700MWの需要を想定したデータをベースに、実測データの二次回帰分析により想定した2015年の有効・無効電力と同力率の負荷を基本として作成した。発電機運転状態の想定も2015年度とほぼ同様の考え方で実施した。

コンデンサ増設計画は、2015年をベースとせず、Program Peningkatan Kualitas Tegangan (P3B JB作成資料)における、既設(Existing)、計画進行中(on Going)、および増設計画(Planned)のコンデンサ、およびXBogor HVDC用コンデンサが設置されているものとして、全設備健全時とN-1事故の条件下でグリッドコードの適正電圧を満たすだけのコンデンサ増設を検討した。その結果、1735MVarのコンデンサ増設が必要であることが分かった。

S-6.2 効果の確認

系統増強の効果もあり、コンデンサ増設前も500kV系統はクライテリアを満足しているが、コンデンサの増設により500kV系統の電圧がさらに改善されている。Region毎の無効電力バランスと連系潮流限界の状況を比較した。この結果から、2021年度は2015年度と異なり、Region 3→2への連系潮流は、電圧安定限界の見極めるための指標にはできなくなること、2021年のジャワ・バリ系統の電圧安定性ネック箇所はRegion 1以外にあると考えられること、などが分かった。なお、ジャワ・バリ系統全体として、コンデンサ増設により、35.4MWの送電ロス低減となっている。

S-6.3 発電所・送変電設備設置の効果

ジャカルタ首都圏に近い新增設が計画されている発電所および送変電設備を対象として、対象設備の設置の有無による2021年断面でのPVカーブを用いたジャカルタ首都圏への送

電可能量(ジャカルタ限界需要)の差の計算から、電圧維持に対する効果を評価した。

出力減少量 1 MW あたりのジャカルタ限界需要の減少を見ると、最も効果の大きい地点は、Lontar 発電所であった。これは、Lontar 発電所が、ジャカルタの需要中心に近いこと、および負荷への供給系統である 150 kV 系統に直結しているためであると考えられる。

送変電設備では、500 kV Muara Tawar 変電所、500 kV Priok 変電所およびその周囲のジャカルタの北側からの送変電設備の増強による効果が大きいことがわかった。

S-6.4 潮流増加に対する調相設備設置の効果

ジャカルタの負荷(Region1 の負荷)の増加に対し、東部の Region2 および Region3 からの発電出力の増加にて対応するケースでは、Region1 での受電点で無効電力を補償することが、ジャカルタ限界需要の延伸に大きな効果をもたらすことがわかった。Region1 および Region2 での負荷の増加に対し、東部の Region3 からの発電出力の増加にて対応するケースでは、ジャワ島南部 500 kV 送電線ルート上の Region3 から Region2 の境界付近で無効電力を補償することが、ジャカルタおよびジャワ島西部の限界需要の延伸に大きな効果をもたらすことがわかった。

なお、2021 年での限界需要は、PLN の当初計画通りの設備増強によってピーク需要を大きく超えていることから、本節における結果は、追加的な新たな限界需要の延伸対策の必要性を提示するものではない。

S-7 電圧低下対策案

本章では、新たな電圧制御方式の導入を含む、ジャカルタ首都圏に適用が考えられる電圧低下対策案を記載する。

S-7.1 新たな電圧制御方式の導入

ジャワ・バリ系統については今後、運用者の電圧調整業務が増加し、協調的な制御が困難になることから、新たな電圧・無効電力制御方式の導入が必要になると考えられる。

- 個別 VQC 制御
個々の電気所があらかじめ与えられた基準値（電圧，無効電力）を維持するよう，当該電気所の電圧・無効電力制御機器を個別に調整する。
- PSVR (Power System Voltage Regulator)
発電機昇圧用変圧器の高圧側送電電圧を一定に保つよう制御する。
- 中央 VQC 制御
システムのオンライン情報に基づき、基準電圧を維持するよう中央給電指令所などから直接電気所の電圧・無効電力制御機器に操作指令を行い操作する。

S-7.2 フェーザー計測装置 (PMU) の適用について

PMU (フェーザー計測装置 : Phasor Measurement Unit) は、GPS (Global Positioning System) 等を用いて、時刻同期のとれた電圧・位相を広範囲にわたり計測できる装置である。現在、欧米をはじめ世界各国で、PMU をコア技術とした広域計測システム (WAMS : Wide Area Monitoring System) が適用され、リアルタイムの系統状態監視に広く用いられている。更には、PMU で得られる系統情報を使った広域監視保護制御 (WAMPAC : Wide Area Monitoring, Protection and Control) への応用なども検討されてきている。また PMU を適用することで、EMS (Energy Management System) の系統信頼度解析で用いる状態推定計算の精度向上を図ることができる。

S-7.3 電圧低下対策案

ジャカルタ首都圏の電圧低下対策として、以下の案が考えられる。

対策案	内容
A	既存および既計画の電力用コンデンサ調相設備に加え、2015 年、および 2021 年までに下記の電力用コンデンサを増設する。 <ul style="list-style-type: none"> ● 2015 年までにジャワ・バリ系統に 1,445 MVar の電力用コンデンサを増設 (2015 年の合計設置量 3,940 MVar) ● 2021 年までにジャワ・バリ系統に合計 6,055 MVar の電力用コンデンサを設置 (ジャワ-スマトラ 3,000MW HVDC 送電線用の電力用コンデンサ 1,800 MVar を除いた 2015 年からの増分 315 MVar)
B	対策案 A の電力用コンデンサの増設に加え、個別 VQC 制御を適用
C	対策案 A の電力用コンデンサの増設に加え、中央 VQC 制御を適用

S-8 電圧低下事故により想定される経済・産業活動への影響

本調査では、電力品質低下による対象地域の工業団地及び IPP 事業者への影響を定性的に評価するため、インタビュー調査を行った。今回対象とした工業団地においてヒアリングを行った限りでは、需要家側からの電圧低下に関する苦情は多く、供給側も対策に苦慮している現状が明らかになった。

企業の進出状況から、電力品質改善による企業誘致ポテンシャルの考察を行った。現時点では比較的電力品質を問題としない自動車関連業界の進出が多く、電力品質の改善により、電子・機械産業等の進出につながる可能性が高いと考えられる。

S-9 電圧低下対策導入効果に係る技術・経済面からの比較検討

ジャカルタおよびジャワ島西部に電力用コンデンサを設置する A 案、電力用コンデンサの増設に加え個別 VQC 制御を適用する B 案、および電力用コンデンサの増設に加え中央 VQC 制御を適用する C 案の 3 案を比較した。

当面は A 案の採用を推奨するものの、系統規模の拡大、ネットワークの複雑化、制御機器の増加に伴い、B 案もしくは C 案へ移行することが必要となると考えられる。費用比較では、C 案が経済的であり、それぞれ、得失があるものの、事故時など系統状況が大きく変わった場合の早期の電圧回復を重視した場合には、ジャカルタ首都圏の系統運用面から、B 案を採用することが最も適切であると考えられる。

電圧の対策による便益としては、系統利用者の電気機器および発電機の正常な運転、高寿命化、電圧崩壊による大規模停電の回避、および送電ロスの低減が挙げられるが、定量的に把握可能な便益として、送電ロスの低減のみを考えても、対策コストを大きく上回る便益が得られることがわかった。

S-10 提言

ジャカルタ首都圏の電圧低下対策として以下の事項を提言する。

S-10.1 調相設備の設置

- PLN および P3B JB にて工事を実施中の 475 MVar および計画済みの 1,070 MVar の電力用コンデンサの設置の着実な実施
- 上記に加え、2015 年までに 1,445 MVar、2021 年までにさらに、合計で 315 MVar 程度の量の電力用コンデンサの設置の着実な推進
- 変電所の将来設備構成を踏まえたパワーケーブルを活用した設置箇所の選定、遮断器の技術的確認、耐サージ性能の高い電力用コンデンサの選定を行い、更なる供給信頼度の向上を図る

S-10.2 電圧制御・系統監視機能

- IPP 発電所を含めて、P3B JB がタップ位置を決定する権限を持つようなルールの見直しの検討
- AQR 運転の発電機の AVR 運転への変更の検討
- 系統規模の拡大、ネットワークの複雑化、制御機器の増加に伴い、事故時など系統状況が大きく変わった場合の早期の電圧回復を重視した場合には、ジャカルタ首都圏の系統運用面から、個別 VQC 制御を適用すること
- 状態推定によるセキュリティ監視を機能させるため、SCADA システムの系統設備データのメンテナンスを強化すること。

S-10.3 設備データの整備、調相設備計画およびジャカルタ近郊の発電所・送電線建設計画

- 発電機、送電線、変圧器、調相設備などの設備データの設備台帳を作成し、解析データの見直しができるような業務フローを構築すること

-
- 毎年程度の頻度で定期的に、電力用コンデンサ等の調相設備計画を策定すること。
 - ジャカルタの電圧、および電圧安定性の維持のためにも、ジャカルタ首都圏の供給系統に直接接続される発電所、およびジャカルタ北部の 500 kV 変電所の新設計画を着実に進めていくこと

S-10.4 周波数変動状況の把握と対策案の提言

- ELD のアプリケーションの導入
- ELD 実現に必要な発電機の諸データの収集
- ELD 実現に必要な給電情報の整備
- 経済配分を実施するための制度検討
- 発電所における LFC 対応可能量の確保へのインセンティブ付与など制度の検討
- LFC 運転を可能とする発電機制御システムの改善
- LFC 運転に関する一元化された情報
- 発電所への出力調整指令の電話指令から直接制御への変更
- 発電機出力調整に影響を与える制約条件の収集と整理
- 発電機出力調整への制約条件の運用者間での情報共有

第1章 序論

1.1 調査の背景・目的

近年、ジャカルタ首都圏を中心としたジャワ島西部における 500kV 基幹系変電所にて、ピーク需要時に規定電圧を下回る状態が発生しており電力品質の悪化が懸念されている。過去の事例として、1987年の我が国における首都圏大停電では電力需要の急増により電圧が急落したことが原因と言われており、同様の広域大停電を回避するためにも、早急に対策を講ずることが必要である。本調査では、ジャカルタ首都圏へ電力を供給する送変電系統の課題や変電所における電圧低下要因の分析を行い、系統安定化のための対策を提示した。

1.1.1 調査内容

- ジャカルタ首都圏へ電力を供給する送変電系統の課題や変電所における電圧低下の分析を行い、系統安定化のための複数の対策を提言した。
- 調査の中でのワークショップ・セミナー開催を通じ、実施機関の処理能力を高め、電力供給信頼度の改善を図った。

1.1.2 調査対象地域

ジャカルタ首都圏を中心としたジャワ島西部

1.1.3 相手国実施機関

国有電力会社 PLN

1.1.4 調査スケジュール概要

以下のスケジュールにて本調査を実施した。

表 1.1 調査内容

第1次現地調査 (2012年12月中旬)	インセプションレポートの説明・協議、 電力供給・系統運用計画に係る背景、目的、内容等の確認、 ジャワ・バリ系統における系統運用の現状確認・問題分析
第2次現地調査 (2013年1月下旬～2月中旬)	ジャワ・バリ系統における系統運用の現状確認・問題分析、 ジャカルタ首都圏における電圧低下対策案の検討・策定
第3次現地調査 (2013年4月中旬)	ワークショップの開催 ドラフトファイナルレポートの説明・協議
第4次現地調査 (2013年6月中旬)	実務者向け研修の開催
最終調査報告 (2013年6月中旬)	ファイナルレポートの提出

1.2 調査の方法

本調査は以下 3 つのフェーズに分けて実施した。図 1.1 に調査コンセプトを示す。

フェーズ 1：電力供給・系統運用計画に係る背景、目的、内容等の確認

フェーズ 2：ジャワ・バリ系統における系統運用の現状確認・問題分析

フェーズ 3：ジャカルタ首都圏における電圧低下対策案の検討・提言

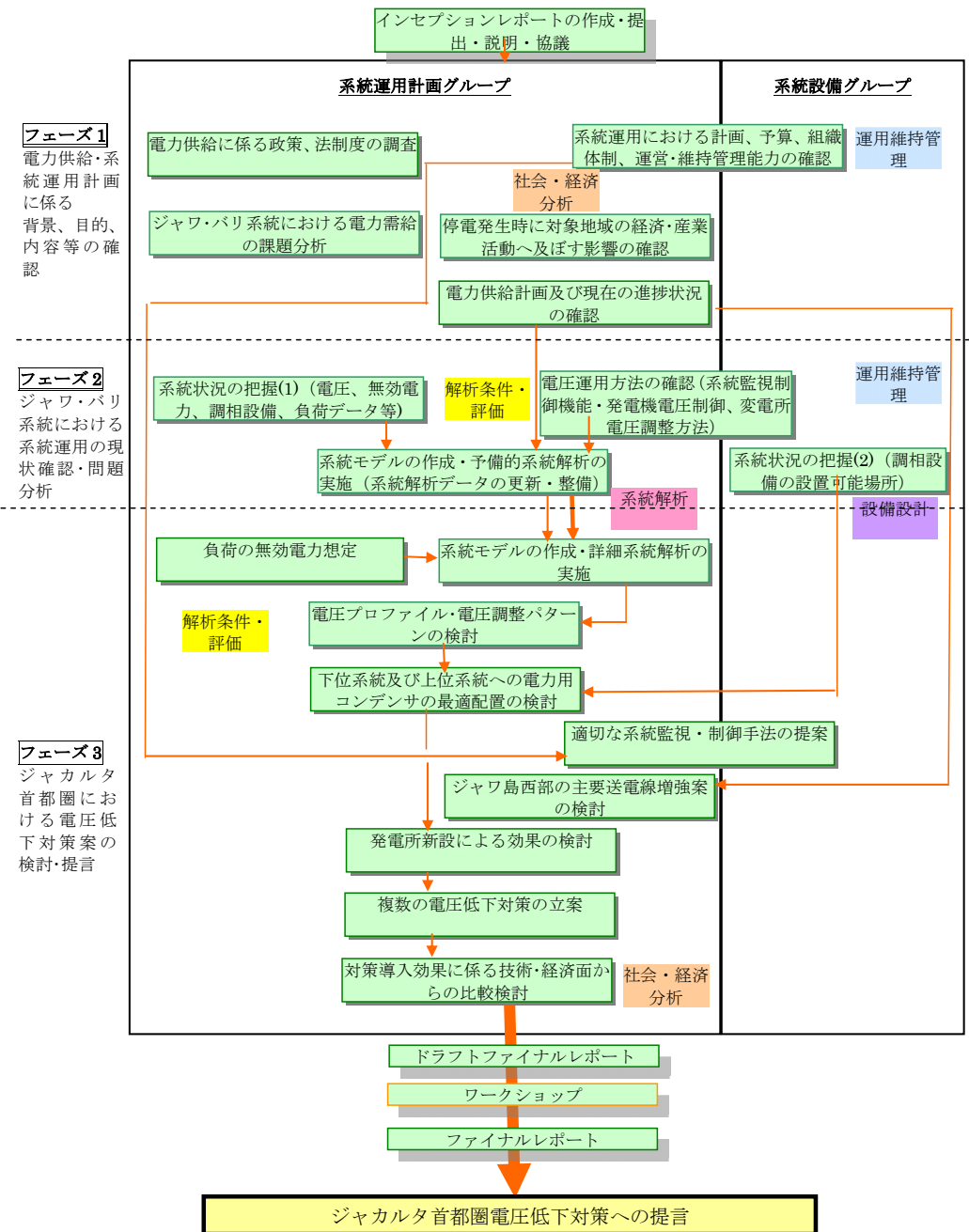


図 1.1 調査コンセプト

1.3 調査実施体制

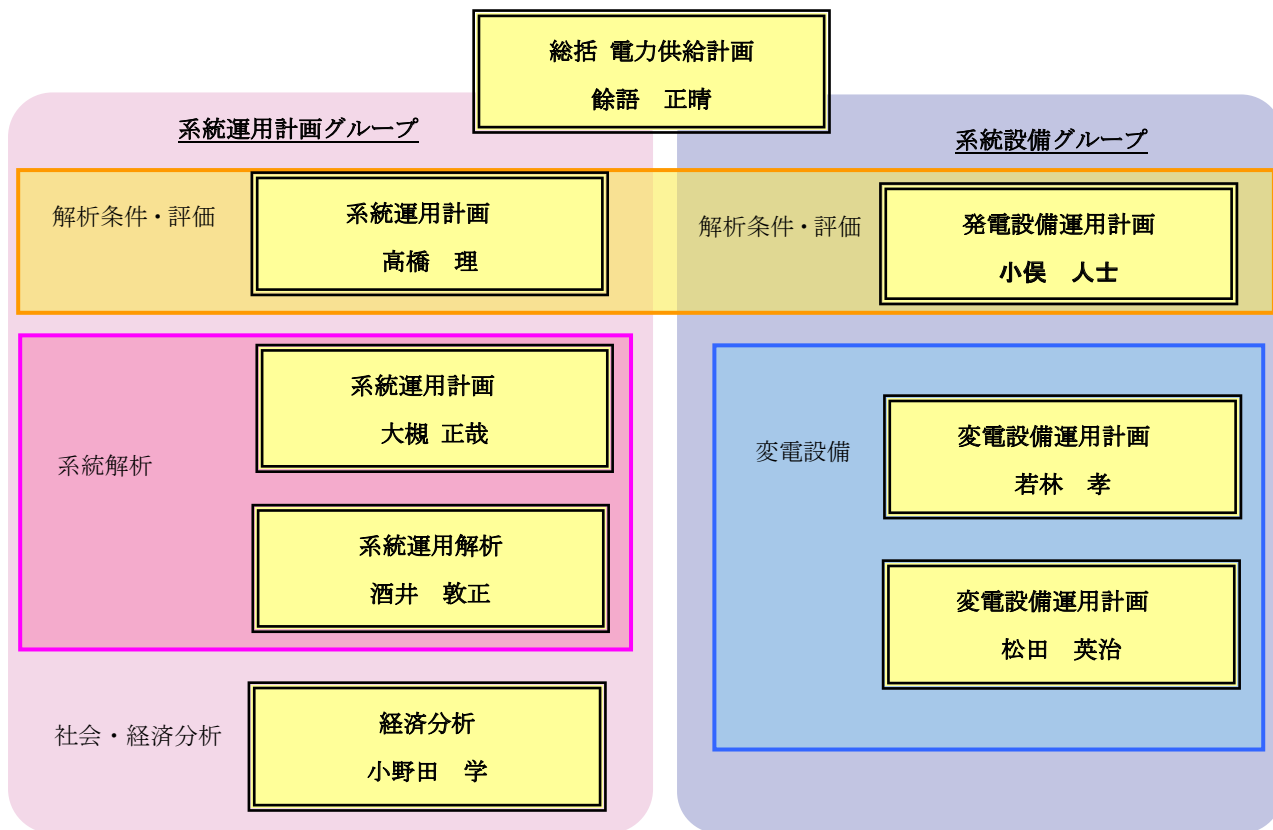


図 1.2 調査実施体制

第2章 インドネシアの系統運用に関わる組織制度

2.1 電力供給に関わる政策・法体制

2.1.1 電力政策

インドネシア国ではエネルギー・鉱物資源省（Ministry of Energy and Mineral Resources、以下”MEMR”）の監督の下、政府 100%保有の株式会社である国有電力会社 PLN がほぼ独占的に電力供給を担っている。

MEMR は 2004 年にエネルギー全体に関わる政策として「国家エネルギー政策（KEN）2003-2020」を、2008 年には電力政策に関連する「国家電力総合計画（RUKN）2008-2027」を策定した。RUKN は電力供給について「電力の供給は十分な量、妥当な価格かつ良質であることが保証されなければならない」と規定している。

RUKN の下で、PLN は電力供給総合計画（RUPTL）2012-2021 を策定しており、MEMR の承認を受けて 2013 年 2 月に公表された。これは 2021 年までの発電所建設事業計画を示しており、2021 年までの電力需要の伸びを年平均 8.65 パーセントと見積っている。

2.1.2 電気事業関連法

インドネシア国では高い成長率の持続と平等な社会の実現を目的に、安価かつ安定的に電力を供給する政策を行っている。

1985 年制定の旧電力法（Law No. 15）では、電力に関連する会社は様々な制約を受けており、PLN が発電・送電・配電の全ての部門を独占的に統括することが定められていた。

その後、インドネシア国経済状況の変化により電力需要が増加し、供給予備力が著しく低下する事態に直面した。こうした状況下で民間資本を活用して供給力を増強するため、1992 年に制定された大統領令（第 37 号）では、IPP 事業者の発電分野への参画が認められた。しかし、1997 年のアジア通貨危機の際には、極少数を除いたほとんどの IPP 案件が政府により見直されることになった。

2002 年には電気事業に関する法令（新電力法）が制定された。新電力法の目的は電力部門への競争原理の導入であり、公正・公平な方法で、安価かつ安定的な電力供給の実現であった。しかし、2004 年に憲法裁判所により新電力法は無効であるとの判決が下され、新たな電力法が制定されるまでは旧電力法（1985 年制定）に従うことになった。その後、2009 年 9 月に新たに「新電力法」が国会で可決され、新規参入者の登場が期待されているなど、インドネシア国電力事情をとりまく環境は大きく変化している。

電力供給に係る法制度については、従来はエネルギー源ごとに個別に管理する法体系であったが、エネルギー部門全体を総括的に管理する必要性から、政府は2007年8月10日に「エネルギーに関する法律」（通称「エネルギー法」）を作成した。エネルギー法では主に政府によるエネルギー資源の管理やエネルギーの安定供給（輸出より国内供給を優先）を規定している。新電力法（2009年）では、民間セクターからの電力市場への参入も認めながらも、引き続き PLN を代表として国が電力供給の責を負うことを規定している。

2.2 グリッドコードにおける電圧運用の規定

ジャカルタ首都圏では PLN の社内ユニットである P3B JB にて送電システムを管理している。その利用に際しては、送電システム管理者である P3B JB を含め、全ての利用者に公平な運用規定が必要であり、インドネシア国ではグリッドコードがその役割を果たしている。ここでは特に電圧維持に関連した規定を中心にグリッドコードの内容を説明する。

2.2.1 グリッドコードの目的

送電システムに接続する全ての利用者に対して、満たすべき最低限の技術面及び運用面での基準として制定された。ここで指す利用者には、PLN の他に、発電事業者、配電事業者、大規模電力需要家、及びこれらの建設・管理に関連する事業者等が考えられる。

2.2.2 系統利用者の満たすべき指標

グリッドコードでは、PLN を含む全ての利用者は、送電システムとの接続点において出来る限り以下の指標を満たすような運用に努めなければならないと定められている。

(a) 周波数

通常時の基準周波数 50 ヘルツに対して、下限 49.5 ヘルツ、上限 50.5 ヘルツとする。ただし緊急時等に限り下限 47.5 ヘルツ、上限 52.0 ヘルツまで認める。

(b) 電圧

送電システムの電圧を以下範囲となるように努めなければならない。

基準電圧	許容範囲
500 kV	+5%, -5%
150 kV	+5%, -10%
70 kV	+5%, -10%
20 kV	+5%, -10%

(c) 高調波

各接続点における全高調波歪みは以下範囲となるように努めなければならない。

基準電圧	許容範囲
500 kV	(なし)
150 kV	3%
70 kV	3%
20 kV	3%

(d) 不平衡

通常時に送電システムの逆相電圧が正相電圧の 1 パーセントを超えないように努めなければならない。サージ電圧発生時は 2 パーセントを超えない範囲とする。

(e) 電圧変動

負荷変動に対する電圧変動は以下範囲内とする。

(i) 常時発生の場合は 2 パーセントとする。ただし、それにより送電システムに影響等がないと認められる場合は、3 パーセントまで許容する場合もある。まれに起こる電動機起動時による変動については、5 パーセントまで認めることができる。

(ii) IEC 868 で規定される 1.0 Pst (Perception of flicker short term) 及び 0.8 Plt (Perception of flicker long term) まで許容する。

(f) 力率

利用者の力率は接続点において 0.85 以上とする。

(g) 計量器

電子データとして継続的に記録出来る電力量計の設置を必要とする。

2.2.3 送電システム接続手順

利用者は利用申請の際に、接続日に先立って 30 日分の運用データの提出が義務づけられており、利用者の設備がグリッドコードの規定を全て満たしていることを P3B JB に証明する必要がある。

P3B JB は利用者からの申請を受けて、利用者の設備がグリッドコード規定を全て満たすことを検査し、送電システムへの接続可否について審査する義務がある。基準を満たしていると認められる場合は、接続許可証を発行し、送電システム利用について P3B JB と利用者双方にて契約書を取り交わす。接続契約締結後も、グリッドコードに記載された指標を満たすだけでなく、必要に応じて利用者全員が送電システムの安定化に協力することを義務づけている。

2.2.4 まとめ

インドネシア国内の送電システム利用に際しては、PLN を含めた全ての利用者はグリッドコードに規定された事項を満足する必要がある、満足していると認められる場合は P3B JB と契約を締結の上、送電システムを利用することが出来る。送電システムを利用する場合は、グリッドコードに規定された数値目標の遵守だけでなく、利用者全員が送電システムの安定化に協力する義務がある。

2.3 組織体制

本節では、電力セクターに関連する政府機関、国有電力会社 PLN、PLN 社内でジャカルタ首都圏近辺を含めた送電システムの運営維持管理を担当する P3B Java Bali (P3B JB)について述べる。

2.3.1 電力分野に関連する政府機関

電力セクターに関連する主な政府機関を以下に挙げる（図 2.1 参照）。

- 財務省：Ministry of Finance (MOF)
財政上の観点から PLN を監督する。
- エネルギー・鉱物資源省：Ministry of Energy and Mineral Resources (MEMR)
インドネシア国のエネルギー政策及び電力開発計画を担当する。
- 国営企業省：Ministry of State Owned Enterprises (MSOE)
PLN を含む全ての国営企業をオーナーとして管轄する。
- 国家開発企画庁：National Development Planning Agency (BAPPENAS)
インドネシア国全土の開発を企画する。

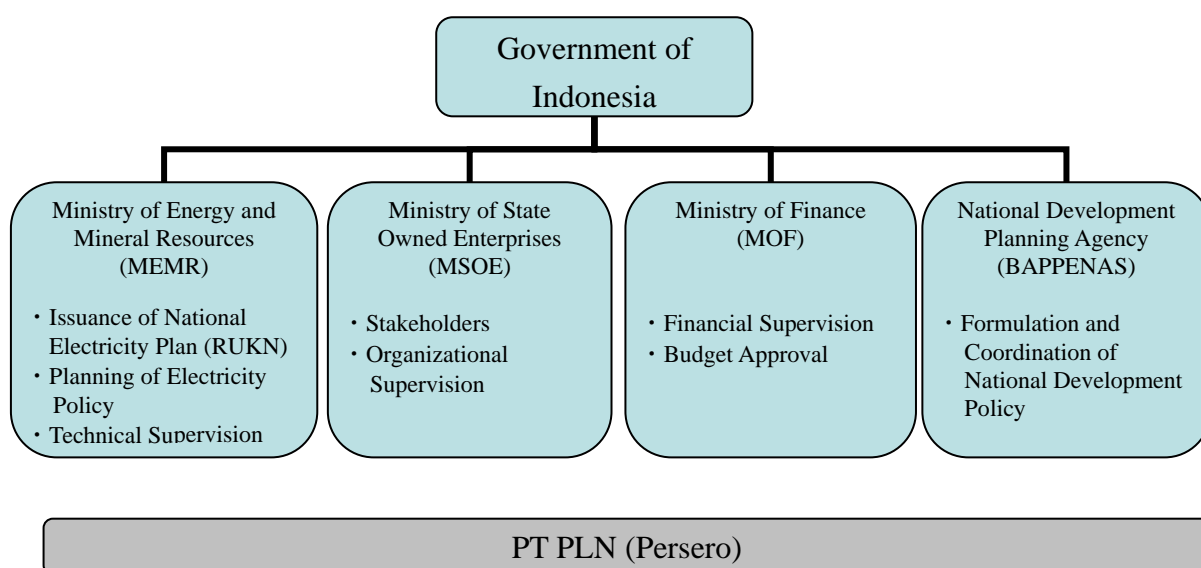
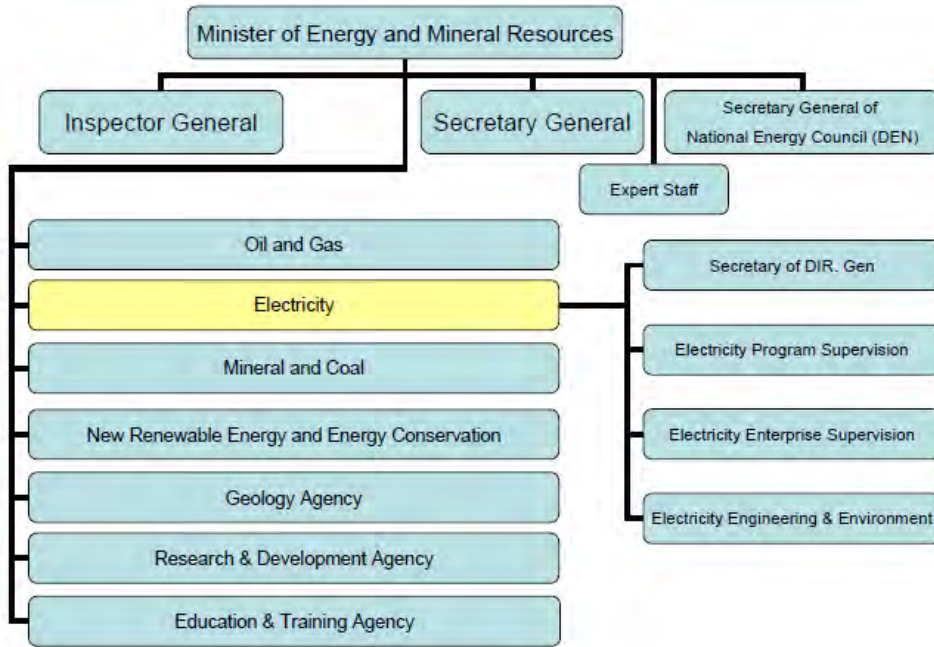


図 2.1 インドネシア国電力セクターに関連する政府機関

政府機関の中で密接に電力セクターの開発計画を担当するのは MEMR である。図 2.2 に現在の MEMR の組織図を示す。

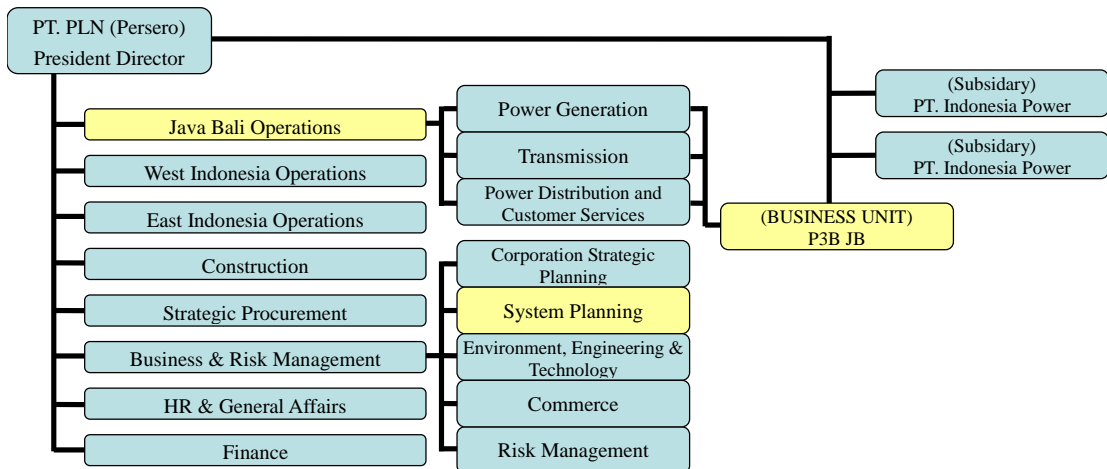


(出典：MEMR 組織図 (2013 年 1 月 31 日時点) を参考に調査団にて作成)

図 2.2 MEMR 組織図の概要

2.3.2 国有電力会社 PLN

PLN は 100% 政府保有の国有電力会社であり、インドネシア国全土の電力供給を担う。PLN の組織体制を以下に示す。黄色でマークアップした部署が、本調査対象であるジャカルタ首都圏の電圧低下対策で中心を担っている。



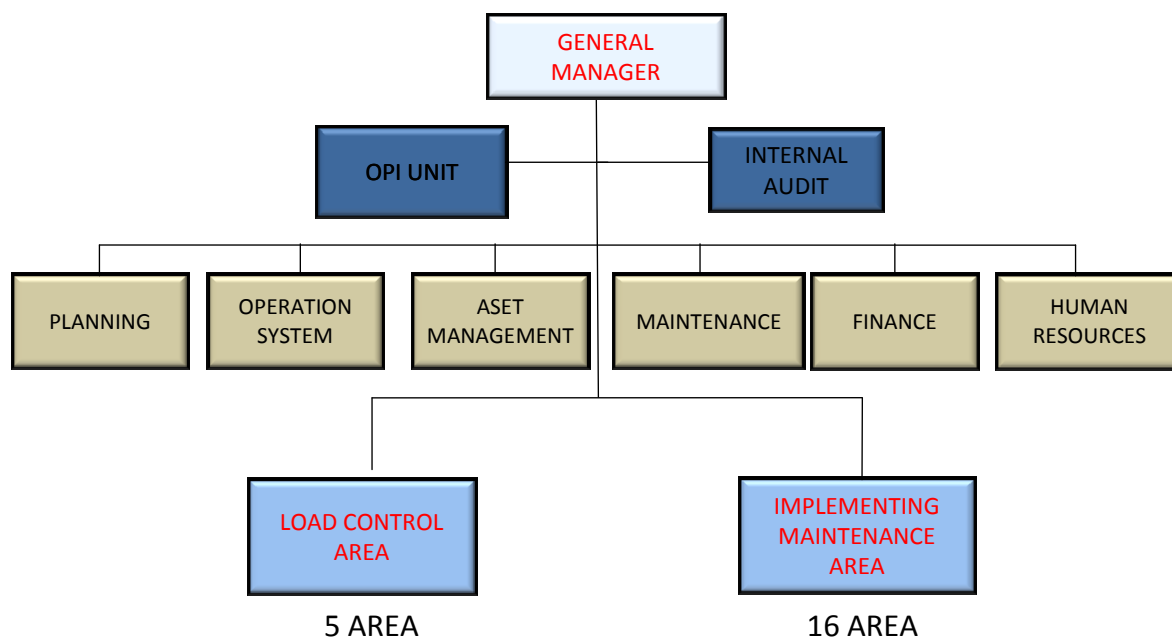
(出典：PLN 資料 (About PLN) を基に調査団にて作成)

図 2.3 PLN 組織図の概要

2.3.3 P3B JB

送電システムの運営・維持管理を担当する P3B JB の組織図を図 2.4 に示す。P3B JB は 2012 年に組織改変を行っており、従来はジャワ島の 4 地区 (Jakarta & Banten Area、West Java Area、Central & Yogyakarta Area、East Java & Bali Area) にそれぞれ給電所を設置し運営維持管理を行っていたが、これら地域給電所を廃止し、P3B JB にて直接運営することとした。その際に East Java & Bali Area を East Java Area と Bali Area に分割しており、現在は合計 5 地域に区分して管理管轄を行っている。P3B JB の主な業務範囲は以下の通り。

- ・ ジャワ・バリ系統の運用 (給電指令含む)
- ・ 送電設備 (変電所含む以下同じ) の運転・保守
- ・ 送電設備の設備投資計画の策定



(出典：P3B JB インドネシア語資料 (Profile P3B Jawa Bali 2012) を調査団にて英訳)

図 2.4 P3B JB の組織図

2.3.4 系統運用体制

ジャワ島には全人口のおよそ 6 割、ジャワ・バリ系統には全電力需要のおよそ 8 割が集中している。事業規模が大きいジャワ・バリ系統では、発電部門を PLN とその子会社 (Indonesia Power(IP)社と Pembangkitan Jawa-Bali (PJB)社) および IPP が受け持ち、給電・配電部門については、PLN 内での業務分離を行い、社内ユニットとして送電事業 (500 kV、150 kV、70 kV 送電) を担当するジャワ・バリ送電・給電指令センター (以下、P3B JB)、および配電事業を担当するユニットが 5 つの地域ごとに設立されている。

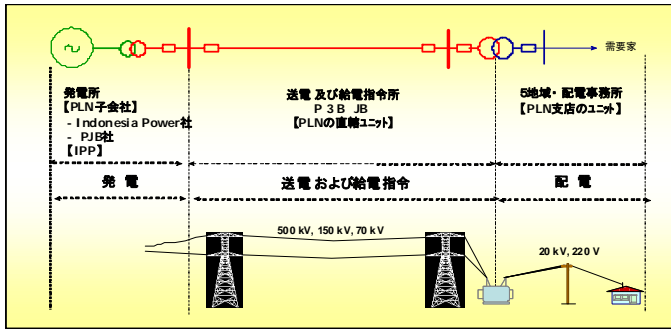
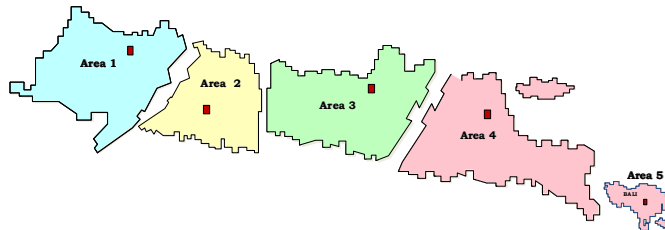


図 2.5 ジャワ・バリ系統の電力供給体制

ジャワ・バリ系統は図 2.6 のように東西に5つの地域へ分割され、各地域の系統運用は1つのエリア給電所(ACC: Area Control Center)によって行われている(表 2.1)。全系統は Gandul にある中央給電所(JCC: Jawa-Bali Control Center)にて系統全体の需給調整(周波数制御)や500 kV 系統の監視制御(電圧調整など)や発電所への指

令を行っている。エリア給電所は個々の受け持ちエリアにて150 kV と70 kV の系統の監視制御を行い、中央給電所から発電所への指令を伝える役目を担っている(20 kV 以下の配電系統は各地域の配電ビジネスユニットが実施)。



(出典：ACC2 紹介資料)

図 2.6 ジャワ・バリ系統の運転区分

表 2.1 P3B JB の給電所体制

地域	略称	エリア給電所(ACC)	中央給電所
ジャカルタとバンテン州	Area 1	ACC Cawang	Jawa-Bali Control Center (JCC) (at Gandul 500kV SS)
西部ジャワ	Area 2	ACC Cigereleng	
中部ジャワとジョグジャカルタ特別州	Area 3	ACC Ungran	
東部ジャワ	Area 4	ACC Waru	
バリ島	Area 5	ACC Bali	

(出典：Rencana Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali Tahun 2013)

尚、本報告書では表 2.1 で示す各エリア給電所の担当する地域のことを Region と呼び、略称の数字も Area の場合のそれと一致するが、Area 4 と Area 5 は合わせて Region 4 と呼ぶ。

2.4 計画・予算

ジャカルタ首都圏の電圧低下対策の検討に際しては、送電システムの運営維持管理を担当する P3B JB の設備計画・予算の把握が重要である。P3B JB ではビジネスユニットの業績を明確にするため、財務諸表や設備容量等を含めた独自の統計データを作成しており、過去の実績等を参考に今後の設備投資実施の可能性を検討する。

2.4.1 P3B JBの損益計算書

P3B JB では独自の財務諸表を作成している。2012年7月作成の損益計算書を表2.2に示す。P3B JB の収入、支出、収益はともに増加傾向にあるとわかる。P3B JB では送電電力の取引量と、PLN との間で設定した取引価格に基づいて、PLN より収益を得ている。

減価償却費を見ると、いずれの年も支出（Maintenance Cost）の半分以上を占めており、増加傾向にあることから、設備投資に費やす割合が大きいことがわかる。

表 2.2 P3B JB の損益計算書(2007-2011)

Unit: Million IDR

	2007	2008	2009	2010	2011
Operating Revenue	4,742,456	5,619,413	5,718,979	6,596,695	6,634,539
Maintenance Cost	2,517,003	2,721,911	2,809,425	3,289,098	3,194,412
Material Usage	316,244	389,340	424,078	584,775	694,689
Wholesale Service	94,299	112,850	107,443	222,711	228,956
Staffing	556,832	668,782	680,135	894,345	634,087
Depreciation	1,544,838	1,569,296	1,628,926	1,675,949	1,765,481
Administration	99,088	94,491	76,285	134,027	100,154
Profit (Loss)	2,225,453	2,897,502	2,909,554	3,307,597	3,440,127
Other Revenue	218,390	297,458	24,377	546,814	466,704
Interest Income	(1,140)	(1,567)	(1,807)	(1,472)	(1,455)
Miscellaneous Income	(19,018)	(52,185)	(75,094)	(58,447)	(24,395)
Loan Burden	138,471	106,970	77,718	369,549	355,353
Retirement Plan	16,423	21,655	24,272	27,211	30,026
Other Burden	19,650	84,382	120,442	282,158	177,338
Burden of Foreign Exchange	64,003	138,203	(121,154)	(72,185)	(70,162)
Net Profit (Loss)	2,007,063	2,600,044	2,885,177	2,760,783	2,973,422

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI)を参考に調査団にて作成)

2.4.2 P3B JBの貸借対照表

P3B JB の貸借対照表を表2.3および表2.4に示す。表2.3を見ると、P3B JB の資産の大部分は固定資産であり、資産額は年々増加していることがわかる。表2.4からは、資本に占める負債の割合が1パーセント前後と非常に低く、PLN から得られるビジネスユニットとしての社内間の収益により設備投資を行う傾向がある。

表 2.3 貸借対照表(資産の部)

Unit: Million IDR

	2007	2008	2009	2010	2011
Net Asset	34,253,025	34,099,785	34,366,762	36,067,537	36,776,660
Fixed Assets (Gross)	43,180,566	44,539,603	46,381,961	49,658,883	51,966,609
Accumulated Depreciation	(8,927,540)	(10,439,817)	(12,015,198)	(13,591,345)	(15,189,948)
Work on Implementation	137,905	1,100,885	1,785,833	1,571,725	2,280,493
Non-current Assets	266,886	210,442	268,699	337,193	391,967
Current Assets	107,758	129,137	124,823	108,682	214,421
Total Assets	34,765,576	35,540,251	36,546,118	38,085,138	39,663,544

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI)を参考に調査団にて作成)

表 2.4 賃借対照表(負債および資本の部)

Unit: Million IDR

	2007	2008	2009	2010	2011
Total Capital	2,007,063	2,600,044	2,885,177	2,760,783	2,973,422
Accounts Administration	32,669,597	32,488,358	33,461,959	34,951,034	36,461,570
Long-term Liability	14,183	14,183	14,183	-	-
Short-term Liability	74,731	437,664	184,797	373,321	228,551
Total Capital and Liability	34,765,576	35,540,251	36,546,118	38,085,138	39,663,544

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI)を参考に調査団にて作成)

2.4.3 まとめ

P3B JB にて作成している損益計算書から、P3B JB のビジネスユニットとしての収入、支出、収益は増加傾向にあることが判明した。あわせて、減価償却費が毎年増加していることから、設備投資を継続的に行っていることが読み取れた。賃借対照表からは、P3B JB の資産内訳の大部分が固定資産であり、資産額は年々増加していることが判明した。他方、資本に占める負債割合は1パーセント前後であり、PLN のビジネスユニットとしての収入を中心に設備投資を行うことが確認できた。

表 2.5 に示すとおり、収益と固定資産は増加する傾向にあり、インドネシア国内での電力需要の成長を考慮すると、今後も同様の伸びが期待される。

表 2.5 収益と固定資産の伸び率

Unit: Million IDR

	Profit	Increase of Profit against the previous year	Fixed Assets (Gross)	Increase of Fixed Assets against the previous year
2007	2,007,063	-	43,180,566	-
2008	2,600,044	129,54%	44,539,603	103,15%
2009	2,885,177	100,97%	46,381,961	104,14%
2010	2,760,783	95,69%	49,658,883	107,07%
2011	2,973,422	107,70%	51,966,609	104,65%

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI)を参考に調査団にて作成)

2.5 運営・維持管理能力

本調査の目的である電圧低下の改善を評価する上では、PLN 社内で送電システムの管理を担当する P3B JB の運営・維持管理体制が重要となる。ここでは P3B JB の要員、管理運営設備及び設備運用実績に基づいて評価を行う。

2.5.1 P3B JBの要員

P3B JB の要員総数は、2008 年をピークに年々減少している(表 2.6 参照)。要員の職種内訳、教育レベルの内訳の推移を見ると、専門職(System、Specific)の人数増加に対し Basic 等の庶務の人数が減少しており(表 2.7 参照)、初等教育よりも上の教育を受けた数が増え

ていることが分かる（表 2.8 参照）。

P3B JB の要員総数は減少しているが、個々人の専門性は上昇しており、全体的に業務の効率化に取り組んでいると見て取れる。

表 2.6 各ユニットの要員の推移(2007-2011)

	Kantor Induk	RJKB	RJBR	RJTD	RJTB	Total
2007	330	1,177	850	815	1,000	4,172
2008	324	1,199	900	816	1,098	4,337
2009	318	1,224	885	809	1,100	4,336
2010	338	1,196	864	788	1,061	4,247
2011	340	1,136	817	742	1,013	4,048

Kantor Induk: P3B JB's Head Quarter, RJKB: Jakarta & Banten Area, RJBR: West Java Area, RJTD: Central & Yogyakarta Area, RJTB: East Java & Bali Area

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI))

表 2.7 要員の職種内訳(2008-2011)

	Integration	Advanced	Optimization	System	Specific	Basic
2008	3	29	143	298	1,596	2,268
2009	2	21	127	313	1,707	2,166
2010	-	21	102	396	1,907	1,821
2011	-	20	77	401	1,976	1,574

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI))

表 2.8 要員の教育レベルの内訳(2007-2011)

	BASIC EDUCATION	DIPLOMA	BACHELOR	MASTER
2007	3,428	195	506	43
2008	3,152	588	550	47
2009	3,071	644	574	47
2010	2,921	700	578	48
2011	2,671	718	608	51

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI))

2.5.2 P3B JBの管理運営設備

P3B JB が管理運営する設備は年々増加している。表 2.9 の通り送電線亘長合計は 2007 年に比べて 2011 年は合計 1,000 km 以上増加しており、表 2.10 の通り変電設備に関しては約 10,000 MVA 増加した。これは、表 2.11 の通り電力需要の伸びに比例して、設備容量が増加しているためである。

表 2.9 送電線亘長合計の推移(2007-2011)

Transmission Line (km)	2007	2008	2009	2010	2011
500 kV	5,048	5,092	5,111	5,052	5,052
150 kV	11,669	11,844	11,973	12,371	12,906
70 kV	3,603	3,612	3,506	3,608	3,474
Total	20,320	20,548	20,590	21,031	21,432

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI))

表 2.10 変電設備合計の推移(2007-2011)

	2007		2008		2009		2010		2011	
	Unit	MVA	Unit	MVA	Unit	MVA	Unit	MVA	Unit	MVA
500/150	35	17,000	35	17,000	38	18,500	40	19,500	47	23,000
150/70	60	3,579	59	3,569	61	3,579	61	3,819	60	3,719
150/TM	548	26,070	555	26,481	561	47,075	5780	28,434	601	30,001
70/TM	135	2,802	135	2,748	138	2,741	127	2,751	128	2,727
Total	778	49,451	784	49,798	798	52,135	808	54,504	836	59,447

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI))

表 2.11 電力需要と管理運営設備の増加割合(2006年比)

Of the year 2006					Increase (%)	Against the previous year				
2007	2008	2009	2010	2011		2007	2008	2009	2010	2011
5.55	5.89	11.79	17.56	28.21	Peak Demand	5.55	0.31	5.58	5.17	9.06
6.26	10.53	15.25	23.91	32.33	Energy Products	6.26	4.02	4.27	7.52	6.79
-1.22	1.45	5.96	5.04	16.08	DMN	-1.22	2.70	4.44	-0.86	10.51
2.09	2.80	7.63	12.52	22.72	Transformer/MVA	2.09	0.70	4.69	4.54	9.07
0.63	1.76	1.97	4.16	6.14	Transmission/km	0.63	1.12	0.20	2.14	1.91

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI))

2.5.3 P3B JBの設備運用実績

P3B JBの送電システムに係る設備トラブル数を表 2.12～表 2.14 示す。2009年をピークに、設備トラブル数は減少もしくは横ばいとなっていることが分かる。

表 2.12 送電システムに係る設備トラブル(2007-2011)

	TR	TL	Busbar	Total
	2007	96 (83)	236 (64)	
2008	134 (115)	277 (80)	0 (0)	411 (195)
2009	131 (124)	289 (74)	6 (5)	426 (203)
2010	115 (106)	244 (62)	8 (6)	367 (174)
2011	134 (101)	258 (65)	4 (2)	396 (168)

*1 TR = Transformer

*2 TL = Transmission Line

*3 括弧内赤字は合計の内、停電に至ったトラブル数を示す。

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI))

表 2.13 トランスに係る設備トラブル(発生箇所別)(2007-2011)

	500kV/150kV TR	150kV/70kV TR	150kV TL	70kV TL	150kV/20kV TR (20kV TLを含む)	70kV/20kV TR (20kV TLを含む)
2007	15 (4)	7 (5)	66 (66)	8 (8)	8 (8)	0 (0)
2008	22 (10)	9 (6)	80 (77)	0 (0)	23 (22)	0 (0)
2009	11 (8)	7 (4)	98 (98)	0 (0)	15 (14)	0 (0)
2010	15 (13)	12 (6)	45 (44)	14 (14)	22 (22)	7 (7)
2011	20 (5)	6 (5)	58 (53)	16 (13)	33 (25)	1 (0)

*1 TR = Transformer

*2 TL = Transmission Line

*3 括弧内赤字は合計の内、停電に至ったトラブル数を示す。

(出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI))

表 2.14 送電線・母線に係る設備トラブル（電圧階級別）（2007-2011）

	Transmission Line			Busbar		
	500kV	150kV	70kV	500kV	150kV	70kV
2007	16 (0)	128 (33)	92 (31)	1 (1)	10 (8)	4 (3)
2008	16 (0)	133 (33)	128 (47)	0 (0)	0 (0)	0 (0)
2009	32 (3)	145 (37)	100 (34)	0 (0)	3 (3)	3 (2)
2010	34 (1)	138 (34)	139 (27)	0 (0)	5 (3)	3 (3)
2011	28 (2)	143 (47)	87 (16)	1 (0)	3 (2)	0 (0)

* 括弧内赤字は合計の内、停電に至ったトラブル数を示す。

（出典：STATISTIK 2011 (P3B JAWA BALI)）

2.5.4 まとめ

P3B JB の要員推移から、要員の全体数は減少しているが、比較的高い教育を受けた専門性のある人員が増加していることが読み取れた。また、P3B JB の管理運営の対象となる設備容量は年々上昇しているが、設備トラブルは2009年をピークに減少または横ばいとなっており、設備容量あたりの事故件数は減少傾向にあると言える。

第3章 現状のジャカルタ系統の電圧運用

本章では、ジャカルタ系統における PLN の電圧運用の現状について記載する。なお、ジャカルタ系統とは、ジャカルタ首都圏およびその周辺の Region 1 内の電力系統を指し、Region 1～5 を全て含んだジャワ・バリ系統の一部である。

3.1 系統設備の主仕様

3.1.1 500kV送電線

ジャワ・バリ系統の 500 kV 送電線は、既設設備は ACSR の DOVE と GANNET が適用されており、鉄塔構造としては DOVE では 1 鉄塔 1 回線、2 鉄塔 2 回線、1 鉄塔 2 回線、1 鉄塔 4 回線、GANNET では 2 鉄塔 2 回線、1 鉄塔 2 回線が存在する。将来系統でより熱容量が大きい送電線が必要な箇所については ZEBRA (1 鉄塔 2 回線) の適用が計画されている。

表 3.1 ジャワ・バリ系統における 500 kV 送電設備

Conductor type	Capacity [MVA]	Tower	No. of transmission lines
ACSR/AS 4×DOVE	1984.9	1 cct 1 tower	1 cct (Cilegon – Cibinong)
ACSR/AS 4×DOVE	1984.9	2 cct 2 tower	10 ccts (eg. Suralaya – Balaraja)
ACSR/AS 4×DOVE	1984.9	2 cct 1 tower	19 ccts (eg. Bekasi-Cibinong)
ACSR/AS 4×GANNET	2209.2	2 cct 2 tower	4 ccts (eg. Bandung Selatan – Saguling)
ACSR/AS 4×GANNET	2209.2	2 cct 1 tower	22 ccts (eg. Cilegon-Suralaya)
ACSR/AS 4×ZEBRA	2611.9	2 cct 1 tower	New transmission lines

3.1.2 500/150 kV変圧器

ジャワ・バリ系統の 500/150 kV 変圧器の容量とインピーダンスを表 3.2 に示す。

表 3.2 ジャワ・バリ系統における 500/150 kV 変圧器容量とインピーダンス

Substation	ID	Capacity [MVA]	Impedance(per unit winding base)	No. of transformers
Suralaya	IBT-1	250	0.1427	1
Suralaya	IBT-2	250	0.1310	1
The other substations	-	500	0.1301-0.1427	49

3.1.3 調相設備

ジャワ・バリ系統の既設および計画中の調相設備の定格電圧および容量を表 3.3～表 3.6 に示す。分路リアクトルは 500 kV 系統に接続されており、電力用コンデンサは 150 kV、70 kV、20 kV に接続されている。(P3B JB 資料 “Program Peningkatan Kuakitas Tegangan” および P3B JB 運用部門にて使用している解析データ (Digsilent data) を基に作成)

表 3.3 ジャワ・バリ系統における分路リアクトル(常時投入のみ)

Area	Voltage [kV]	Unit size [MVar]	No. of units	Capacity [MVar]
Region 1	500	100	1	100
Region 2	500	100	2	200
Region 3	500	100	2	200
Region 4	500	100	2	200
		50	2	100
Total				800

表 3.4 ジャワ・バリ系統における電力用コンデンサ(既設分)

Area	Voltage [kV]	Unit size [MVar]	No. of units	Capacity [MVar]
Region 1	150	25	10	250
	70	10	1	20
Region 2	150	25	2	50
	70	10	2	20
Region 3	150	25	3	75
Region 4	150	25	10	250
		10	5	50
	70	20	1	20
		10	5	50
Region 5	150	25	7	175
Total				950

表 3.5 増設工事中の電力用コンデンサ

Area	Voltage [kV]	Unit size [MVar]	No. of units	Capacity [MVar]
Region 1	150	50	7	350
		25	5	125
Total				475

表 3.6 増設が計画されている電力用コンデンサ

Area	Voltage [kV]	Unit size [MVar]	No. of units	Capacity [MVar]
Region 1	150	50	15	750
	20	20	11	220
Region 2	150	50	2	100
Total				1,070

3.2 調相設備の容量、設置箇所

3.2.1 PLNによるコンデンサ設置計画

調査団の第1回調査において PLN 計画局・P3B JB 計画部門から、近年顕著となった系統電圧の低下に対応するため、当面の緊急対応計画を立案し PLN 資金での実施について予算

手続きを開始し現在エンジニアリング部門にて用地確保の可否も含めたフィージビリティ調査を実施している旨、報告があった。この計画によれば、これまで超重要需要家への供給対策として設置されていた 260 MVar の電力用コンデンサの一部移設、およびジャカルタ首都圏の 500 kV 変電所・150 kV 変電所に合計 475 MVar の調相設備増設工事を進めることとし、さらに近い将来に 1,070 MVar を増設する計画となっている。この合計 1,070 MVar の設備増設の内訳は主要変電所の 150 kV 母線に単器容量 50 MVar のコンデンサを 19 台、150 kV 側が GIS 設備等で増設費用が高価となる箇所は限定的に 20 kV 母線に単機容量 25/10 MVar のものを取り付ける事となっており、その詳細を表 3.7～表 3.9 に示す。

表 3.7 ジャワ・バリ系統にすでに設置されているコンデンサ設備とその容量

サブシステム	変電所名	容量 (MVAR)
Cibinong	Pelabuhan Ratu	10
Gandul 1,2	Teluk Naga	25
Gandul 1,2	Durikosanbi	25
Gandul 1,2	Petukangan	25
Gandul 1,2	Cengkareng	25
Kembangan	Tangerang Lama	25
Bekasi 1,2	Pulogadung	25
Bekasi 1,2	Plumpang	25
Bekasi 1,2	Kemayoran	25
Bekasi 1,2	Angke	25
Bekasi 3,4	Bekasi	25
Total		260

(出典: P3B JB 資料 : Program Peningkatan Kualitas Tegangan)

表 3.8 ジャワ・バリ系統にて設置工事实施中のコンデンサ設備とその容量

サブシステム	変電所名	容量 (MVAR) [※]	設置計画年度、(移設先・移設元)
Cibinong	Cibinong	25	2012
Kembangan	Tangerang Lama	25	2012
Kembangan	Jatake	25	2011
Bekasi 3,4	Bekasi	50	2011
Bekasi 3,4	Bekasi	-25	2011,Relocation (to Legok)
Gandul 1,2	Durikosanbi	50	2011
Gandul 1,2	Durikosanbi	-25	2011,Relocation (to Angke)
Depok	Cawang Lama	25	2011
Depok	Cawang Lama	50	2012
Depok	Cawang Lama	50	2012
Balaraja	Lengkong	50	2012
Balaraja	Lengkong	25	2011,Relocation (from Plogadung)
Balaraja	Legok	50	2012
Balaraja	Legok	25	2011,Relocation (from Bekasi)
Bekasi 1,2	Pulogadung	50	2011
Bekasi 1,2	Pulogadung	-25	2011
Bekasi 1,2	Kemayoran	25	2012
Bekasi 1,2	Angke	25	2011,Relocation (from Durikosanbi)
Total		475	

※ 容量の-符号は移設のため、当該変電所から撤去することを意味する。

(出典: P3B JB 資料 : Program Peningkatan Kualitas Tegangan)

表 3.9 ジャワ・バリ系統 1070 MVar 新規コンデンサ配置計画案

サブシステム	変電所名	単器容量 (Mvar)	合計容量 (Mvar)	電圧仕様、 ユニット数
Cibinong	Cibadak Baru	50	50	150 kV, 1 Unit
Cibinong	ITP	50	50	150 kV, 1 Unit
Bekasi 3,4	Jatirangon	50	50	150 kV, 1 Unit
Bekasi 3,4	Bekasi	50	50	150 kV, 1 Unit
Bekasi 3,4	Miniatur	20	40	150 kV, 2 Unit
Bekasi 1,2	Pegantasan	20	20	20 kV, 1 Unit
Bekasi 1,2	Kendang Sapi	20	20	20 kV, 1 Unit
Bekasi 1,2	Gambir Baru	20	20	20 kV, 1 Unit
Kembangan	Cikupa	50	50	150 kV, 1 Unit
Kembangan	Maximangando	50	50	150 kV, 1 Unit
Kembangan	Ciledug	50	50	150 kV, 1 Unit
Kembangan	Curug	20	20	20 kV, 1 Unit
Kembangan	New Senayan	20	20	20 kV, 1 Unit
Depok	Depok	50	50	150 kV, 1 Unit
Cawang	Karet Lama	50	50	150 kV, 1 Unit
Cawang	Karet Lama	50	50	150 kV, 1 Unit
Cawang	Pulomas	20	40	20 kV, 2 Unit
Cawang	Gambir Lama	20	40	20 kV, 2 Unit
Balaraja	Tigaraksa	50	50	150 kV, 1 Unit
Balaraja	Serpong	50	50	150 kV, 1 Unit
Gandul 1,2	Serpong	50	50	150 kV, 1 Unit
Gandul 3	Gandul	50	50	150 kV, 1 Unit
Cilegon 1,2	Cikande	50	50	150 kV, 1 Unit
Cibatu 1,2	Tambun	50	50	150 kV, 1 Unit
Cibatu 1,2	Poncol	50	50	150 kV, 1 Unit
Total			1070	

※ 現在の配置計画においては、計画総量 1,070 MVar に対して 1065 MVar を検討している。

(出典: P3B JB 資料: Program Peningkatan Kualitas Tegangan)



図 3.1 新規コンデンサ設置候補のうち現地調査を実施した変電所

この変電所の選定にあたっては、潮流解析に用いる系統構成を考慮して 500 kV 母線からもっとも電氣的に遠い 150 kV 母線にコンデンサを設置することで考えているが、今後、設置箇所の有効スペースがあるかどうか確認が必要とのことであった。またこの緊急対策の実施完了目標としては、資料には明示されていないものの、2013 年までに 475 MVar の調相設備増設の完了、1,070 MVar 分については 2015 年までを想定しているとのことであり、現在各変電所における設置可否の検討、設置工事の詳細設計を P3B JB 計画部門が関係する各部門と調整中とのことであった。

またこの P3B JB 報告では、計画中の総合計 1,550 MVar の調相設備設置による電圧低下抑制効果について、2012 年時点の電力系統モデルを用いて検討されており、現在進行中の 475 MVar の調相設備設置では不十分なものの、将来計画分の 1070 MVar まで考慮すると現在電圧低下が確認されているジャカルタ首都圏のサブシステムの主要母線において、系統電圧の運用上の下限値である -5% までの電圧低下で維持可能であるとする検討結果が報告されている。これをうけ調査団において PLN 計画部門による調相設備増設量の妥当性検討の検証、将来の需要増の断面における電圧維持効果の検証を行うこととした。（第 5 章）

この増設計画の内容をもとに調査団にて第 2 次現地調査において関係する変電所の現地状況を調査した結果、コンデンサ移設のため Pulogadung 変電所ではのようにコンデンサ設備の解体がすでに完了しており、新規 50 MVar 用の基礎増強工事が実施されていることが確認できた。

図 3.3 のように既設 25 MVar の移設撤去工事は完了しており、新規増設工事の準備中であった。ただしいずれの工事も P3B JB 資料においては 2011 年完了予定の工事であることを

考慮すると、全体的なコンデンサ増設工事のスケジュールは1年程度の遅れにて実施されていると推測される。



コンデンサ撤去後、新規コンデンサ用に基礎の打ち増しを実施



撤去され移設準備中のコンデンサ素子、米国 Cooper 社の名前とコンデンサ素子の製造者と推測される McGraw-Edison Capacitors の名前がある。

図 3.2 Plogadung 変電所でのコンデンサ撤去工事状況



Plogadung と同様に本体撤去完了、基礎を改造する前の断面。遮断器等は流用予定

図 3.3 Kenbangan 変電所 コンデンサ撤去後の新規設置工事箇所

3.2.2 PLNにおけるコンデンサ設備増設工事の仕様

PLN におけるコンデンサ設備の仕様確認のため、計画されているコンデンサ増設工事における機器配置の考え方、および設置機器の仕様について確認を行った。

変電所におけるコンデンサ設備増設計画の設計については、優先順位として（優先順位1位）1. 150 kV 気中フィーダースペースがあれば、そこにコンデンサ用遮断器を追加設置する。

（優先順位2位）2. 空きスペースがなければ、既設送電線にブランチする形で、別途コンデンサ用 断路器・遮断器を追加して対応

（優先順位3位）3. GIS 変電所の場合は 20 kV フィーダーを追加して 20 kV 側に設置を基本とした増設コストを極力低減するクライテリアである。またジャカルタ市内・近郊の用地取得費用が非常に高価となっているため、コンデンサ設置工事において用地取得は基本として想定していない。また耐震性能については 0.2G の水平加速度を想定しているとのこと。特段の洪水、浸水対策は実施しないとのことであった。コンデンサ本体はドライタイプを使用しているため、重量が比較的軽いという情報を得た。

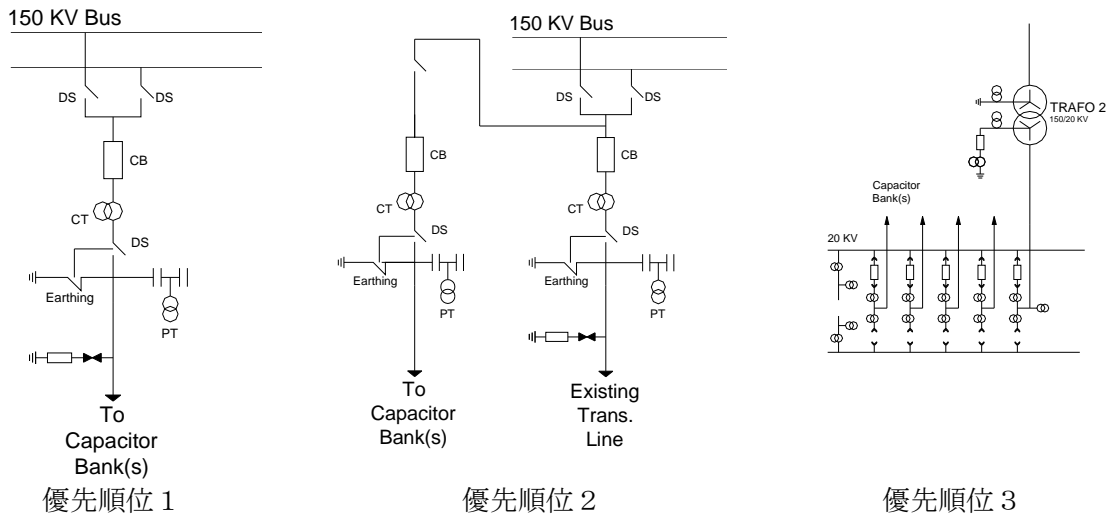


図 3.4 コンデンサバンク接続方法の優先順位

主要機器の主な仕様について表 3.10 に示す。この仕様については調相設備の運用時に注意すべき遮断器の多頻度開閉および遮断器投入時の過電圧対策として、遮断器については IEC 規格の+M2 スペックを指定することで 10,000 回の動作を想定した高品質のものを採用しており、遮断タイミング調整用の Switching Controller を指定している点が特徴的である。

表 3.10 コンデンサ設備増設 主要機器仕様一覧

150kV Shunt Capacitors

Specification	
Standards	IEC 60871
Type	Outdoor, three-phase, open rack
Ratings	150kV 50MVAR 50Hz
Insulation Level	LIWV 750kVp, SIWV 325kV
Seismic Withstand Capability	Corresponding to 0.2G
Minimum nominal specific creepage distance	25 mm/kV
Capacitor unit's dielectric material	All-film
Inrush Current Limiting Reactor	IEC 60289
Reactor Type	Outdoor, 3 single phase, air core, dry

150kV 40kA 1 pole Circuit Breaker

Standard	IEC 62271-100:2001-05
Type of Circuit Breaker	SF6
Ratings	150kV 1250A, 40kA 1sec. 50Hz
Switching Insulation Level	750kVp to Ground, 860kVp to phases
Power Frequency Withstand Voltage	325kVrms to Ground, 375 to phases
Minimum nominal specific creepage distance	25 mm/kV
Operating Duty	O-0.3s-CO-180s-CO

(出典: PLN 工事仕様書)

遮断器の所要性能に関連して、調相設備の自動制御を実施する場合には、コンデンサ設備の頻繁な運転・停止が必要となるため遮断器の遮断性能について再確認が推奨されることを伝えたところ、バリ島の系統においてコンデンサに接続された遮断器の事故が発生した事例の説明があった。当該の遮断器は平均して1日に3回程度コンデンサを系統に接続・開放する操作を行っていたが、使用後6年で絶縁破壊に至ったとのこと。この原因は遮断器の操作機構のロックピン部の折損によるものであり、そのために主回路の動作不良によりアークが発生、過熱により絶縁破壊に至ったものであった。M2クラスを指定していた遮断器であることから、技術的検証等が必要となる。また機器の償却期間は30年で計算しているとのことであり、このバリの事故については非常に早い段階での遮断器故障として懸念しているとの報告であった。

またコンデンサ設備の保護および運転制御についての仕様については、設備保護の要素は Over current, Under Voltage, Unbalance の3種類の保護リレーをフィーダー遮断器トリップとして設置する設計となっている。また遠方制御については、コンデンサ設備の投入・開放操作は現在手動にて操作している運用となっているものの、現在でも新しいフィーダーベイを工事に設置する際には、SAS (Substation Automation System) を標準で追加しているとのことであり、これを計画されているコンデンサフィーダーにも適用することにより調相設備の自動制御のための条件整備は完了することが可能である。現在、PLNとしてはSASを逐次導入している段階であるが現時点で実運用に入っているSASシステムはないとのことであった。(導入例: Bukit Semaray Baru Sumaran の変電所)

電圧対策として調相設備を大量導入した場合、需要に応じて入切りをどのように行うかが課題になるとの認識がP3B JBでの打ち合わせにおいても確認され、変電所の変圧器、調相設備を自動制御することについては関心がある模様であった。この制御実施のための通信線インフラについては、現在は光ファイバーケーブルおよび架空地線を使用した通信インフラを使用中。光ファイバーケーブルは他会社の資産を使用しているとのこと、PLN資産の設備はないとのことであった。

3.3 発電所の電圧調整方法

3.3.1 発電機の電圧制御方式

Suralaya 火力発電所および Priok 火力発電所では AVR、Cirata 水力発電所では AQR を適用されている。

3.3.2 昇圧用変圧器のタップ運用

発電機の昇圧用変圧器については概ねオフロード タップチェンジャーが適用されている。Piton3 号機と Muara Tawar 3、4 号機についてはオンロード タップチェンジャーを具備している。

Suralaya 火力発電所については P3B JB からの要請に基づき、昇圧用変圧器のタップ位置を高圧側（系統側の電圧を高める方向）に1タップ変更した実績がある。さらに1タップ変更を行う計画もある。

また、Muara Tawar 火力発電所については P3B JB からの要請に基づき、昇圧用変圧器のタップ位置を高圧側のタップ位置に変更する予定で現在手続きを行っているとのこと。

昇圧用変圧器のタップ位置については発電機の新增設の際、公称電圧が選択されることが多い。

3.3.3 電圧調整方法

発電所における電圧制御に関する指令と操作方法を表 3.11 に示す。

需要増加に伴い系統電圧が低下する時間帯では JCC もしくは ACC から発電機の無効電力を増加するよう電話にて要請が行われる。頻度は1日に1~2回程度である。

指令範囲に基づき、500 kV 系統に連系している発電所については JCC から、150 kV 系統に連系している発電所については ACC より要請が行われる。

AVR を適用している発電所では端子電圧を手動で上げることにより、AQR を適用している発電所では無効電力設定値を手動で増加させることにより系統への無効電力供給を増加させている。

Suralaya 火力発電所では設備上限の近傍まで無効電力を増加させるため、頻繁に過励磁制限（OEL：Over Excitation Limitation）動作に至っている。

Priok 火力発電所では発電機端子電圧の上下限值は公称電圧である 15.75 kV にて 95%~105%であるが、過去に 16.0 kV（101.6%）より高く設定したところ、トラブルが発生したため、現状は 16.0 kV を上限としている。

Cirata 水力発電所では Capability Curve からの無効電力上限は 61 MVar 程度であるが、AQR の無効電力設定値としてはマージンをみて 0~±40 MVar の範囲にて設定している。

表 3.11 発電所における電圧制御の指令と操作

Voltage Control Operation	Voltage Level	Order by Whom	Operation by Whom	Tool of Order
Change in reactive power output of generator	500kV	JCC	Operators in power stations	Telephone
	150-70kV	ACC	Operators in power substations	Telephone

3.4 変電所の電圧調整方法

3.4.1 変圧器タップの調整方法

変電所における電圧制御に関する指令と操作方法を表 3.12 に示す。

500/150 kV 変圧器のうち4変電所（Cirata, Mandirancan, Ungaran, Pedan）については朝の需要の立ち上がりに応じてタップ位置を上げ方向に4タップ調整し、ピーク時間帯を過ぎた後、タップ位置を4タップ下げる運用を行っている。他の500/150 kV 変電所については最適と考えられるタップ位置に固定して運用されている。

500/150 kV 変圧器のタップ位置についてはJCCからの電話による指示に基づき、変電所の運転員がタップ位置を変更している。150/70 kV 変圧器のタップ位置についてはACCからの電話による指示に基づき、変電所の運転員がタップ位置を変更している。150/20 kV 変圧器のタップ位置については自動調整を行っている。

表 3.12 変電所における電圧制御の指令と操作

Voltage Control Operation	Voltage Level	Order by Whom	Operation by Whom	Tool of Order
On/off switching of shunt reactor/capacitor in substations	500kV	JCC		Manually via SCADA
	150-70kV	ACC		
Changing tap position of transformers	500/150kV	JCC	Operators in substations	Telephone
	150/70kV	ACC	Operators in substations	Telephone
	150/20kV	Automatically		

3.4.2 電力用コンデンサの運用方法

電力用コンデンサは平日通常、入切操作を行わず、一日を通じて投入運用している。祝日については軽負荷に伴う電圧上昇を抑制するため、一日を通じて開放運用している。ACCの指令範囲内の電力用コンデンサについてはACCのEMSを通じての直接、投入・開放操作を行うことができる。

3.4.3 補償リアクトルの運用方法

500 kV 系統に接続されている補償リアクトルのうち長距離送電線に接続されているものについては再閉路時の電圧上昇を抑制するため常時投入としている。その他の箇所については常時開放としており、祝日などの特異日のみ投入している。また、500 kV 系統に接続している補償リアクトルについてはJCCのEMSを通じて直接、投入・開放操作を行うことができる。

3.5 系統監視制御

3.5.1 系統監視システム

JCC (Jawa Bali Control Center)、ACC 1 (Area Control Center 1)、ACC 2 (Area Control Center 2) を調査。JCC および ACC 2 については、シーメンス製の高性能 SCADA に更新済み。ACC 1 については、旧タイプの SCADA からシーメンス製の高性能 SCADA への更新および新センターへの移転作業の途上である。

更新後のシステムについては、5 分間に 1 度実施される状態推定機能、OPF (最適潮流計算) 機能など、系統状態監視を行う高度な機能を備えている。

しかしながら、それらの機能を十分活用できる状態になっていない。それは、新設送電線、変圧器の定数などの系統パラメータおよびテレメータ情報などのデータメンテナンスが十分にできていないことによるものと考えられている。

3.5.2 給電情報の収集

監視については、JCC においては、変電所の 500 kV~70 kV 全ての電圧、有効・無効潮流、変圧器タップ、発電所の 500 kV 系統の電圧、発電機端子電圧、および発電機有効・無効出力が表示されている。ACC において、所管とする地域の変電所の 500 kV~70 kV 全ての電圧、有効・無効潮流、変圧器タップ、発電所の高圧側の電圧、発電機端子電圧、および発電機有効・無効出力が表示されている。

基本的な給電情報収集については、グリッドコードに示してあり、収集範囲としても業務の仕組みとしても申し分ないと考えられる。テレメータの求める精度、校正への取り組み、系統シミュレーションに必要な各種設備データの収集やシステムメンテナンスのルールなどを体系化することにより、状態推定計算や信頼度計算の機能を活用することが可能と考える。

3.5.3 機器の運転制限値

現地調査時には、時々発電機の無効電力上下限の警報が発生していた。OEL 動作も常態化しているようである。無効電力が限界値に達していると、電圧変動を吸収することができないため、好ましい状況ではない。

例えば、Suralaya 火力における調査では、Suralaya 火力発電機の OEL は界磁電流が 105% 超過したとき、100% に界磁電流を制限するよう制御し、界磁電流が 95% まで低下しないとリセットされない仕組みになっているとの情報を得た。OEL が動作している状況では、発電機の無効電力が十分活用されないため、OEL が動作しないよう、保護装置の動作レベルを把握しておくことが重要である。保護装置の動作レベルを把握しておくことは、系統監視において、適正な電圧調整余力を把握することにつながる。なお、他に発電機端子電圧が 118% で 4 秒継続するとトリップする V/Hz リレーによる過励磁保護も設置されている。

3.6 ジャカルタ系統の運用実績

ここでは2012年度のP3B JB 運用実績¹を基にジャカルタ系統の運用実績を振り返る。

3.6.1 設備概要

表 3.13 にジャワ・バリ系統の電源・負荷の割合を示す。ジャワ・バリ系統は島西部に位置するジャカルタ首都圏を中心とした最大需要地と島内に遍在する大規模ベース電源とを東西約900 kmの南北2ルートの500 kV 基幹送電線とで結んでいるのが特徴で、送電電圧は500kV、150kV 及び 70kV で構成されている。500 kV 基幹送電線がループ化されることにより系統が強化され、電力供給力に比較的余力のあるジャワ島東部から、最大需要地であるジャカルタ首都圏を含むジャワ島西部に電力供給されている。

表 3.13 ジャワ・バリ系統地域別の電源・負荷割合

	ジャワ・バリ系統エリア	負荷	電源
1	ジャカルタ、バンテン州	41 %	35 %
2	西部ジャワ	20 %	20 %
3	中部ジャワとジョグジャカルタ特別州	15 %	17 %
4	東部ジャワ	21 %	27 %
5	バリ	3 %	2 %

備考：データは2012年10月17日ジャカルタピーク時間帯のもの。

(出典：Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2011)

表 3.14 変電所変圧器数

電圧 [kV]	変圧器	
	台数	MVA
500/150	47	23,000
150/70	60	3,719
150/20	601	30,001
70/20	128	2,727
Total	836	59,447

(出典：P3B Jawa Bali, Statistik 2011)

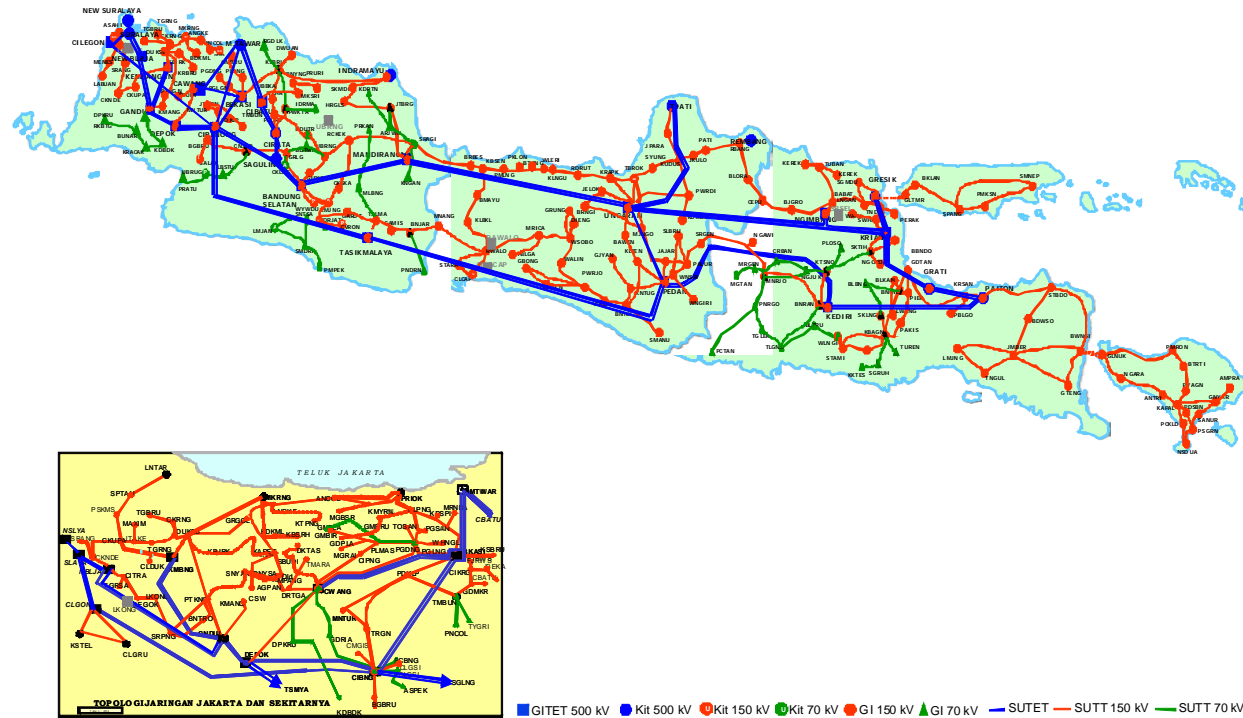
表 3.15 送電線延長

電圧	km
500 kV	5,052
150 KV	12,906
70 kV	3,474
Total	21,432

図 3.5 にジャワ・バリ系統図を示す。

¹ “Evaluation of System Operation: Java bali, Annual Report, Jan. – Dec. 2012,” Management Committee rules tissue, Jan. 15 2013

TOPOLOGI JARINGAN JAWA BALI



Gambarrev 2002.2012

(出典：P3B Jawa Bali,受領資料)

図 3.5 2012 年ジャワ・バリ系統図

3.6.2 電力系統の現況

(1) 需要

ジャワ・バリ系統の電力需要は図 3.6 に示すように、朝、昼、夕と 1 日 3 回、需要の立ち上がりがあるのが特徴である。図 3.7 に Region 毎の日負荷需要曲線を示す。ジャカルタ州を擁する Region 1 はお昼前後に需要ピークを迎えるのに対し、それ以外の Region ならびに系統全体は夕方の方の電灯点灯時にピークを迎える。

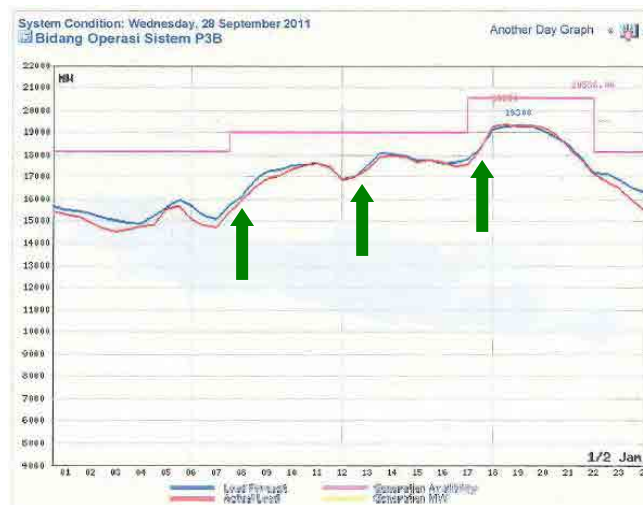
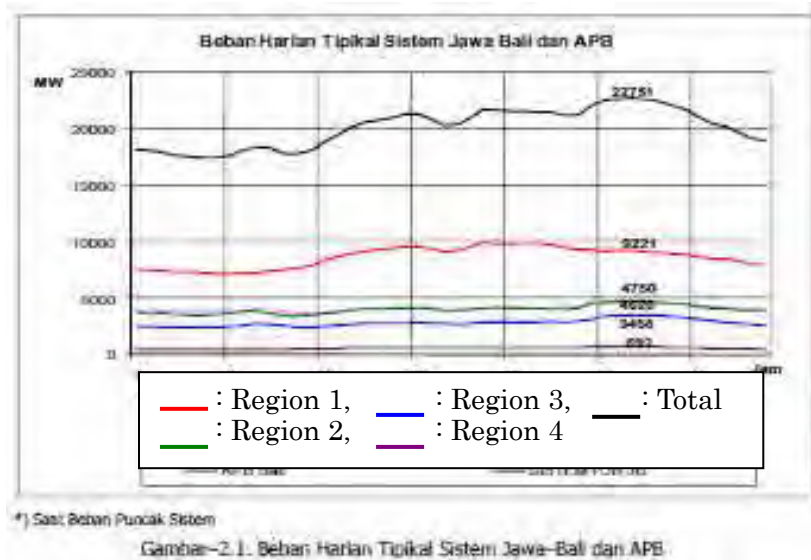


図 3.6 日負荷需要曲線(2011 年 9 月 28 日)

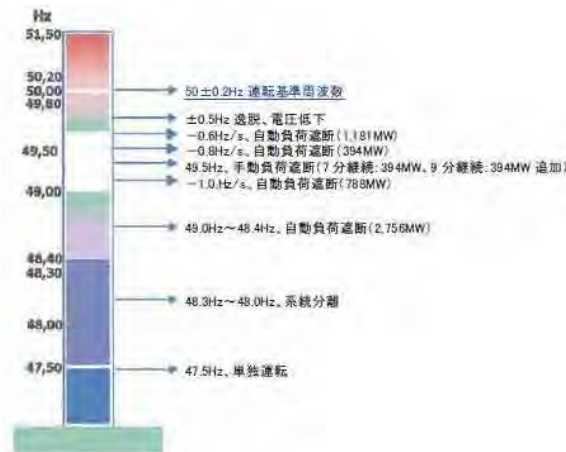


(出典：Rencana Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali Tahun 2013)

図 3.7 典型的な地域別日負荷需要曲線

(2) 周波数の状況

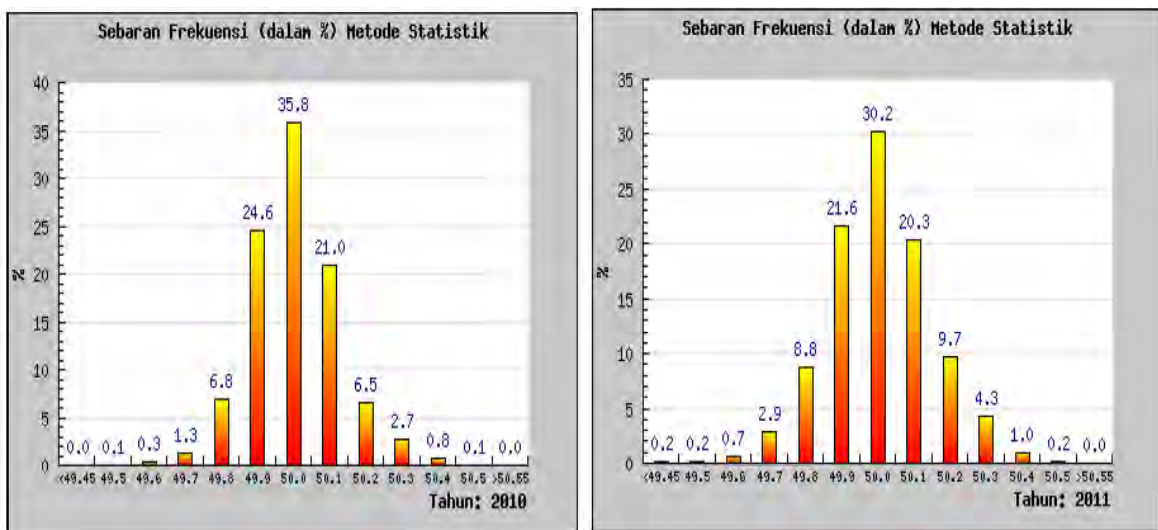
系統の周波数管理は、標準値 50 ± 0.2 Hz を維持するよう需給調整されている。周波数の調整は、図 3.8 に示すように予め設定された周波数や周波数の低下速度(Hz/s)の条件に応じて、自動または手動で負荷遮断(停電)を行う周波数制御のルールを取り決めている。



(出典： Rencana Operasi Sistem Tenaga Listrik Jawa Bali Tahun 2013)

図 3.8 周波数制御ルール

図 3.9 に 2010 年と 2011 年のジャワ・バリ系統の周波数分布を示す。2011 年の方が 2010 年に比べて標準値からの逸脱時間が増加している。近年は周波数維持がジャワ・バリ系統では課題になってきている。



(出典： Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2011)

図 3.9 ジャワ・バリ系統の周波数分布

表 3.16 に 2012 年の周波数の標準値からの逸脱について4つの要因別に統計を取ったものを示している。インドネシア国のグリッドコードによると、周波数の異常変動は通常時の運転範囲である 49.5～50.5 Hz の範囲を超えた場合を言う。尚、同コードでは事故時の周波数の最大瞬時変動は 47.5～52.0 Hz と定めている。

表 3.16 周波数変動原因別の周波数の標準値からの逸脱回数(2012年)

変動原因	記 載		小計
	停電に至ったケース	停電に至らなかったケース	
発電所の脱落	17	72	89
系統事故	9	5	14
需要側の異常変動	0	94	94
供給不足	2	1	3
合計	28	172	200

(出典：Evaluasi Report 2012)

上表によると停電には至らなかったものの、需要変動に供給が追従できずに周波数が運転範囲を超えているケースが最多であり、次いで発電所の脱落に伴う変動が続いていることがわかる。考えられる供給サイドの要因としては、負荷の変化に追従できる電源の不足や供給予備力の不足が挙げられる。ジャワ・バリ系統では今後も比較的負荷追従機能が速くない石炭火力発電の開発が進んでいるため、向こう 10 年以内の運開が計画されている Upper Cisokan 揚水発電など大型で負荷追従速度の速い水力発電の遅滞のない開発が望ましいと言える。

(3) 系統電圧の状況

グリッドコードでは、500 kV 系統の規定電圧の下限値は 475 kV と規定されている（表 3.17）が、ジャワ・バリ系統では全 26 箇所の 500 kV 変電所の殆ど(20 変電所)で 475 kV を下回っている（表 3.18）。

表 3.17 規定運転電圧

基準電圧	Normal Condition
500 kV	+5%, -5%
150 kV	+5%, -10%
70 kV	+5%, -10%
20 kV	+5%, -10%

(出典：Grid Code, 2007)

表 3.18 既定値以下の変電所数(2012年)

変電所	当該変電所数/全変電所数
500kV	20/ 26
150kV	163/ 322
70 kV	48/ 100

(出典：Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2012)

特に電圧低下の著しい西ジャワの 500 kV 変電所一覧を表 3.19 に、同じく 150 kV 変電所一覧を表 3.20 に示す。

表 3.19 電圧低下の著しい 500kV 変電所(2011 年)

No.	Region	500kV 変電所	最低電圧[kV]
1	Region 1 (ジャカルタ・バンテン州)	Bekasi	439
2		Cibinong	444
3		Gandul	447
4		Kembangan	447
5		Depok	451
6		Cawang	446
7		Balaraja	444
8	Region 2 (西部ジャワ)	Mandirancan	441
9		Saguling	442
10		Bandung Selatan	449
11		Cirata	449

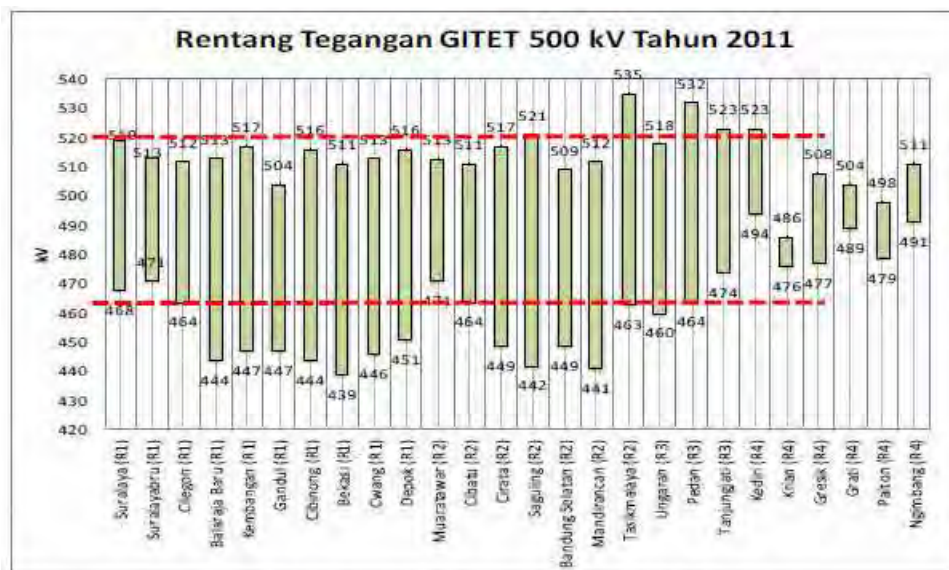
(出典：Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2011)

表 3.20 電圧低下の著しい Region 1 域内 150kV 変電所(2011 年)

No.	150kV 変電所	最低電圧[kV]
1	Bogor Baru	110
2	Kebon Jeruk	120
3	Pendo	120
4	Gedung Pola	120
5	Gambir Baru	120
6	Plumpang	120
7	Bintaro	122
8	Danayasa	123
9	Legok	124
10	Serpong	124

(出典：Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2011)

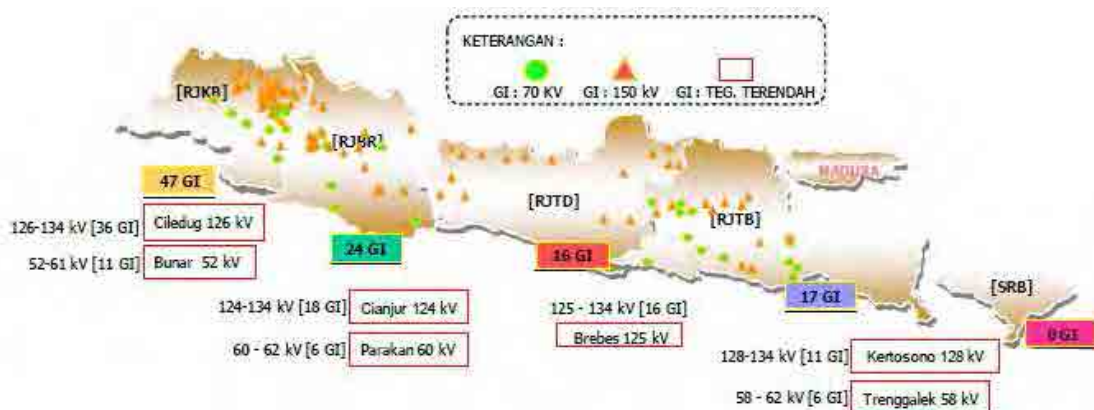
2012 年に最も低い電圧を記録した 150kV 変電所は、Bogorbaru 変電所 で 110 kV (27 % 降下)、同じく 70kV 変電所は Cilungsi 変電所と Cigereleng 変電所で 51 kV (標準値より 26 % 降下)であった。図 3.10 にジャワ・バリ系統の 2011 年の 500 kV 変電所における電圧運用実績、図 3.11 に規定値電圧以下の 150 kV, 70 kV 変電所の分布を示す。このように電圧低下現象（規定電圧範囲を下回る現象）は主にジャワ・バリ系統の西半分集中している。



Gambar 5.6.1. Rentang tegangan GITET 500 kV tahun 2011

(出典：Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2011)

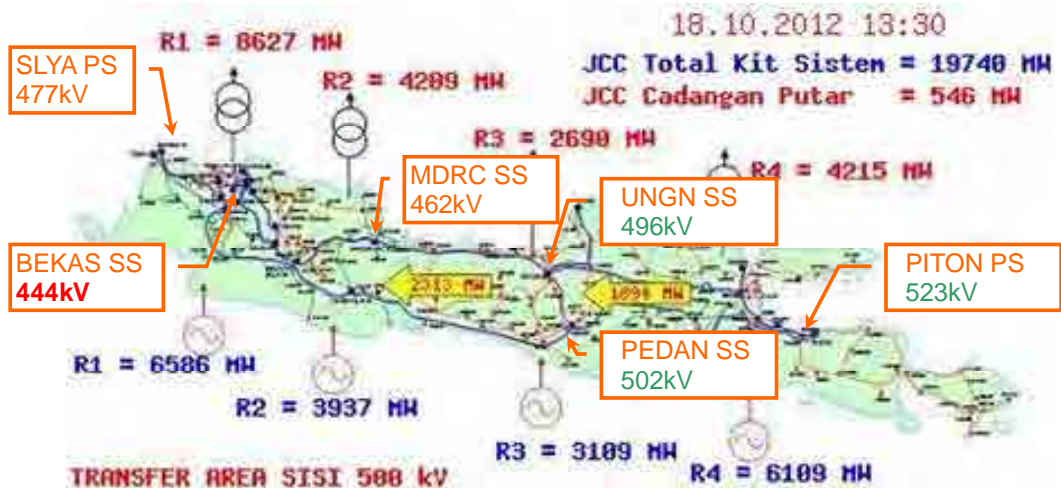
図 3.10 500kV 変電所における電圧運用状況



Gambar 5.6.2. GI 150 kV & 70 kV November 2011 bertegangan < 90% tegangan nominal

(出典：Evaluasi Operasi Sistem Jawa Bali 2011)

図 3.11 規定値電圧以下の150kV, 70 kV 変電所分布



(出典: P3B JB 提供 SCADA データ)

図 3.12 実測電圧・電力潮流(2012年10月18日)

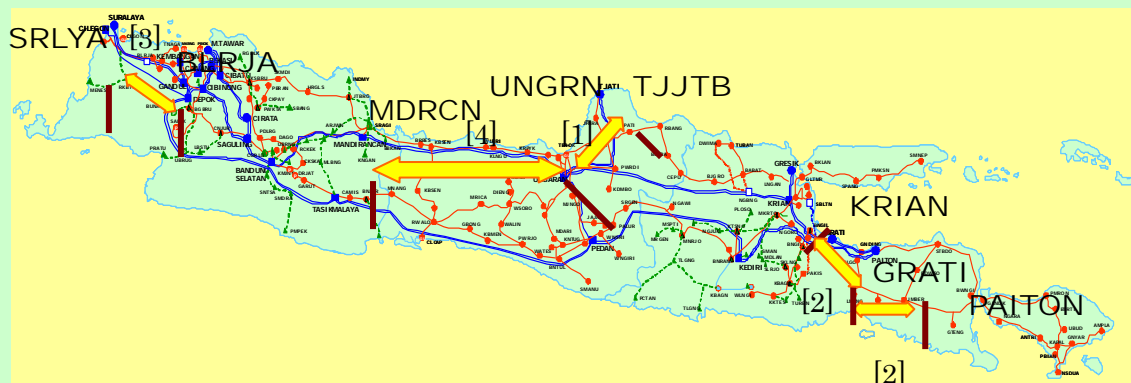
P3B JB では近年の電圧低下状況を分析し(コラム)、対策として既設調相設備(電力用コンデンサ)の配置換えを検討している。彼らの運転実績報告書2011(Evaluasi Operasi Sistem JawaBali 2011)によると、2011年中に実施された対策は、発電機の無効電力供給の最適化と既設電力用コンデンサの移設(電圧問題が解消された変電所から必要とされる変電所への移設)である。具体的には東、中、西ジャワの既設電力用コンデンサを主にジャカルタ/バンテン地区(Region 1)へ移設する計画である。

(コラム) P3B JB による電圧低下現象の要因分析

P3B JB の運転実績報告書 2011(Evaluasi Operasi Sistem JawaBali 2011)は現在の電圧低下の要因を以下のように分析している：

1. 西部にある発電所の非効果的な無効電力供給。
2. 系統の状態（"have many deficit and idle"）。
3. 東から西へ向かう重潮流。
4. 次の区間の 500kV 送電線の送電容量や SIL 値(Surges Impedance Loading)の制約：[1] Tanjung JatiB 発電所 ～ Ungaran 変電所，[2] Paiton 発電所 ～ Grati 発電所，[3] Suralaya 発電所 ～ Balaraja 変電所，[4] Ungaran 変電所(Region 3) ～ Mandirancan 変電所(Region 2)。

特に中部ジャワで2011年10月以降に Ungaran と Pedan の各 500kV 変電所で電圧が低下したのは Tanjung-Jati B 発電所 3、4号機並びに Paiton 3、9号機の運開後である点を踏まえ、電圧低下は次の送電線区間の潮流が増加して各区間の SIL 値を越えたことにより引き起こされたと分析している：[1] 500 kv Tanjung Jati B 発電所 ～ Ungaran 変電所、[2] 500 kv Paiton 発電所 ～ Grati 発電所 ～ Krian 変電所。対策案として、Tanjung Jati B 発電所の1～4号機並びに Paiton 発電所の出力抑制がこの Ungaran と Pedan 両変電所の電圧低下に効果がありうる、と結論づけている。



ジャワ・バリ系統図

他の対策として既存調相設備の配置転換や新設を含めた対策も現在進行中である。

(4) 送電線・変圧器の稼働状況

ここでは低下要因のひとつである送電線、変圧器の設備稼働の状況を確認した。インドネシア国では送電線や500 kVの変圧器はピーク時80%以下の設備稼働率を目標としている²が、表 3.21 に示すとおりジャワ・バリ系統の多くの変圧器で80%を超える運転を行っているのが実情であり、変圧器の重負荷運転が無効電力損失の増加による系統電圧低下の一因と考えられる。重負荷運転時には変圧器を通過する皮相電力も増加するため消費される無効電力損失も増加するからである。

表 3.21 ジャワバリ系統の変圧器稼働率(2012年)

ピーク時の稼働率	70/20kV		150/20kV		150/70 kV		500/150 kV	
	台数	MVA	台数	MVA	台数	MVA	台数	MVA
0%<<20%	3	80	14	666	1	60	1	500
20%=<<40%	5	100	44	2,430	5	290	1	250
40%=<<60%	18	338	117	5,839	12	632	7	3,500
60%=<<80%	36	766	197	9,727	18	1,224	12	6,000
80%=<<100%	57	1436	229	11,894	21	1,461	30	14,500
100%=<	0	0	6	320	0	0	2	1,000
合計	119	2720	607	308,876	57	3,667	53	25,750

備考：データは2012年10月のピーク時間帯（出典：Evaluasi Operasi Sistem Jawa-Bali 2012）

Region 1 域内において電圧低下の著しかった変電所の稼働率を表 3.22 に示す。

表 3.22 変圧器過負荷状況(2012年、500kV 変電所)

	変電所	変圧器	容量 [MVA]	皮相電力 [MVA]	稼働率 [%]
1	Cibinong	#1	500	570	114
2	Balaraja	#1	500	360	72
3	Cawang	#1	500	356	71
4	Kembangan	#2	500	355	71
5	Balaraja	#2	500	353	71
6	Cawang	#2	500	346	69
7	Kembangan	#1	500	342	68
8	Depok	#1	500	281	56
9	Gandul	#1	500	258	52
10	Gandul	#2	500	256	51

凡例：稼働率は皮相電力 (S) の変圧器容量に対する比率を表している。

備考：2012年10月17日14:30時データ

(出典：P3B JB SCADA データ)

同表より明らかなように、上位5変圧器で目安となる8割もしくはそれに近い稼働率で稼働している。地域的な傾向としては、ジャカルタ西部及び南部の変電所にて変圧器稼働率が

² RUPTL2012-2021, P.41

高くなりがちである。次に同様に送電線について稼働率の高いものを 500 kV について表 3.23 に、150 kV について表 3.24 に示す。

表 3.23 送電線過負荷状況(500kV)

	始端	終端	容量 [MVA]	距離 [km]	皮相電 力 [MVA]	稼働率 [%]	Region
1	SRLY	BLRJ	1,984.9	64.34	1,125	57	REGION-1 域内
2	BEKS	CBING	1,984.9	37.92	913	46	REGION-1 域内
4	CWANG	MRTWA	1,984.9	42.77	747	38	REGION-1=>-2
5	GNDUL	BLRJ	1,984.9	46.2	741	37	REGION-1 域内
6	CLGON	CIBING	2,209.2	130.13	776	35	REGION-1 域内
7	CLGON	SRLYA2	2,209.2	12.86	509	23	REGION-1 域内
8	DEPK	TASIK	2,209.2	280.4	430	19	REGION-1=>-2
9	KBGN	GNDUL	2,209.2	30.14	364	16	REGION-1 域内
9	CBING	SGLNG	2,209.2	80.35	227	10	REGION-1=>-2
10	DEPOK	CBING	1,984.9	21.27	118	6	REGION-1 域内

凡例：負荷率は皮相電力 (S) の送電線容量に対する比率を表している。

備考：2012年10月17日14:30時データ

(出典：P3B JB SCADA データ)

表 3.24 送電線過負荷状況(150kV)

	始端(サブシステム)	終端(サブシステム)	容量 [MVA]	距離 [km]	皮相電 力 [MVA]	有効 電力 [MW]	無効 電力 [MVar]	稼働 率 [%]
1	TRSNA(Cawang)	DRNTG(Cawang)	239	5.3	514	-540	-540	(*)215
2	PSKMS(Cilegon)	SPTAN(Cilegon)	392	10.3	764	513	-26	(*)195
3	TGRSA(Balaraja)	CITRA(Balaraja)	392	5.7	459	264	375	(*)117
4	GNDU(Gandul)	PGKGN(Gandul)	376	18.8	331	324	-69	88
5	CLGBR(Cilegon)	SRANG(Suralaya)	331	21.8	279	247	130	84
6	DUKSB(Gandul)	MKRBR(Gandul)	376	12.2	299	-255	-156	79
7	PDKLP(Bekasi)	JTNGN(Cibinong)	392	10.4	296	285	80	76
8	PDKLP(Bekasi)	BKASI(Bekasi)	376	6.6	284	-264	-105	76
9	CWGBR(Cawang)	CNANG(Cawang)	392	3.5	237	226	72	61
10	PRBRU(Bekasi)	KMYRN(Bekasi)	392	4.5	233	219	80	60

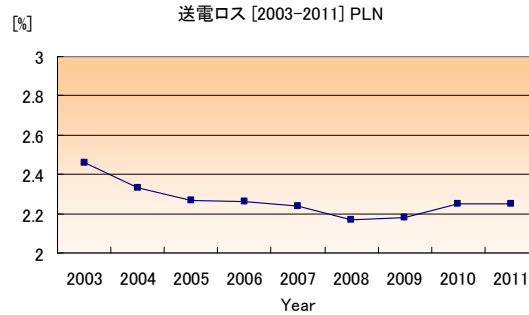
凡例：稼働率は皮相電力 (S) の送電線容量に対する比率を表している。

備考：2012年10月17日14:30時データ。

*:上位3区間は稼働率が100%を越えているため、計測器の校正の問題の可能性がある。

(出典：P3B JB SCADA データ, PSS/E データ)

このように 500 kV 送電線についてはピーク時の稼働率は1区間を除き5割を下回っている一方、150 kV 送電線については上位5区間で8割を上回るもしくはそれに近い状況で運転されていることが確認された。



(出典：PLN Statistiks 2011)

図 3.13 送電ロスの推移

図 3.13 にインドネシア国全体の送電ロス推移を示す。2011 年末におけるインドネシア国全体の送電ロスは 2.25% で、至近 10 年間はこのレベルでほぼ横ばいとなっている。

(5) 負荷の特徴

ジャカルタ地域の電圧低下は Region 2 から Region 1 へ流れ込む重潮流長距離送電の影響が大きいと予想されており、実際 図 3.14 に見られるようにある程度までは相関があることが確認できた。すなわち電圧の下がり始めでは潮流に比例している。しかしお昼以降は流入量が減りだしても電圧は深夜まで低いままで回復せず、必ずしも強い相関があるとは言い切れないところがある。

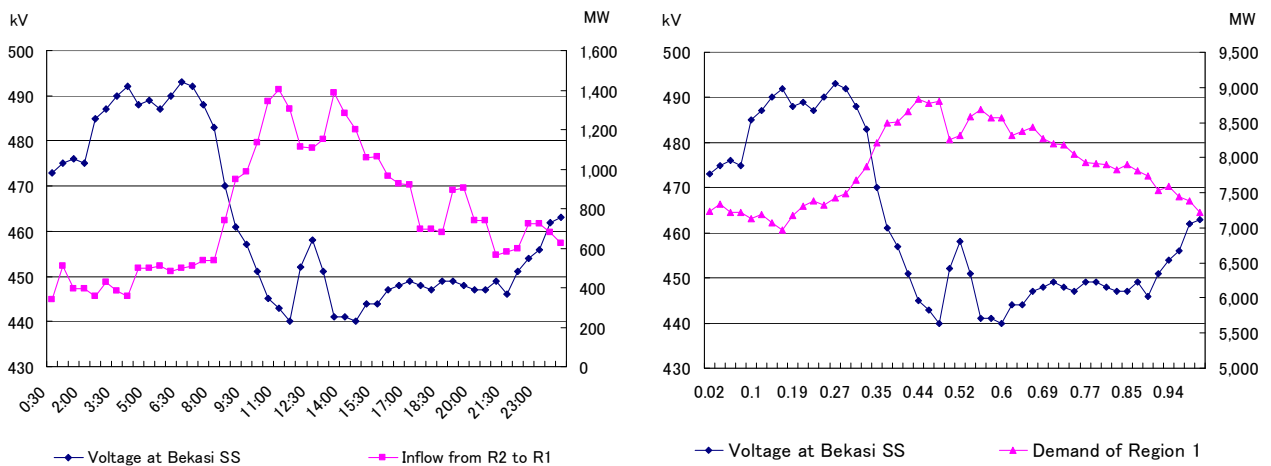


図 3.14 Bekasi500kV 変電所での電圧低下とRegion-2からRegion-1への流入潮流量、Region -1 需要との相関関係

ここではもうひとつの電圧低下要因と思われる負荷の力率と電圧の関係について状況を確認した。平均力率を含めた負荷状況をジャワ・バリ系統全体については表 3.25 に、電圧

低下の著しい Region 1 と Region2 については表 3.26、表 3.27 まとめた。

表 3.25 Region 別負荷状況

Region	P [MW]	Q [MVar]	p.f [%]
Region 1	8,178	1,996	97
Region 2	3,686	1,247	95
Region 3	2,463	1,037	92
Region 4	3,081	1,135	94
Region 5	468	168	94
合計	17,877	5,583	95

(出典： P3B JB 提供 SCADA データ)

表 3.26 Region 1 の負荷状況

	Sub System	P [MW]	Q [MVar]	平均力率 [%]	母線電圧	
					500kV [p.u.]	150kV [p.u.]
1	Suralaya	99	99	71	0.95 0.95 0.94 0.94	0.93
2	Cilegon	1,002	119	99	0.95 0.94	0.95 0.94
3	Balaraja	803	303	94	0.91 0.88	0.83 0.81
4	Kembangan	352	110	95	0.89 0.89	0.85 0.85
5	Gandul	1,605	212	99	0.89 0.89	0.87 0.89 0.93
6	Depok	403	55	99	0.90 0.90	0.87 0.87
7	Bekasi	1,601	275	99	0.88 0.88	0.87 0.87 0.92 0.93
8	Cawang	885	341	93	0.88 0.88	0.91 0.91
9	Cibinong	1,429	483	95	0.90 0.90	0.88
計	REGION-1	8,178	1,996	97		

(出典： P3B JB 提供 SCADA データ)

表 3.27 Region 2 の負荷状況

	Sub System	P [MW]	Q [MVar]	平均力率 [%]	母線電圧	
					500kV [p.u.]	150kV [p.u.]
1	Cibatu	1,408	431	96	0.88 0.88	0.93 0.95 0.93
2	Cirata	435	118	97	0.90 0.89	1.00 0.99
3	Bandung Seltan	1,309	500	93	0.91 0.91	0.99 1.01 1.01
4	Mandirancan	363	124	95	0.93 0.92	0.97 0.95
5	Tasikbaru	136	61	91	0.96 0.96	0.97 0.97
計	REGION-2	3,651	1,234	95		

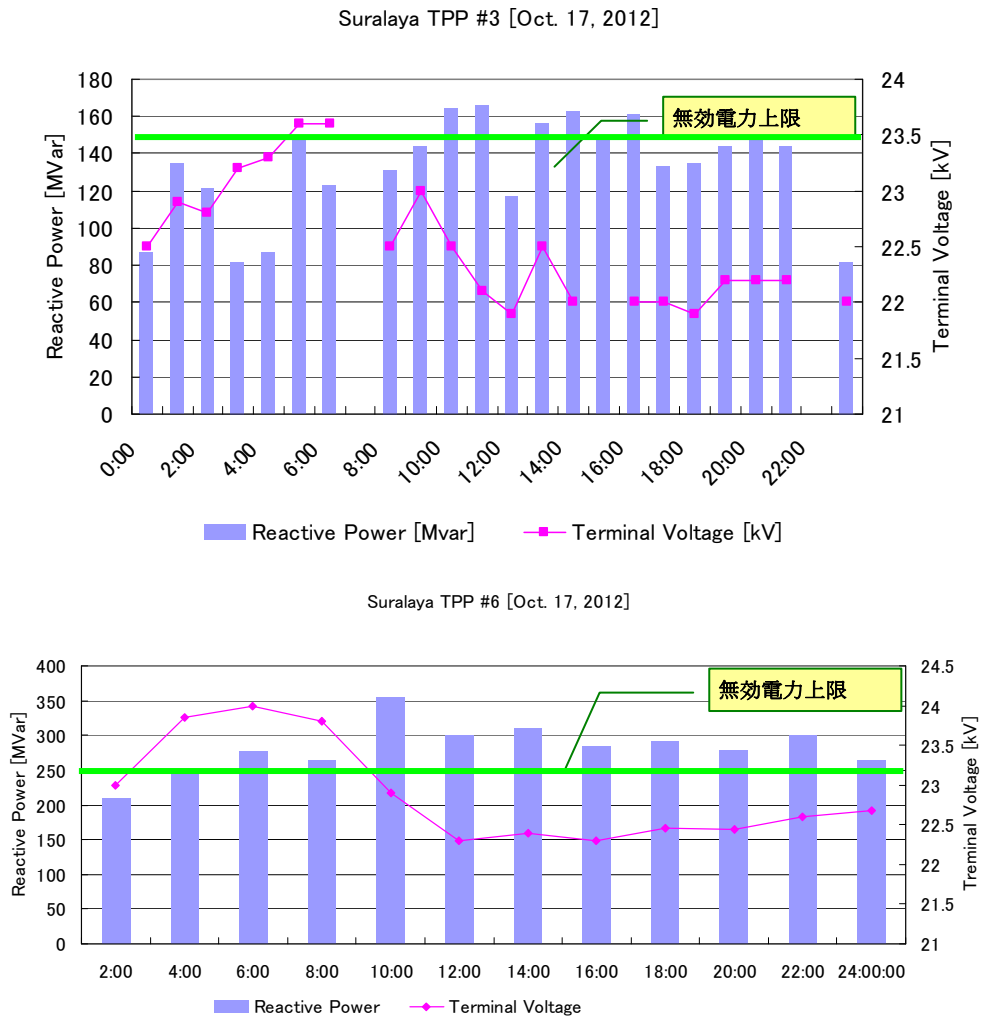
(変圧器 2 次側)

(出典：P3B JB 提供 SCADA データ)

表 3.25 から明らかなように、必ずしも電圧低下の著しい Region 1,2 の負荷の力率が島東部の Region 3,4 の力率に比べて低いわけではない。また各 Region 内でも例えば同様に母線電圧の低い Bekasi 500kV 変電所から供給される地域の負荷の平均力率も 99%と、殆ど電圧低下の見られない Cilegon サブシステムの値と変わらない。以上、ジャワ・バリ系統の変電所の電圧低下と負荷の力率との間には明確な相関関係は見られなかった。

(6) 電圧調整の実際

最後に低下する電圧を緩和する目的で P3B JB の給電所(JCC/ ACC)で実施している電圧調整の実情を把握する目的で、発電所の運転記録や P3B JB より提供された SCADA データの分析を行った。まず発電所の電圧調整の実情を確認する目的で、Region 1 内の代表的な大規模発電所である Suralaya 石炭火力発電所の端子電圧と無効電力供給量の、ジャカルタピークを記録した 10 月 17 日における推移を表 3.14 にまとめた(端子電圧 23.0 kV。代表としてユニット 3 と 6 を記載) 同図から見えてくるのは発電所の端子電圧を上げることで無効電力の供給を増やしたいのだが、既に各発電機が提供できる上限(ユニット 3 で約 150 MVar、ユニット 6 で約 250 MVar)を越えているために上げることができず、結果的に系統電圧に合わせて下がってしまっている実情である。



(出典：Suralaya 石炭火力発電所提供データ)

図 3.15 Region-1 内発電所の1日における端子電圧と供給無効電力の推移(上段:ユニット3、下段:ユニット6)

表 3.28 Suralaya 石炭火力発電所無効電力供給範囲

Unit	Qmax [MVar]	Qmin [MVar]
#1	150.0	-150.0
#2	150.0	-150.0
#3	150.0	-150.0
#4	150.0	-150.0
#5	250.0	-50.0
#6	250.0	-220.4
#7	250.0	-50.0
#8	286.1	-149.9

(出典：Suralaya 石炭火力発電所提供データや PSS/E データを基に調査団作成)

次に変電所における電圧調整の実情を確認する目的で特に電圧低下の著しい Bekasi 500 kV 変電所のジャカルタピーク日の1次、2次側電圧の推移を図 3.16 にまとめた。

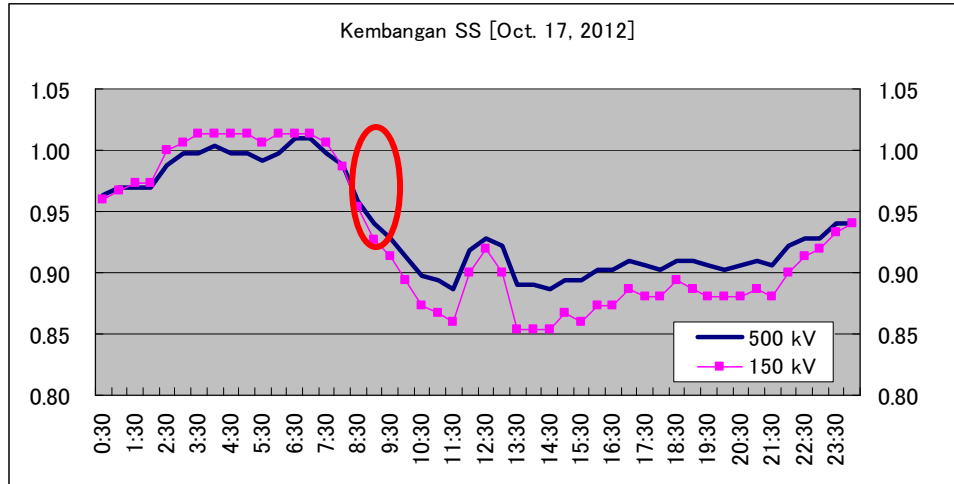


図 3.16 Region-1 の一日における 500 kV 変電所の母線電圧推移

図からは朝の8時前後に2次側電圧(150 kV側)が1次側電圧(500 kV側)よりも大きく低下しているのが確認できるが、これはタップ・チェンジに伴うものではなく変圧器のバンクダウン潮流が増加したことによる2次側の電圧低下が原因である。P3B JB へのヒアリング結果によれば、500 kV 変電所におけるタップ・チェンジは Region 1 域内の変電所では実施していないとのことであり、上図の結果はそれと整合のとれたものだった。

3.7 電源計画と需給見通し

PLN により RUPTL2012-2021 が 2013 年 2 月に公表された。本節では、RUPTL2012-2021 に基づきジャワ・バリ系統の需給実績、電源計画および需給見通しを記載する。過去 5 年のジャワ・バリ系統の販売電力量実績を表 3.29 に示す。伸び率は 3~9%の範囲で、ばらつきがある。2008 年には世界的な金融危機が発生し、2009 年末まで続いたことで、2009 年の売電量の増加率はわずか 3.3%にとどまった。

表 3.29 ジャワ・バリ系統の販売電力量実績

	単位	2007	2008	2009	2010	2011
ジャワ・バリ系統の販売電力量	TWh	95.6	100.8	104.1	113.4	120.8
伸び率	%	7.4	5.4	3.3	8.9	6.5
世帯電化率	%	66.3	68	69.8	71.4	72.325

(出典: RUPTL2012-2021 第3章)

ジャワ・バリ系統の最大需要と発電力の実績を表 3.30 に示す。2011 年の最大需要の伸び率は 9.05% と比較的高かった。発電容量は発電機の定格容量（銘板上の容量）であり、発電力は利用可能出力を示す。発電力が発電容量より小さくなる主な理由として、発電機の経年劣化や、石炭の熱量不足が挙げられる。発電容量は 2010 年に 23,206 MW、2011 年には 26,664 MW であり、この間に 3,458 MW 増加している。

表 3.30 最大需要と発電力実績

	単位	2007	2008	2009	2010	2011
最大需要(発電端)	MW	16,840	16,892	17,835	18,756	20,439
最大需要(送電端)	MW	16,251	16,301	17,211	18,100	19,739
伸び率	%	5.6	0.3	5.6	5.2	9.05
負荷率	%	76	78.7	77.7	79.5	77.76
発電容量	MW	22,236	22,296	22,906	23,206	26,664
発電力	MW	20,309	20,369	21,784	21,596	23,865

(出典: RUPTL2012-2021 第3章)

一方、前回の RUPTL2011-2020 によれば、2011 年には表 3.31 に示す合計 4,474MW の発電容量が設置される予定であった。しかし、RUPTL2012-2021 では Cirebon 火力が 1 年遅れて 2012 年に再計画されており、2011 年の実際の発電容量の増加量は前回の計画よりも減少した。

表 3.31 前回の RUPTL2011-2020 による 2011 年に予定されていた発電容量

名称	種類	容量(MW)
Muara Karang Rep Blok 2	コンバインドサイクル	210
Muara Tawar Blok 5	コンバインドサイクル	234
Suralaya #8	蒸気タービン	625
Teluk Naga/Lontar	蒸気タービン	315
Indramayu	蒸気タービン	990
Rembang	蒸気タービン	630
Tanjung Jati B#3-4	蒸気タービン	660
Cikarang Listrindo	コンバインドサイクル	150
Cirebon	蒸気タービン	660
合計		4,474

(出典: RUPTL2011-2020 付録 C1)

発電所端の最大需要に対する発電容量の割合の実績を表 3.32 に示す。最大需要に対する発電容量の割合は 120~130% であり、発電容量は最大需要に対し、20~30% の余力が確保されていた。

表 3.32 最大需要に対する発電容量の割合の実績

	単位	2007	2008	2009	2010	2011
最大需要(発電端)	MW	16,840	16,892	17,835	18,756	20,439
発電容量	MW	22,236	22,296	22,906	23,206	26,664
発電容量の最大需要に対する予備率	%	32%	32%	28%	24%	30%

(出典: RUPTL2012-2021 第3章)

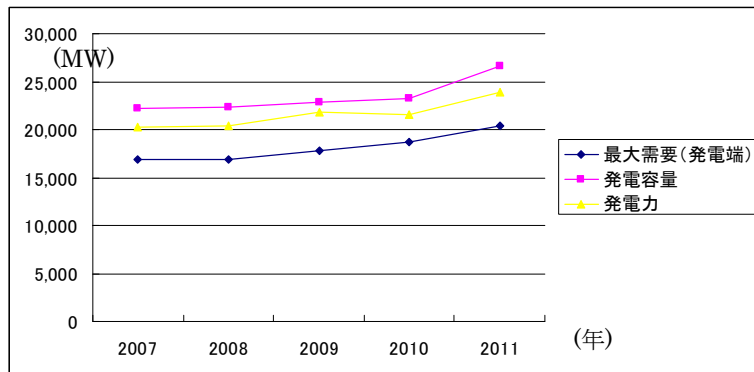
一方、発電所端の最大需要に対する発電力の予備率は表 3.33 に示すとおり、2010 年および 2011 年は 20%を切っており、十分に余裕があるとは言えなかった。

表 3.33 最大需要に対する発電力の予備率の実績

	単位	2007	2008	2009	2010	2011
発電力	MW	20,309	20,369	21,784	21,596	23,865
最大需要(発電端)	MW	16,840	16,892	17,835	18,756	20,439
発電力の最大需要に対する予備率		20.6%	20.6%	22.1%	15.1%	16.8%

(出典: RUPTL2012-2021 第3章)

RUPTL2012-2021 によれば、発電計画は、経済性および一定の信頼度を満たすように策定される。信頼度については、停電確率 (LOLP) が 0.274%以下 (最大需要が供給電力を上回る可能性が 0.274%未満) すなわち年間 1 日以下であることを指標としている。LOLP を用いた発電能力の算出から、ジャワ・バリ系統では、設備予備率は 25~30%以上³、設備容量で示すと、必要な設備予備率は約 35%とされている。最大需要と発電力の実績を図 3.17 に示す。



(出典: RUPTL2012-2021 のデータより調査団作成)

図 3.17 最大需要と発電力の実績

³概算として、負荷率 70%の直線の負荷カーブを仮定し、全系のユニット台数を 100 台、定期検査の期間を年間の 10%、故障確率を 3%、許容される年間の供給支障日数を 1 日として計算すると、およそ 22%の発電力の予備率が必要となる。(導出過程は付録参照) 発電容量としてはこれより大きな値を確保する必要がある。

2011年のジャワ・バリ系統の発電容量の内訳を表 3.34 に示す。蒸気タービンによる火力発電所の設備容量が 50%あり、特に IPP については、蒸気タービンが 7 割以上を占める。

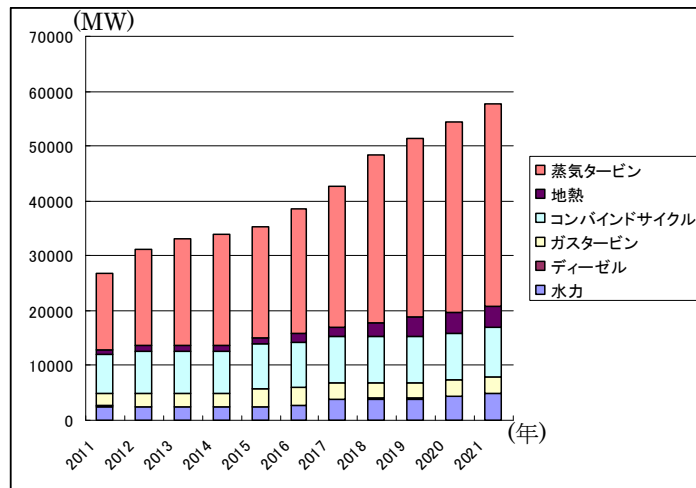
2021 年までの PLN の計画による燃料別の発電容量構成の推移を図 3.18 に、発電の種類別のシェアを図 3.19 に示す。蒸気タービンの割合が年々増加していく計画となっている。

表 3.34 2011 年のジャワ・バリの発電所設備容量

	単位	PLN MW	IPP MW	合計 MW	割合 %
水力	PLTA	2,392	150	2,542	10%
蒸気タービン	PLTU	10,694	3,012	13,706	51%
ガスタービン	PLTG	2,035	300	2,335	9%
コンバインドサイクル	PLTGU	6,916	0	6,916	26%
地熱	PLTP	375	685	1,060	4%
ディーゼル	PLTD	105	0	105	0%
合計		22,517	4,147	26,664	-

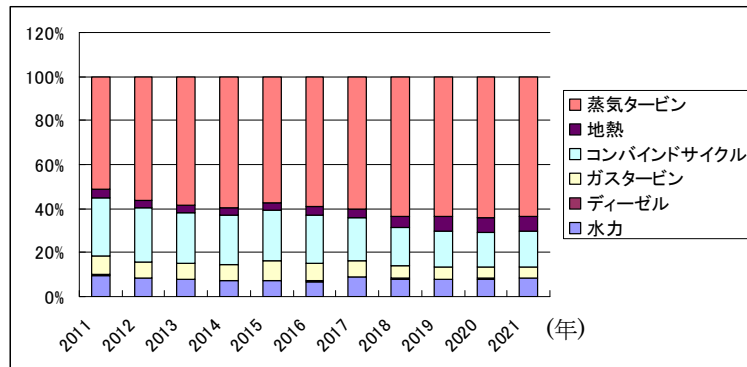
(出典: RUPTL2012-2021 第3章)

2012-2021 年のジャワ・バリ系統の電力需要予測を表 3.35 に示す。2021 年には世帯電化率が約 90%に達し、ピーク需要は 42,461MW と想定されている。2011 年の実績値 22,207 MW と比較すると、ピーク需要は約 90%増加している。ピーク需要の伸び率は当初 8%以上であるが、2017 年以降 7%弱となる。



(出典: RUPTL2012-2021 のデータより調査団作成)

図 3.18 燃料別の発電容量構成の推移



(出典: RUPTL2012-2021 のデータより調査団作成)

図 3.19 発電の種類別のシェア

表 3.35 ジャワ・バリ系統の電力需要予測

	単位	2012	2013	2014	2015	2016
総人口	10 ³	144,078.50	145,913.30	147,779.80	149,678.60	151,610.50
世帯電化率	%	75.50	77.80	79.90	81.70	83.20
販売電力量	GWh	132,371.00	143,474.00	156,387.00	170,461.00	185,803.00
発電電力量	GWh	151,519.30	163,649.30	178,652.10	194,723.20	212,101.90
ピーク負荷	MW	22,207	23,923	26,050	28,321	30,770
伸び率	%		7.73%	8.89%	8.72%	8.65%
		2017	2018	2019	2020	2021
総人口	10 ³	153,575.90	155,575.70	157,610.50	159,681.00	161,788.00
世帯電化率	%	84.70	86.20	87.60	89.10	90.40
販売電力量	GWh	198,747.00	212,568.00	227,381.00	242,878.00	259,431.20
発電電力量	GWh	226,655.80	242,780.80	259,710.30	277,393.40	296,407.90
ピーク負荷	MW	32,798	35,043	37,392	39,837	42,461
伸び率	%	6.59%	6.84%	6.70%	6.54%	6.59%

(出典: RUPTL2012-2021 付録 C1)

発電設備計画を表 3.36 および表 3.37 に、最大需要と発電容量の予想を図 3.20 に示す。最大需要に対する発電容量の割合が最も小さくなる年度は 2015 年であり、2014 年～2017 年にかけては、発電設備容量の余力が少なく、表 3.37 の最下段欄に示されるように、最大需要に対する発電容量の割合は 135%を下回り、前述の RUPTL 上の目標である発電容量の余力約 35%を下回っている。このため、この間は、供給支障確率を年間 1 日以下とする RUPTL の指標を達成できない可能性がある。

表 3.36 2012-2021 年の発電設備計画(1/2)

(単位: MW)

	タイプ	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2,021
進行中・企画済みの PLN の設備容量											
Priok Ext Blok 3	CCT	740									
Lontar	蒸気 T	630									
Pelabuhan Ratu	蒸気 T		1,050								
Pacitan	蒸気 T	315	315								
Paiton Baru	蒸気 T	660									
Tj. Awar-awar	蒸気 T		700								
Adipala	蒸気 T			660							
Tanjung Jati B #4	蒸気 T	660									
Indramayu #4 (FTP2)	蒸気 T							1,000			
Peaker Semarang	ガス T				150						
Upper Cisokan PS (FTP2)	水力						1,040				
進行中・企画済みの IPP の設備容量											
Cirebon	蒸気 T	660									
Paiton #3	蒸気 T	815									
Celukan Bawang	蒸気 T			380							
Banten	蒸気 T					625					
Sumsel-8 MT	蒸気 T					600	600				
Sumsel-9 MT (PPP)	蒸気 T							1,200			
Sumsel-10 MT (PPP)	蒸気 T							600			
Cilacap exp	蒸気 T					600					
Madura 2x200 MW (FTP2)	蒸気 T					400					
Jawa Tengah (PPP)	蒸気 T						950	950			
Rajamandala (FTP2)	水力					47					
PLTP FTP-2	地熱			55		295	380	515	750		

CCT:コンバインドサイクル発電、蒸気 T:蒸気タービン、ガス T:ガスタービン

(出典: RUPTL2012-2021 付録 C1)

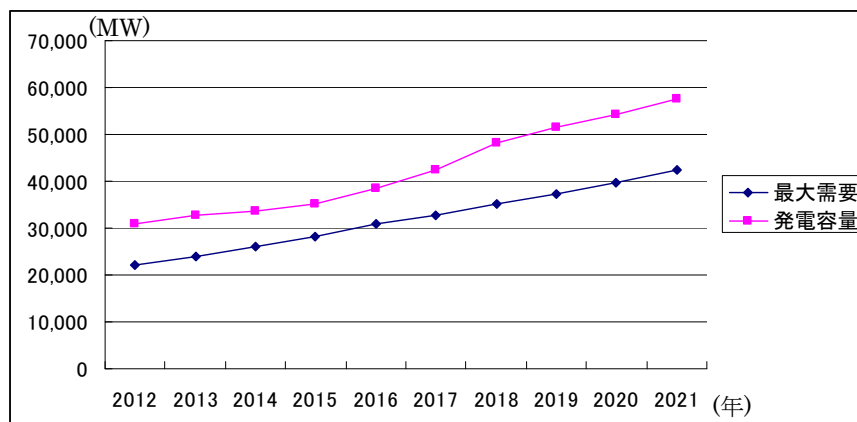
表 3.37 2012-2021 年の発電設備計画(2/2)

(単位: MW)

	タイプ	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
計画中の設備容量											
Jawa-1	CCT				500	250					
Jawa-2	CCT										750
Indramayu #5	蒸気 T									1,000	
Lontar Exp #4	蒸気 T					315					
Jawa-5	蒸気 T							1,000	1,000		
Peaker Muara Karang	ガス T				400						
Peaker Grati	ガス T				300						
Peaker Pesanggaran	ガス T				150						
Karangates #4-5 (Jatim)	水力							100			
Kesamben (Jatim)	水力						37				
Kalikonto-2 (Jatim)	水力						62				
Jatigede (Jabar)	水力					110					
Matenggeng PS	水力									450	450
Jawa-1	蒸気 T						1,000				
Jawa-3	蒸気 T						660	660			
Jawa-4	蒸気 T								1,000	1,000	
Jawa-6	蒸気 T										2,000
PLTP Non-FTP2	地熱						10	110	305	330	110
計画中の設備容量小計		0	0	0	1,350	675	1,769	1,870	2,305	2,780	3,310
進行中・企画済み・計画中の設備容量合計	MW	4,480	2,065	1,095	1,500	3,242	4,739	6,135	3,055	2,780	3,310
廃止	MW	-51	-200	-25	0	0	-831	-200	0	0	0
発電容量合計	MW	30,800	32,665	33,736	35,236	38,478	42,385	48,320	51,575	54,155	57,665
最大需要に対する発電容量の予備率		39%	37%	30%	24%	25%	29%	38%	38%	36%	36%

CCT:コンバインドサイクル発電、蒸気 T:蒸気タービン、ガス T:ガスタービン

(出典: RUPTL2012-2021 付録 C1)



(出典: RUPTL2012-2021 のデータより調査団作成)

図 3.20 最大需要と発電容量の予想

3.8 送変電設備計画

需要の堅調な伸びに伴って、需要対応、電源増強対応の設備増強が以下の通り計画されている。

表 3.38 ジャワ・バリ系統で必要な送電用設備

(単位: km)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
500 kV AC	2	352	224	710.8	852	468	40	20	40	0	2,709
500 kV DC					300						300
150 kV	614	2,683	1,795	1,141	963	404	632	402	106	60	8,800
70 kV		110		100							241

(出典: RUPTL2012-2021 第5章)

表 3.39 ジャワ・バリ系統で必要な変圧器と変電所

(単位: MVA)

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	Total
500/150 kV	6,336	4,836	4,503	4,000	7,000	3,500	1,500	1,000	1,000	0	33,675
150/70 kV	6,996	7,630	3,420	2,700	5,820	3,330	3,630	3,300	3,510	2,880	43,206
70/20 kV	530	110	30	0	0	30	90	150	60	90	1,090

(出典: RUPTL2012-2021 第5章)

RUPTL が挙げる 500kV 電力系統の主な増強プロジェクトは以下の通り。

(RUPTL2012-2021 第5章)

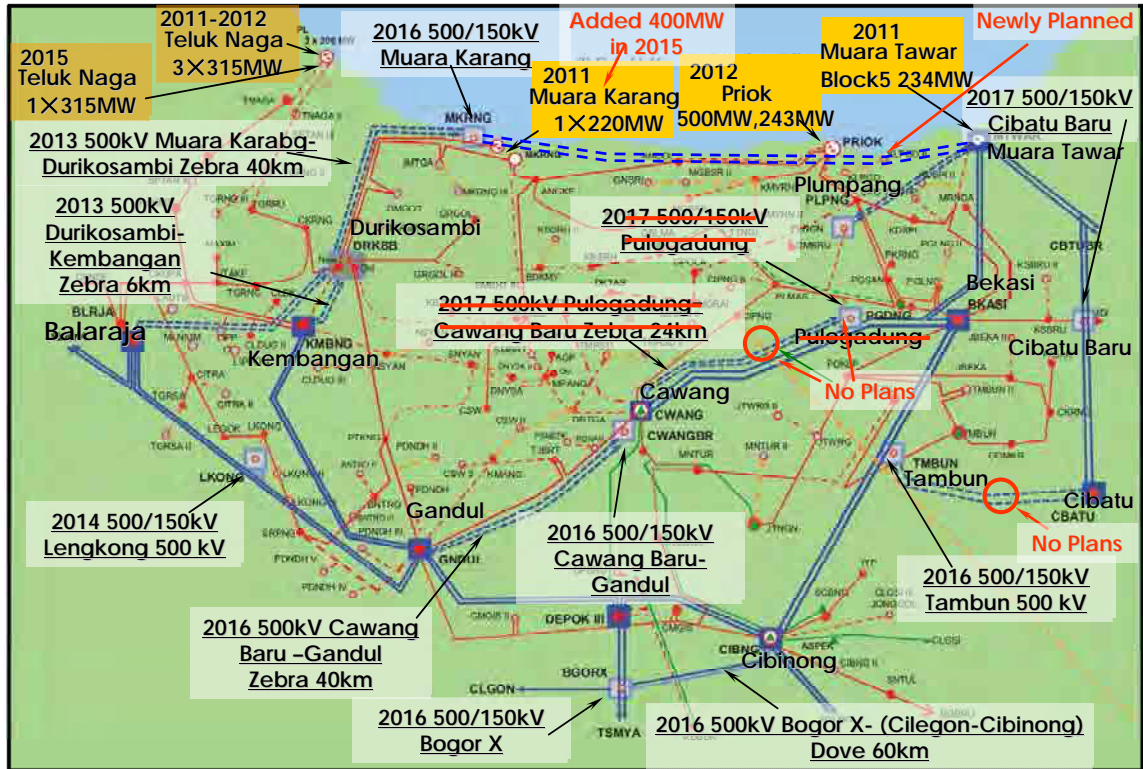
- Duri Kosambi～Muara Karang 間 2013 年運開予定。
- Cawang Baru～Muara Karang 間 2016 年運開予定。
- Paiton～新 Kapal 間 (バリ島～ジャワ島間) 2015 年で 150 kV、2016 年で 500 kV が運開予定。
- Ungaran～Pemalang～Mandirancan～Indramayu 間 2016 年に運開予定。
- 南スマトラ～ジャワ・バリ系統間の 3000MW 直流 500 kV 送電線
- XBogol 500 kV 変電所新設
- XBogol～Tasik、XBogol～Depok、XBogol～Cilegon、XBogol～Cibinon 間 2016 年運開予定。

至近における RUPTL2011-2020 からの計画上の変化としては、以下が挙げられる。

- Kembang、Balaraja、Durikosambi などの周辺の 500 kV 送電線建設計画が 1～2 年程度遅延。
- 500 kV Pulogadung 変電所、Pulogadung～Cawang Baru 送電線建設計画が提案されてい

い。

- Muaratawar～Priok、Muarakarang～Priok の送電線新設計画を新たに提案。
- Gresik 火力を 500 kV に昇圧し、新設 500 kV 変電所の Tandes を Tandes～Gresik の送電線に変更。



赤字および赤の取消線は RUPTL2012-2021 での大きな変更点を示している。
(出典: RUPTL2011-2020 付録)

図 3.21 ジャカルタ周辺系統の系統増強計画【RUPTL2011-2020 ベース】

表 3.40 ジャワ・バリ系統の超高圧変電所新設計画【RUPTL2011-2020 ベース】

Substation	State	Voltage Equip	Capacity (MVar)	Fiscal Year
New Kapal Antosari	Bali	500/150 2IBT	1,000	2015
Bantul	Jogjakarta	500/150 2IBT	1,000	2015
Ujung Berung	Jawa Barat	500/150 2IBT	500	2011
Muara Tawar	Jawa Barat	500/150 2IBT	1,000	2013
Upper Cisokan PS	Jawa Barat	500/150		2016
Cigereleng II/Cikalong	Jawa Barat	500/150 2IBT	500	2016
Matenggeng	Jawa Barat	500/150		2019
Rawalo/Kesugihan	Jawa Tengah	500/150 1IBT	500	2014
Pemalang 500kV	Jawa Tengah	500/150 2IBT	1,000	2016
Jawatengah	Jawa Tengah	500/150		2016
Bangil 500kV	Jawa Timur	500/150 2IBT	500	2015
Tandes	Jawa Timur	500/150 2IBT	1,000	2017
Grindule	Jawa Timur	500/150		2020

(出典: RUPTL2011-2020 付録)

表 3.41 ジャカルタ周辺の超高圧送電線増強計画【RUPTL2011-2020 ベース】

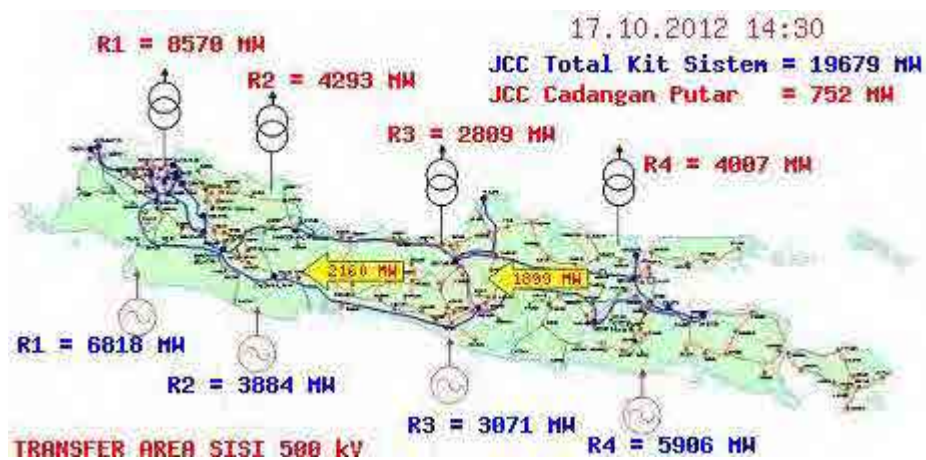
Start	End	Line Type	Year
Balaraja	Suralaya Baru	2cct Dove 80km	2011
Balaraja	Kembangan	2cct zebra 80km	2013
Lengkong 500kV	Inc.(Balaraja – Gandul)	2cct dove 4km	2014
Bogor X & Converter St	Inc.(Cilegon – Cibinong)	2cct dove 60km	2016
Bogor X & Converter St	Inc.(Depok – Tasikmaraya)	4cct dove 6km	2016
Banten PLTU	Inc.(Suralaya – Balaraja)	4cct dove 40km	2016
Bekasi	Tx.(Muara Tawar – Cibinong)	2cct dove 12km	2012
Duri Kosambi	Kembangan	2cct zebra 6km	2013
Cawang Barn	Gandul	2cct zebra 40km	2016
Muara Karang 500kV	Duri Kosambi	2cct zebra 30km	2016
Pulogadung	Cawang Baru	2cct zebra 24km	2017
Bekasi Theramal	Muara Tawar	2cct dove 20km	2018
Tembun 500kV	Inc.(Bekasi – Cibinong)	2cct dove 2km	2016
Cibatu Baru	Inc.(Cibatu – Muara Tawar)	2cct gannet 4km	2017
Indramayu	Cibatu	2cct zebra 270km	2017
Bogor X & Converter St	Tanjung Pucut	500kV HVDC OHI	2016
Tanjung Pucut	Ketapang	500kV HVDC CABLE	2016

(出典: RUPTL2011-2020 付録)

第4章 現状のジャカルタ系統の解析モデルと分析

この章では現在のジャワ・バリ系統の状況を模擬する電力システムモデルを作成し、そのモデルを用いてジャカルタ系統の電圧安定性の限界について評価し、以て広域停電の可能性について検討することを目的とする。尚、解析モデルについては、P3B JB から受領したデータセットを基に調査団が本調査にて収集した情報を更新して解析を実施している。

4.1 系統モデルの設定条件



(出典：P3B JB 提供 SCADA データ)

図 4.1 モデルに用いた 2012 年 10 月 17 日 14:30 断面の潮流図

以降、使用した系統モデルデータは P3B JB から受領した PSS/E モデルのデータセットを基に、調査団で入力・更新したデータである。

2012 年の系統モデルの作成に当たっては、2012 年 12 月の第 1 次現地調査時に P3B JB から受領した PSS/E モデルのデータセットを基に、解析の対象とするジャカルタ需要の年間最大値を記録した 2012 年 10 月 17 日（水）で、日中で最低電圧を記録した 14:30 の各種実測値データ（図 4.1 参照）を入力、更新した。以下、表 4.1 に示すモデルの構成要素毎に設定の詳細を記す。

表 4.1 2012 年ジャワ・バリ系統解析モデルの主な構成要素

構成要素	入力項目	データ数
発電所	- 有効電力, 無効電力 - 端子電圧	250 台
変圧器	- 容量 - リアクタンス - 巻数比	371 台
送電線	- 線路定数 - 距離	1,250 区間
負荷	- 有効電力, 無効電力	459 箇所
調相設備	- 容量	63 箇所
系統構成	- 始終端	1,250 区間

4.1.1 発電機

発電データは P3B JB の提供する SCADA データ実測値を入力した (表 4.2)。発電機はジャワ・バリ系統内の 500/150 kV 系統へ接続されているすべての発電機を模擬した。尚、参考にした発電電力(有効、無効成分)データは各発電所の所内消費分等も込みの値のため、モデルの入力値はこれら実測値マイナス 6%の値を入力した。

表 4.2 発電機入力値

項目	備考	出典
有効電力(P)	実測値 x (1-所内率)を入力。□内は 6%に一律設定。	P3B JB 提供 SCADA データ。
無効電力(Q)	同上	同上。
端子電圧(V)	実測値。但し一部調整あり。	同上。

4.1.2 変圧器

500/150 kV 変圧器のリアクタンスの値と変圧器容量はカウンターパートとの協議の下、P3B JB 系統運用グループ所有の設備一覧 (Digsilent 系統解析ソフトウェア・データ) の値と整合が取れるように統一した(表 4.3)。

表 4.3 500/150 kV 変圧器容量とリアクタンス(Winding MVA Base)

項目	エリア	容量 [MVA]		リアクタンス X [pu]	
		修正前	修正後	修正前	修正後
500/ 150 kV 変圧器	全エリア	446	500	0.12	0.131～ 0.142

4.1.3 送電線

変圧器の場合と同様に、設備一覧のデータを Region 1 について表 4.4 に示すように反映した。

表 4.4 送電線インピーダンスと距離

電圧	始端	終端	インピーダンス[pu] (リアクタンスのみ代 表として掲載)		距離[km]		備考
			修正前	修正後	修正前	修正後	
500 kV	MDRCN	UBRNG	0.01595	0.007975	120.0	60.0	
150 kV	MRNDA	BKASI	0.005002	0.010003	4.2	8.5	
	MNTUR	PDKLP	-	0.011855	-	10.5	系統構成も修正。
	MNTUR	JTRGN	0.0195	0.0068	17.2	6.0	
	PKDLP	JTRGN	-	0.0068	-	6.0	系統構成も修正。
	BRLJA	CITRA	0.0190	0.0068	23.2	6.0	
	LEGOK	LKONG	0.00902	0.020399	8.0	18.0	
	LKONG	SPRNG	0.00657	0.020399	5.8	18.0	

(備考：送電線の始終端の変電所名はモデルに用いられた略称を記載。)

4.1.4 調相設備

変圧器の場合と同様に、設備一覧のデータと整合が取れるように値を統一し、P3B JB にて実施した調査4の結果（現在の調相設備一覧）も参考にした。

表 4.5 調相設備データ

項目	系統電圧	無効電力容量 [MVar]
電力用コンデンサ/分路 リアクトル	500 kV	50, 100
	150 kV	10, 25, 50, 100

4.1.5 負荷

負荷についてもジャワ・バリ系統の 150 kV、70 kV 系統へ接続されているすべての負荷について模擬されている。

表 4.6 負荷データ

項目	入力内容	出典
有効電力(P)	実測値。	P3B JB 提供 SCADA データ
無効電力(Q)	同上	同上

4.1.6 系統構成

本調査の対象となる電圧低下の著しい Region 1 と Region 2 の 500 kV、150 kV 系統の 2012 年 10 月 17 日 14:30 時点の状態の系統をカウンターパートより提供を受けた資料を基に再現、模擬した。エリアごとの引用資料を表 4.7 に示す。

⁴ Program Peningkatan Kualitas Tegangan, P3B JB, Nov. 2012

表 4.7 エリアごとの引用資料

対象エリア	模擬内容	出典
Region 1	150 kV サブシステム毎の系統構成。	P3B JB 運営の需給状況ウェブサイト 2012 年 10 月 17 日需給実績資料(ACC1)。
Region 2	150 kV サブシステム毎の系統構成。	2012 年 10 月 17 日需給実績資料(ACC2)。
Region 3	500 kV 系統。	P3B JB 運営の需給状況ウェブサイト。
Region 4	主に 500 kV 系統と 150 kV 系統の一部。	同上。

4.2 モデルの有効性(解析結果)

ここでは4.1で作成したモデルを用いたシミュレーション結果と実測値を比較した。電圧低下を誘発する要因には一般的に次のものが挙げられる：[1] 送電線、変圧器の重負荷，[2] 無効電力供給源の不足，[3] 低力率負荷，[4] 電圧調整方法の問題。以下では各要因についてひとつずつ検証していく。まず作成された系統解析モデルの有効性を確認するため、実際の母線電圧や潮流を指標（表 4.8）として解析結果との照合を行った。結果を次ページ以降に示す。

表 4.8 検証する電圧値、電流値指標(ベンチマーク)

検証項目	対象	出典
母線電圧(V)	Region 1~4 すべての 500 kV 変電所／発電所の母線電圧	P3B JB 提供 SCADA データ。
送電線潮流 (P,Q)	Region 1 の 150 kV, 500 kV 送電線並びに 500/150 kVIBT の潮流	同上。
	Region 2 の 150 kV, 500 kV 送電線並びに 500/150 kVIBT の潮流	同上。
	Region 1,2 間、 Region 2,3 間、 Region 3,4 間の 500、150 kV 連系線潮流	同上。

4.2.1 電圧低下状況の照合

本調査の主要課題である Region 1 内の変電所母線電圧について、実測値と解析結果を電圧低下の著しい変電所にて比較した結果を系統電圧別に表 4.9 と表 4.10 にまとめた。

表 4.9 Region 1 内 500 kV 変電所電圧比較結果

発電所	電圧[kV]		
	実測値	計算結果	差異
Bekasi	440	445.4	5.4
Balaraja	442	454.6	12.6
Cawang	442	445.3	3.3
Kembangan	443	445.6	2.6
Gandul	447	447.2	0.2
Cibinong	448	446.4	-1.6
Depok	449	447.4	-1.6
Cilegon	470	469.4	0.6
Suralaya	471	469.6	-1.4

備考：2012 年 10 月 17 日（水）14:30

（出典：P3B JB SCADA データ）

表 4.10 Region 1 内 150kV 変電所電圧比較結果

	変電所	電圧[kV]			500 kV サブシステム	変電所	電圧[kV]			500 kV サブシステム	
		実測値	計算結果	差異			実測値	計算結果	差異		
1	PGDN	(*)37	129	-	BEKASI	15	JTAKE	122	122	0	BRLJ
2	PLPNG	(*)97	130	-	BEKASI	16	PRI05	122	131	9	BEKASI
3	MPANG	(*)100	126	-	CAWANG	17	TLKGA	122	120	-2	BRLJ
4	LEGOK	(*)106	123	-	BRLJ	18	MRNDA	123	126	3	BEKASI
5	CITRA	(*)116	124	-	BRLJ	19	CLDUG	124	126	2	KEMBANGAN
6	CMGIS	(*)117	129	-	CIBINONG	20	KMANG	124	136	12	GANDUL
7	SPRNG	120	124	4	BRLJ	21	CNANG	124	126	2	GANDUL
8	BGBRU	120	129	9	CIBINONG	22	DKTAS	125	124	-1	DEPOK
9	LKONG	120	124	4	BRLJ	23	LNTAR	125	127	2	CILEGON
10	MAXIM	120	122	2	BRLJ	24	CWBR5	126	124	-2	CAWANG
11	BLRJ	121	124	3	BLRJ	25	MNTU	126	128	2	BEKASI
12	PSKM	121	122	1	CILEGON	26	CKNDE	127	128	1	CILEGON
13	SPTAN	121	121	1	CILEGON	27	CSW	127	131	4	BEKASI
14	CKUPA	122	123	1	KEMBANGAN	28	JTNGN	127	127	0	CIBINONG

備考：2012年10月17日（水）14:30

*: これらの数値は極端に他の数値と離れていることから、メーターの較正不具合が原因と思われる。
(出典：P3B JB SCADA データ)

結果、概ね計算結果も実測値の±5%の幅以内に収まっていることが確認でき、本2012年モデルが実際の系統の状況を模擬できていることの見通しを得た。

次に模擬断面におけるジャワ・バリ系統の500 kV系統の電圧プロファイルについて、実測値と計算結果を図4.2に比較した。

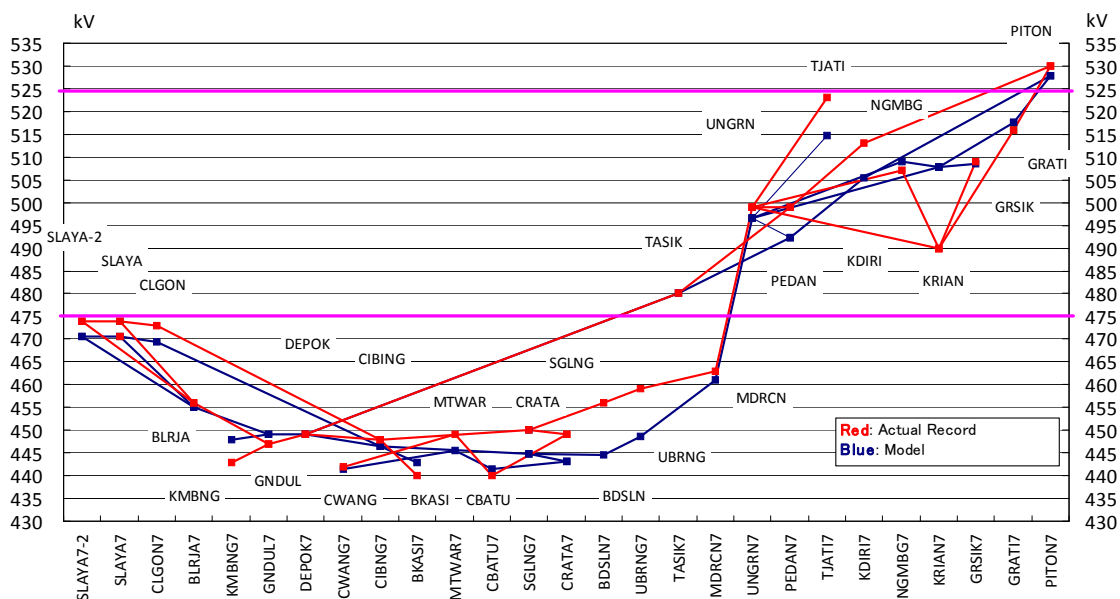


図 4.2 電圧プロファイル(ジャワ・バリ系統 500 kV 変電所)

ジャワ島の東半分では多少の誤差があるものの、本課題の焦点であるジャワ島西半分については実測値と計算結果との間の差異は小さく、電圧低下状況をほぼ模擬できていることが確認できた。更に Region 1 内の詳しい状況を図 4.3 に示す。

以上からも明らかなように Region 1 内の 500 kV 変電所 1 次側、2 次側ともに解析結果は実測値と±5 kV(1%)以内に収まっていることから、2012 年モデルは本調査を行うに当たって妥当であると結論づけられた。

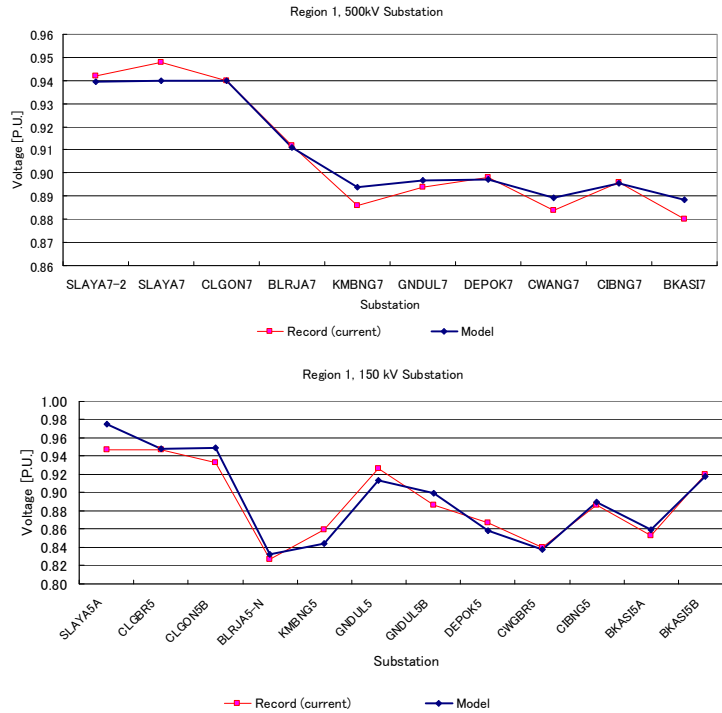


図 4.3 Region 1 の 500/150 kV 変電所の電圧比較結果
(上段:500 kV 母線、下段:150 kV 母線)

参考にジャワ・バリ系統 Region 間潮流の計算結果を実測値と比較した結果を表 4.11 に示す。

表 4.11 ジャワ・バリ系統 Region 間潮流の比較結果

	Region 1	←	Region 2	←	Region 3	←	Region 4	合計
発電 [MW]	6,818		3,884		3,071		5,906	19,679
	6,998		3,777		3,079		4,789	18,643
負荷 [MW]	8,520		4,293		2,809		4,007	19,629
	8,127		3,686		2,463		3,549	17,825
融通量 [MW]		2,096		2,229		1,532		
		1,832		2,202		1,693		

備考：赤字：実測値、黒字：計算結果

各 Region 域内の 500 kV 潮流の比較結果を図 4.4～図 4.7 に示す。潮流についても実測値と計算結果はその差が概ね 1 割程度の範囲に収まっていることが確認できた。

このようにモデルの有効性を検証した結果、[1]電圧プロファイルは±5 kV(1%以内)程度

に収まりつつある、[2]Region 域内、域間潮流も実測値にほぼ近い、ことが確認できた。以上から、本調査の検証に用いる本モデルの有効性を確認できた。4.2.3 では本モデルを用いて PV カーブ分析により、現在の電圧低下状況の度合いを分析し、広域停電の可能性のある電圧安定性限界までの裕度がどの位あるか、対策の緊急度合いについて検討を行った。

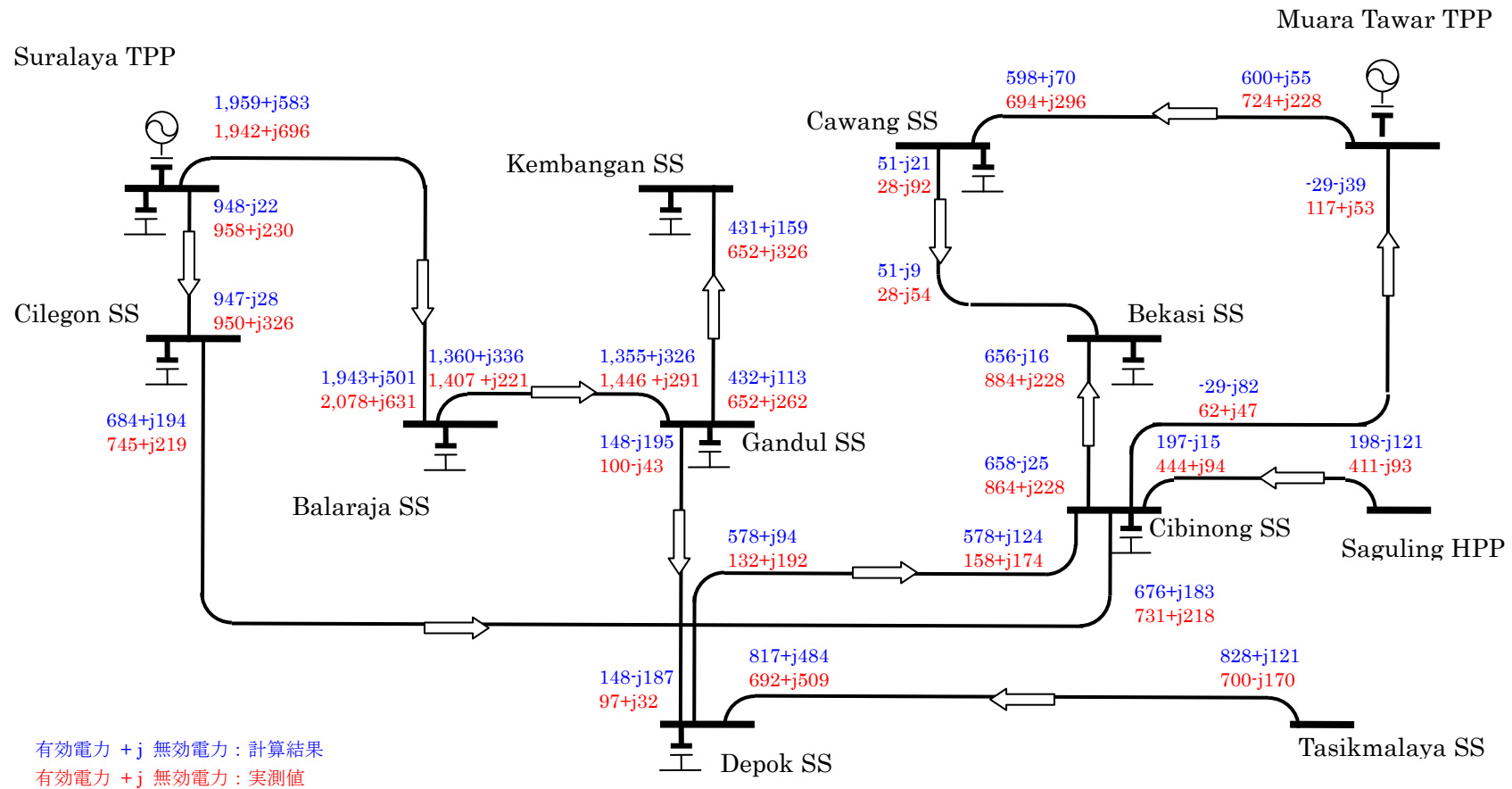
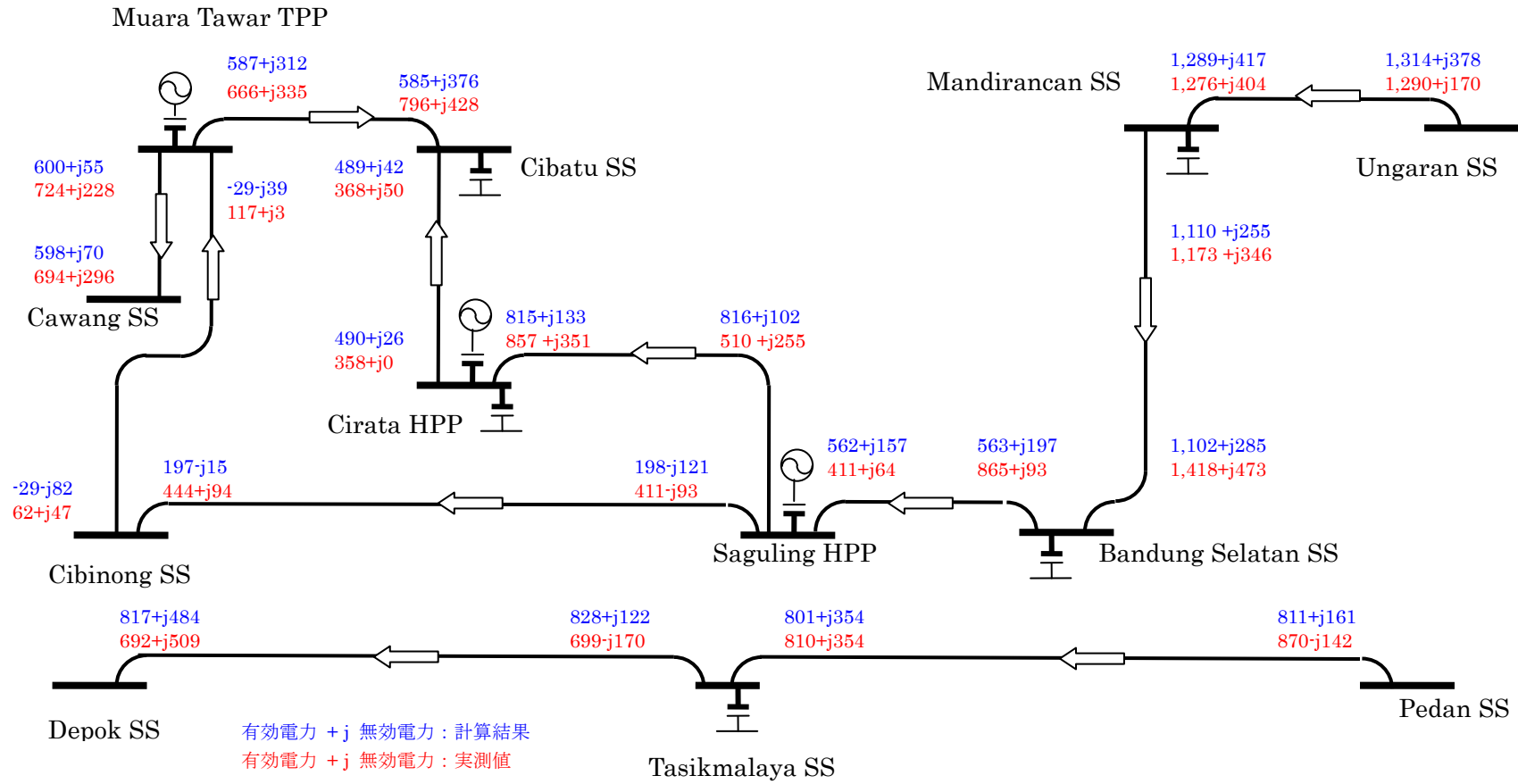


図 4.4 ジャカルタ・バンテン州(Region 1)の 500 kV 系統潮流計算結果



備考：実測値についてはメーターの校正不具合と思われる値もあるが提供データの通りに記載。

図 4.5 西ジャワエリア(Region 2)の 500 kV 系統潮流計算結果

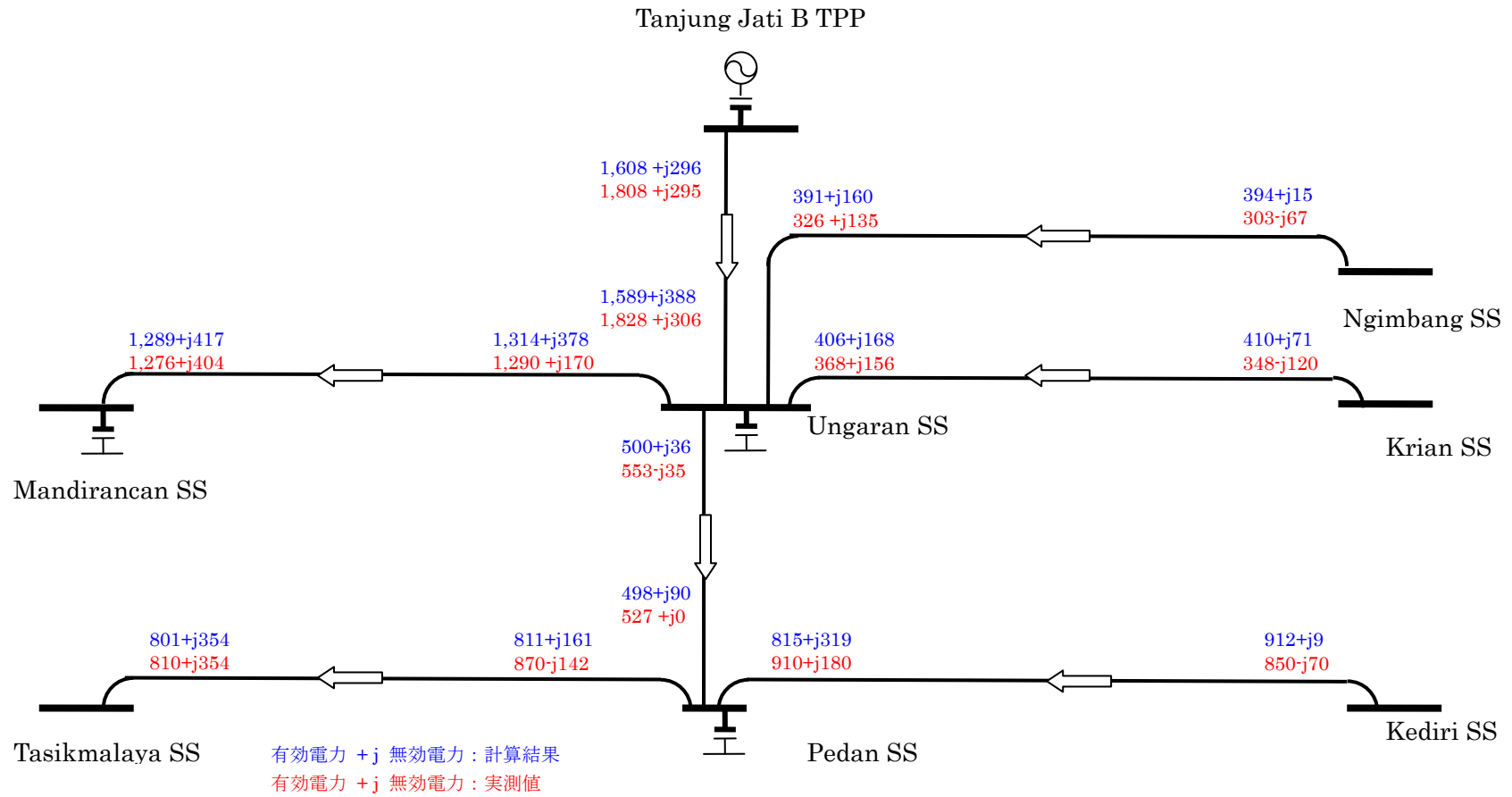
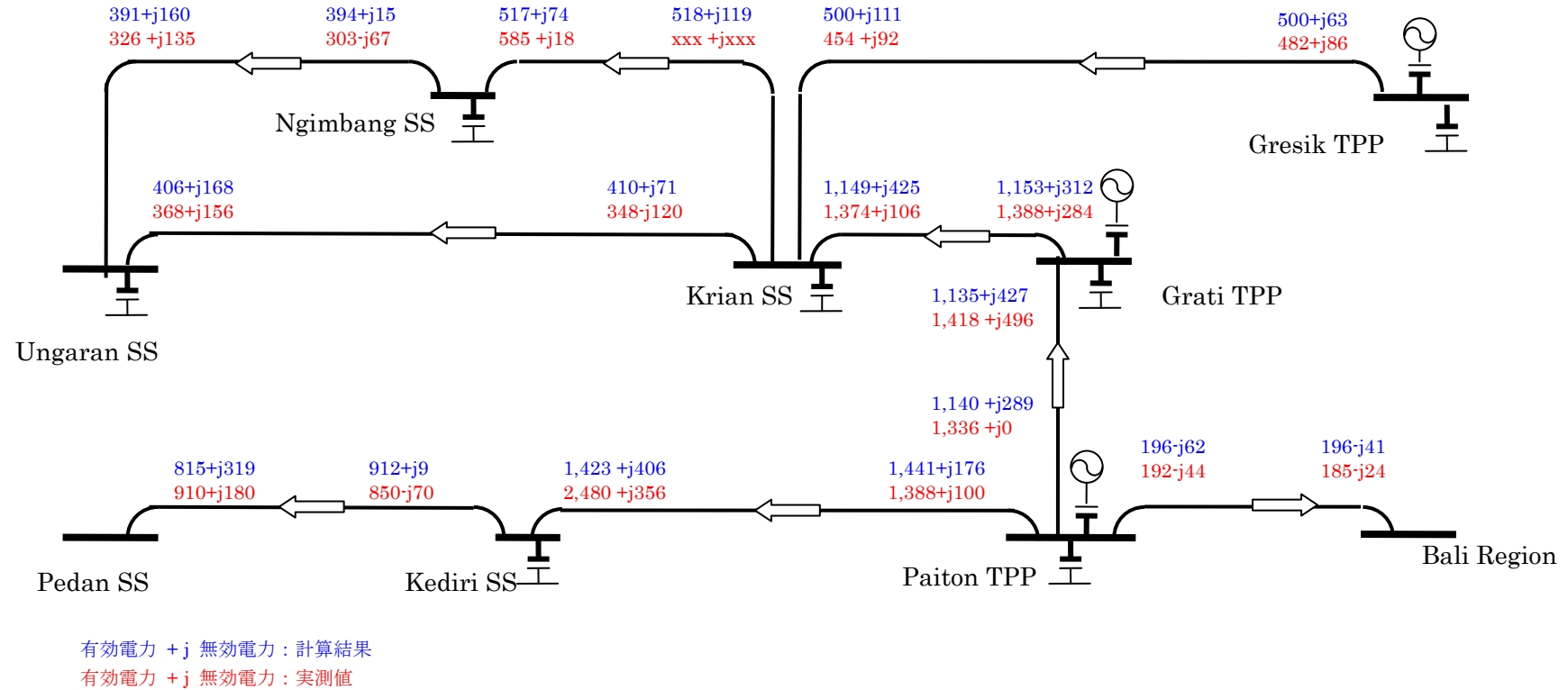


図 4.6 中部ジャワエリア(Region 3)の 500 kV 系統潮流計算結果



備考 : Paiton 石炭火力発電所 – Bali Region 間は 150 kV 系統。

図 4.7 東部ジャワエリア(Region 4)の 500 kV 系統潮流計算結果

4.2.2 500 kV変電所ブロックの無効電力収支

潮流計算の結果得られた Region 1 域内のサブシステム毎の無効電力バランスを表 4.12 へ掲載する。

表 4.12 Region 1 域内無効電力バランス

単位[MW]

		ZONE 1 SURALAYA	ZONE 2 CILEGON	ZONE 3 BARALAJA	ZONE 4 KEMBANGAN	ZONE 5 GNDUL	ZONE 6 DEPOK	ZONE 7 BEKASI	ZONE 8 CWANG	ZONE 9 CIBINONG	合計
有効電力	発電	3,024	792	0	0	1,203	0	1,222	0	178	6,419
	負荷	99	1,002	803	352	1,605	403	1,693	885	1,427	8,268
	ロス	1	28	27	2	20	19	10	4	27	139
	バランス	2,923	-237	-831	-354	-425	-422	-485	-889	-1,276	-1,996

単位[MVar]

		ZONE 1 SURALAYA	ZONE 2 CILEGON	ZONE 3 BARALAJA	ZONE 4 KEMBANGAN	ZONE 5 GNDUL	ZONE 6 DEPOK	ZONE 7 BEKASI	ZONE 8 CAWANG	ZONE 9 CIBINONG	合計
無効電力	発電	1,148	328	0	0	603	0	325	0	72	2,477
	負荷	52	119	303	110	433	55	275	341	373	2,059
	調相設備	0	0	0	0	-74	106	-112	0	-8	-88
	線路充電容量	5	71	184	26	174	549	214	75	323	1,621
	ロス	376	269	364	56	345	224	255	87	360	2,335
	バランス	726	11	-482	-140	74	164	122	-352	-330	-210
母線電圧(150kV) [p.u.]		0.98	0.95	0.84	0.84	0.91	0.86	0.92	0.84	0.89	

備考：母線電圧の赤字は規定電圧値以下であることを示す。

このように、無効電力バランスの低いサブシステムの多くでは 500/150kV 変電所の 2 次側(150kV)母線電圧も低くなる傾向にあることが確認できる。表 4.13 にサブシステム間の電力融通（表 4.12 では「バランス」）の詳細を示す。

表 4.13 Region 1 域内サブシステム間電力融通

		To:										Sub Total
		ZONE 1 SURALAYA	ZONE 2 CILEGON	ZONE 3 BARALAJA	ZONE 4 KEMBANGAN	ZONE 5 GNDUL	ZONE 6 DEPOK	ZONE 7 BEKASI	ZONE 8 CWANG	ZONE 9 CIBINONG	Region 2	
From:	ZONE 1 SURALAYA		936.5 142.5	1,959.3 583.0					2,922.9 725.6			2,922.9 725.5
	ZONE 2 CILEGO	-936.5 -142.5		141.1 25.3	-136.8 15.0	16.5 -67.4				705.9 180.4		-236.9 10.0
	ZONE 3 BARALAJA	-1,959.3 -583.0	-141.1 -25.3		59.3 -33.7	1,210.3 159.6						-830.8 -482.3
	ZONE 4 KEMBANGAN		136.8 -15.0	-59.3 33.7		-431.4 -158.7						-354.0 0140.0
	ZONE 5 GNDUL		-16.5 67.4	-1,210.3 -159.6	431.4 158.7		148.6 -195.1	0 0	221.5 202.1			-425.3 79.5
	ZONE 6 DEPOK					-148.6 195.1			0 0	554.4 89.9	-827.8 -121.4	-422.0 163.5
	ZONE 7 BEKASI								67.6 94.6	-450.0 51.2	-102.2 -23.8	-484.5 127.0
	ZONE 8 CWANG	-2,922.9 -725.6					-221.5 -202.1	-67.6 -94.6		0 0	-600.0 -55.4	-889.0 -352.2
	ZONE 9 CIBINONG		-705.9 -180.4				-554.4 -89.9	450.0 -51.2			-306.2 39.3	1,276.4 -330.3
	Region 2						827.8 121.4	102.2 23.8	600.0 55.4	306.2 -39.3		1,836.2 161.3

凡例：セル内上段：有効電力[MW]、下段：無効電力[MVar]

4.2.3 PVカーブ分析

ここでは作成した2012年モデルを用いて広域停電の可能性のある電圧安定性の限界点、すなわち送電可能な量の限界もしくは限界需要について検討を行った。検討に際しPV（有効電力—系統電圧）分析手法を用い、電圧面からのジャカルタ首都圏への送電可能量を評価した。需要の増加のさせ方については、ジャカルタのピーク需要からジャカルタの負荷（Region1の負荷）を増加させた。この際、ジャワ島全体の稼働している発電機のうち、ジャカルタ地域以外の地域（Region 2,3,4,5）にある発電所の出力を増加させ、ジャカルタの限界需要を評価値として用いた。分析結果を図4.8に示す。

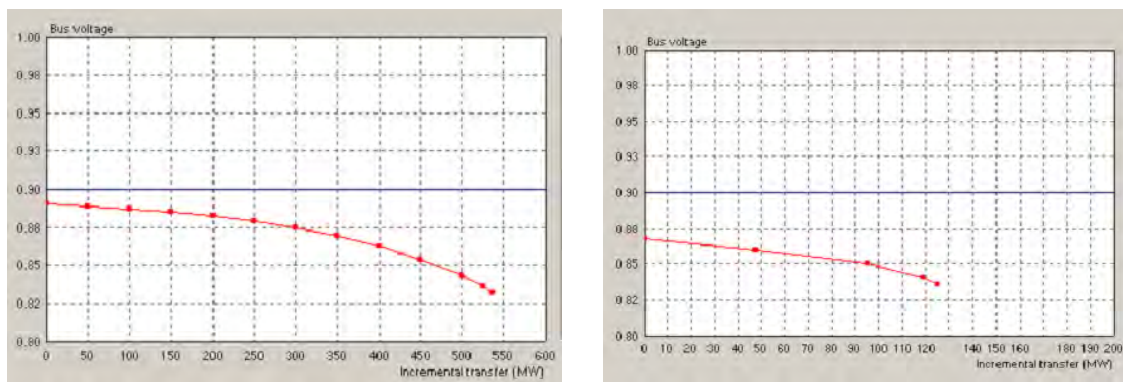


図 4.8 PVカーブ分析結果(左:健全時、右:N-1 事故時)

2012年モデルによれば、ジャカルタ需要の最大を記録した10月17日に500kV Bekasi 変電所にて最低電圧を記録した時間帯のジャカルタ限界需要とピーク需要との差は、Region 1内の需要8,520 MWに対して6%程度の537.50 MWであった。更に500kV送電線の1回線事故を考慮し限界需要を算出したところ、特にジャワ島中西部間(Ungaran 変電所～Mandirancan 変電所)の送電線の1回線事故時にはジャカルタ限界需要が131.25 MWとなる結果が得られた。この程度の幅であれば、需要の予測からの変位で十分この値を越える可能性があり、結果として限界需要に達する恐れがあるなど、予断を許さない状況にあることがわかる。

図4.9にRegion 1の需要に置き直したPVカーブの分析結果を参考までに示す。実測に近いシミュレーション結果が得られた。図4.10に各N-1事故におけるジャカルタ限界需要の相関をまとめた

図4.9、図4.10よりRegion 1域外から電力を送電する送電線区間よりも、中西部もしくはRegion 2～3間の送電線事故（もしくは作業に伴う1回線停止）の方がジャカルタ限界需要に与える影響が小さいことが明らかになった

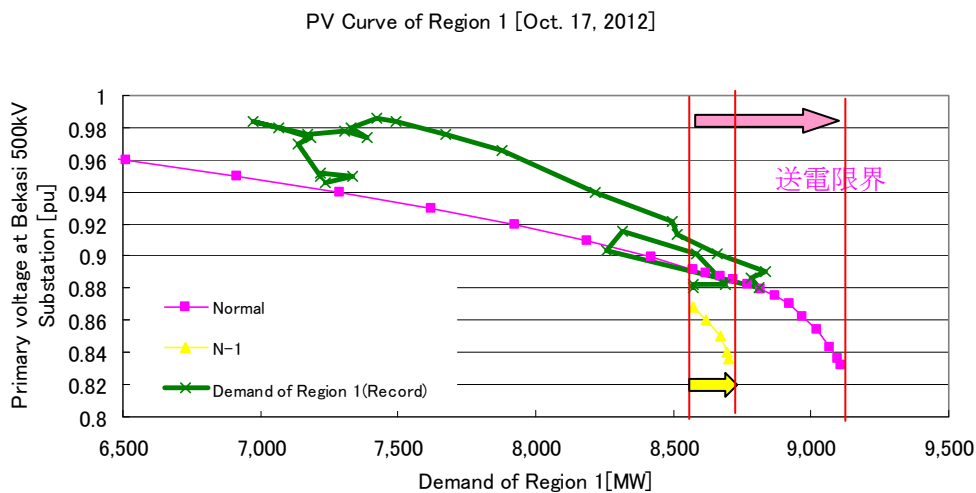


図 4.9 PV カーブ分析結果

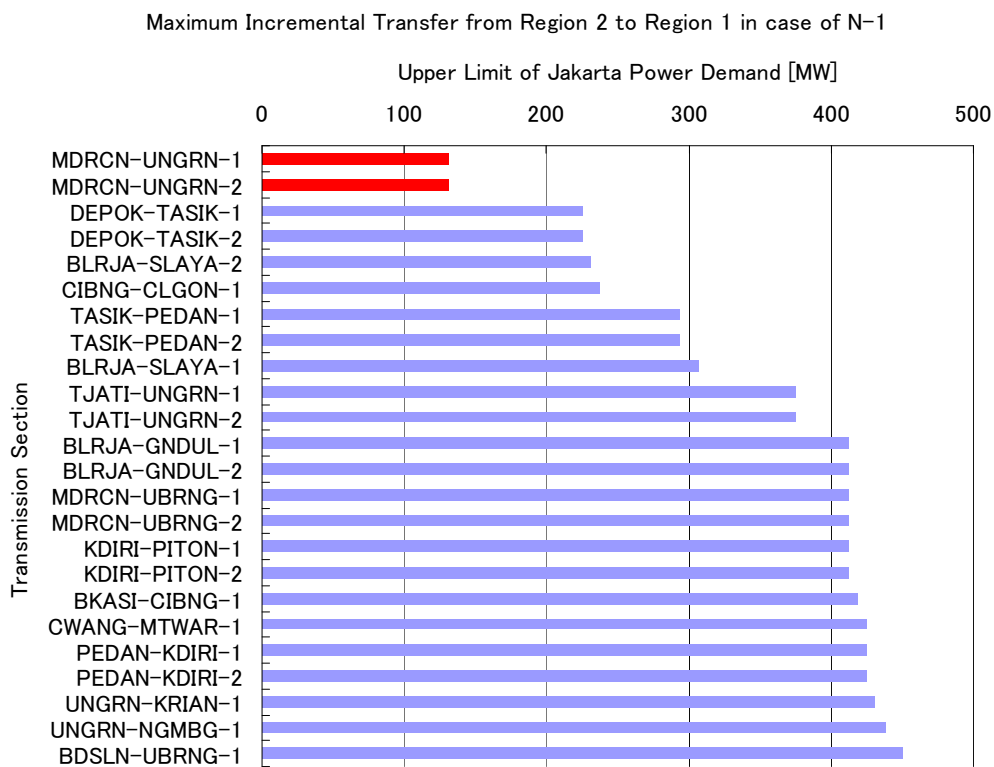


図 4.10 N-1 事故区間とジャカルタ限界需要の相関

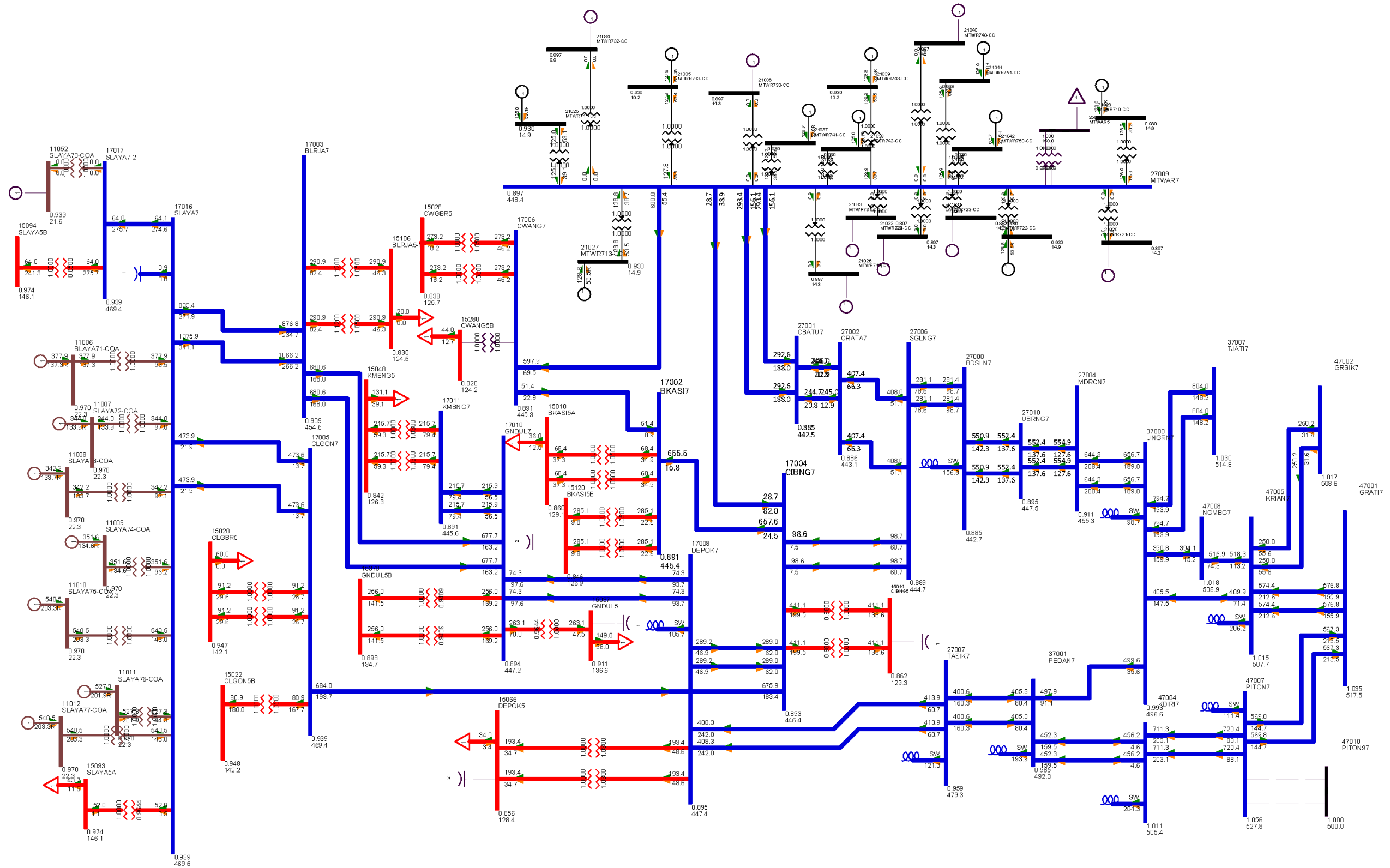


図 4.11 500 kV ジャワ・バリ系統潮流図(2012年10月17日14:30)

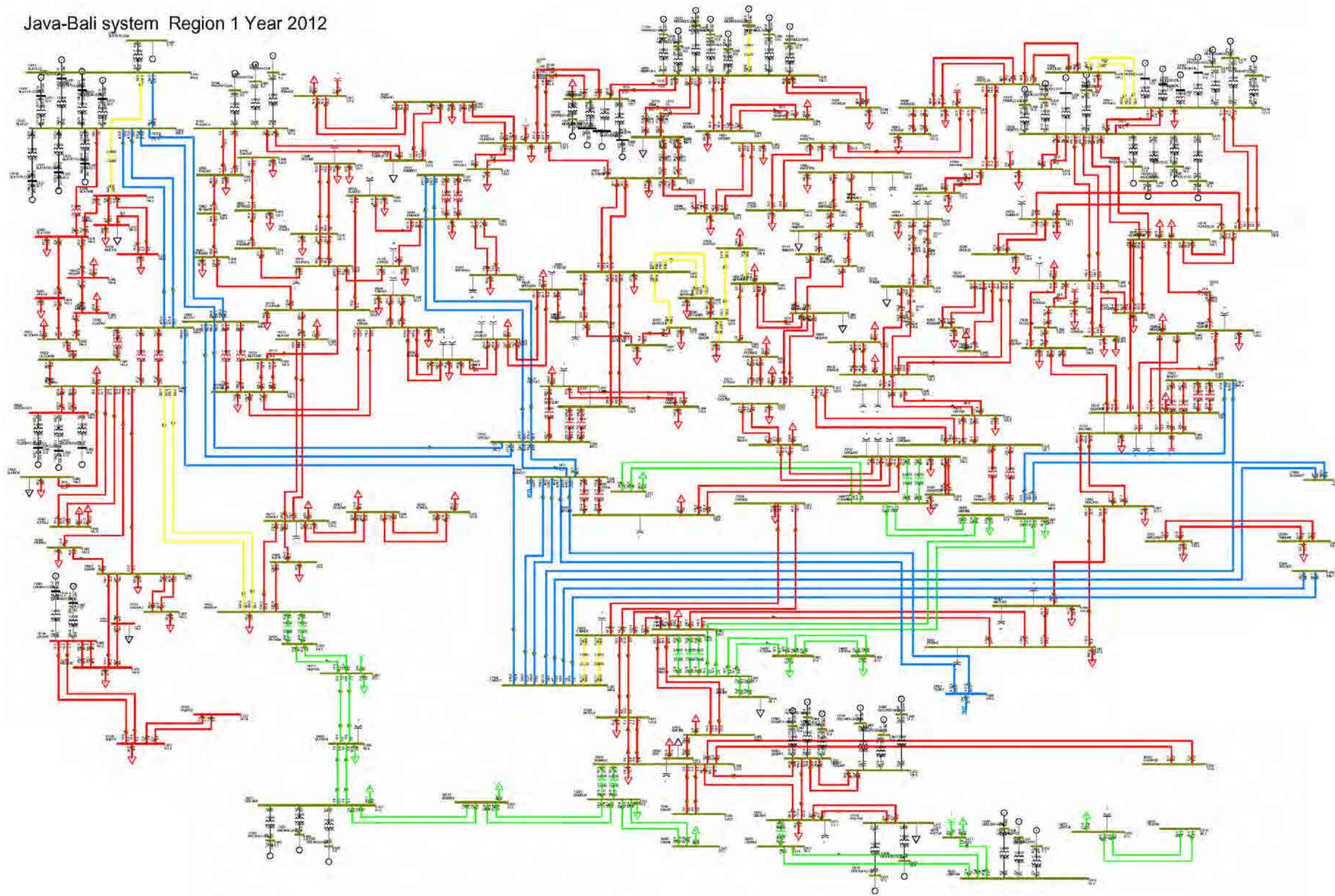


図 4.12 500/150 kV ジャワ・バリ系統潮流図(Region-1, 2012年10月17日14:30)

第5章 至近年のジャカルタ系統の解析モデルと分析(2015年)

本章では、至近年のジャカルタ系統として、2015年の系統を解析し、至近年に必要となる調相設備の必要量およびその効果について分析を行った。また、調相設備の設置方法について検討した。

5.1 調相設備の設置検討

5.1.1 必要な調相設備設置量

(1) 有効電力負荷

有効電力負荷については P3B JB から受領した 2015 年のジャカルタピーク断面（13 時）の PSS/E データの有効電力負荷を用いた。各 Region の有効電力負荷を下記に示す。

表 5.1 ジャカルタピーク断面の各 Region の有効電力負荷(2015)

	Total	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5
Jakarta peak at 13:00	24,653	9,869	6,052	3,143	4,964	625

(2) 無効電力負荷

無効電力負荷は有効電力負荷に比例する成分と、2 乗に比例する成分があり、有効電力の増加に伴い無効電力負荷は増大する傾向にある。他方、系統負荷中の調相設備や送電線の充電容量等、有効電力に比例しない固定分もある。一般には無効電力負荷の要因を総括的に把握して推定する方法が用いられており、今回、各母線の有効電力と無効電力実測データについて二次回帰分析することにより回帰曲線の各係数値を定め、無効電力想定精度向上を図った。

実測データとして至近でジャカルタ首都圏の最大需要を記録した 2012 年 10 月 17 日のデータを用い、ジャワ・バリ系統において特に電圧低下の大きいエリアである Region 1 および Region 2 の変電所単位（系統モデル負荷母線に対応した計測ポイント）で P-Q 相関式の算出を行った。

今回 150/20 kV 変圧器および 70/20 kV 変圧器を通過する有効電力、無効電力の測定データをもとに設定したが、測定箇所が変圧器の低圧側で、PSS/E 解析データでは変圧器の高圧側に負荷が設定されていることから、下図の計算により補正を行った。

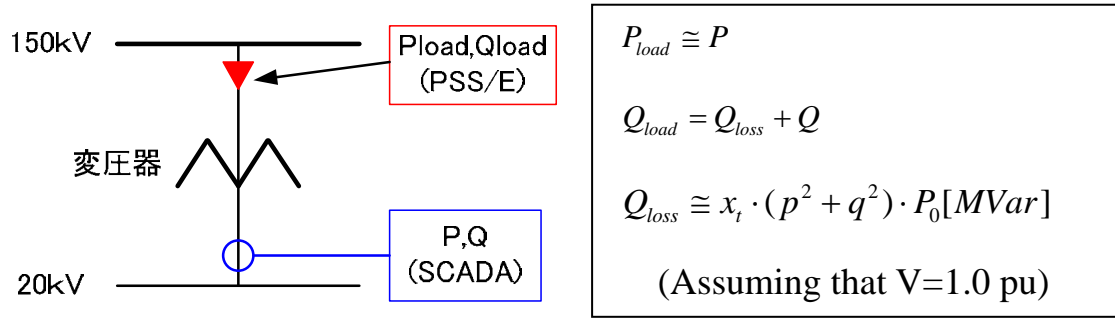


図 5.1 2次側から1次側への補正方法

一般に負荷の有効電力・無効電力は2次式の相関関係にあり以下のように表される。ここで P_i は各負荷母線の有効電力, Q_i は無効電力を表す。

$$Q_i = aP_i^2 + bP_i + c$$

このため、2次式にて近似することを基本としたが、算出された a,b 項の値から、下図のフローに従って有効電力・無効電力の関係式を2次近似、1次近似、力率一定の何れかによって求めた。

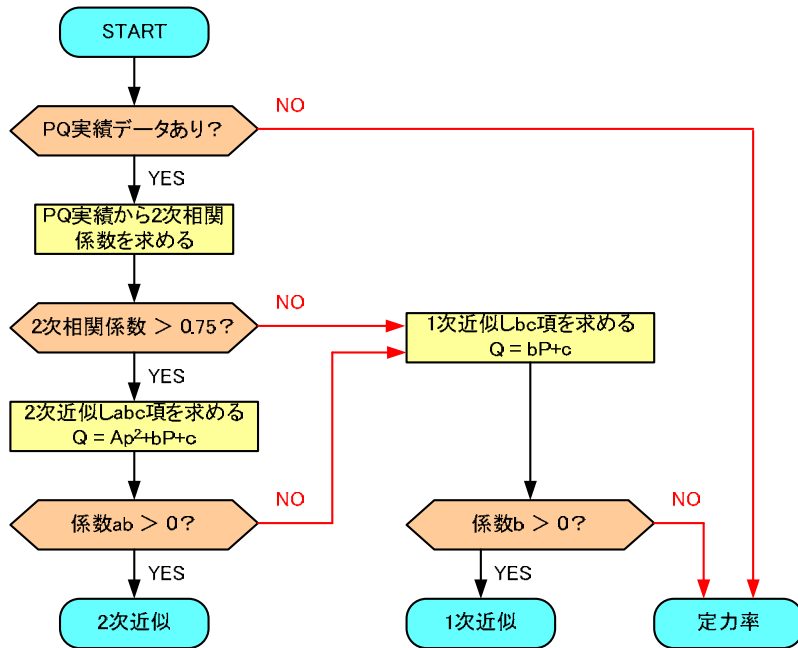


図 5.2 PQ 相関式の算出フロー

各負荷母線の PQ 相関式および Q 想定結果を下表に示す。Q の想定にあたっては実績データから算出した PQ 相関式に基づき行うことを基本としたが、負荷想定が測定日の最大・最小値から大幅に外れているものなどについては定力率を用いた想定結果を採用した。

表 5.2 各母線の PQ 相関式と無効電力の想定結果

<2 次近似式にて無効電力を算出した負荷母線>

Bus Number	Bus Name	Id	Data received from P3B		Constant terms (a,b and c) $Q=aP^2+bP+c$			Based on PQ-correlation equation
			Pload (MW)	Qload (Mvar)	a	b	c	Qload (Mvar)
15001	ABADI5 150.00	1	41.817	13.939	0.001597	0.354481	-3.8409	13.775
15031	DTIGA5 150.00	1	94.225	30.442	0.001541	0.321707	-2.4301	41.566
15032	DUKSB5A 150.00	1	120.773	24.155	0.000661	0.231560	-2.2196	35.382
15034	GMBLA5 150.00	1	89.137	22.284	0.001570	0.303001	-4.2465	35.239
15045	KBSRH5 150.00	1	90.58	32.35	0.004353	0.077886	3.8822	46.654
15057	MGBSR5 150.00	1	90.58	59.225	0.000569	0.426184	-5.2692	38.000
15063	MPANG5B 150.00	1	90.58	30.475	0.001671	0.157219	-1.5650	26.389
15084	SBUDI5 150.00	1	90.58	21.313	0.000845	0.497627	-4.7024	47.307
15109	PCORN5 150.00	1	65.188	16.338	0.001193	0.589337	-9.6539	33.835
15122	SNYAN5B 150.00	1	90.58	29.772	0.002563	0.182913	1.0364	38.632

<1 次近似式にて無効電力を算出した負荷母線>

Bus Number	Bus Name	Id	Data received from P3B		Constant terms (b and c) $Q=bP+c$		Based on PQ-correlation equation
			Pload (MW)	Qload (Mvar)	b	c	Qload (Mvar)
14017	RKBTG4 70.000	1	6.97	1.525	0.095625	3.0322	3.699
15004	ANCOL5B 150.00	1	90.58	23.575	0.565973	-21.4197	29.846
15005	ANGKE5A 150.00	1	120.773	23.681	0.645235	-41.3339	36.593
15007	ASAHI5 150.00	1	46.027	15.009	0.717083	-12.2907	20.714
15009	BGBRU5 150.00	1	98.936	23.77	0.308092	-0.6741	29.807
15011	BLRJA5 150.00	1	72.075	14.61	0.566869	-5.8656	34.992
15012	BNTR05A 150.00	1	90.58	43.87	0.595074	-19.8544	34.047
15015	QPNG5 150.00	1	71.912	19.519	0.469416	-10.0277	23.729
15017	CKNDE5 150.00	1	39.271	26.18	0.607657	-6.5646	17.299
15019	CLDUG5 150.00	1	79.696	28.128	0.268544	7.8932	29.295
15024	CMGIS5 150.00	1	71.926	24.213	0.357402	5.7454	31.452
15026	CSW5 150.00	1	60.386	23.759	0.405428	-2.2383	22.244
15028	CWGBR5 150.00	1	42.758	8.552	0.538671	-11.3618	11.671
15029	DKATS5 150.00	1	60.386	24.532	0.620475	-9.8837	27.584
15035	GPOLA5 150.00	1	72.42	19.214	0.495668	-7.0387	28.858
15036	GMBRU5 150.00	1	90.58	30.447	0.442476	-0.7519	39.328
15040	JTAKE5 150.00	1	120.773	28.417	0.869802	-48.7572	56.291
15044	KBJRK5 150.00	1	90.58	26.867	0.507608	-20.6515	25.328
15046	KDSP15 150.00	1	60.386	12.713	0.540138	-6.3209	26.296
15047	KMANG5 150.00	1	90.58	24.417	0.467855	-13.4278	28.950
15049	KMYRN5 150.00	1	89.311	26.049	0.596003	-12.5563	40.673
15050	KOPO5 150.00	1	45.219	15.544	0.681874	-7.6493	23.184
15051	KRTBR5 150.00	1	90.58	33.967	0.519339	-7.6647	39.377
15054	LEGOK5 150.00	1	90.58	11.322	0.427613	-9.3099	29.423
15058	MGRAI5 150.00	1	60.804	39.756	0.537329	2.1589	34.831
15061	MNTUR5 150.00	1	62.776	22.213	0.727686	-22.0390	23.642
15066	DEPOK5 150.00	1	71.248	19.431	0.411410	-2.1853	27.127
15067	PCADM5 150.00	1	101.544	55.388	0.699142	-32.3221	38.672
15071	PGSAN5 150.00	1	90.58	32.938	0.605788	-16.0612	38.811
15075	PLMAS5 150.00	1	90.58	35.799	0.510334	-11.1503	35.076
15077	PLPNG5-40 150.00	1	120.773	39.363	0.602583	-26.2243	46.551
15083	PTKNG5 150.00	1	90.58	17.722	0.450966	-20.1076	20.741
15089	SNTUL5 150.00	1	61.443	22.891	0.726579	-23.6058	21.037
15091	SPTAN5 150.00	1	62.621	13.046	0.261173	2.9456	19.301
15095	SRPNG5A 150.00	1	90.58	55.632	0.584270	13.2473	66.170
15098	TGRNG5 150.00	1	118.405	65.78	0.893295	-19.8715	85.899
15121	PDKLP5B 150.00	1	90.58	23.806	0.385772	2.7991	37.742
24046	PGDRN4 70.000	1	33.443	3.716	0.153666	1.2482	6.387
25002	BDUTR5A 150.00	1	132.669	43.606	0.580578	-23.3628	53.662
25004	BNJAR5 150.00	1	64.405	10.388	0.287545	4.1824	22.702
25008	CBATU5A 150.00	1	46.443	28.783	0.569104	1.8228	28.254
25028	DWUAN5 150.00	1	99.981	37.729	0.681612	-19.3977	48.751
25034	GDMKR5 150.00	1	73.852	15.666	0.750618	-29.4424	25.992
25042	JTBRG5 150.00	1	45.726	5.9	0.220267	8.3363	18.408
25072	PDLRG5 150.00	1	120.576	22.697	0.355575	4.7390	47.613
25074	PNCOL5 150.00	1	130.702	33.886	0.549184	-16.3874	55.392
25076	PNSIA5 150.00	1	31.474	10.853	0.931196	-12.0329	17.276
25080	PRMYA5 150.00	1	54.847	30.166	0.585022	0.6427	32.729
25082	PRURI5 150.00	1	44.838	10.19	0.816346	-18.0100	18.593
25086	RCKEK5 150.00	1	84.735	46.219	0.418029	22.6220	58.044

(3) 負荷の電圧特性

系統電圧特性の静的解析に負荷の電圧特性を反映する場合、静特性を用いるのが一般である。負荷の有効電力、無効電力、電圧をそれぞれ P 、 Q 、 V で表し、負荷が定格電圧又は、その近傍の基準とする電圧 V_0 の時の有効電力、無効電力、を P_0 、 Q_0 とすれば、定格電圧近傍における負荷の電圧－有効電力特性、電圧－無効電力特性は次式のように表すことができる。

$$P = P_0(V/V_0)^m$$

$$Q = Q_0(V/V_0)^n$$

上式において、 m 、 n が 0、1、2 の値をとる時、負荷の電圧特性はそれぞれ、定電力特性、定電流特性、定インピーダンス特性と呼ばれる。

(a) 定電力特性

電圧が変化しても、電力が一定な負荷特性 (m 、 $n = 0$)

(b) 定電流特性

電圧が変化した時、電力が電圧に比例する負荷特性 (m 、 $n = 1$)

(c) 定インピーダンス特性

電圧が変化した時、電力が電圧の 2 乗に比例する負荷特性 (m 、 $n = 2$)

なお、以上述べたものは負荷特性の典型的なもので、 m 、 n が 0～2 の間の中間的なものや、2 より大きな値をとるものもある。下表に負荷の電圧特性を定電力特性、定電流特性、定インピーダンス特性に分類した例を示す。

表 5.3 負荷の電圧特性

(a) Constant power	(b) Constant current	(c) Constant impedance
$m, n = 0$ $P = P_0 (V/V_0)^0$ $Q = Q_0 (V/V_0)^0$	$m, n = 1$ $P = P_0 (V/V_0)^1$ $Q = Q_0 (V/V_0)^1$	$m, n = 2$ $P = P_0 (V/V_0)^2$ $Q = Q_0 (V/V_0)^2$
Constant power type load maintains a constant power draw from the system despite the change in voltage.	The power drawn by constant current loads is proportional to the voltage when the voltages changes.	The power drawn by constant impedance loads is proportional to the square of voltage when the voltages changes.

系統電圧が低下した場合、定インピーダンス特性の負荷は電流が減少し、定電流特性の負荷は電流が一定となるが、定電力特性の負荷は消費電力が変わらないので電流が増加する。したがって、定電力特性の負荷の場合、系統電圧が低下すると、電流が増加するため、送電線や変圧器にて生じる無効電力損失が増加し、電圧低下がさらに助長されるため、電圧安定性の観点からは、定電力特性が最も厳しい。

無効電力補償計画を立案する上で、検討条件は楽観サイドの検討とならないよう設定することが望ましいことから、P3B JB と協議の上、負荷の電圧特性としては最も条件の厳しい定電力特性を適用することとした。

(4) 発電機

発電機出力については実際の運用を考慮し、表 5.4 のように設定した。また、発電機の端子電圧については 1.00 pu とした。

表 5.4 ジャカルタピーク断面の発電機出力(2015)

Fuel type	Setting
Coal	Maximum output
Gas	Output is adjusted for demand-supply balance
LNG	Output is adjusted for demand-supply balance
Oil	Minimum output
Hydro	Output is set based on actual record on 17 Oct 2012. Following reservoir type hydro power plants were set based on information from P3B JB: Cirata: 2×98 MW Saguling: 2×147 MW Jatiluhur: 2×15 MW
Geothermal	Maximum output

(5) 系統構成

2015 年のジャワ・バリ 500kV 系統の系統構成を下図に示す。

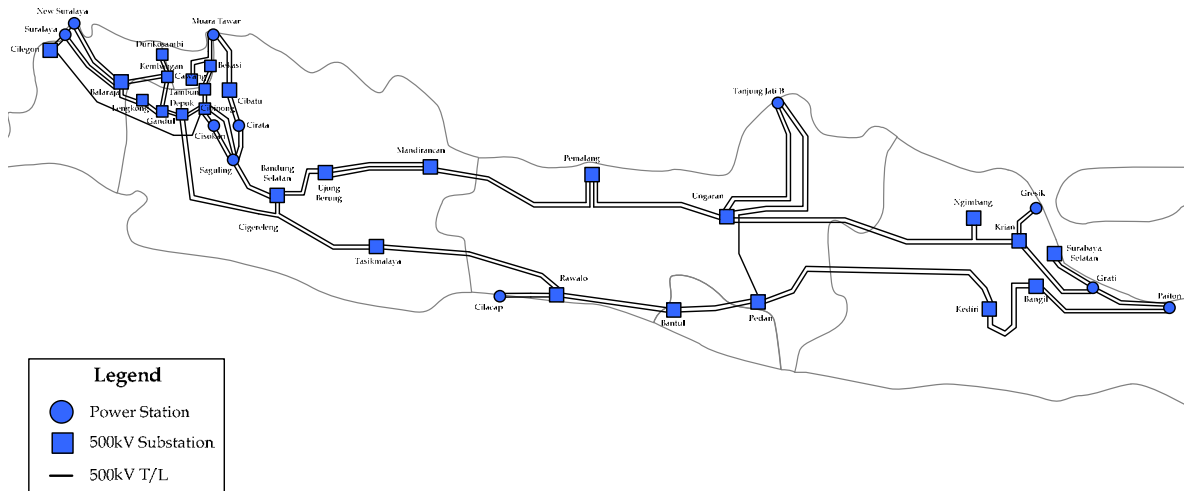


図 5.3 2015 年のジャワ・バリ 500kV 系統図

(6) 送電線

下表に示されている鉄塔構造別の単位長あたりの線路定数と PSS/E に入力されている線路互長から、送電線の線路定数を算出した。ただし、Mandirancan 変電所と Ujung Berung 変電所間の互長については、“Preparatory Survey on Central and West Java 500 kV Transmission Line Project” report に基づき 120 km→60 km に見直した。

表 5.5 500 kV 送電線の線路定数 単位[ohm]

Conductor type	Tower	R+	X+	B	R0	X0	B0
DOVE	1 cct 1 tower	0.025954361	0.332697565	3.412471212	0.113360637	0.753248332	2.297849980
DOVE	2 cct 2 tower	0.026035814	0.332302953	3.415807277	0.091217209	0.700037623	2.317765770
DOVE	4 cct 1 tower	0.026168289	0.273961232	4.140229038	0.113482850	0.728754943	2.122049759
DOVE	2 cct 1 tower	0.026413490	0.274996404	4.312904222	0.267082887	0.961424013	3.158480028
GANNET	2 cct 2 tower	0.021835698	0.330877685	3.430941164	0.087017047	0.698612270	2.324728013
GANNET	2 cct 1 tower	0.021967275	0.272534564	4.162620117	0.109280764	0.727326196	2.128335171
ZEBRA	2 cct 1 tower	0.017540862	0.271232878	4.189264387	0.104852802	0.726022375	2.135777390

(7) 変圧器

500/150 kV 変圧器の容量およびリアクタンスについては P3B JB 運用部門より受領した Digsilent data をもとに見直した。また、将来分の変圧器については参考データとして Ngimbang 変電所の定数を適用した。500/150 kV 変圧器および 150/70 kV 変圧器タップについては初期状態にて 2 次側母線電圧が 0.90 pu~1.0 pu の範囲となるよう調整した。必要な電力用コンデンサ量の検討過程では変圧器タップは固定とした。発電機の昇圧用変圧器タップについては Suralaya 火力発電所のみ現地調査の結果を反映し、タップ電圧を 1.025 pu としたが、その他のタップについては 1.00 pu とした。

表 5.6 将来分の 500/150 kV 変圧器容量とインピーダンス

Capacity [MW]	Impedance (pu winding base)	Remark
500	0.132	Derived from Ngimbang SS

(8) 調相設備

2015 年において 3.1.3 節に記載されているコンデンサを含め、下表の分路リアクトルおよびコンデンサが投入されていることとした。下表については P3B JB 運用部門にて使用している解析データ (Digsilent data) と作成 P3B JB 資料 “Program Peningkatan Kuakitas Tegangan” にて計画されている電力用コンデンサが反映されている。

表 5.7 分路リアクトル(2015)

Area	Voltage [kV]	Unit size [MVar]	No. of units	Capacity [MVar]
Region 1	500	100	1	100
Region 2	500	100	2	200
Region 3	500	100	2	200
Region 4	500	100	2	200
		50	2	100
Total				800

表 5.8 電力用コンデンサ(2015)

Area	Voltage [kV]	Unit size [MVar]	No. of units	Capacity [MVar]
Region 1	150	50	22	1,100
	150	25	15	375
	70	10	1	10
	20	20	11	220
Region 2	150	50	2	100
	150	25	2	50
	70	10	2	20
Region 3	150	25	3	75
Region 4	150	25	10	250
	150	10	5	50
	70	10	7	70
Region 5	150	25	7	175
Total				2,495

(9) 調相設備必要量算出結果

今回の検討対象であるジャカルタ首都圏を含む Region 1 および Region 2 については、計画および運用における電圧クライテリアを満たすため、表 5.8 に対して必要な電力用コンデンサを追加した。また Region 2、3、4 については今回の対象エリア外であることから全設備健全時において下表に示す電圧クライテリアを満たすよう電力用コンデンサを追加した。

表 5.9 系統計画および運用における電圧クライテリア

Nominal voltage	Normal condition
500 kV	95% - 105%
150 kV	90% - 105%
70 kV	90% - 105%
20 kV	90% - 105%

(出典: “PLN PLANNING AND OPERATION CRITERIA”)

コンデンサの単器容量については既設の容量に基づき、下表の容量とした。また、1 変電所につき設置する台数は既設分を含めて極力 2 台程度までとしたが、設置量が足りない箇所については、台数を追加した。コンデンサの単器容量についてはコンデンサ入切時の電圧変動を考慮して個別に検討が必要となる。

表 5.10 電力用コンデンサ単器容量

Nominal voltage	Unit size [MVar]
150 kV	25
70 kV	10

上記条件にて算出した各エリアの電力用コンデンサ必要量を下表に示す。

表 5.11 各エリアの電力用コンデンサ必要量 (2015) (1/2)

Area	Substation	Type of S/S (kV)	Unit size [MVar]	No. of Units	Total [MVar]	
Region 1	PCADM	150	25	1	25	
	LBSTU	150	25	1	25	
	LBSTU	70	10	1	10	
	PDKLP	150	25	2	50	
	CIAWI	150	25	1	25	
	BGBRU5-2	150	25	1	25	
	BGBRU	70	10	1	10	
	BUNAR	150	25	1	25	
	BUNAR	70	10	1	10	
	ASPEK	70	10	2	20	
	KDBDK	70	10	1	10	
	MENES	70	10	1	10	
	Subtotal				245	
Region 2	BDUTR	150	25	2	50	
	BNJAR	150	25	1	25	
	CBREM	150	25	2	50	
	CNJUR*1	150	25	2	50	
	DWUAN	150	25	1	25	
	PNCOL*2	150	25	2	50	
	SRAGI	150	25	1	25	
	TMBUN	150	25	1	25	
	CBBAT5-2	150	25	1	25	
	DGPKR	150	25	1	25	
	CKDNG	150	25	1	25	
	KANCI	150	25	1	25	
	CKJNG	150	25	1	25	
	BBKAN	150	25	1	25	
	SORNG	150	25	1	25	
	BDSLN	150	25	2	50	
	TTJBR	150	25	2	50	
	ALIQCKRG	150	25	1	25	
	CSHIN	150	25	1	25	
	PRTMN	150	25	2	50	
	WINTX	150	25	1	25	
	ARJWN	70	10	2	20	
	CKRNG	70	10	2	20	
	IDMYU	70	10	2	20	
	JTBRG	70	10	2	20	
	PGDRN	70	10	1	10	
	PLMNN*3	70	10	4	40	
	PMGPK*4	70	10	4	40	
	SPFIC	70	10	1	10	
	TGENG	70	10	1	10	
	SPFVI	70	10	2	20	
		Subtotal				910

表 5.12 各エリアの電力用コンデンサ必要量 (2015) (2/2)

Area	Substation	Type of S/S (kV)	Unit size [MVar]	No. of Units	Total [MVar]
Region 3	PMLNG	150	25	1	25
	Subtotal				25
Region 4	MNYAR	150	25	1	25
	MNYAR	70	10	1	10
	NGORO	150	25	2	50
	PKMIA	150	25	1	25
	KBAGN	150	25	1	25
	PYJKT	150	25	2	50
	GMPGN	70	10	1	10
	KKTES	70	10	2	20
	SKRJO	70	10	1	10
	TAGNG	70	10	1	10
	TUREN	70	10	1	10
	MSTEL	70	10	2	20
	Subtotal				265
Total					1,445

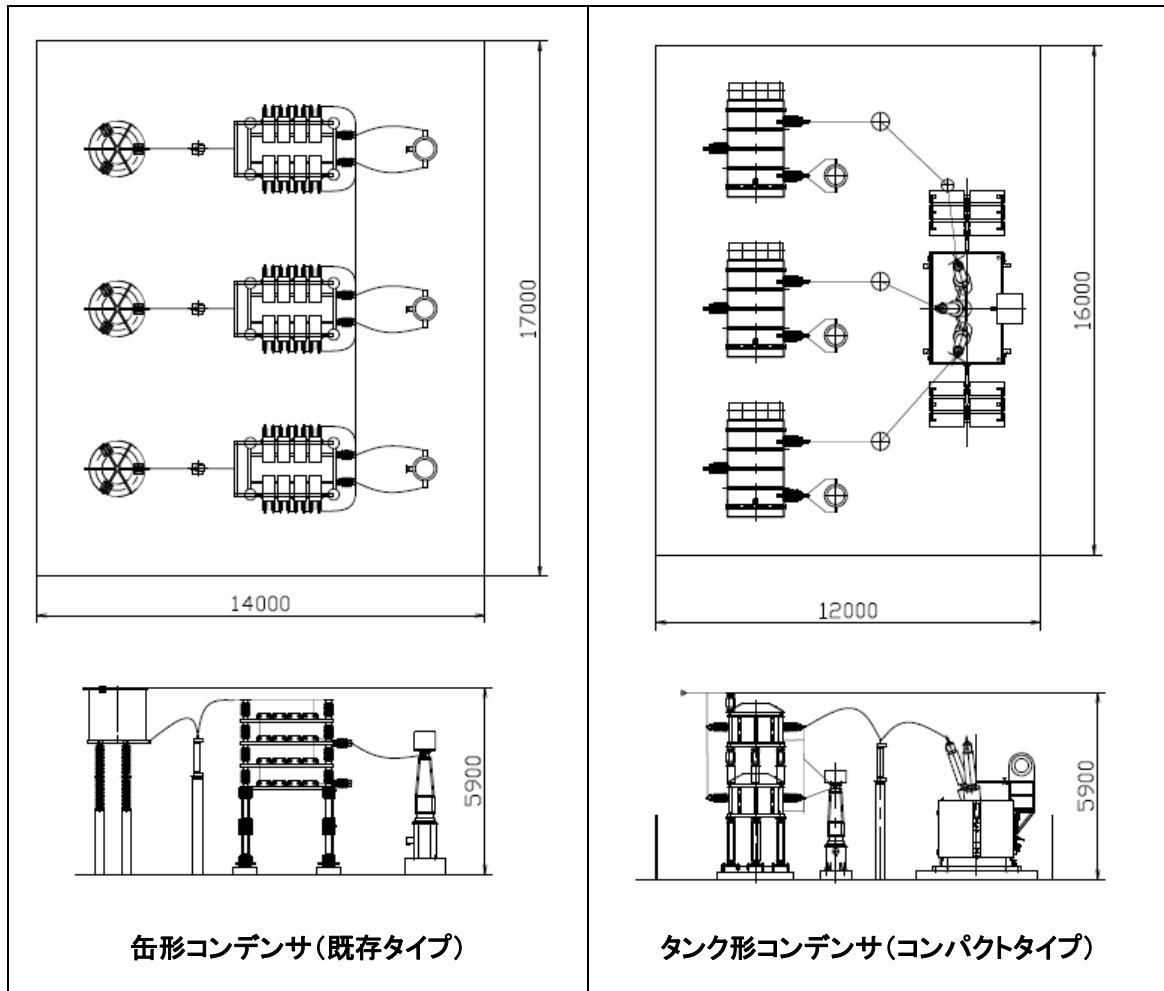
- ※ 1 CNJUR については既設(1×25 MVar)と合わせて 3×25 MVar となる。単器容量を 50MVar とすると入切時の電圧変動が 2.6%となるため、容量選定時に検討が必要。
- ※ 2 PNCOL については既設 (1×50 MVar) と合わせて (1×50 MVar, 2×25 MVar) となる。単器容量を 50 MVar とした場合、入切時の電圧変動は 1.6%となるが、容量選定時には検討が必要。
- ※ 3 PLMNN については 4×10 MVar の追加となるが、10 MVar 入切時の電圧変動が 3%となるため、容量選定時に検討が必要。
- ※ 4 PMGPK については 4×10 MVar の追加となるが、10 MVar 入切時の電圧変動が 3.3%となるため、容量選定時に検討が必要。
- ※ 5 上記の検討は既設の最小単位である 25 MVar を単位として検討したが工事実施時期の地域需要を勘案し、その時点の系統潮流、および電圧変動を確認することで、近隣の必要容量と合わせ、50 MVar 単位とすることにより更なるコストダウンを図ることができる場合がある。

5.1.2 変電所のスペース

変電所に調相設備を設置する場合、調相設備の据付スペースおよび母線の拡張を含む母線接続に必要な遮断器、断路器等の据付スペースが必須であり、さらに変電所の継続運転のためには機器事故時の分解・移動・修理に必要なスペースを考慮した設置箇所検討が重要である。

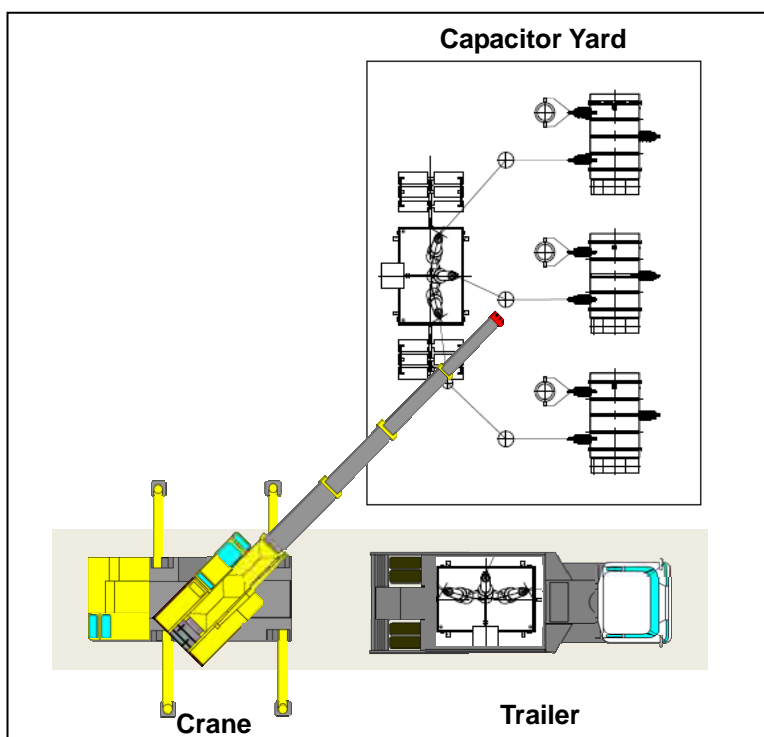
(1) 調相設備のスペース

調相設備設置に必要なスペースを図 5.4 に示す。なお、重量が最大で 28 トンが想定されるため、据付工事およびメンテナンスを考慮すると、クレーンの使用が想定され、アクセス道路の設置が望ましい。



出典：調査団

図 5.4 150kV 調相設備の設置例



出典：調査団

図 5.5 アクセス道路

なお、スイッチヤード内に調相設備の設置が困難な場合や、母線・開閉機器が GIS の場合は、遊休地等の設置可能な場所に調相設備を設置し、ケーブルで調相設備に接続を行う。



出典：東京電力

図 5.6 ケーブルによる調相設備の接続例(66 kV 40 MVar)

(2) 母線拡張および調相設備接続用ベイ

調相設備は、母線への接続が望ましく、既存の母線を拡張し、調相設備接続に必要な遮断器、断路器等の機器を設置する。なお、調相設備接続用ベイの設置に必要なスペースは変電所（母線の敷設方法等）により異なるが、二重母線運用の変電所では、14 m × 28 m 程度の敷地が必要となる。また、GIS 変電所の場合、調相設備接続用のフィーダーを設置する。

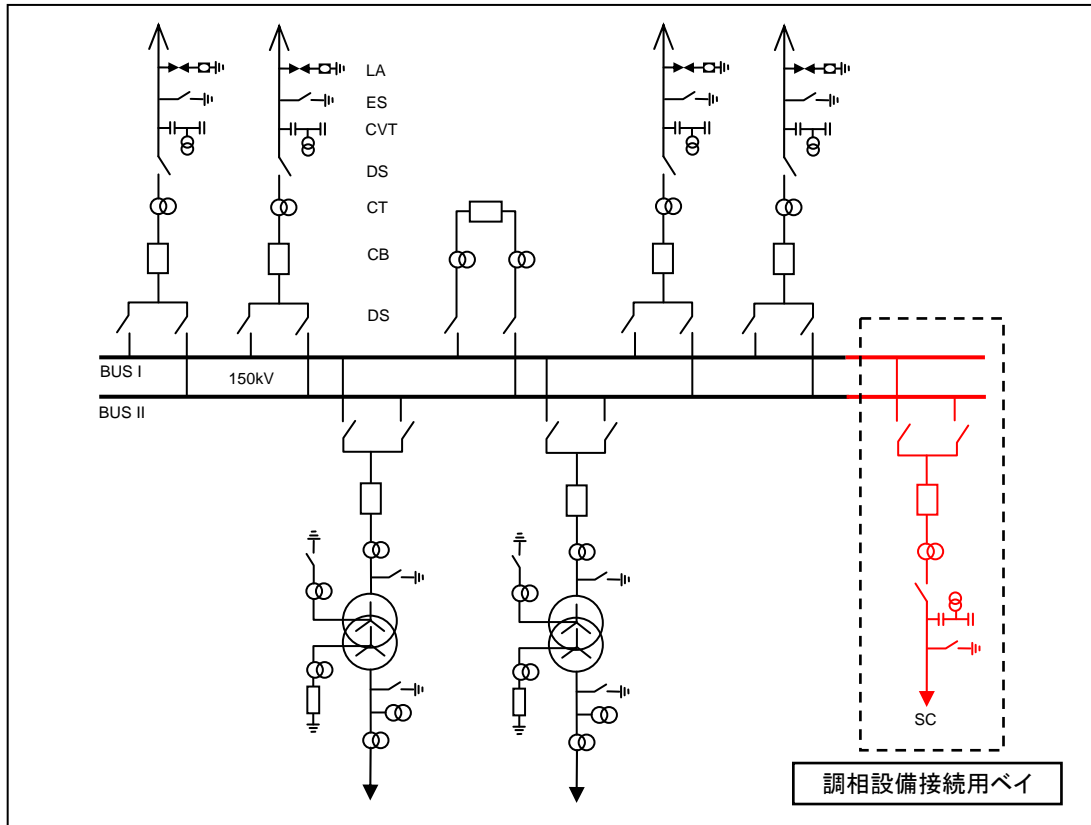


図 5.7 調相設備接続に係わる単線結線図

5.1.3 設置箇所の候補

第二次現地調査時に訪問した変電所を表 5.13 に示す。現時点においては、設置スペースは十分であるため、調相設備のコンパクト化の必要性は少ない。

表 5.13 第二次調査で訪問したジャカルタ首都圏の変電所

No.	変電所名	
1	150/20 kV	Cikupa 変電所
2	150/20 kV	Lengkong 変電所
3	150/20 kV	Karet Lama/Baru 変電所
4	500/150/66 kV	Bekasi 変電所
5	150/20 kV, 150/67 kV	Pulogadung 変電所
6	500/150/20 kV	Cawang 変電所

なお、PLN は調相設備の配置計画を持っており、今回訪問した中で具体的に設置場所が決まっていない 150/20 kV Cikupa 変電所および 150/20 kV Karet Lama/ Baru 変電所について、調相設備の配置検討を行う。



図 5.8 第二次調査で訪問したジャカルタ首都圏の変電所の位置関係

(1) 150/20 kV Cikupa 変電所

150/20 kV Cikupa 変電所の全景を図 5.9 に示す。スイッチヤード内に調相設備を設置可能であるが、母線を横方向に拡張するスペースがない。そこで、図 5.9 に示すように両母線から調相設備に接続できるように連絡母線を設置する。なお、架空線を用いた接続が困難なために、ケーブルヘッドを設置し、ケーブルによる接続を行う。



出典：調査団

図 5.9 150/20 kV Cikupa 変電所全景

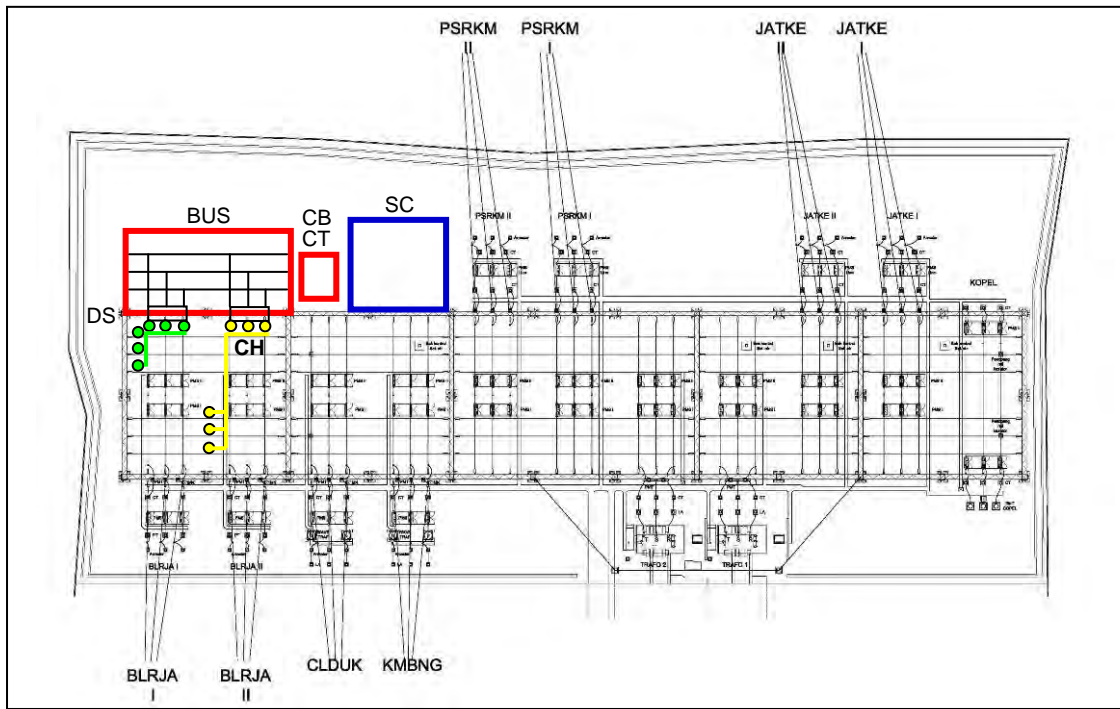


写真 Cikupa 変電所のスイッチヤード内



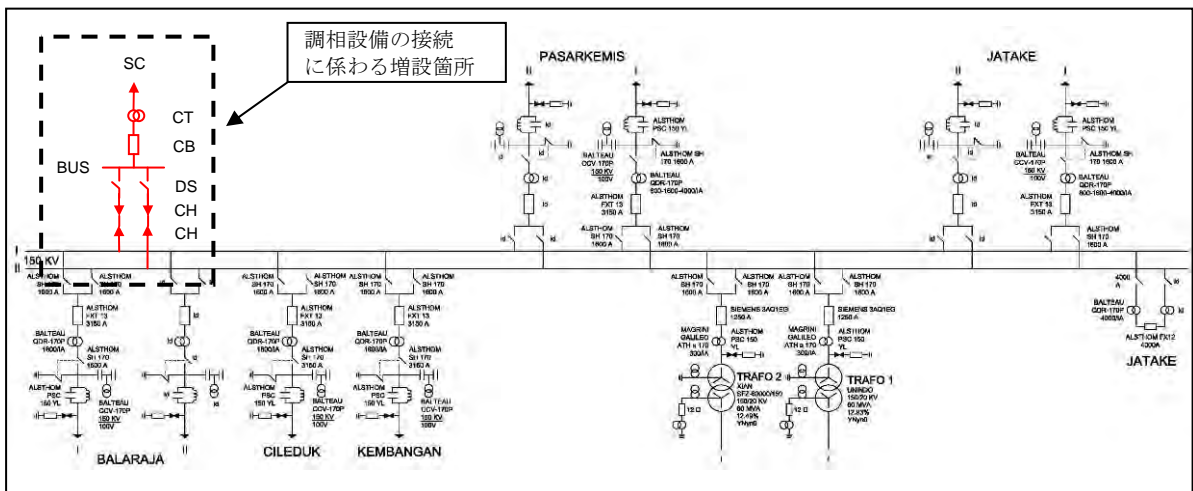
写真 Cikupa 変電所のスイッチヤード内

調相設備および調相設備接続用ベイに係わる配置案および単線結線図を以下に示す。



出典：調査団

図 5.10 Cikupa 変電所における調相設備の配置計画(案)



出典：調査団

図 5.11 調相設備接続に係わる Cikupa 変電所の単線結線図

(2) 150/20 kV Karet Lama および 150/20 kV Karet Baru 変電所

図 5.12 に示すように 150/20 kV Karet Lama 変電所および 150/20 kV Karet Baru 変電所は同一敷地内にある。なお、Karet Lama 変電所は、気中絶縁変電所であり、Karet Baru 変電所は GIS 変電所である。



出典：調査団

図 5.12 Karet Lama 変電所および Karet Baru 変電所全景

(a) Karet Lama 変電所

現在 Karet Lama 変電所のスイッチヤードの隣は空地となっている。そのため、調相設備および調相設備接続用ベイの設置も可能であり、空地を利用し、接続を行う。



写真 スwitchヤードに隣接した空地



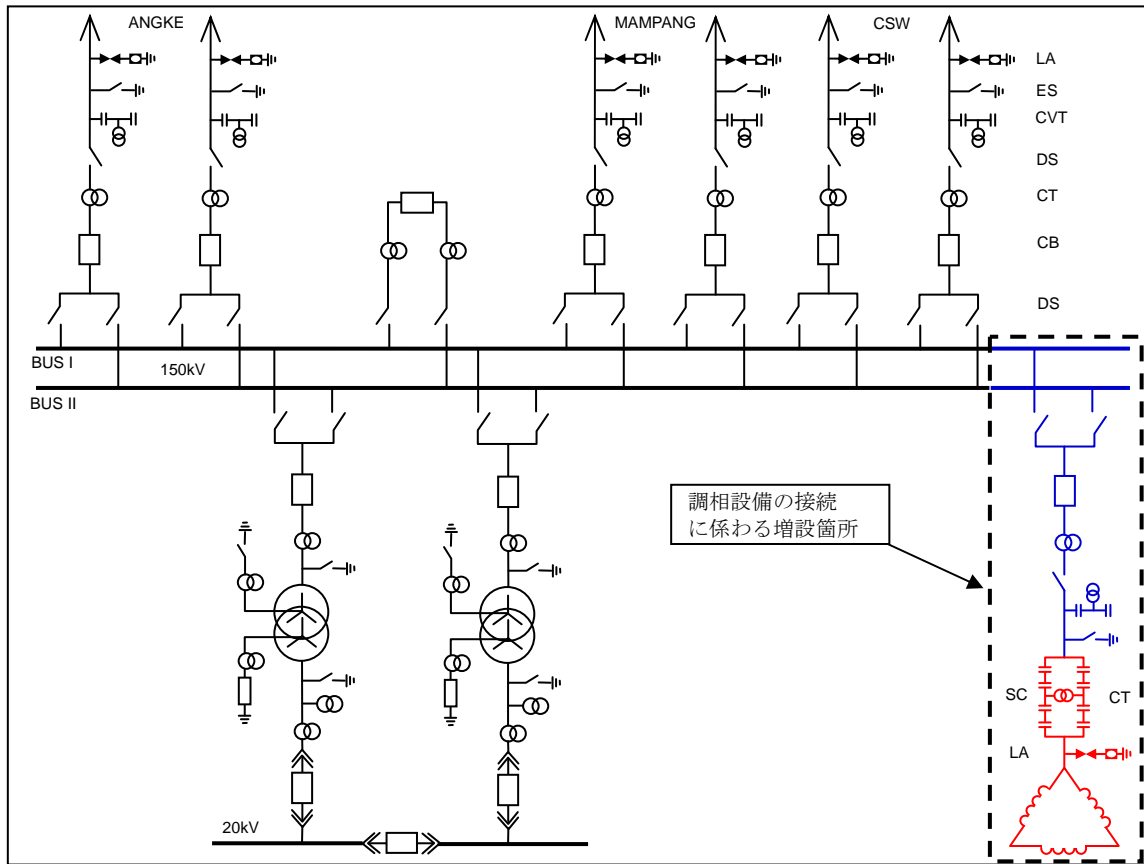
写真 スwitchヤードに隣接した空地

調相設備および調相設備接続用ベイに係わる配置案および単線結線図を以下に示す。



出典：調査団

図 5.13 Karet Lama 変電所における調相設備の配置計画



出典：調査団

図 5.14 調相設備接続に係わる Karet Lama 変電所の単線結線図の一例

(b) Karet Baru 変電所

Karet Baru 変電所周辺には調相設備を設置するスペースはないため、Karet Lama 変電所側の空スペースを利用して調相設備を設置することになる。なお、現在 Karet Lama 変電所のスイッチヤードの隣は空地となっており、Karet Baru 変電所用の調相設備についても設置可能である。しかし、将来ベイの拡張も想定されるため、空きスペースを確保が望ましく、図 5.15 に示すように遊休地を活用した調相設備の設置を提案する。



出典：調査団

図 5.15 変電所敷地内の遊休地



写真 Karet Lama 変電所周辺の遊休地



写真 Karet Lama 変電所周辺の遊休地

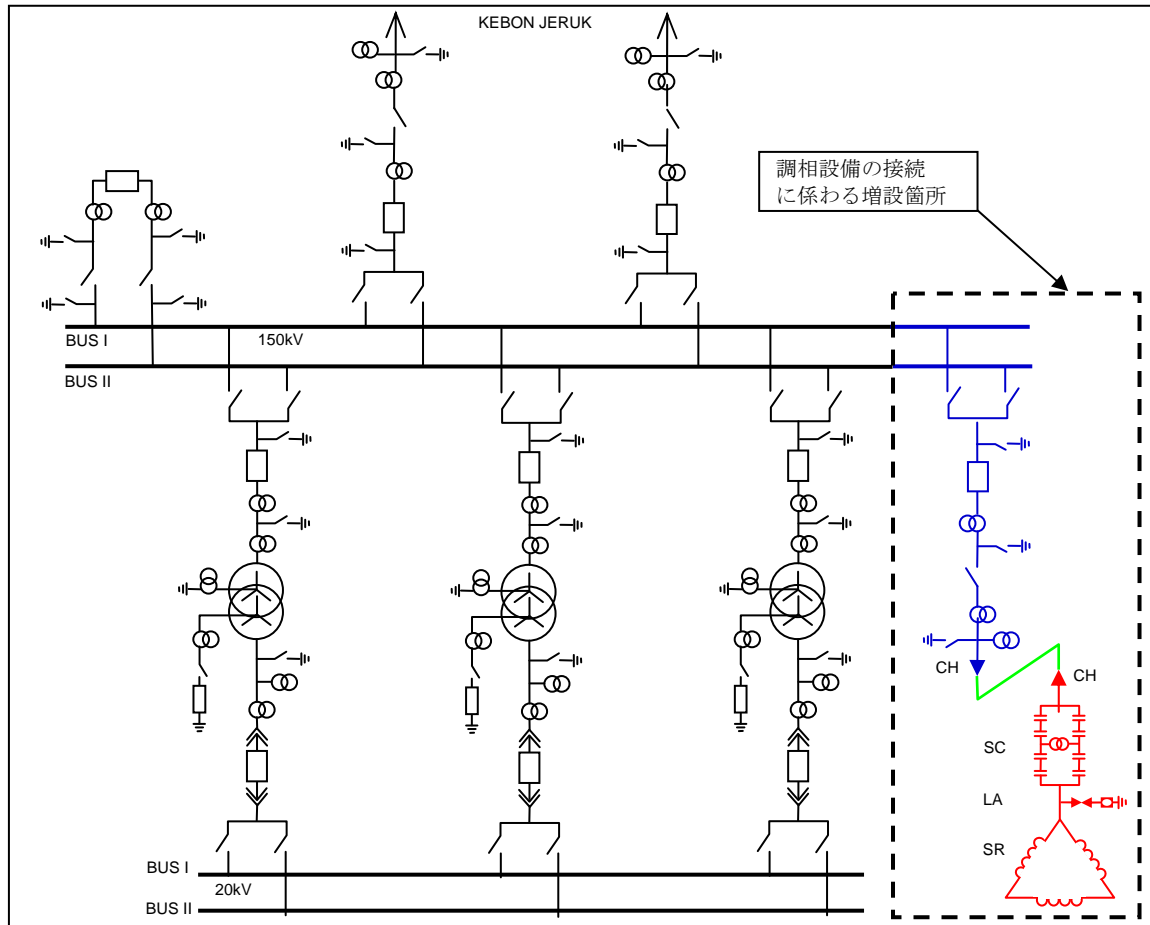
なお、信頼性の観点から GIS に調相接続用のフィーダーを増設し、調相設備と接続することが望ましい。また、1つの選択肢として、Karet Baru 変電所と Karet Lama 変電所を接続し、調相設備を共用で使用することが考えられる。

調相設備および調相設備接続用フィーダー（GIS）に係わる配置計画および単線結線図を以下に示す。



出典：調査団

図 5.16 Karet Baru 変電所における調相設備の配置計画(案)



出典：調査団

図 5.17 調相設備を考慮した Karet Baru 変電所の単線結線図

(3) 将来計画を考慮した配置検討

ジャカルタ近郊地区の堅調な需要増加および各変電所に設置された機器の経年劣化を考慮すると、今回実施するコンデンサ設置工事の設計においてはそれぞれの変電所が今後 10 年～20 年のスパンでどのような形の設備改造を必要とするか、また変電所機器の事故時の撤去・更新工事のためのスペースを考慮しておくことが必要となる。同時にコンデンサ設備および関連遮断器の据え付け・撤去時には、クレーン・搬送用車両が必要となることから、設置箇所の近傍には構内道路が必要となることも考慮する必要がある。

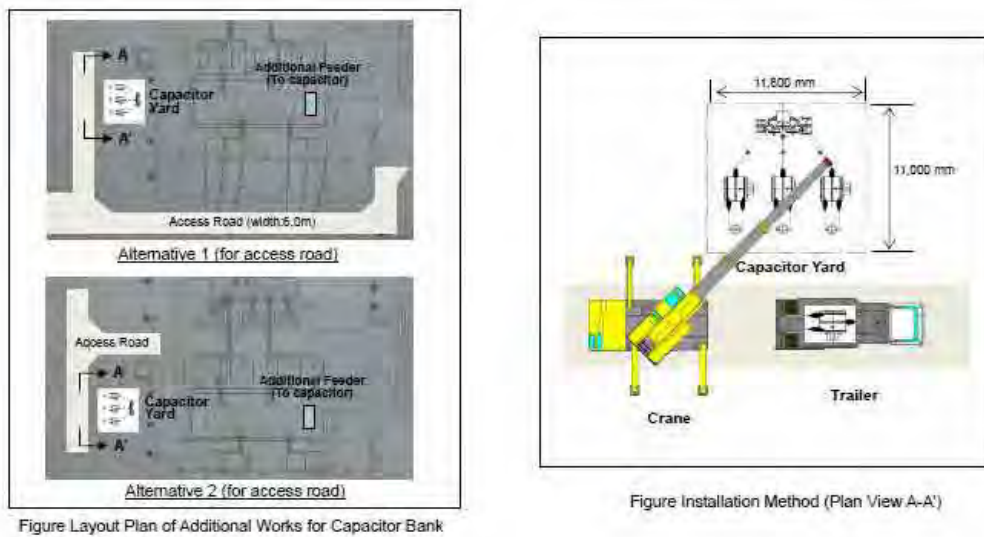


図 5.18 コンデンサ設置工事時の必要用地イメージ図

ジャカルタ近郊においてはすでに地価が高騰していることから、PLN としても所用用地が最少化できるガス絶縁開閉器(Gas Insulated Switchgear : GIS)の採用を標準としている。また将来の設備増設の可能性がある変電所で、かつ 150 kV 母線フィーダーが増設可能な場合には、当該用地にコンデンサ設備を設置しないなどの設備計画上の制約もあることからコンデンサ検討にあたっては、将来設備構成を考慮することが非常に重要である。

このような将来計画の考慮の事例として、東京電力にて実施した空気絶縁式の変電所から GIS 設備を用いた変電所への更新の工事手順を図 5.19～図 5.23 に示す。この事例に示されるように変電所の更新は、当該変電所の電気供給を継続するために設備の停止を極力行わないことを前提とするため、新変電所を構築するためのスペースをあらかじめ確保しておくことで工事行程の簡略化、コストダウン、十分な安全対策を実施することが可能となる。このため、将来増設工事を考慮しながら、コンデンサ設置箇所を選定することが非常に重要であり、特に Karet 変電所のような需要の集中した重要変電所や、ジャカルタ中心に近い変電所での将来設備改修を見越したコンデンサ設備設置検討が必須となる。

(現状) 更新工事前の設備状態 154kVAIS 設備を無停電で切り替えるスペースが不足

List of Equipment to be replaced

- 6B (Limited Capacity, Gas Analysis, Oil Leakage)
- 154kV feeders
- 66kV feeders

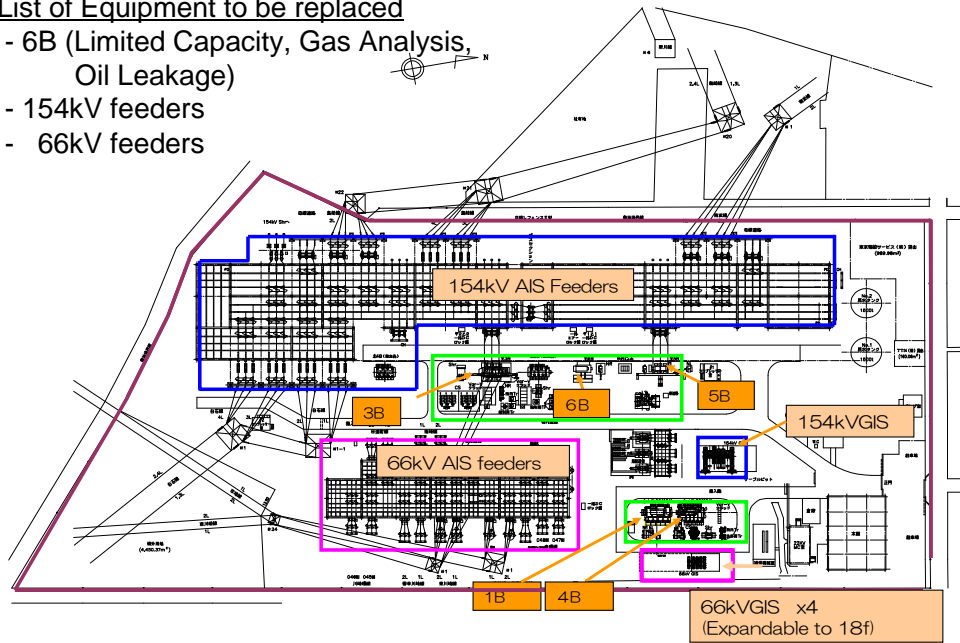


図 5.19 154/66kV 空気絶縁変電所 (AIS) (既存)

(第 1 段階) 66 k V 設備を GIS に更新し鉄構を撤去してスペースを確保

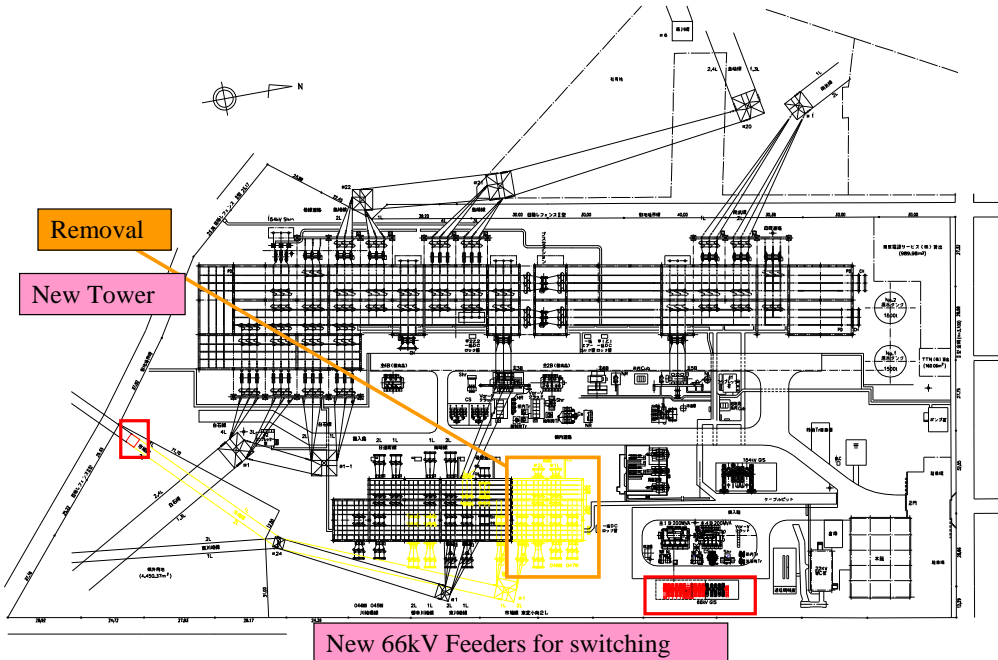


図 5.20 150kV GIS と変圧器新設のための 66kV AIS フィーダ撤去 (第 1 段階)

(第2段階) 確保したスペースに 154kV GIS 設置、切り替え

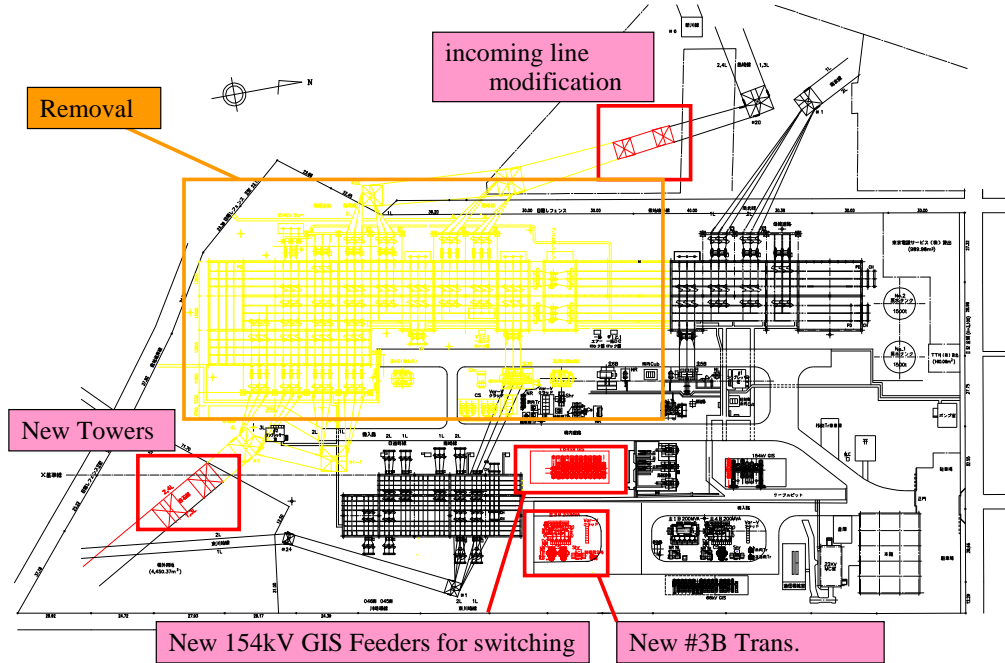


図 5.21 設備導入と 150kV AIS 撤去 (第2段階)

(第3段階) 不要となった鉄構を撤去して設備コンパクト化、空き地確保

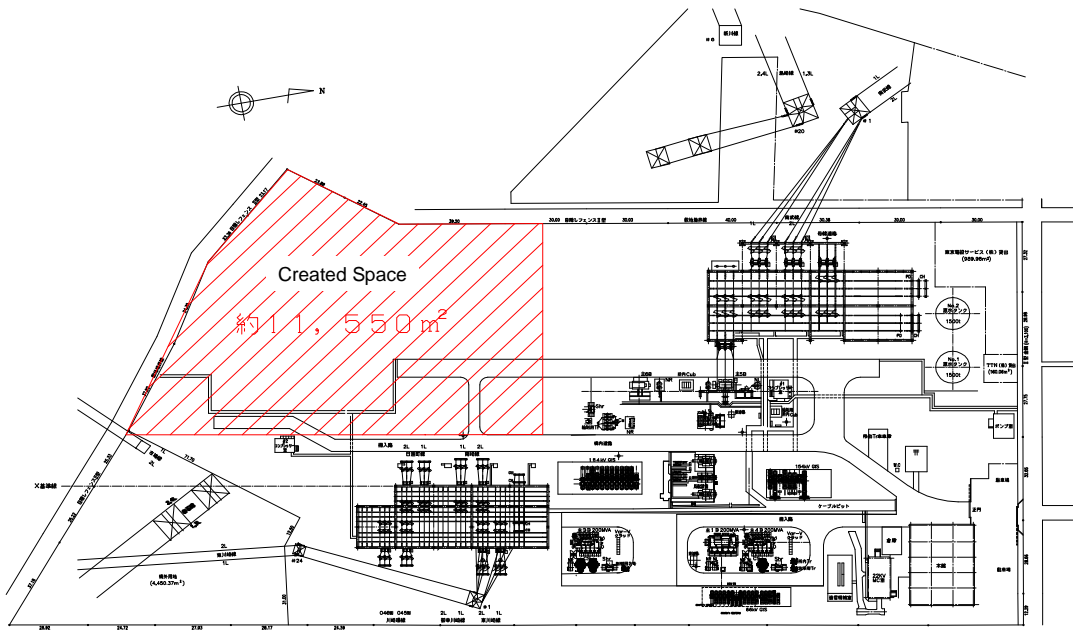


図 5.22 新規 150kV GIS、変圧器及び 66kV GIS フィーダ(第3段階)

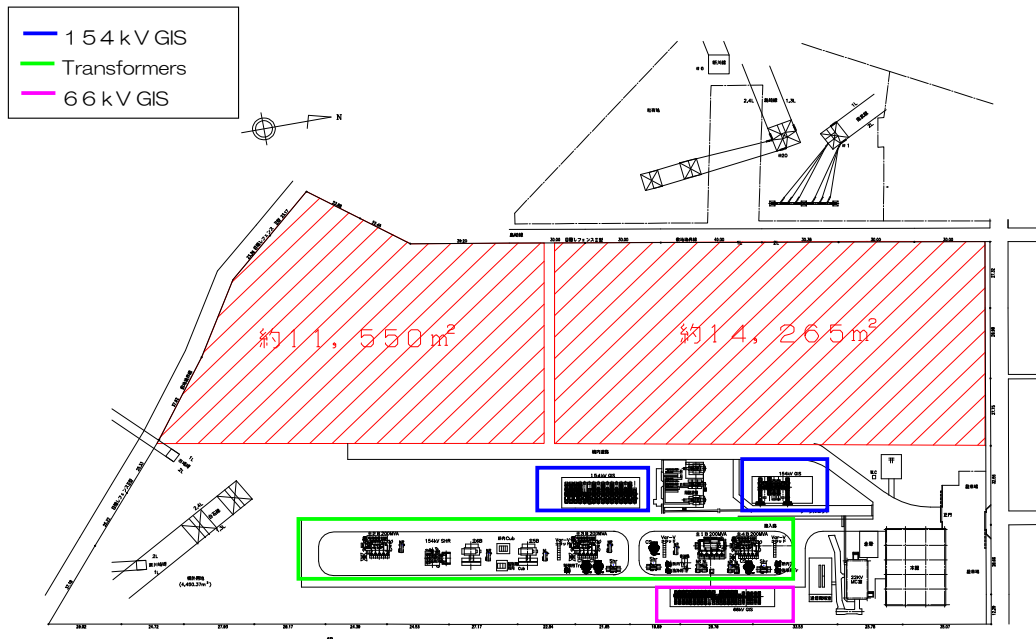


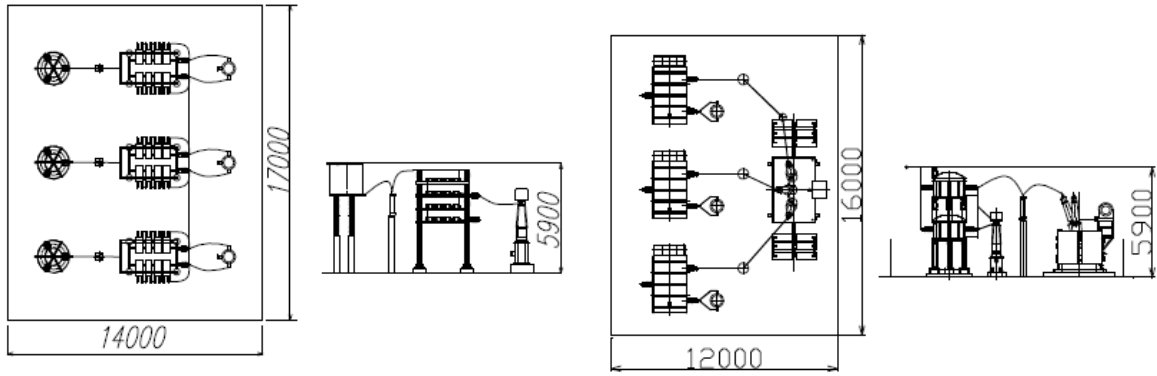
図 5.23 新規 GIS 変電所設置(完了段階)

(4) コンパクト機器の導入

ジャカルタと同様の超需要過密地域に電力供給を行っている東京電力においては、前節に示した変電所用地の有効活用および油入構造を採用することによる設備信頼度の向上を目的としてコンパクト形機器（タンクタイプ）を採用している。ただし東京電力における調相設備接続箇所は 66 kV または 22 kV の変圧器三次側端子を基本としており、一部の設備のみ 66 kV 母線に直接接続していることから、150 kV 母線または 22 kV 母線に直接接続を行う PLN の設備構成には東京電力が用いているコンパクト型機器を直接採用することが出来ない点には留意が必要である。このため 150 kV または 22 kV 母線に直接接続を行う PLN の設計を前提としたコンデンサのコンパクト化について日本のコンデンサ設備製造会社にヒアリングを行ったところ以下のようにコンデンサ素子を油タンクに封入し、設備運転・停止時の過電圧を抑制するリアクトルの性能を向上したコンパクト型機器の提案があった。

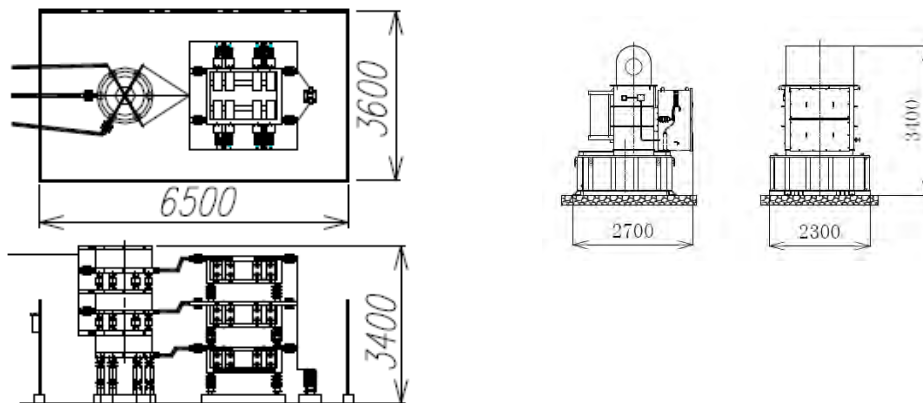
このコンパクト設計コンデンサバンクは、使用している高品質フィルム素子、油入タンク構造の採用、リアクトル性能向上により機器価格が従来の 2 倍～3 倍と高価となるものの、密閉構造のため外部環境の影響を受けにくく、遮断器投入・開閉サージ等の過電圧に対しても十分な設計裕度が確保できる点、規格上の寿命が 3 倍程度長くコンデンサ素子の事故率が低い点などの特長を持つ。このため今後のコンデンサ設置検討においては、日々変化する系統電圧の維持のために頻繁な設備運転・停止が予想されるコンデンサバンク（＝頻繁な電気的ストレスが懸念される）、コンデンサ設置個所の地理的条件から可能な限りの設備コンパ

クト化が必要な地点、および海岸部や工場地帯等で外部環境により設備劣化が加速される変電所等への適用について、ライフサイクルコストをベースとした検討を推奨する。



(左:缶タイプ、右:タンクタイプ)

図 5.24 150 kV 缶タイプとタンクタイプの寸法比較



(左:缶タイプ、右:タンクタイプ)

図 5.25 150 kV 缶タイプとタンクタイプの寸法比較

(5) パワーケーブルの活用

変電所としての将来の増設可能性を最大限確保しながら所要のコンデンサ容量を設置する目的を考慮すると、コンデンサ設備、遮断器、150 kV 母線の接続においては必要に応じパワーケーブルを活用することで、変電所用地のより効果的な活用が可能となる。PLN のこれまでの 150 kV 設備設計においては、コスト面でより優位となる気中絶縁のフィーダー増設を用いており、パワーケーブルを用いた接続は Plogadung 変電所の GIS・変圧器間の接続など非常に限られた導入実績しかない。しかしながら、パワーケーブルを採用することにより、150 kV 架構部の増設が回避できる箇所等においては充分コスト低減効果があるため、今後のコンデンサ設置計画においては積極的に活用すべきと判断した。



図 5.26 Plogadung 変電所におけるケーブル構内連絡設計の事例



図 5.27 東京電力におけるケーブル構内連絡設計事例と隠蔽型機器設置

(6) 遮断器仕様の見直し

ジャカルタ地域における需要増加、コンデンサ増設による電圧維持効果の向上を考慮すると、昼夜の電圧降下の差が顕著となり、コンデンサの頻繁な投入・開放運転が必要となる。このようなきめ細かい電圧調整のためには、コンデンサ設備の系統への接続・開放のための遮断器は通常的设计値を超えた遮断操作を行うことが必須となり、より信頼性の高い機構設計・機器構造・製品品質が必要とされる。このため PLN ではすでに IEC62271 に指定された M2 クラスの導入を決定しているが、ジャワ・バリ系統に設置されたコンデンサ用遮断器では機構部のトラブルが報告されており、購入時の品質確認等、さらなる PLN による品質確認や動作回数を基本とした定期的な遮断器の補修が望ましい。

東京電力で用いられているコンデンサ用遮断器の仕様について、調査団にて調査したところ、遮断保証回数は M2 クラスと同様の 10,000 回の動作責務を仕様にて指定しており、さらに電力会社および製造会社共同による機器開発断面での機構・構造チェックおよび実機器

による多頻度動作検証により、非常に信頼性の高い遮断器を用い、かつ一定の動作回数毎に遮断部の消耗部品を交換する等の補修を実施している。

このような高品質の製品購入と導入コストの両立は非常に困難であるが、将来コンデンサ投入量制御により頻繁な制御が予想される変電所等の遮断器等については、その動作信頼度の確保をあらかじめ実施しておくことが望ましい。

5.1.4 据付費用

変電所の種類および導入する調相設備の仕様により据付費用は異なる。なお、P3B JB から入手した 150 kV Jatake 変電所 (1x 25 MVar) の価格を基に各据付費用を算出した。代表的な 4 つのオプションについての費用を以下に示す。

1. 気中絶縁変電所への設置

(1) 缶タイプ (オプション 1)

気中絶縁変電所における缶タイプ (PLN による既存の計画) の調相設備 (50 MVar) の据付費用を表 5.14 に示す。据付費用は調相設備接続用ベイの拡張を含む。

表 5.14 缶タイプの調相設備の据付費用(気中絶縁変電所)

No.	Description	Price (Rp.)
1	Electrical Works (Capacitor)	7,647,615,000 (3,373,306,000)
2	Civil Works	1,145,237,000
3	Price Escalation (10%)	879,285,000
4	Physical Contingency (2%)	193,442,000
	Total	9,865,581,000

出典：調査団

(2) タンクタイプの設置 (オプション 2)

気中絶縁変電所におけるタンクタイプの調相設備 (50 MVar) の据付費用を表 5.15 に示す。据付費用は調相設備接続用ベイの拡張を含む。なお、缶タイプと比べ機器費が高価なため、約 2 倍の据付費用がかかる。

表 5.15 タンクタイプの調相設備の据付費用(気中絶縁変電所)

No.	Description	Price (Rp.)
1	Electrical Works (Capacitor)	15,677,934,000 (9,250,000,000)
2	Civil Works	1,078,703,000
3	Price Escalation (10%)	1,675,663,000
4	Physical Contingency (2%)	368,646,000
	Total	18,800,947,000

2. ガス絶縁変電所への設置

(1) 缶タイプ (オプション 3)

ガス絶縁変電所における缶タイプの調相設備 (50 MVar) の据付費用を表 5.16 に示す。据付費用は調相設備接続用フィーダー (GIS の拡張) を含む。なお、調相設備まではケーブルによる接続で費用を計上した。

表 5.16 缶タイプの調相設備の据付費用(ガス絶縁変電所)

No.	Description	Price (Rp.)
1	Electrical Works (Capacitor)	14,686,119,000 (3,373,306,000)
2	Civil Works	845,197,000
3	Price Escalation (10%)	1,553,131,000
4	Physical Contingency (2%)	341,688,000
	Total	17,426,138,000

(2) タンクタイプ (オプション 4)

ガス絶縁変電所におけるタンクタイプ (コンパクト) の調相設備 (50 MVar) の据付費用を表 5.17 に示す。据付費用は調相設備接続用フィーダー (GIS の拡張) を含む。なお、調相設備まではケーブルによる接続で費用を計上した。

表 5.17 タンクタイプの調相設備の据付費用(ガス絶縁変電所)

No.	Description	Price (Rp.)
1	Electrical Works (Capacitor)	22,716,438,000 (9,250,000,000)
2	Civil Works	822,507,000
3	Price Escalation (10%)	2,353,894,000
4	Physical Contingency (2%)	517,856,000
	Total	26,410,697,000

3. 据付費用の比較

30 年間の運用を考慮した各据付費用の比較を表 5.18 に示す。初期費用では缶タイプとタンクタイプの費用の差は非常に大きいですが、30 年間の運用を考慮したトータルコストでは、タンクタイプについては設計寿命 (30 年) が長いため金額の差は小さくなる。

表 5.18 30 年間の運用を考慮した費用の比較

Description	気中絶縁変電所		ガス絶縁変電所	
	オプション 1	オプション 1	オプション 3	オプション 4
Construction Cost (Initial)	9,865,581,014	18,800,947,560	17,426,138,145	26,410,697,098
Replacement of Condenser	4,385,298,450	0	4,385,298,450	0
Total	14,250,879,464	18,800,947,560	21,811,436,595	26,410,697,098

Unit :Rp

注：取換費用は調相設備の本体のみ考慮

出典：調査団

5.2 効果の確認

5.2.1 電圧改善度合い

図 5.28 に電力用コンデンサを追加した前後（表 5.11 および表 5.12 参照）の 500 kV 系統電圧を示す。コンデンサの追加により 500 kV 系統電圧が改善されていることがわかる。コンデンサ追加前については Region 1 および Region 2 を中心に 500 kV 系統の電圧クライテリアを満たしていない箇所があるが、コンデンサ増設後は全ての 500 kV 電圧が電圧クライテリアを満たしている。

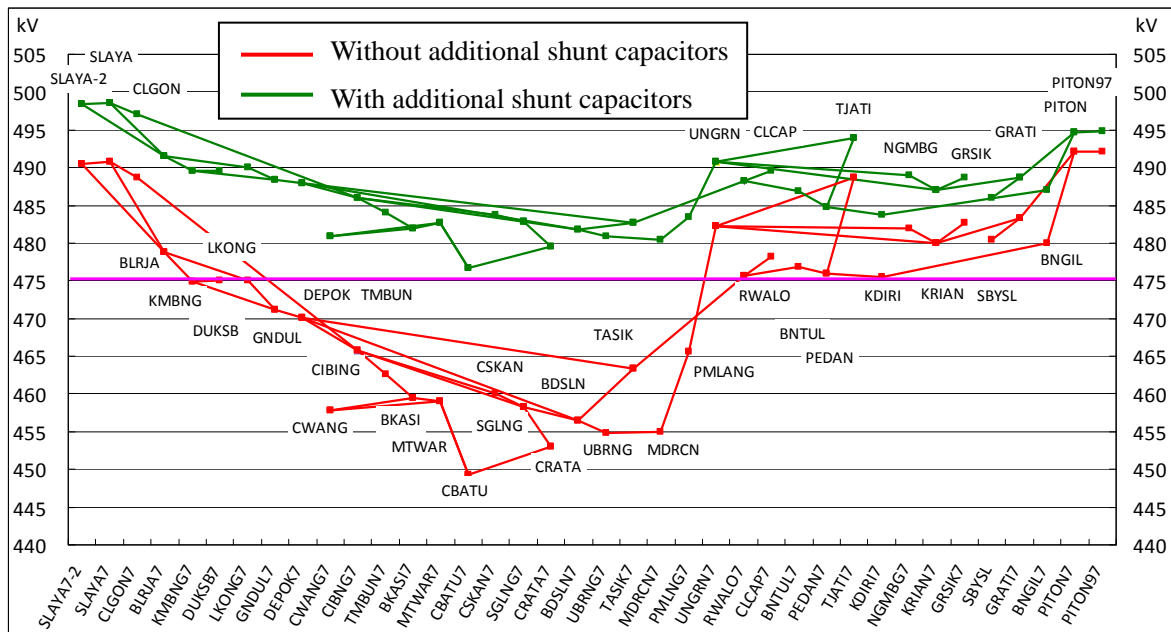


図 5.28 電力用コンデンサ追加前後の電圧プロファイルの比較

下表に電力用コンデンサ追加前後の Cibatu 150kV 系統の電圧を示す。コンデンサ追加前は 0.90 pu を下回っているが、コンデンサ追加により 0.90 pu 以上を維持している。

表 5.19 電力用コンデンサ追加前後の Cibatu150kV 系統の電圧

Bus Number	Bus Name	Without additional shunt capacitors		With additional shunt capacitors	
		Voltage [pu]	Voltage[kV]	Voltage [pu]	Voltage[kV]
25009	CBATU5B	0.8987	134.8	0.9832	147.5
25017	CIKRG5B	0.8697	130.5	0.9738	146.1
25034	GDMKR5	0.8648	129.7	0.9718	145.8
25058	LSTDO5	0.8705	130.6	0.9743	146.1
25074	PNCOL5	0.8557	128.4	0.9735	146.0
25096	TLJMB5	0.8586	128.8	0.9370	140.6
25134	CLIPO5	0.8803	132.0	0.9763	146.4
25903	GNRJP5	0.8656	129.8	0.9712	145.7
25904	ALIQCARG5	0.8631	129.5	0.9712	145.7
25905	SMTRCKRG5	0.8631	129.5	0.9712	145.7
15121	PKL5B	0.8538	128.1	0.9720	145.8

5.2.2 無効電力バランス

下表に 2015 年のジャカルタピーク時の電力用コンデンサ追加前後の各 Region の無効電力バランスを示す。コンデンサ追加前は Region 2 に向かって Region 1 と Region 3 から無効電力が流れているが、Region 2 へのコンデンサ追加により無効電力バランスが改善し、Region 1 と Region 2 間および Region 2 と Region 3 間の無効電力潮流が減少している。

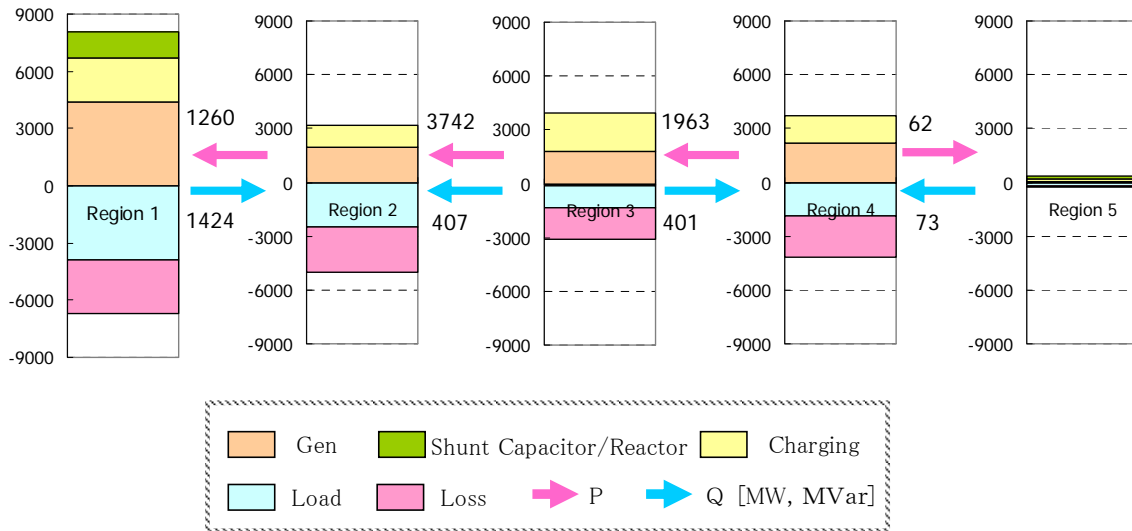


図 5.29 電力用コンデンサ追加前の各地域の無効電力バランス

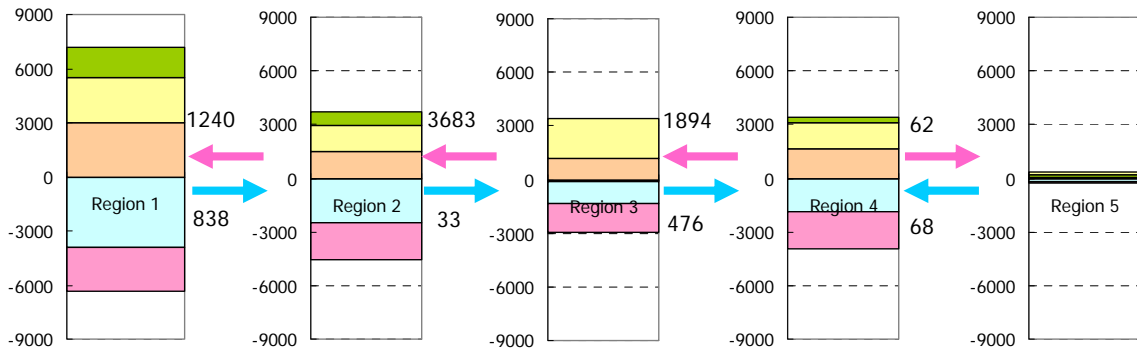


図 5.30 電力用コンデンサ追加後の各地域の無効電力バランス

5.2.3 PVカーブ分析

2015 年のジャカルタピーク断面において PV 分析を行い、電圧面からのジャカルタ首都圏への送電可能量を算出し、電力用コンデンサ増設による電圧維持に対する効果を評価した。需要の増加のさせ方により、以下の 2 通りのシナリオを設定した。

(シナリオ 1)

ジャカルタのピーク需要からジャカルタの負荷(Region 1 の負荷)を増加させ PV カーブを作成した。この際、ジャワ島全体の稼働している発電機のうち、ジャカルタ地域以外の地域(Region 2、3、4、5)にある発電所の出力を増加させ、ジャカルタの限界需要を評価値として用いた。

(シナリオ 2)

ピーク需要からジャワ島西部の負荷(Region 1 および Region 2 の負荷)を増加させ PV カーブを作成した。この際、ジャワ島全体の稼働している発電機のうち、Region 1 および Region 2 以外の地域にある発電所の出力を増加させ、ジャカルタおよびジャワ島西部の限界需要を評価値として用いた。

(1) 全設備健全時の限界需要

シナリオ 1 により作成した全設備健全時の PV カーブを下図に示す。横軸は Region 1 の需要とし、縦軸は Cawang, Bekasi, Kembangan and Cibatu の 4 箇所とした。図からもわかるように、コンデンサ増設により需要が延伸していることがわかる。

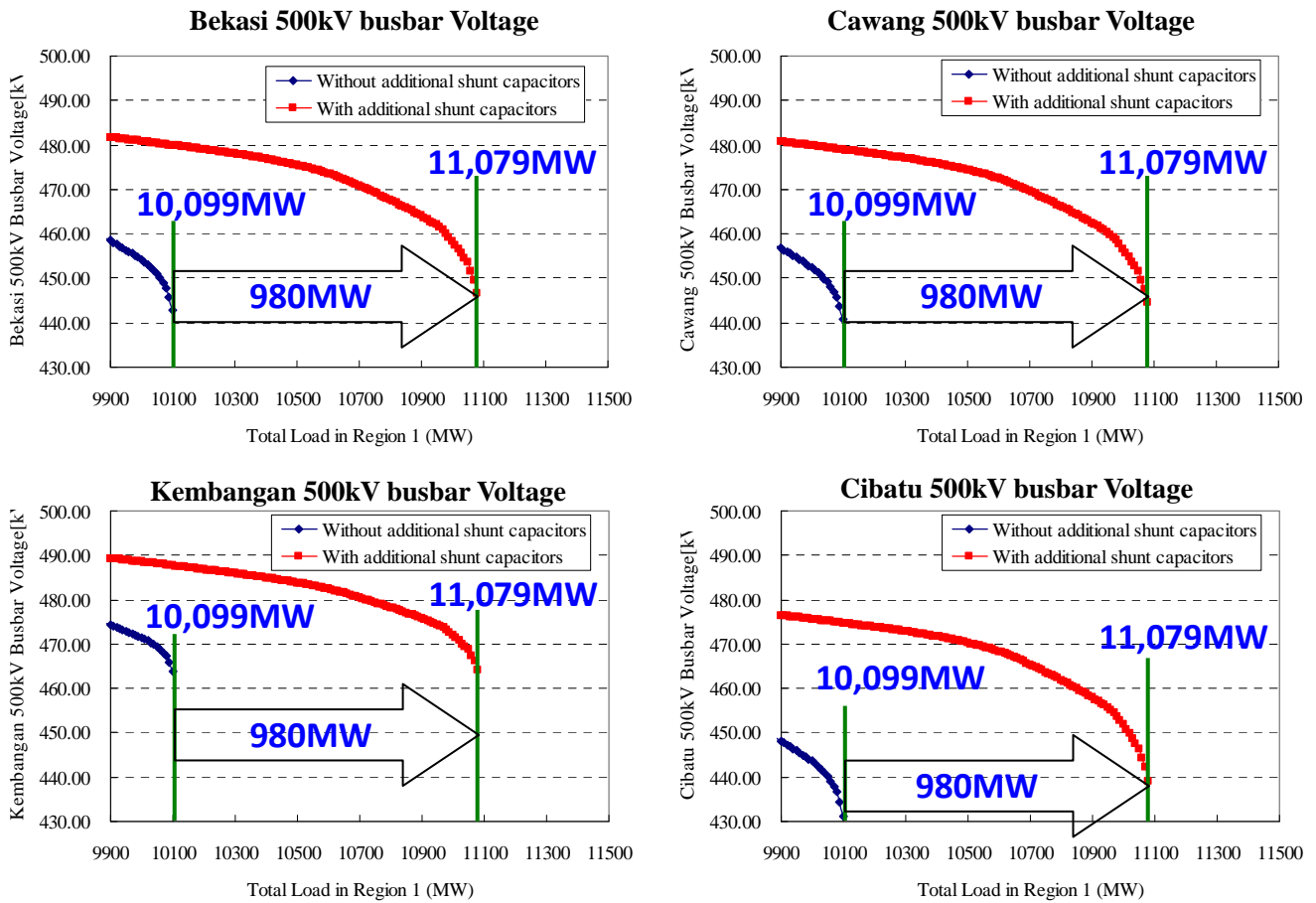


図 5.31 設備健全時の PV カーブ(2015 年、シナリオ 1)

シナリオ 2 にて作成した PV カーブを下図に示す。横軸は Region 1 と Region 2 の合計需要としている。図からもわかるようにコンデンサ増設により需要が延伸していることがわかる。

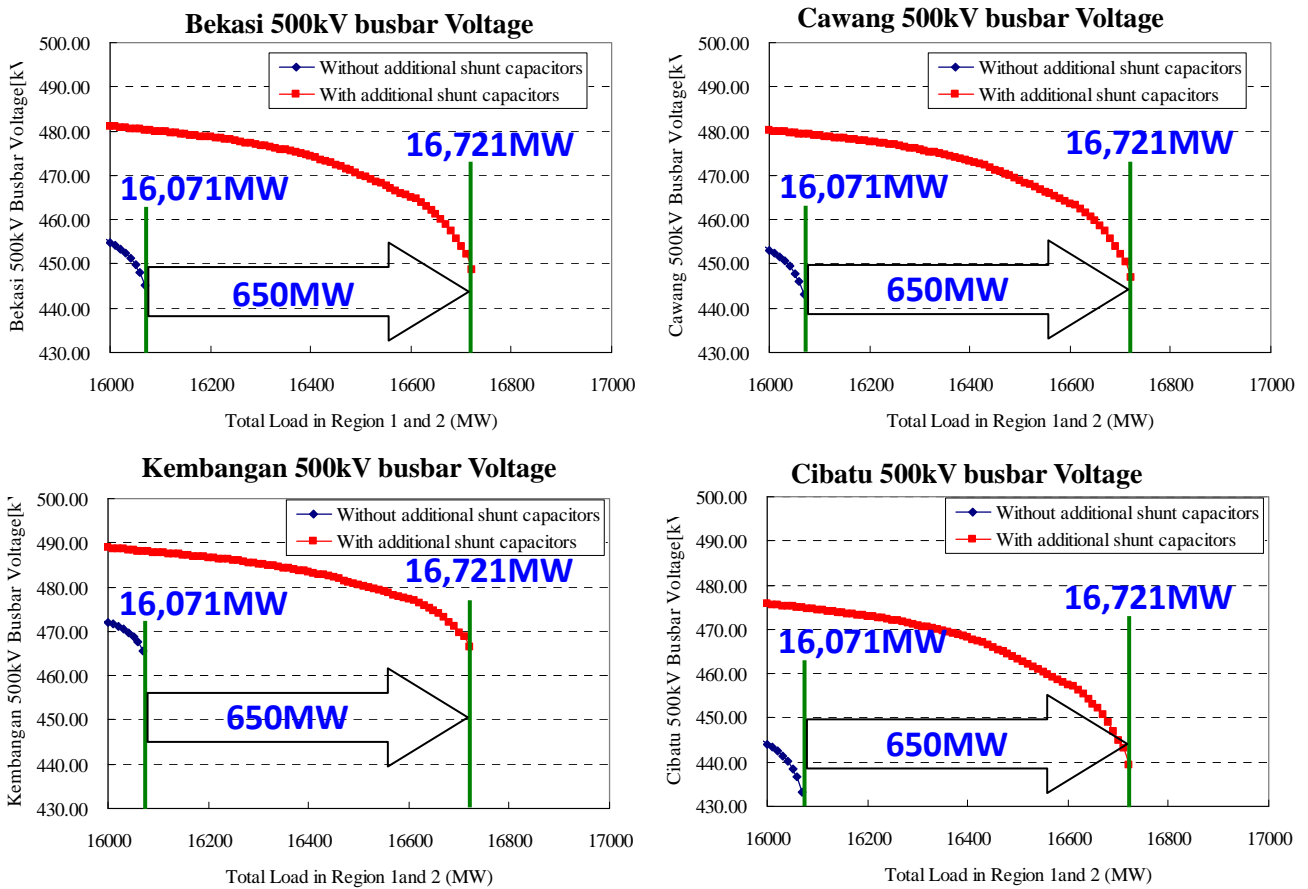


図 5.32 設備健全時の PV カーブ(2015 年、シナリオ2)

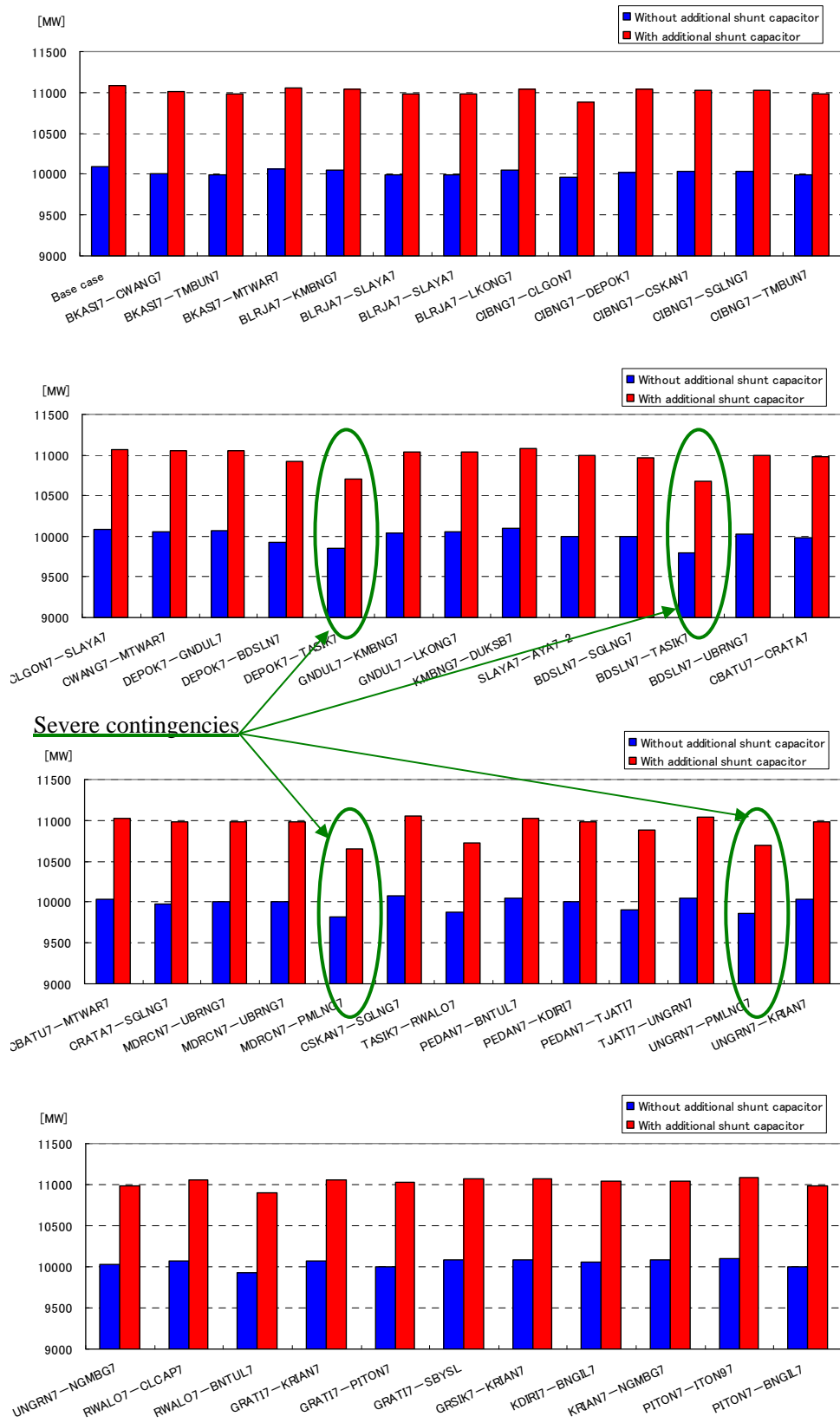
また、全設備健全時のシナリオ 1 とシナリオ 2 における限界需要の増加幅を下表に示す。シナリオ 1 とシナリオ 2 を比較するとシナリオ 2 の方限界需要の増加幅が小さくなっており、Region 1 のみの需要を増加させるよりも Region 1 と 2 の需要を増加させたシナリオの方が電圧安定性面で厳しい結果となった。

表 5.20 全設備健全時における限界需要の増加幅

	Scenario 1		Scenario 2	
	Without additional shunt capacitor	With additional shunt capacitor	Without additional shunt capacitor	With additional shunt capacitor
Normal condition	230	1210	150	800

(2) 500kV 送電線の N-1 事故時の限界需要

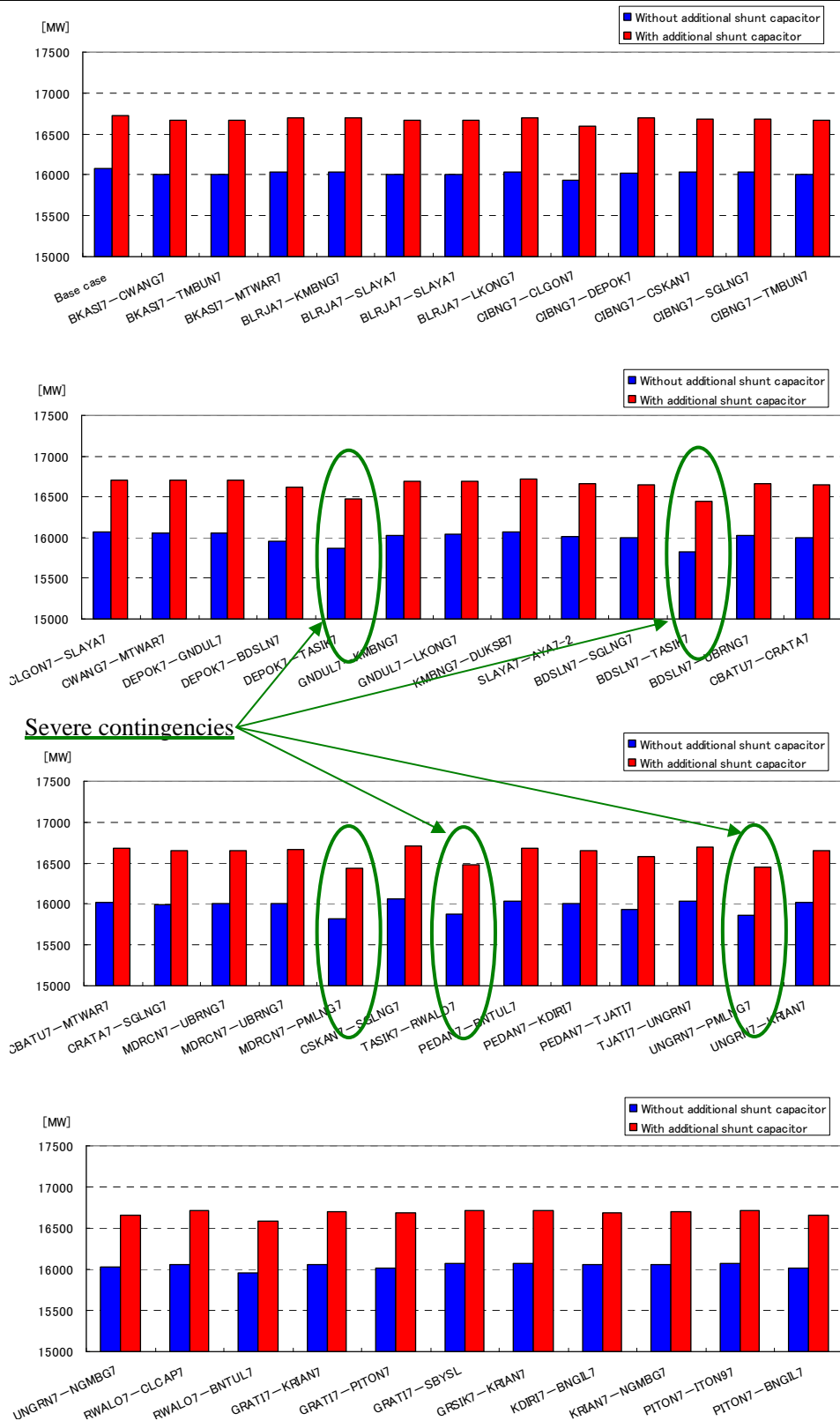
シナリオ 1 およびシナリオ 2 にて算出した 500 kV 送電線の N-1 事故時の限界需要を下図に示す。コンデンサ追加前と比較して限界需要が延伸している。



(緑の楕円は想定需要に達していない事故ケースを示す。)

図 5.33 コンデンサ増設前後の 500kV 送電線の N-1 事故時の限界需要の比較(シナリオ

1)



Severe contingencies

(緑の楕円は想定需要に達していない事故ケースを示す。)

図 5.34 コンデンサ増設前後の 500kV 送電線の N-1 事故時の限界需要の比較(シナリオ 2)

電力用コンデンサ未追加の条件にて 500kV 送電線の N-1 事故時の PV 分析を行った際、未収束のため需要延伸しなかったケースを表 5.21 に示す。この表に示されている送電線の N-1 事故については、限界需要を算出するため、シミュレーション開始の需要を 300MW 減少させ、PV 分析を実施した。

表 5.21 N-1 事故にて未収束となった送電線

From	To	Jakarta Peak demand in 2015 [MW]		Transfer limit [MW]	
		Total load In Region 1	Total load In Region 1&2	Scenario 1	Scenario 2
				Total load in Region 1	Total load in Region 1&2
Cibinong	Cilegon	9,869	15,921	9,969	15,931
Depok	Tasikmalaya			9,859	15,861
Bandung selatan	Tasikmalaya			9,799	15,821
Mandirancan	Pemalang			9,819	15,821
Tasikmalaya	Rawalo			9,879	15,871
Ungaran	Pemalang			9,869	15,861

Depok-Tasikmalaya, Bandng selatan-Tasikmalaya, Mandirancan-Pemalang, Tasikmalaya-Rawalo, Ungaran-Pemalang の各送電線の N-1 事故については電力用コンデンサ増設前の条件では限界需要が 2015 年の需要想定に達していないことが確認された。

(3) 電源設定および需要増加方法による限界需要における連系線潮流の影響

電圧安定性限界と連系線潮流の関係を調べるため、初期条件における電源出力設定および PV 分析時の需要増加シナリオを変えて PV 分析を行った。初期条件における電源出力設定については表 5.22 に示すように各 Region の電源出力を変更したデータを作成した。図 5.35 に初期条件における電源出力設定の一例を示す。PV 分析時の需要増加方法についてはシナリオ 1、2 に加えて、変化ケースのシナリオ 3 として Region 1、2、3 の需要を増加させ、Region 1、2、3 以外の地域にある電源の出力を増加させるシナリオについても検討を行った。

表 5.22 電源設定の検討ケース

	Generation dispatch at initial condition			
	Area	Generator output	Area	Generator output
Pattern 1	Region 1	Reduced by 300MW	Region 2	Increased by 300MW
Pattern 2	Region 1	Reduced by 300MW	Region 3	Increased by 300MW
Pattern 3	Region 1	Reduced by 300MW	Region 4	Increased by 300MW
Pattern 4	Region 2	Reduced by 300MW	Region 3	Increased by 300MW
Pattern 5	Region 2	Reduced by 300MW	Region 4	Increased by 300MW
Pattern 6	Region 3	Reduced by 300MW	Region 4	Increased by 300MW
Pattern 7	Region 1	Increased by 300MW	Region 2	Reduced by 300MW
Pattern 8	Region 1	Increased by 300MW	Region 3	Reduced by 300MW
Pattern 9	Region 1	Increased by 300MW	Region 4	Reduced by 300MW
Pattern 10	Region 2	Increased by 300MW	Region 3	Reduced by 300MW
Pattern 11	Region 2	Increased by 300MW	Region 4	Reduced by 300MW
Pattern 12	Region 3	Increased by 300MW	Region 4	Reduced by 300MW

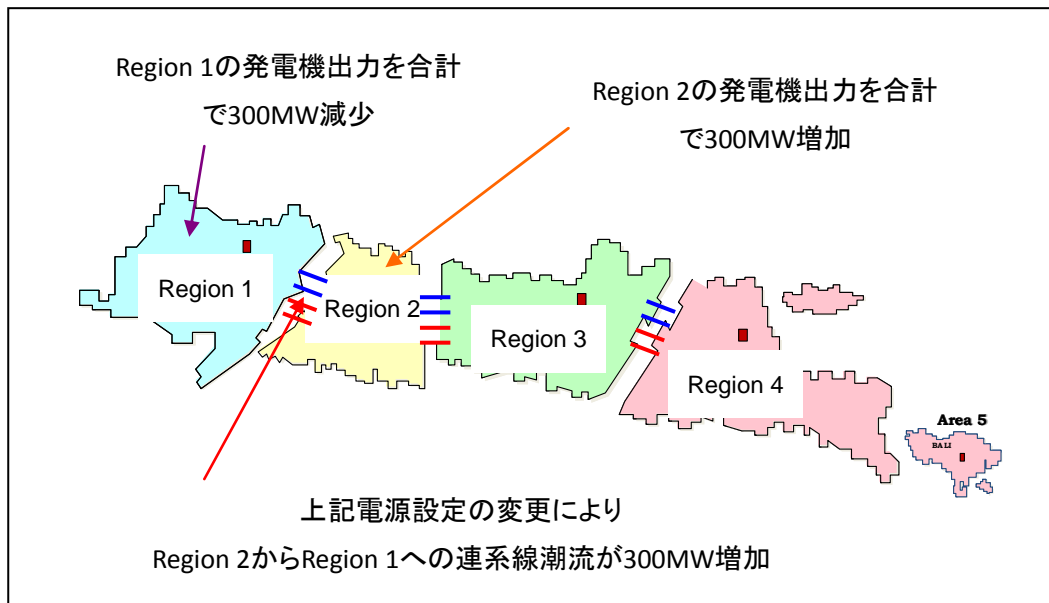


図 5.35 Pattern1 における電源設定

表 5.23 需要増加シナリオの検討ケース

Scenario	需要増加エリア	発電機出力増加エリア
Scenario 1	Region 1	Region 2,3,4 and 5
Scenario 2	Region 1 and 2	Region 3,4 and 5
Scenario 3	Region 1, 2 and 3	Region 4 and 5

また、各ケースにおける限界需要時の Region 1 と Region 2 間の連系線潮流、Region 2 と Region 3 間の連系線潮流、Region 3 と Region 4 間の連系線潮流のグラフを図 5.36 に示す。

ベースケースを含めた電源選定を変えた 13 ケースと需要増加の 3 シナリオを組み合わせ、合計 39 ケースを横軸とした。図 5.36 からわかるように電源設定と需要増加方法を変えた場合、Region 1 と Region 2 間および Region 3 と Region 4 間の連系線潮流についてはバラツキがあるものの、Region 2 と Region 3 間の連系線潮流については一定の幅に収まっており、電圧安定性限界と Region 2 と Region 3 間の連系線潮流の間に相関があることが確認できる。このため、電圧安定性限界を監視する上で、Region 2 と Region 3 間の連系線潮流を監視することが有効であると考えられる。

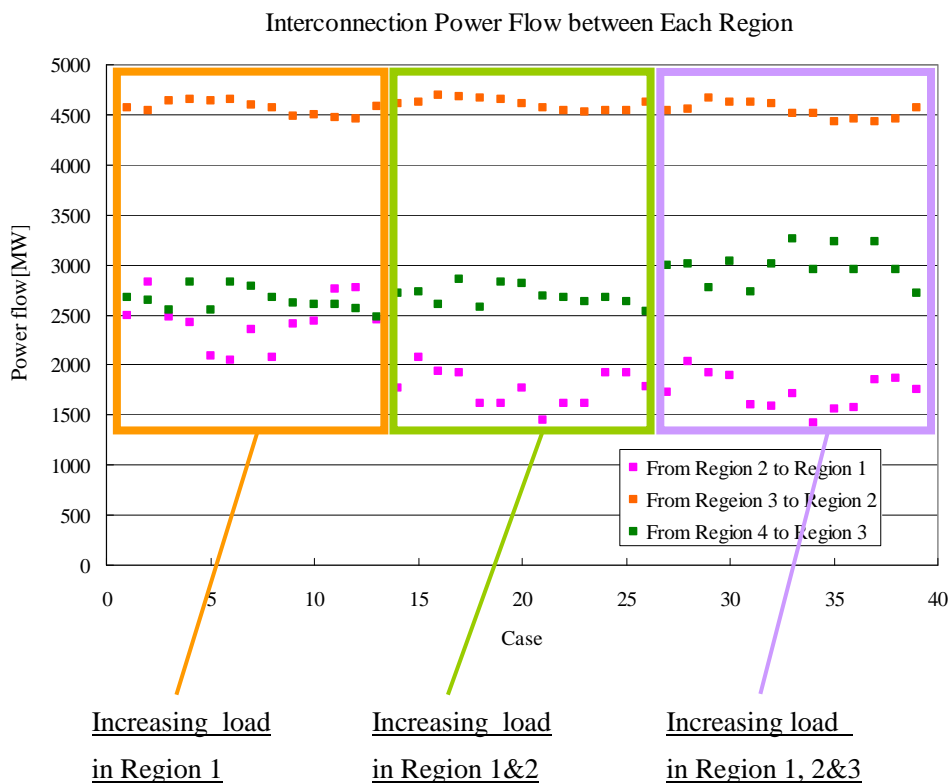


図 5.36 電源設定の各ケースにおける限界需要時の連系線潮流

5.2.4 送電ロス低減

下表にピーク需要時の電力用コンデンサ追加前後の送電ロスを示す。今回の検討では PSS/E データにてモデリングされているジャワ・バリ系統全体 (500 kV, 150 kV, 70 kV 系統を含む) 送電ロスを電力用コンデンサ追加前後で比較した。電力用コンデンサの増設に伴い、電圧が高めに維持されるとともに力率も改善し、送電ロスが減少している。なお、送電ロスは解析データでモデリングされているジャワ・バリ系統全体のロスである。

表 5.24 電力用コンデンサ追加前後の送電ロス

	コンデンサ量[MVar]	送電ロス[MW]
コンデンサ追加前	2,495	716.9
コンデンサ追加後	3,940	632.9
差	1,445	84.0

5.2.5 夜間の電圧状況

(1) 有効電力負荷

有効電力負荷については PLN と合意したジャワ・バリ系統ピーク時 (19:00) とオフピーク時 (3:00) の需要比率(ジャワ・バリ系統ピーク 100%に対してオフピーク 73%)および各 Region の比率をもとに下表のように設定した。

表 5.25 各地域のオフピーク時の有効電力負荷割合

	Total	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4&5
Off peak at 3:00	100%	42.1%	21.2%	14.0%	22.7%

表 5.26 各地域のオフピーク時の有効電力負荷[MW]

	Total	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5
Off peak at 3:00	19,454	8,190	4,124	2,724	3,922	494

(2) 無効電力負荷

ジャカルタピーク断面作成時に適用した PQ 相関式を用いて無効電力負荷を想定した。ただし、測定日の最大・最小値から大幅に外れているものなどについては定力率を用いて想定した。

(3) 発電機

発電機出力については夜間の実際の運用を考慮し、下記のように設定した。また、発電機の端子電圧については 1.00 pu とした。

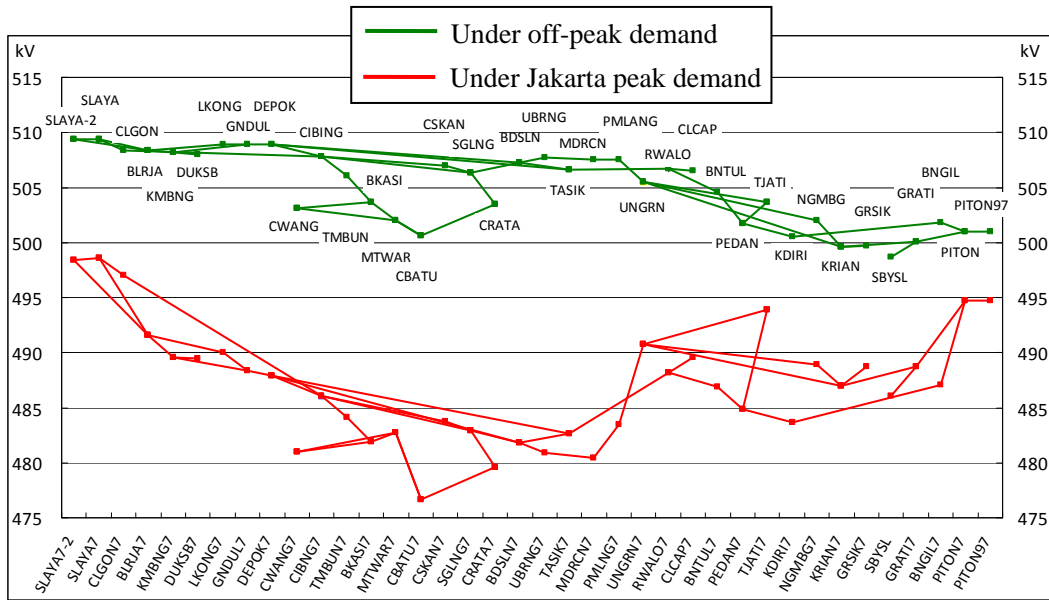
表 5.27 オフピーク時の発電機出力(2015)

Fuel type	Setting
Coal	Output is adjusted for demand-supply balance
Gas	Minimum output
LNG	Minimum output
Oil	Minimum output
Hydro	Output is set based on actual record on 17 Oct 2012. Following reservoir type hydro power plants were set based on information from P3B JB: Cirata: 1×50 MW, Saguling: 1×60 MW, Jatiluhur: 1×19 MW
Geothermal	Maximum output

(4) 夜間の電圧状況

ジャカルタピーク時の電圧維持に必要な電力用コンデンサを全て投入とした場合のオフ

ピーク時の 500 kV 電圧を下図に示す。500 kV 系統の電圧についてはオフピーク時にコンデンサが全て投入であっても適正な範囲に維持されている。



(緑色はオフピーク時)

図 5.37 ジャカルタピーク時とオフピーク時の 500 kV 電圧比較

(5) 開放が必要な電力用コンデンサ量

150 kV および 70 kV 系統については常時および N-1 事故にて系統電圧が 0.90~1.05 pu の範囲を逸脱している箇所があり、電圧クライテリアを満たすため、下表に示すコンデンサの開放が必要となる。

表 5.28 開放が必要な電力コンデンサ量

Area	kV	Unit size [MVar]	No. of units	Total
Region 1	150	50	2	100
		25	1	25
	70	10	2	20
Region 2	150	25	1	25
	70	10	11	110
Total			17	280

ジャカルタおよびジャワ・バリ系統ピークの季節では表に示すような台数および量のコンデンサをピーク需要終了後に開放し、朝の需要増加に合わせて投入するといった操作が毎日必要となることを見込まれる。

第6章 将来のジャカルタ系統の分析と長期的な電圧維持対策(2021年)

本章では、将来のジャカルタ系統として、2021年の系統を解析データにモデル化し、長期的な電圧の状況について分析した。また、発電、送電設備の設置が限界需要に与える影響も分析した。

6.1 調相設備の設置検討

6.1.1 有効電力負荷の想定

有効電力負荷は、P3B JB から受領した 2021 年ジャカルタピーク断面 (13 時) の PSS/E データの値を用いた。

表 6.1 2021 年解析データで採用した需要

	Total	Region 1	Region 2	Region 3	Region 4	Region 5
Jakarta peak at 13:00	36,700	14,674	9,062	4812	7,217	935

6.1.2 無効電力負荷の想定

2015 年データについては、実測データの二次回帰分析により有効電力と無効電力の二次あるいは一次相関を求め、無効電力想定精度向上を図った。相関式に従った無効電力想定を 2021 年で採用すると 12,000 MW の需要の違いから無効電力想定が厳しくなりすぎるため、2015 年と同力率を基本とした。なお、2015 年のデータで同名の母線の負荷データがない場合は、同名の異なる記号の母線データを採用し (表 6.2)、さらに該当するものがない場合は、P3B JB 運用チーム作成の無効電力データをそのまま採用 (表 6.3) した。

表 6.2 2015 年データの同名の異なる記号の母線の力率を採用した箇所

Bus Id	Substation	Voltage	Active Power	Applied Reactive Power by P3B JB	Applied P.f. in 2015 Data	Applied Reactive Power
15208	KMYRN5-2	150.00	31.669	10.409	0.910069174	13.12541939
15220	CBDAK5-2	150.00	57.567	18.921	0.996304902	4.944245403
15221	TGBRU5-2	150.00	140.442	46.161	0.978234477	29.14207278
15222	CSW5-3	150.00	72.585	23.858	0.938361588	25.08938401
15238	ABADI5-2	150.00	61.017	20.055	0.949793372	19.09086787
15239	PINDA5-2	150.00	131.31	43.159	0.970001331	31.92140936
15245	DTIGA5-2	150.00	43.286	18.072	0.914929832	17.47078962
15253	BNTRO5-3	150.00	84.495	27.772	0.936057458	29.72932719
15256	DUKSB5-3	150.00	96.879	31.843	0.959665742	27.23690036
15259	LIPPO5-2	150.00	80.171	26.351	0.900002153	34.94537225
15260	SMBRT5-2	150.00	85.298	28.036	0.850000577	44.93343030
15273	CIPNG5-2	150.00	35.957	11.819	0.949636575	11.26724951
15274	GDRIA5-2	150.00	34.46	11.326	0.950000741	10.76005385
15275	PCRAN5-2	150.00	88.83	29.197	0.970004430	21.59343942
15276	PGLNG5-2	150.00	72.763	23.916	0.980581205	14.26980582
15277	TNAGA5-2	150.00	113.767	37.393	0.992877053	13.55459113
15284	CIAWI5-2	150.00	57.567	18.921	0.958743296	16.36475944

表 6.3 2015年データに同名の母線の負荷データがない箇所

Bus Id	Substation	Voltage	Active Power	Applied Reactive Power by P3B JB	Applied P.f. in 2015 Data	Applied Reavtive Power
25148	RJMDL5	150.00	57.76	18.985	—	18.985

6.1.3 発電機運転状態の想定

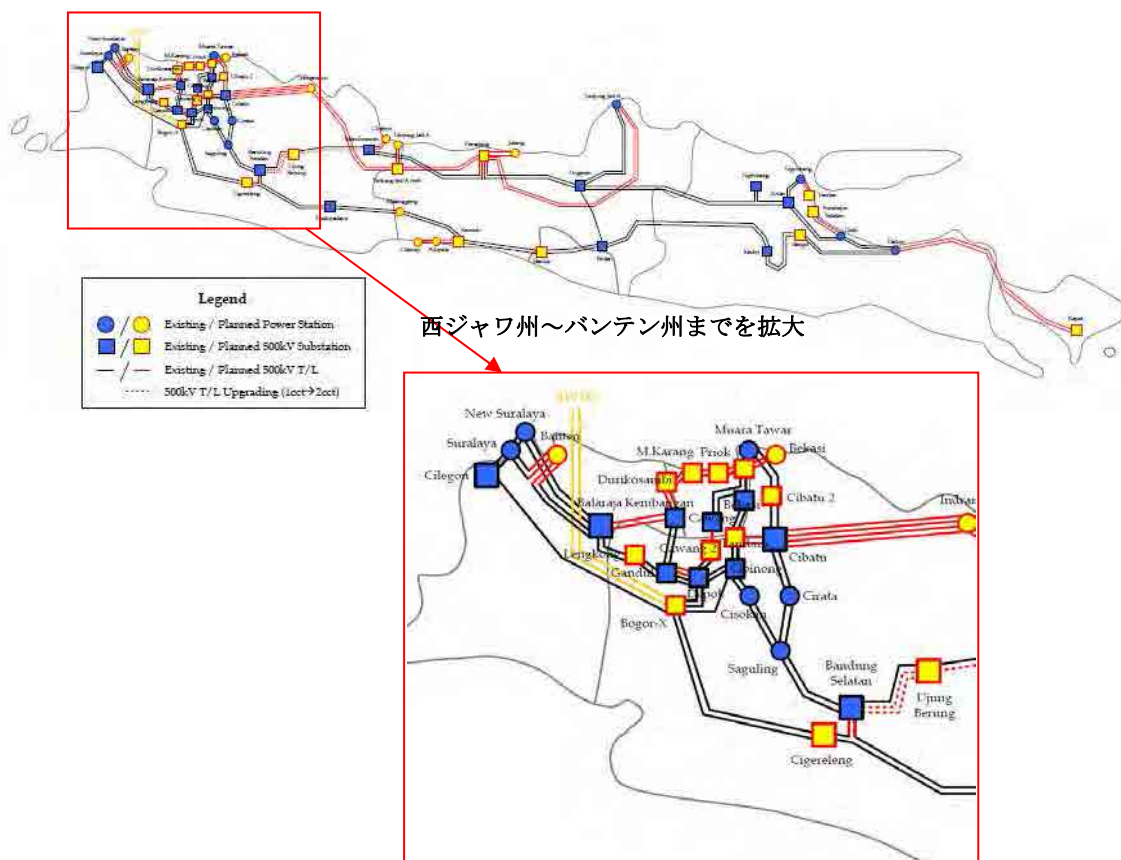
2015年より供給に余力があるので、石炭火力も抑制が必要だが、基本は2015年と同様。出力については下記のように設定した。また、端子電圧については1.00 puとした。

表 6.4 2021年 PSS/E 基本データにおける発電機タイプ別の出力調整

Fuel type	Setting
Coal	Maximum output, if possible. Otherwise, Adjusted to the demand.
Gas	Output is adjusted for demand-supply balance
LNG	Output is adjusted for demand-supply balance
Oil	Minimum output
Hydro	Output is set based on actual record on 17 Oct 2012. Following reservoir type hydro power plants were set based on information from P3B JB: Cirata: 2×98 MW Saguling: 2×147 MW Jatiluhur: 2×15 MW
Geothermal	Maximum output

6.1.4 系統構成

図 6.1 は、2021 年に想定されるジャワ・バリ系統の系統構成である。



出典：RUPTL2012-2021

図 6.1 2021 年の想定する系統構成

6.1.5 電圧クライテリア

2015 年と同様、電圧階級毎にグリッドコードに従うこととする。

6.1.6 調相設備増設の検討結果

コンデンサ増設計画 Program Peningkatan Kualitas Tegangan (PT.PLN (Persero) Penyaluran dan Pusat Pengatur Beban Jawa Bali)における、既設 (Existing)、計画進行中 (on Going)、および増設計画(Planned)のコンデンサ、および XBogor HVDC 用コンデンサが設置されているものとして増設を検討した。

グリッドコードにおける適正電圧を維持するため、全設備が健全な状態、および1設備故障を考慮した場合について検討した結果、下表のとおりコンデンサの増設が必要と考えられ

る。2021年では合計で6,055 MVarが必要となる。

表 6.5 2021年のコンデンサ量

	Type of Equipment	Installed Capacity	Involves 1800MVar of XBogor HVDC
Before Install	Capacitor	4,320 MVar	
	Reactor	-800 MVar	
After Install	Capacitor	6,055 MVar	
	Reactor	-800 MVar	
Increment	Capacity	1,735 MVar	

6.2 効果の確認

6.2.1 電圧改善度合い

系統増強の効果もあり、コンデンサ増設前も500 kV系統はクライテリアを満足しているが、コンデンサの増設により500kV系統の電圧がさらに改善されている。

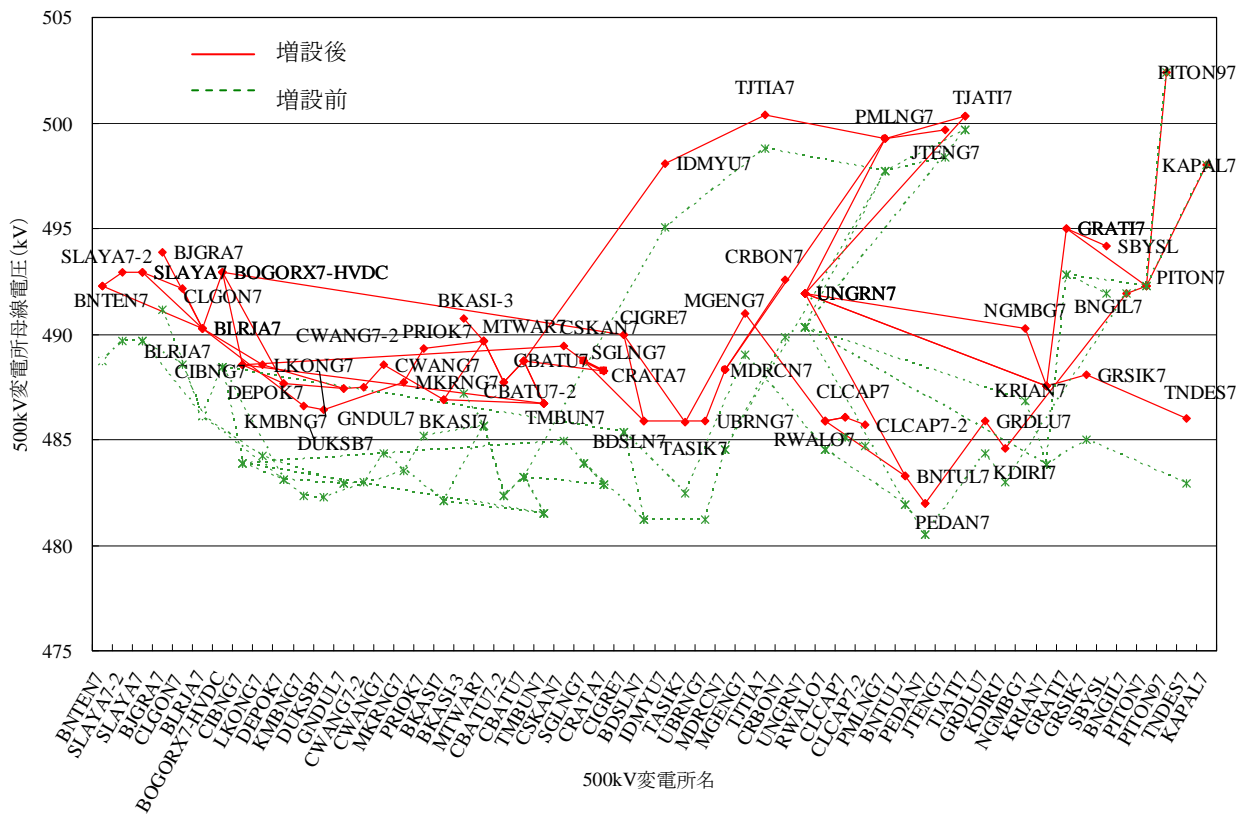


図 6.2 2021年 コンデンサ増設前後の500 kV 電圧プロフィール

6.2.2 無効電力バランス

コンデンサ増設前後での Region 毎の無効電力バランス状況と連系潮流の状況を比較する。

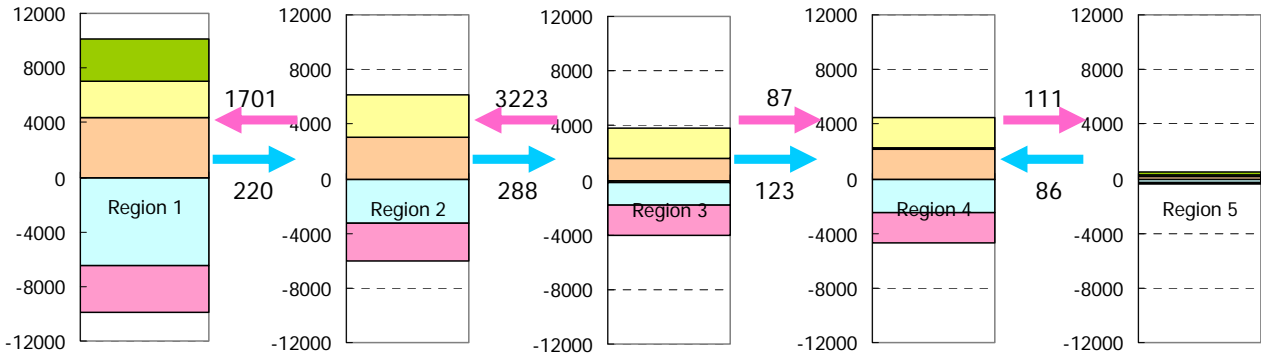


図 6.3 コンデンサ増設前の 2021 年リージョン別の無効電力バランス

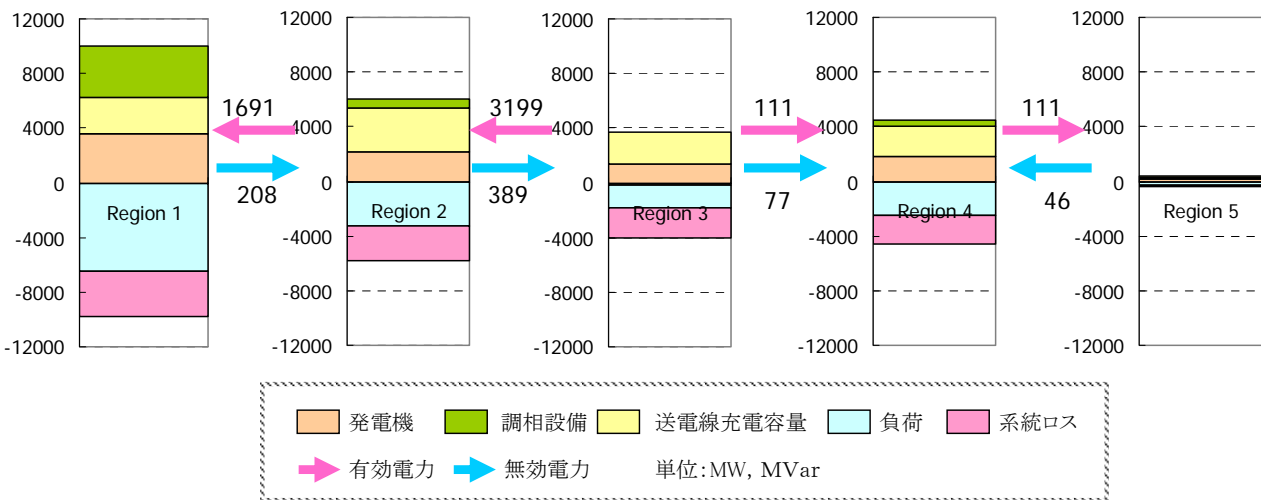


図 6.4 コンデンサ増設後の 2021 年リージョン別の無効電力バランス

図 6.3 及び図 6.4 のとおり、無効電力バランスに余裕のあった Region 3 の電圧改善に、コンデンサ増設と送電線新增設により改善された Region1、2、4 から補うように無効電力が流れている。

Region 1 と 2 については、送電線 1 回線事故まで考慮した設置であるから、常時は過補償になるが、無効電力バランスに余裕のあった Region 3 などにはコンデンサを設置せず、効果のある箇所から効率の良く配置されていることの影響と考えられる。有効電力の Region

間の潮流も参考に示したが、模擬の都合上、有効電力の不均衡を Paiton の発電機で皺とりしているため、有効電力ロスの減少が Region 3 への流入分の減少として現れている。

6.2.3 電圧安定維持限界需要に対する効果確認

5.2 節における 2015 年の検討と同様に、需要の増加のさせ方により、以下の 2 通りのシナリオを設定した。

(シナリオ 1) ジャカルタのピーク需要からジャカルタの負荷(Region 1 の負荷)を増加させ PV カーブを作成した。この際、ジャワ島全体の稼働している発電機のうち、ジャカルタ地域以外の地域(Region2、3、4、5)にある発電所の出力を増加させ、ジャカルタの限界需要を評価値として用いた。

(シナリオ 2) ピーク需要からジャワ島西部の負荷(Region 1 および Region 2 の負荷)を増加させ PV カーブを作成した。この際、ジャワ島全体の稼働している発電機のうち、Region1 および Region 2 以外の地域にある発電所の出力を増加させ、ジャカルタおよびジャワ島西部の合計限界需要を評価値として用いた。

(シナリオ1)

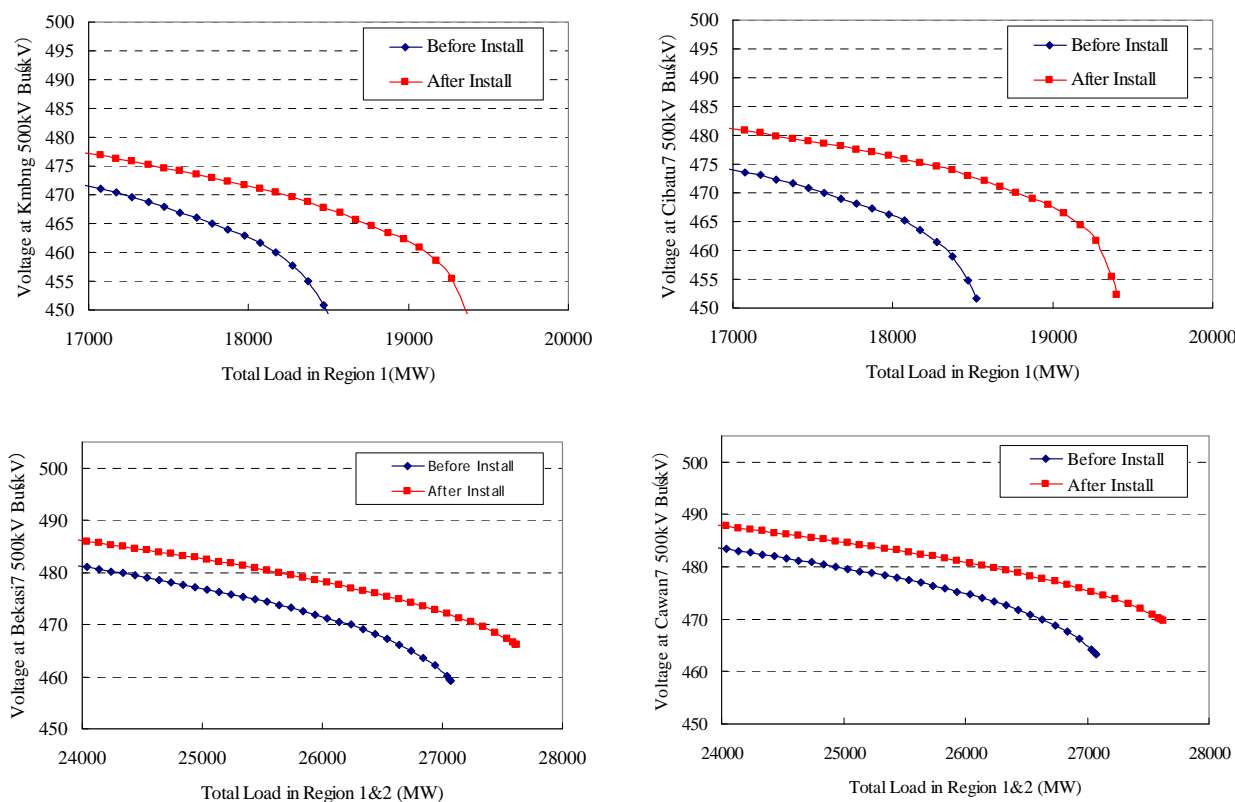


図 6.5 ジャカルタ需要と各変電所 500 kV 母線電圧の変化

以上の通り、ジャカルタ限界需要は、コンデンサ増設により 856 MW 延伸し、これは Region 1 の需要 14,673 MW のおよそ 6%に相当する。

(シナリオ2)

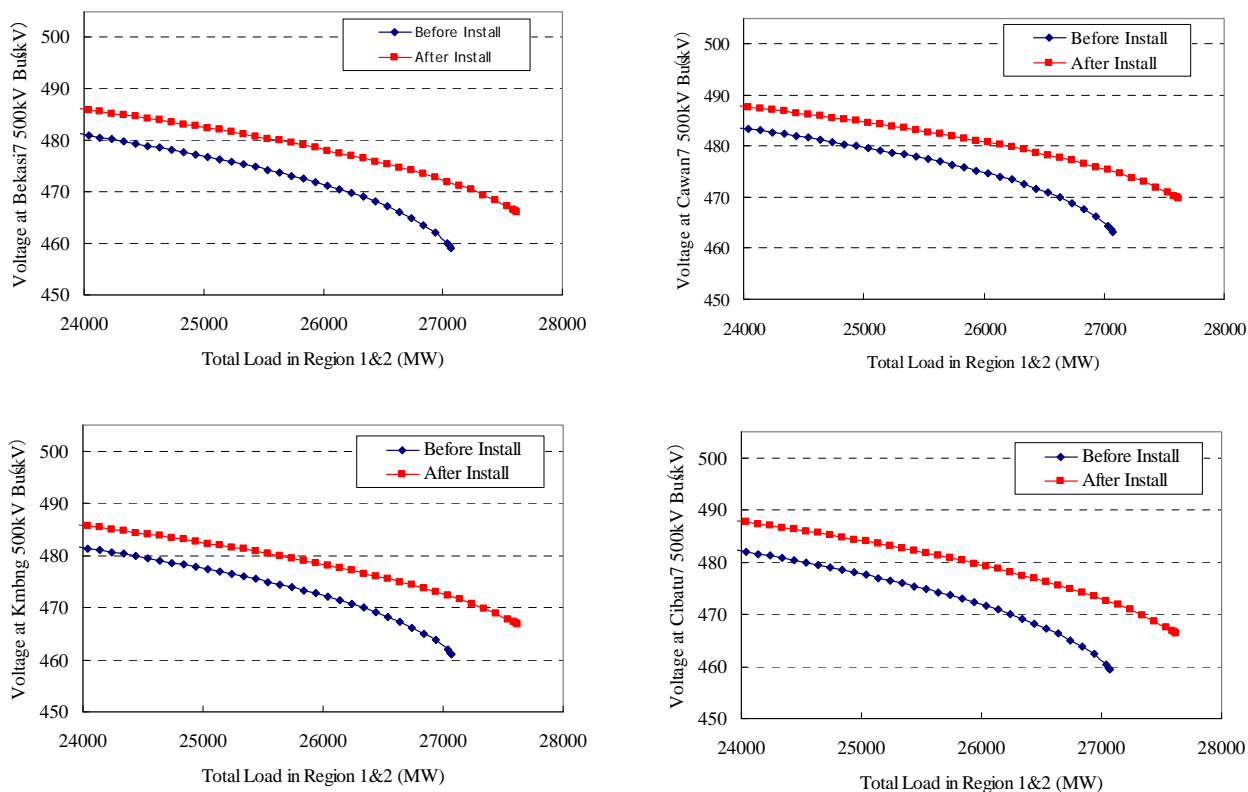


図 6.6 ジャカルタおよびジャワ島西部の合計需要と各変電所 500 kV 母線電圧の変化

以上のとおり、ジャカルタおよびジャワ島西部の合計限界需要は、コンデンサ増設により 544 MW 延伸するが、これは Region 1 と Region 2 の合計需要の 23,735 MW に対しておよそ 2%に相当する。

6.2.4 N-1事故時の電圧安定維持限界需要に対する効果確認

全設備健全時と同様の 2 通りのシナリオにより 500 kV 送電線 1 回線事故時の効果を確認する。

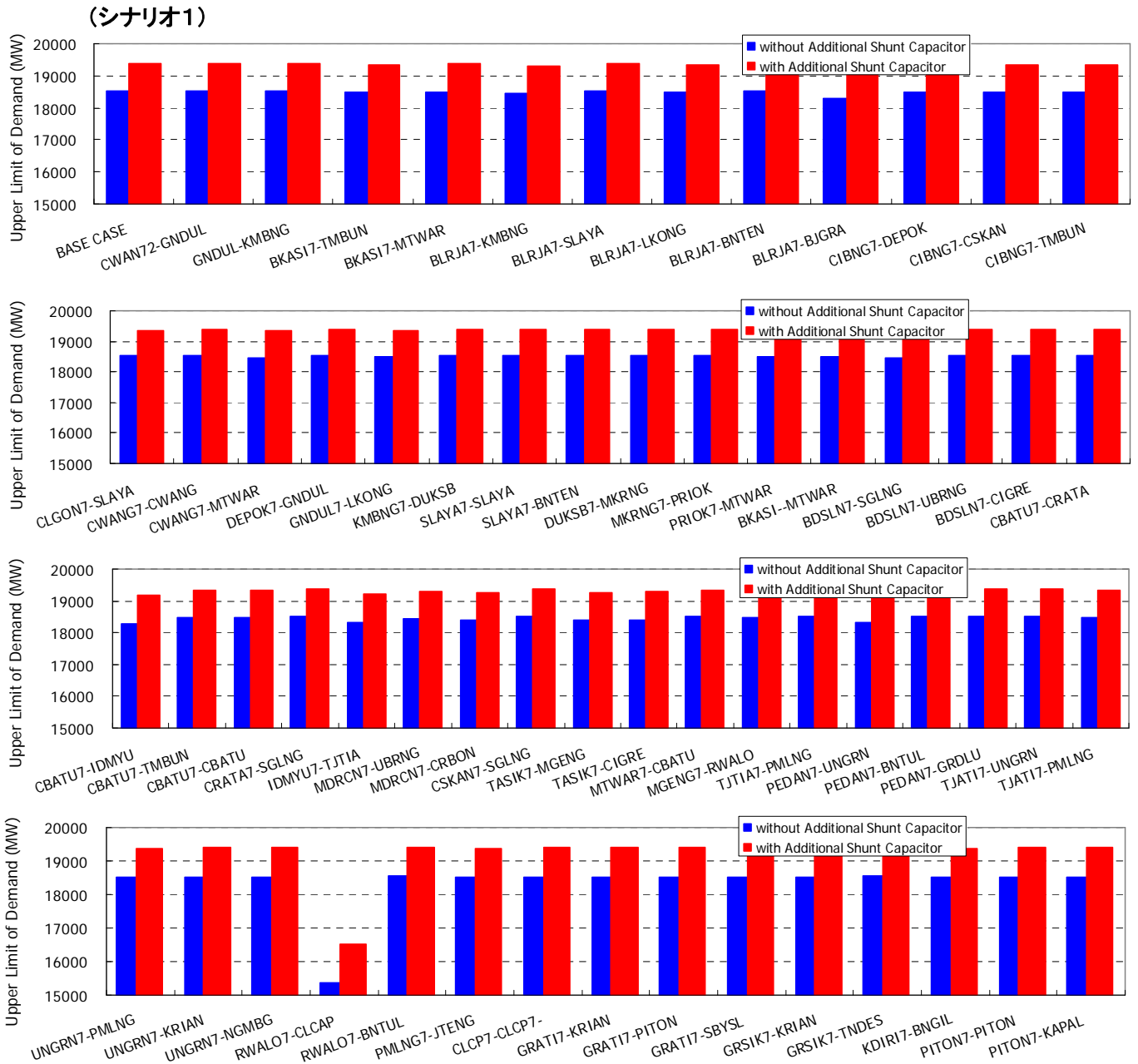


図 6.7 2021 年 500 kV 送電線 1 回線事故時のジャカルタ限界需要のコンデンサ増設前後の比較

全設備健全時については、コンデンサ増設により、ジャカルタ限界需要は、平均で 864 MW の増加を期待でき、これは Region 1 の負荷合計約 14,700 MW のおよそ 6%に相当する。

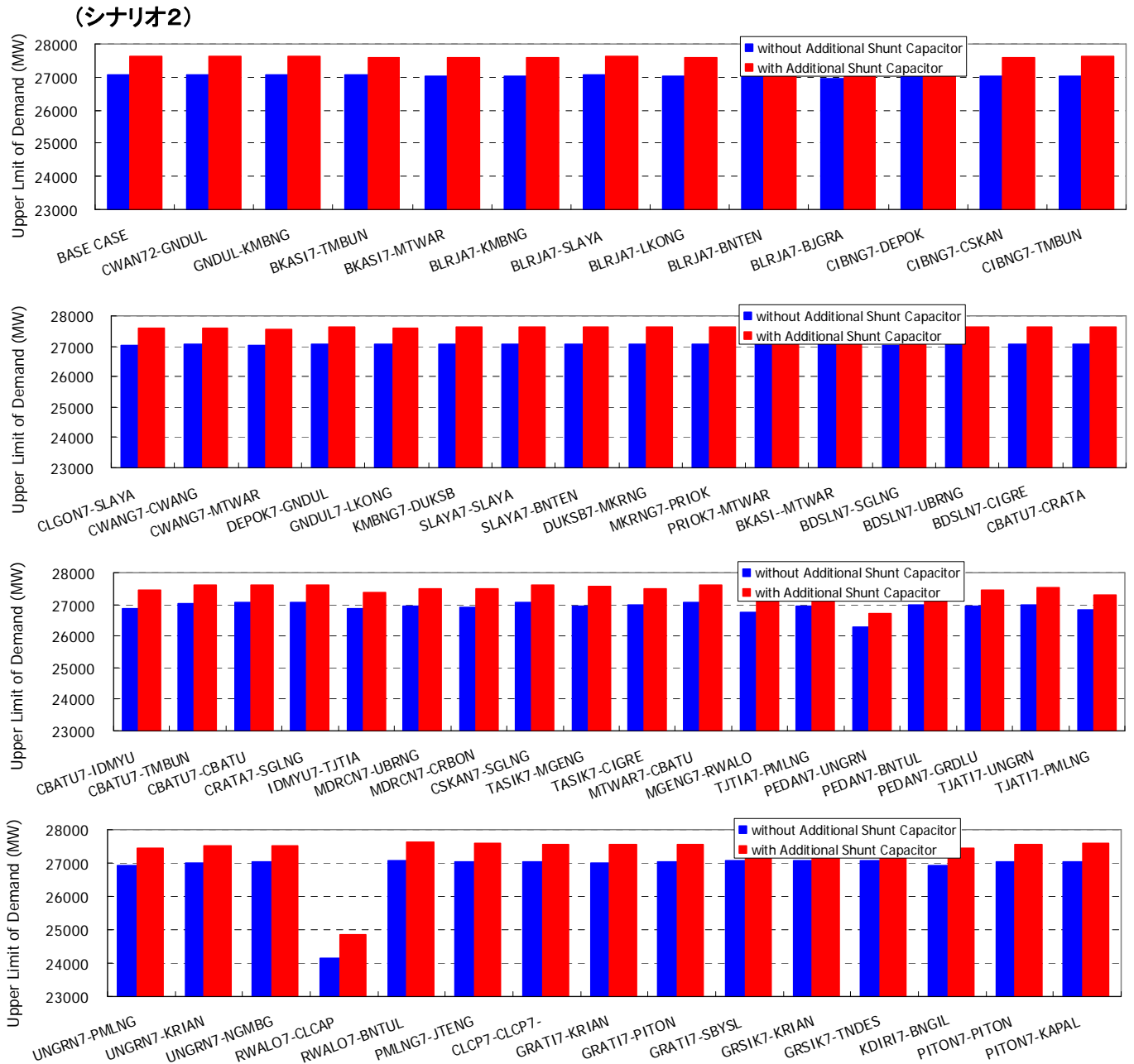


図 6.8 2021 年 500 kV 送電線 1 回線事故時のジャカルタおよびジャワ島西部の限界需要のコンデンサ増設前後の比較

以上のとおり N-1 事故時のジャカルタおよびジャワ島西部の合計限界需要は、平均 544 MW の増加であり、これは Region 1 と 2 の合計需要のおよそ 2.3% で、Region 1 のみ増加させた場合の 6% 程度よりも需要の伸び率が低下している。ここで、Region 1 だけ需要増加さ

せる場合と Region 1 と 2 で需要増加させる場合とでは Region 1 だけ需要増加させた方が Region 1 の需要は多く増加するので、系統の電圧特性が仮に Region 1 と Region 2 が同程度とすると、Region 1 だけ需要増加させた方が合計の限界需要の伸びは小さいはずである。ところが、Region 1 だけ需要増加させた方が限界需要の伸びが大きい。ということは、Region 2 の中に電圧安定性の厳しい箇所があると考えられる。

あるいは、ジャカルタ限界需要が Region 1 の発電機のみ増加させないのに対して、ジャカルタおよびジャワ島西部の合計限界需要では Region 1 と 2 の発電機の出力を増加させていないことから、Region 2 の発電機出力を上昇させず、Region 3～5 の発電機出力をさらに増加させることが、電圧低下を助長している可能性もある。

いずれにせよ、N-1 事故時の電圧安定性のネック箇所は Region 1 以外にあると考えられる。

6.2.5 Region間連系線による電圧限界管理について確認

2015 年度と同様、出力を増加させる発電機および増加させる負荷を Region 別に变化させたパターン毎に、電圧安定限界潮流を算出し、そのときの Region 間を連系する送電線に流れる合計潮流をプロットした。

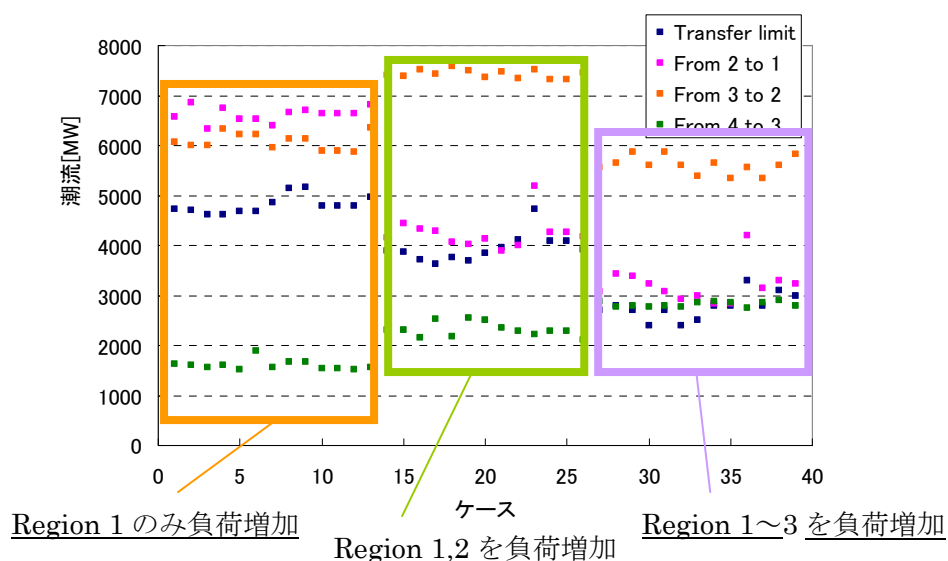


図 6.9 潮流変化パターン別の電圧安定限界需要とそのときの各連系潮流

負荷を増加させる Region の 3 パターンによる変化はあるが、発電機の出力変化パターンについては、ほぼ直線上に並んでいる。発電機の出力変化による電圧安定限界への影響は少ないと考えられる。

また、2015 年度では、Region 3→2 への連系潮流の限界は、負荷の変化、発電の変化によらず、ほぼ一定だったのに対して、Region 毎の負荷増加のパターンによって変化しており、

2021年では Region3→2 潮流を電圧安定限界の見極めるための指標にはできなくなる。

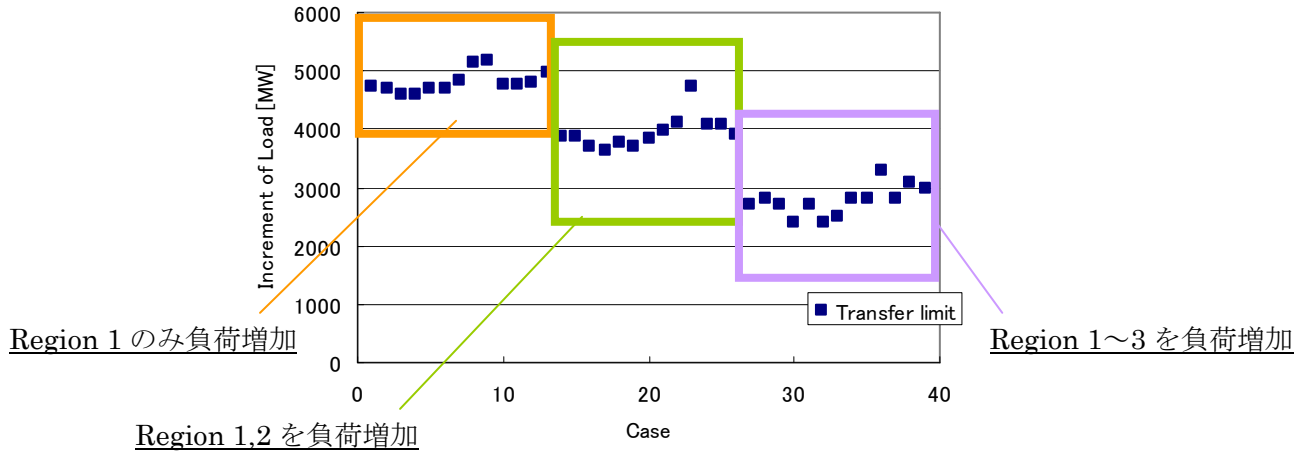


図 6.10 潮流変化パターン別の限界需要

図 6.10 の潮流変化パターン別の限界需要増加量は、Region 1 と 2 で需要増加して、Region 1 の需要増加量が小さくても限界需要増加量が下がっており、Region 1 以外に限界需要を決める要因があると考えられる。また、Region 3 の負荷を増加し、Region 1 と 2 の需要増加を小さくした場合の方がさらに限界が下がっており、この連系線の限界潮流を低下させる主要因は Region 3 側にあると考えられる。

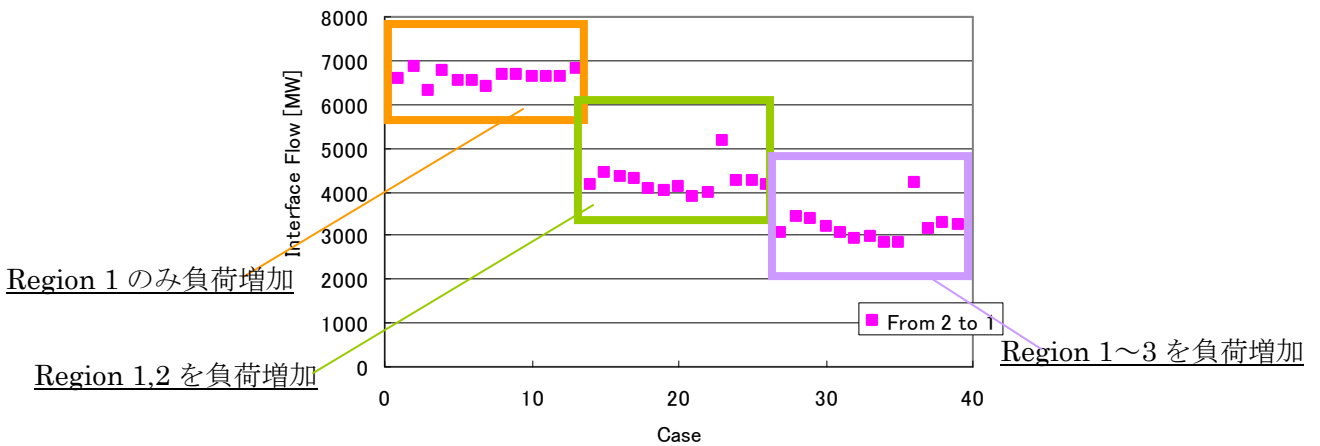


図 6.11 パターン別の Region 2→1 連系潮流

図 6.11 では、Region 1 だけで需要増加させる場合に比べて、Region 1 と 2 で需要増加させて、Region 1 の需要増加量を小さくした方が、Region 2→1 潮流の限界が減っており、この連系線に関わる電圧安定限界を悪化させる主要因は Region 2 側にあると考えられる。

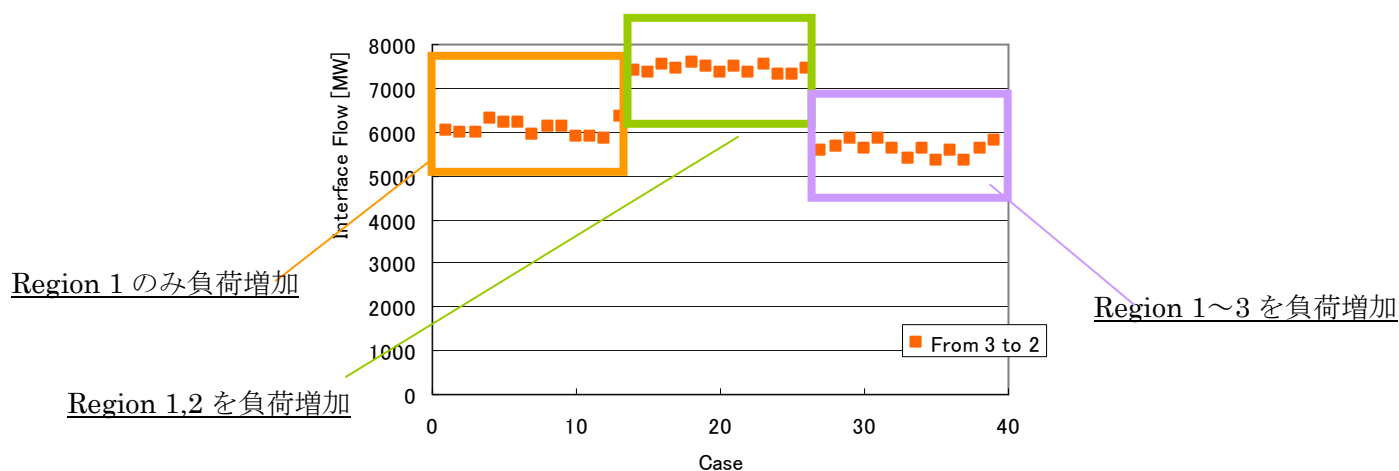


図 6.12 パターン別の Region 3→2 連系潮流

図 6.12 では、Region 1 を単独で需要増加させる場合に比べ、Region 1, 2 に需要増加を分散した方が限界潮流が増加しているが、ごく普通の事象であり、このことから限界潮流に影響を与える箇所について言及できない。次に、Region 1 と 2 を需要増加させる場合に比べ、Region 1~3 に需要増加を分散した方が限界潮流が低下していることから、Region 3→2 の連系潮流の限界に最も影響があるのは Region 3 だと考えられる。

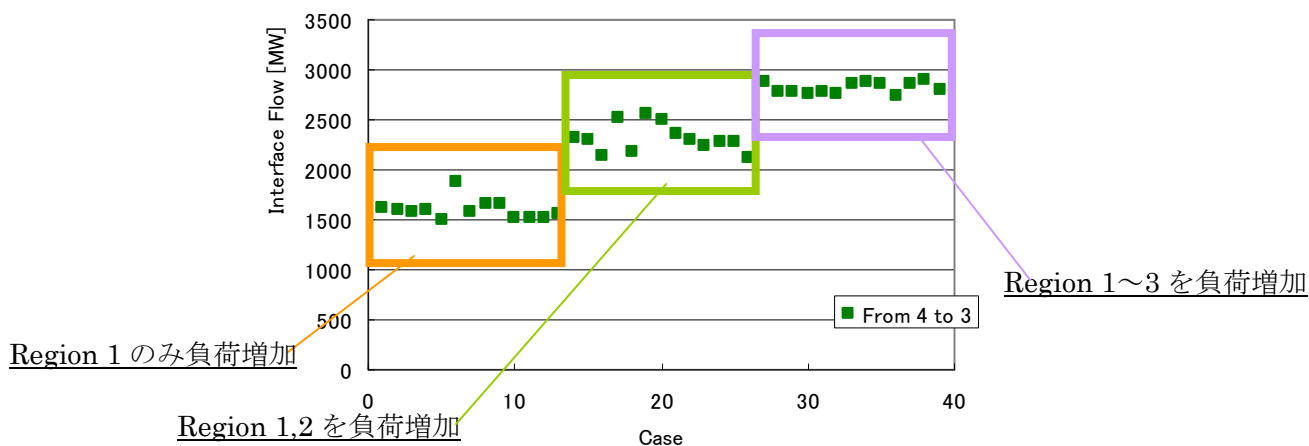


図 6.13 パターン別の Region 4→3 連系潮流

図 6.13 では、需要増加を Region 1 から Region 1 と 2、Region 1~3 と分散させるに従って限界潮流が延伸していることから、ごく普通の事象であり、連系潮流の限界を左右する特別なネック箇所について言及することはできない。

6.2.6 送電ロス低減

ジャワ・バリ系統全体として、コンデンサ増設により、以下のロス低減となっている。

表 6.6 コンデンサ増設前後の送電ロスの変化

	コンデンサ量[MVar]	送電ロス[MW]
モデルのベース	4,295	671.9
コンデンサ追加後	6,055	636.5
差	1,760	35.4

6.3 発電所設置の効果

2021年のジャワ・バリ系統モデルを用いて、ジャカルタ周辺の主な発電機の設置による電圧維持の効果を計算した。PLNとの協議により、ジャカルタ周辺の新增設計画のある発電所からジャカルタ首都圏に近い発電所を対象として選定した。ただし、設備容量は、PLN作成のPSS/Eデータ上であらかじめ設定されていた量を使用している。(Bekasi火力は、最新版のRUPTLの容量とは異なる)

表 6.7 検討対象とする発電所

発電所名	所有	設備容量	地域	運転開始年
Banten 火力	IPP	1×660	ジャワ島西部	2016
Bekasi 火力	PLN	2×1,000	ジャカルタ市東部	2018-2019
Lontar 火力増設	PLN	1×315 MW	ジャカルタ市西部	2016
Upper Cisokan 揚水	PLN	4×260	Region 2	2016

電圧維持の効果は、以下の条件により算定した。

- 2021年のジャカルタピーク需要時のPSS/Eソフトウェアによる系統モデルをベースとした。本モデルではRegion 1の負荷は14,674 MW、またRegion 1とRegion 2の負荷の合計は23,735 MWである。
- 対象電源が設置された場合と設置されていない場合を比較した。対象電源が設置されていない場合、需給バランスを確保するために、対象電源の発電量の減少分を、出力に余裕のあるジャワ・バリ系統全体の発電機に出力の比に応じて割り当てた。
- 電圧面からのジャカルタ首都圏への送電可能量より電圧維持に対する効果を評価した。5.2、および0節に示した、需要および発電機出力の増加のさせ方により、2通りのシナリオを設定した。シナリオ1におけるベースケースのジャカルタの限界需要は、Region1のピーク時の負荷14,674 MWから、4,725 MW伸びた約19,400 MWであった。シナリオ2におけるベースケースのジャワ島西部の限界需要は、Region 1およびRegion 2のピーク時の負荷23,735 MWから、3,889 MW伸びた約27,624 MWであった。

なお、本節における2021年の検討は、限界需要の延伸対策の必要性を提示するものではなく、各設備の設置による電圧低下対策および限界需要延伸への効果を比較したものである。

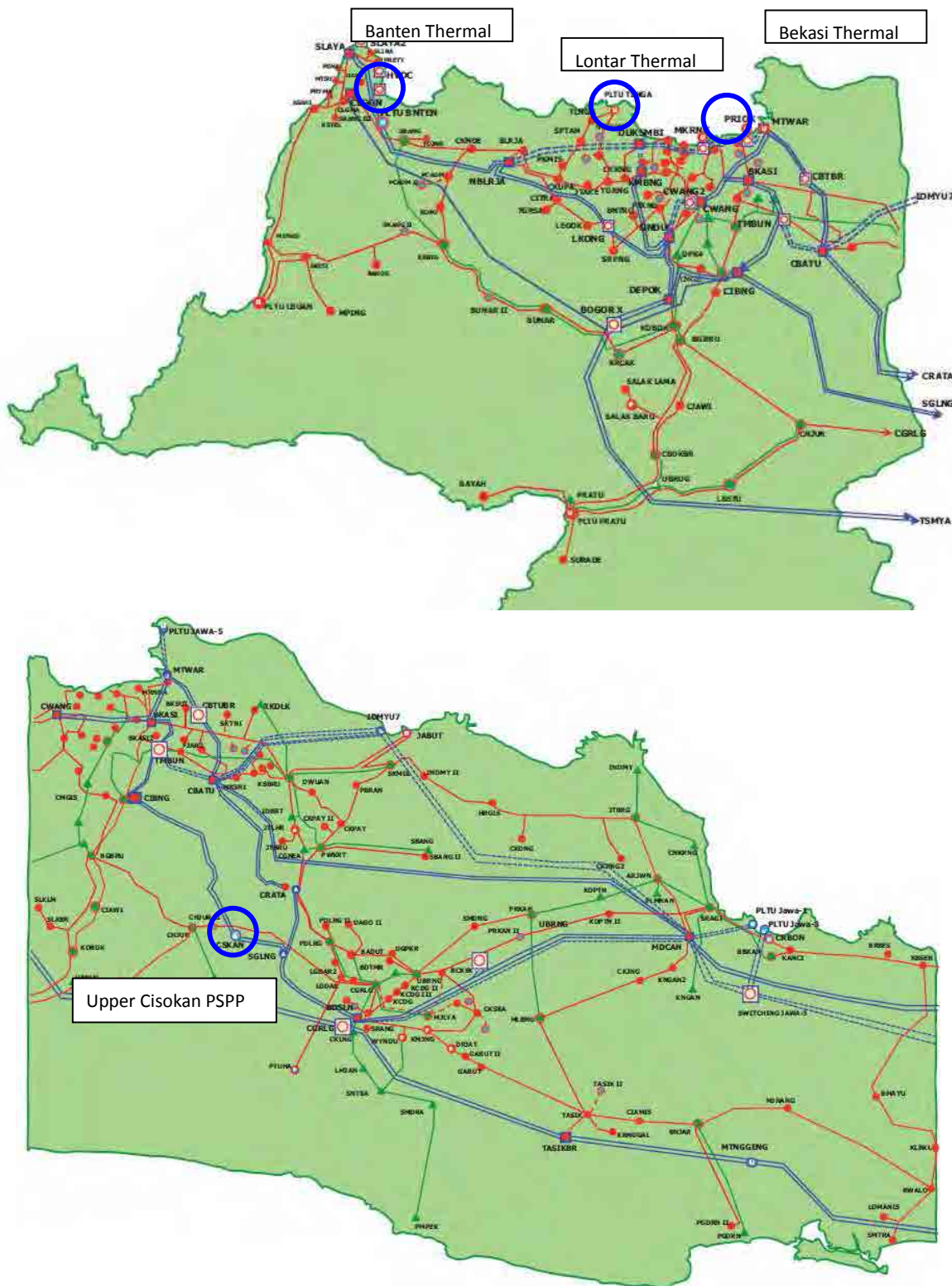


図 6.14 検討対象とする発電所の地点

シナリオ1における検討結果を表6.8に示す。ベースケースに対し、Banten火力発電所(625 MW)が新設されないケースでは、221 MWのジャカルタ限界需要 (Region1の限界需要)の減少が見られる。また、Bekasi火力発電所(2,000 MW)が新設されないケースでは、1,418 MWのジャカルタ限界需要の減少が見られる。限界需要の減少は、発電機の出力と関係するため、地点の効果を見積もるために、出力によらない形で、出力減少量1 MWあたりのジャカルタ限界需要の減少分を表の右欄に併記した。この絶対値が大きいほど、効果が高いことを示す。

最も効果の大きい地点は、Lontar発電所であり、出力減少量1 MWあたりのジャカルタ限界需要の減少は、約1.64 MWであった。これは、Lontar発電所が、ジャカルタの需要中心に近いこと、および負荷への供給系統である150 kV系統に直結しているためであると考えられる。

表 6.8 ジャカルタ周辺の主な発電機の設置による電圧維持の効果(シナリオ1)

検討ケース	出力減少量 (MW)	ジャカルタ限界 需要 (MW)	ジャカルタ限界 需要の減少量 (MW)	出力減少量1MWあ たりのジャカルタ限 界需要の減少量 (MW)
ベースケース	-	19,400.96	0	-
Banten 火力なし	625	19,179.71	▲ 221	▲ 0.35
Bekasi 火力なし	2,000	17,982.84	▲ 1,418	▲ 0.71
Lontar 火力増設なし	315	18,883.46	▲ 518	▲ 1.6
Upper Cisokan 揚水なし	150	19,299.09	▲ 102	▲ 0.68

シナリオ2における検討結果を表6.9に示す。ベースケースに対する発電機出力減少量1 MWあたりのジャカルタおよびジャワ島西部の合計限界需要の減少は、シナリオ1のジャカルタ限界需要の減少よりも小さくなるものの、各ケースにおける効果の相違の傾向は同じである。

表 6.9 ジャカルタ周辺の主な発電機の設置による電圧維持の効果(シナリオ2)

検討ケース	出力減少量 (MW)	ジャワ島西部 の限界需要 (MW)	ジャワ島西部の限 界需要の減少量 (MW)	ジャワ島西部の限界需要 の減少量 (MW)
ベースケース	-	27,623.89	0	-
Banten 火力なし	625	27,483.89	▲ 140	▲ 0.22
Bekasi 火力なし	2,000	26,588.27	▲ 1,036	▲ 0.52
Lontar 火力増設なし	315	27,320.77	▲ 303	▲ 0.96
Upper Cisokan 揚水なし	150	27,535.14	▲ 89	▲ 0.59

6.4 送変電設備設置の効果

2021年のジャワ・バリ系統モデルを用いて、ジャカルタ周辺の主な送電線の電圧維持の効果を計算した。PLNとの協議によりジャカルタ周辺の新增設計画のある送変電設備からジャカルタ首都圏に近い表6.10および図6.15に示す送電線を対象として選定した。

表 6.10 検討対象とする送変電設備

ベースケース
500 kV Muara Tawar 変電所- Priok-Muara Karang 変電所- Duri Kosambi 変電所間送電線
500 kV Muara Tawar 変電所、および Priok 変電所
500 kV Muara Tawar 変電所- Priok 変電所間送電線
500 kV Cawang 変電所 - Gandul 変電所間送電線
500 kV Cibatu 変電所 - Tambun 変電所間送電線
500 kV Duri Kosambi 変電所 - Kembangan 変電所- Balaraja 変電所間送電線
直流 Smatra - Bogor (出力 2,500 MW)

電圧維持に対する効果は、発電所設置の効果の検討と同様に、ジャカルタ首都圏への電力の供給可能量より評価した。

シナリオ1における結果を表6.11に示す。

ベースケースの限界潮流に対し、500 kV Muara Tawar 変電所- Priok 変電所- Muara Karang 変電所- Duri Kosambi 変電所間の送電線がないケースでは、ジャカルタ限界需要は1,064 MW 減少する。このケースでは、500 kV Priok 変電所、500 kV Muara Karang 変電所もなく、限界需要の減少は最大となるケースであった。この区間の送電線は建設されるが、500 kV Muara Tawar 変電所、500 kV Priok 変電所が設置されないケースでは、ジャカルタ限界需要は996 MW 減少する。両ケースの検討結果から、ジャカルタの北側からの送変電設備の増強による効果は非常に大きいことがわかる。なお、500 kV Priok 変電所、500 kV Muara Karang 変電所がないケースでは、周辺の一部の500 kV 変電所が過負荷運転となる。

また、同様に、500 kV Duri Kosambi 変電所- Kembangan 変電所- Balaraja 変電所間の送電線がないケースでは、ジャカルタ限界需要は473 MW 減少し、効果は大きいと考えられる。この送電線は、Balaraja 変電所で受ける西側からの電力をジャカルタの北側に回す送電線である。

シナリオ2における結果を表6.12に示す。ベースケースに対するジャカルタおよびジャワ島西部の合計限界需要の減少は、シナリオ1のジャカルタ限界需要の減少と比較し、相当小さくなる。これは、シナリオ2のシミュレーションにおいては、ジャカルタ周辺の送変電設備のプロジェクトにあまり影響されないエリアで、限界需要が決まっていることを示唆している。

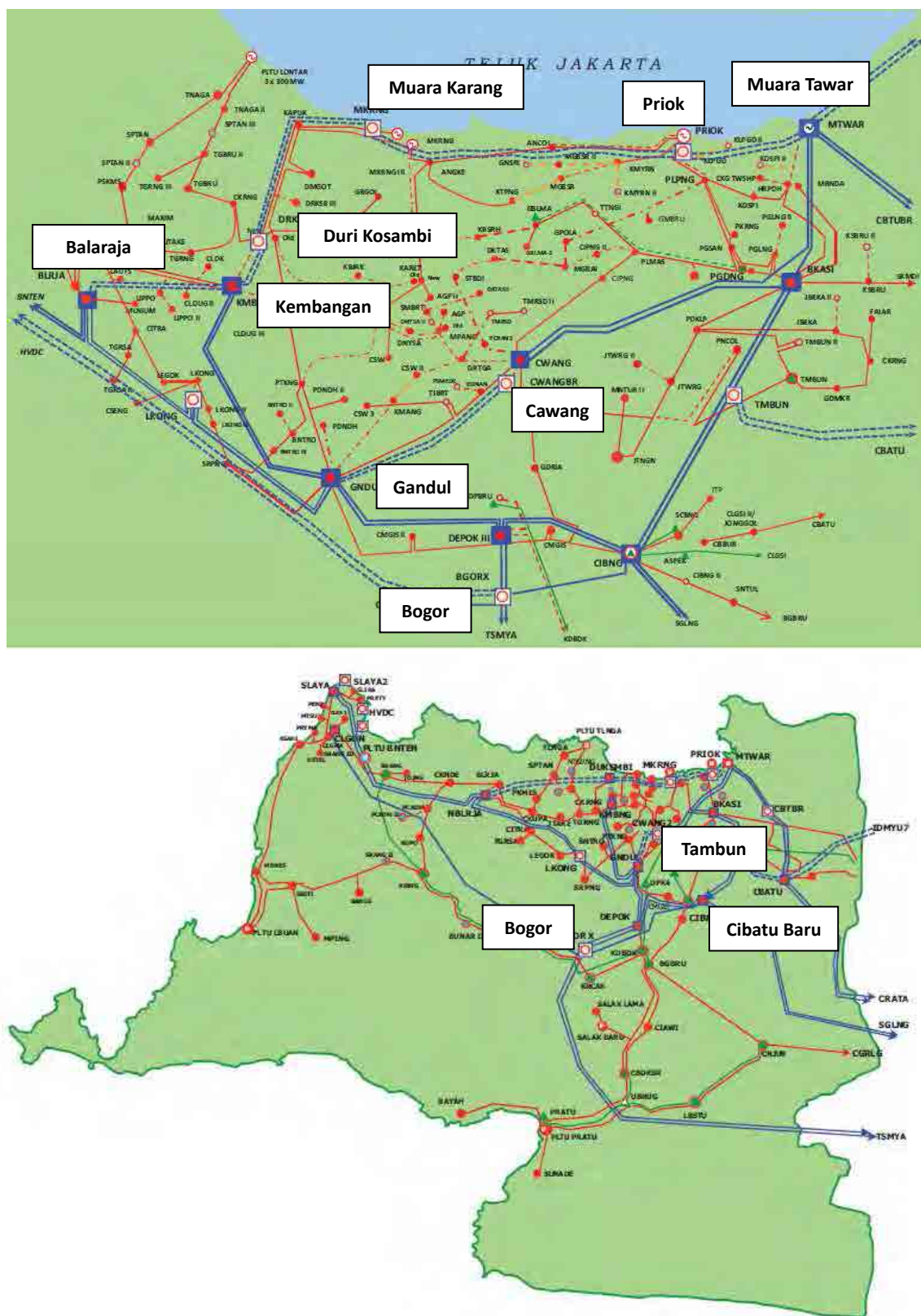


図 6.15 検討対象とする送変電設備の地点

表 6.11 ジャカルタ周辺の主な送変電設備による電圧維持の効果(シナリオ 1)

検討ケース	ジャカルタ 限界需要 (MW)	ジャカルタ限 界需要の減少 分 (MW)	出力減少量 1MWあたりのジ ャカルタ限界需 要の減少分 (MW)
ベースケース	19,401	0	-
500 kV Muara Tawar 変電所- Priok-Muara Karang 変電 所- Duri Kosambi 変電所間送電線なし	18,336	▲ 1,064	-
500 kV Muara Tawar 変電所、および Priok 変電所なし	18,405	▲ 996	
500 kV Muara Tawar 変電所- Priok 変電所間送電線なし	19,030	▲ 371	-
500 kV Cawang 変電所 – Gandul 変電所間送電線なし	19,347	▲ 54	-
500 kV Cibatu 変電所 – Tambun 変電所間送電線なし	19,240	▲ 161	-
500 kV Duri Kosambi 変電所 – Kembangan 変電所- Balaraja 変電所間送電線なし	18,928	▲ 473	-
直流 Smatra - Bogor なし(出力減少量 2,500 MW)	18,630	▲ 771	▲ 0.30825

表 6.12 ジャカルタ周辺の主な送変電設備による電圧維持の効果(シナリオ 2)

検討ケース	ジャワ島西部 の限界需要 (MW)	ジャワ島西部の 限界需要の減 少 (MW)	出力減少量 1MWあたりのジ ャワ島西部の限 界需要の減少 (MW)
ベースケース	27,624	0	-
500 kV Muara Tawar 変電所- Priok-Muara Karang 変電所- Duri Kosambi 変電所間送電線なし	27,359	▲ 265	
500 kV Muara Tawar 変電所、および Priok 変電所な し	27,495	▲ 129	
500 kV Muara Tawar 変電所- Priok 変電所間送電線な し	27,507	▲ 117	
500 kV Cawang 変電所 – Gandul 変電所間送電線 なし	27,613	▲ 11	
500 kV Cibatu 変電所 – Tambun 変電所間送電線 なし	27,559	▲ 65	
500 kV Duri Kosambi 変電所 – Kembangan 変電所- Balaraja 変電所間送電線なし	27,518	▲ 106	
直流 Smatra - Bogor なし(出力減少量 2,500 MW)	26,658	▲ 966	▲ 0.38650

6.5 潮流増加に対する調相設備設置の効果

本検討では、500 kV 母線に電力用コンデンサを設置した場合の電圧安定性に与える効果を変電所毎に比較した。6.2、および 6.3 節と同様に、電圧面からのジャカルタ首都圏への電力供給可能量より電圧維持に対する効果を評価し、需要の増加のさせ方について、前述のシナリオ 1、2 の 2 通りを設定した。具体的には、以下のステップで計算を行った。

- 1カ所の 500 kV 母線に 300 MVar の電力用コンデンサを 1 台設置

- ジャカルタの限界需要の伸び(MW)を計算
- 電力用コンデンサ 1 MVar あたりのジャカルタ限界需要の伸びを計算
- 電力用コンデンサの設置場所を変え、上記を繰り返す。

シナリオ 1 (ジャカルタの負荷(Region1 の負荷)の増加に対し、Region2 および Region3 からの発電出力の増加にて対応)における結果を図 6.16、図 6.17 に示す。縦軸は、電力用コンデンサ 1 MVar あたりの、ジャカルタ限界需要の伸びを示す。図中の桃色の点は Cigereleng 変電所から Pedan 変電所までのジャワ島南部 500 kV 送電線ルート上にある変電所を示す。最も効果の大きい箇所は、図中に赤丸で示したジャカルタ市北部の Priok、Cawang、Bekasi、および Muara Tawar の各変電所であった。この結果から、Region1 での負荷の増加、および Region2 から Region1 への潮流増加に対し、Region1 での受電点で無効電力を補償することが、ジャカルタ限界需要の延伸に大きな効果をもたらすことがわかる。

シナリオ 2 における結果を図 6.18、図 6.19 に示す。最も効果の大きい箇所は、Cigereleng 変電所から Pedan 変電所までのジャワ島南部 500 kV 送電線ルート上、Region3 から Region2 への潮流の受電点に位置する Matangen、Ciracap、Rawalo の各変電所であった。この結果から、Region1 および Region2 での負荷の増加、および Region3 から Region2 への潮流増加に対し、ジャワ島南部 500 kV 送電線ルート上の Region3 から Region2 の境界付近で無効電力を補償することが、ジャカルタおよびジャワ島西部の限界需要の延伸に大きな効果をもたらすことがわかる。

6.3 節で示したように、ジャカルタ周辺の送変電設備設置の効果の検討では、シナリオ 2 の結果は、ジャカルタ周辺の送変電設備のプロジェクトにあまり影響されないエリアで、限界需要が決まっていることを示唆していた。実際、本節での検討結果から、南部 500 kV 送電線のルートの潮流の増加がシナリオ 2 のネックになっていたと考えられる。

なお、本節の検討条件とは異なる需要の増加、あるいは異なる電源の出力の増加のパターンでは、調相設備設置の効果は異なってくると考えられる。また、既に述べたように、2021年での限界需要はピーク需要を大きく超えていることから、本節における結果は、新たな限界需要の延伸対策の必要性を提示するものではない。

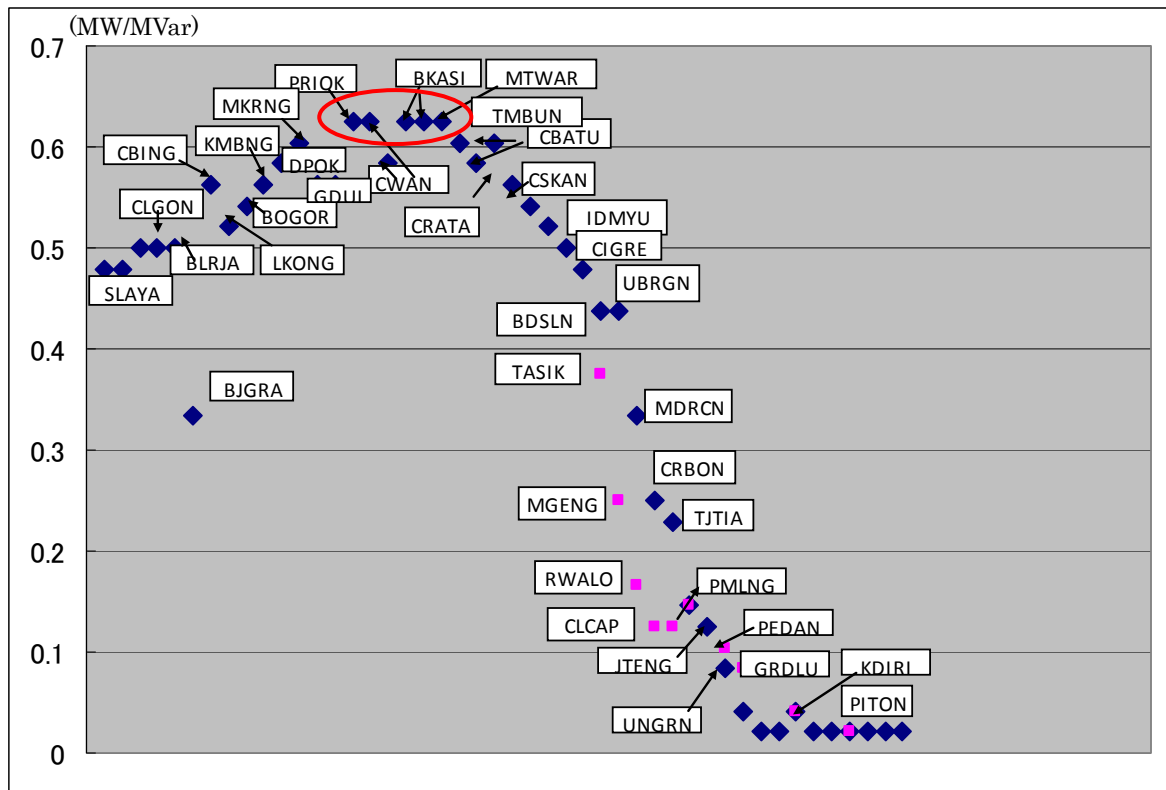
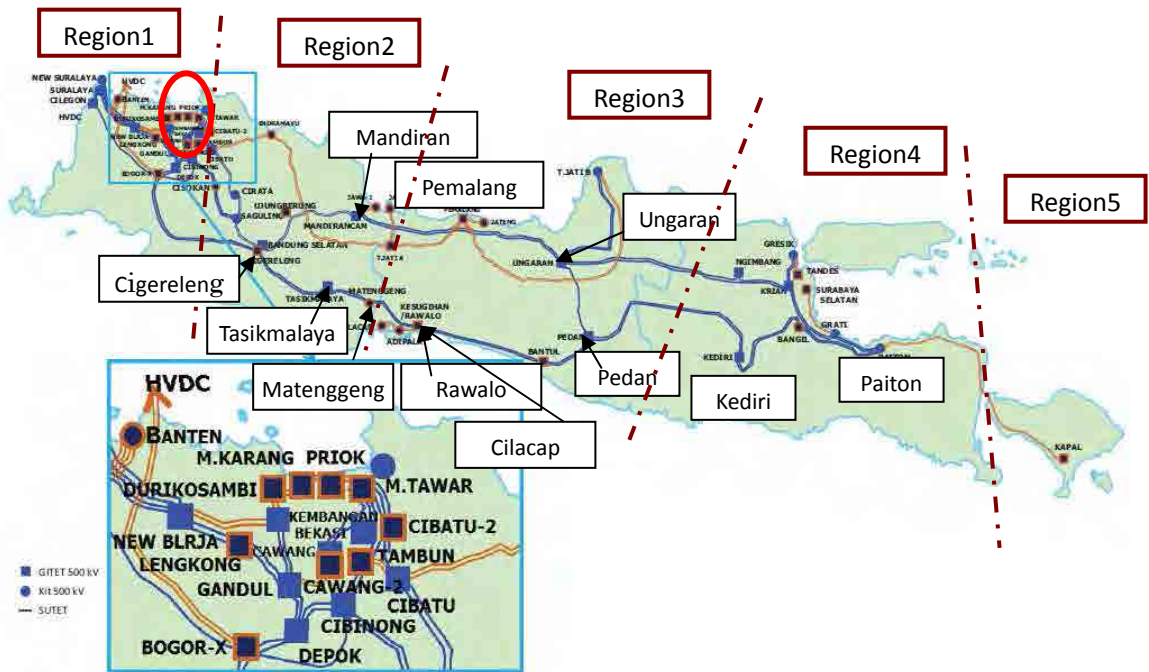


図 6.16 Region2 以東の潮流増加に対する調相設備設置の変電所別の効果(シナリオ 1)



(効果の比較的高いエリアを赤丸で示す)

図 6.17 Region2 以東の潮流増加に対する調相設備設置効果の比較的高い地点(シナリオ 1)

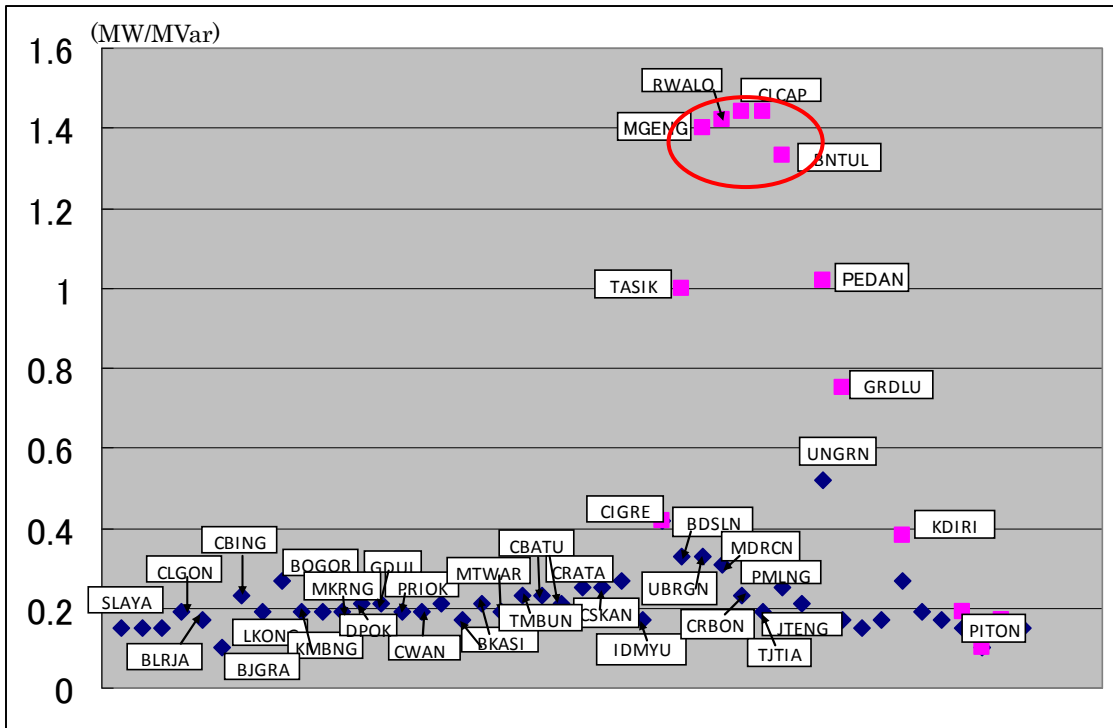
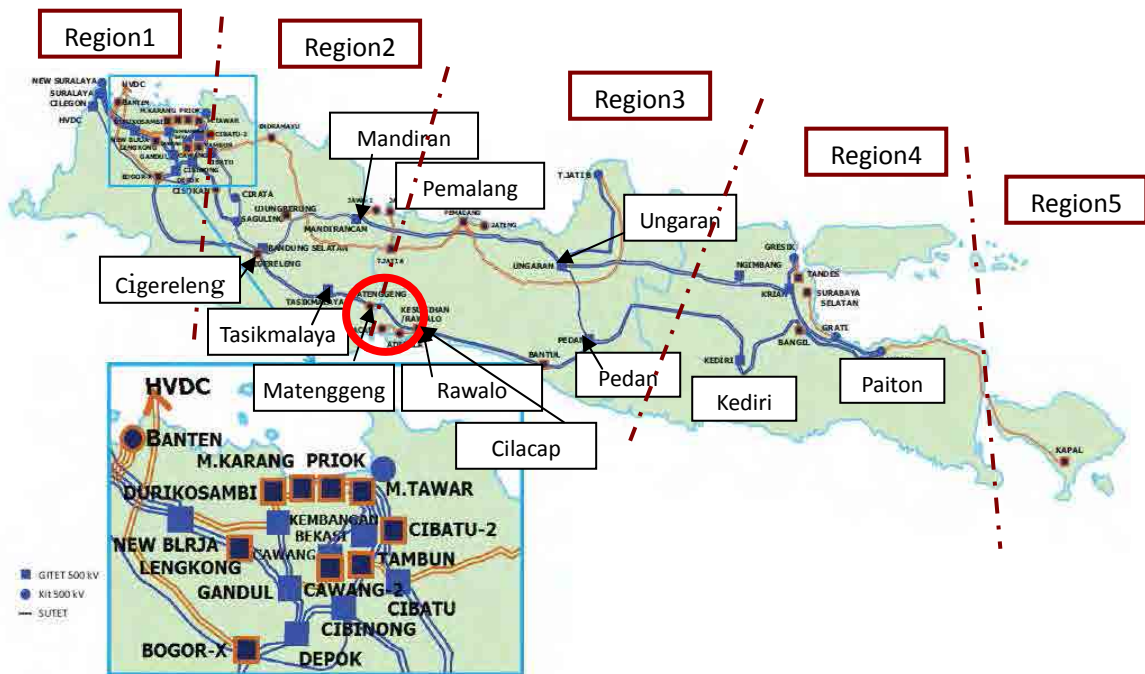


図 6.18 Region3 以東からの潮流増加に対する調相設備設置の変電所別の効果(シナリオ 2)



(効果の比較的高いエリアを赤丸で示す)

図 6.19 Region3 以東からの潮流増加に対する調相設備設置の効果の比較的高い地点(シナリオ 2)

第7章 電圧低下対策案

本章では、前章までの検討結果から必要性が確認された電力用コンデンサの設置に加え、新たな電圧制御方式の導入を含め、ジャカルタ首都圏に適用が考えられる電圧低下対策案を記載する。

7.1 調相設備

調査団によるこれまでの検討を踏まえ、各検討断面において必要となる調相設備量を表 7.1 に示す。

表 7.1 各検討断面における調相設備の必要量[MVar]

Area	P3B JB 検討結果および設備データ (Digsilent data) より		Year 2015	Year 2021
	Existing	On-going & planned		
Region 1	260	1,705	1,950	6,055※
Region 2	70	170	1,080	
Region 3	75	75	100	
Region 4	370	370	635	
Region 5	175	175	175	
Total	950	2,495	3,940	

※ Java-Smatra 3,000MW HVDC transmission system 用の電力用コンデンサ 1,800 MVar を含む

7.2 新たな電圧制御方式の導入

7.2.1 新たな電圧制御方式導入の必要性

現状、需要変化に応じて発電機については手動による端子電圧の調整、調相設備については手動による入切操作、変圧器については手動によるタップ位置の調整が行われている。

ジャワ・バリ系統については今後、系統規模の拡大、制御機器の増加、ネットワークの複雑化により運用者の電圧調整業務が増加するとともに、系統特性が複雑化して協調的な制御が困難になり、制御機器の非効率な運用が発生することが見込まれる。これらを解決するため、電圧制御方法の向上が必要と考えられる。電圧・無効電力制御方式には「個別 VQC 制御方式」と「中央 VQC 制御方式」があり電力会社により異なる制御方式が導入されている。

7.2.2 個別VQC制御方式

発電機は端子電圧一定の AVR 制御、変圧器タップと電力用コンデンサは個別 VQC による協調制御とした場合の個別 VQC の概念図を下図に示す。個別 VQC 方式では個々の電気所があらかじめ与えられた基準値（電圧，無効電力）を維持するよう、当該電気所の電圧・無効電力制御機器を個別に調整する。

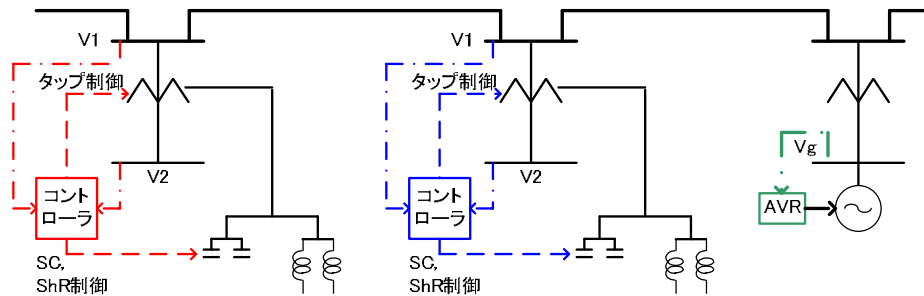


図 7.1 個別 VQC 方式の概念図

(1) 変電所の電圧制御方式

VQC は自動で変圧器タップの変更や電力用コンデンサ・分路リアクトルの開閉を行い、母線電圧や変圧器通過無効電力を設定した範囲内に調整する装置である。変圧器タップ、調相設備などと組み合わせて変電所へ適用することで、変電所の電圧を適切に制御することができる。

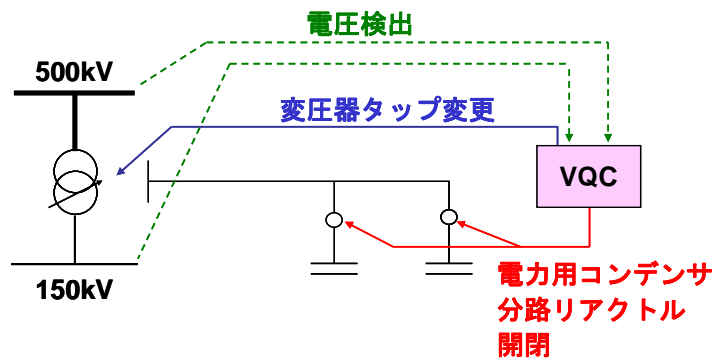


図 7.2 個別 VQC による電圧制御の概要

変圧器の1次側電圧と二次側電圧の基準電圧からの偏差を検出して変圧器タップ位置と電力用コンデンサを制御する VQC の制御特性の一例を図に示す。変圧器一次側電圧が低下した場合は電力用コンデンサの投入により電圧を回復させ、変圧器二次側電圧のみが低下した場合は変圧器タップ動作により二次側電圧を回復させる制御を行うものである。また、同タイプの個別 VQC を適用した場合の制御パターンの一例を図 7.3 に示す。この例では変圧器一次側については需要の増減に応じて基準電圧を上下させ、二次側電圧については一日を通じて一定に維持させるよう設定している。

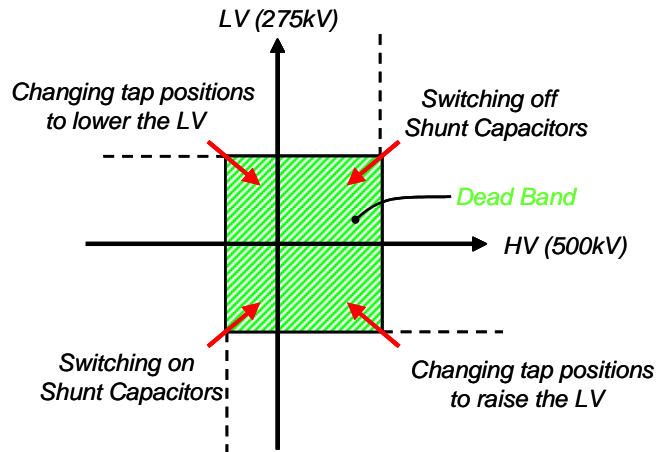


図 7.3 個別 VQC の動作特性の例

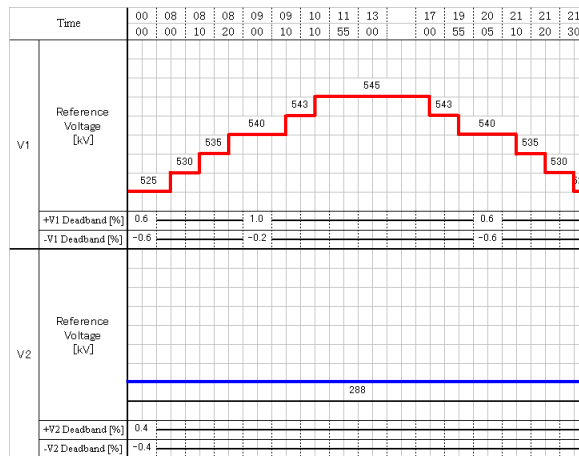


図 7.4 個別 VQC による電圧調整パターンの例

(2) 発電機への PSVR(Power System Voltage Regulator)の導入

一般的に発電機に適用されている電圧調整装置 AVR は発電機の端子電圧を検出しこれを一定値に保つよう発電機励磁機の界磁電流を制御して無効電力出力を調整するが、系統電圧が低下した場合でも発電機の無効電力出力は限界まで達せず、調整余力を残している場合が多い。これに対して PSVR では系統側により近い発電機昇圧用変圧器の高圧側送電電圧を一定に保つよう制御するため、発電機無効電力余力を速やかに活用でき、変化の速い需要変動に対しても系統電圧の維持を図ることができる。

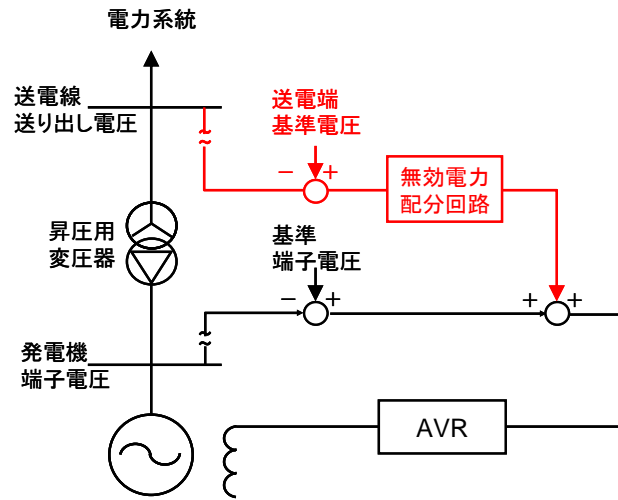


図 7.5 PSVR 制御の概要

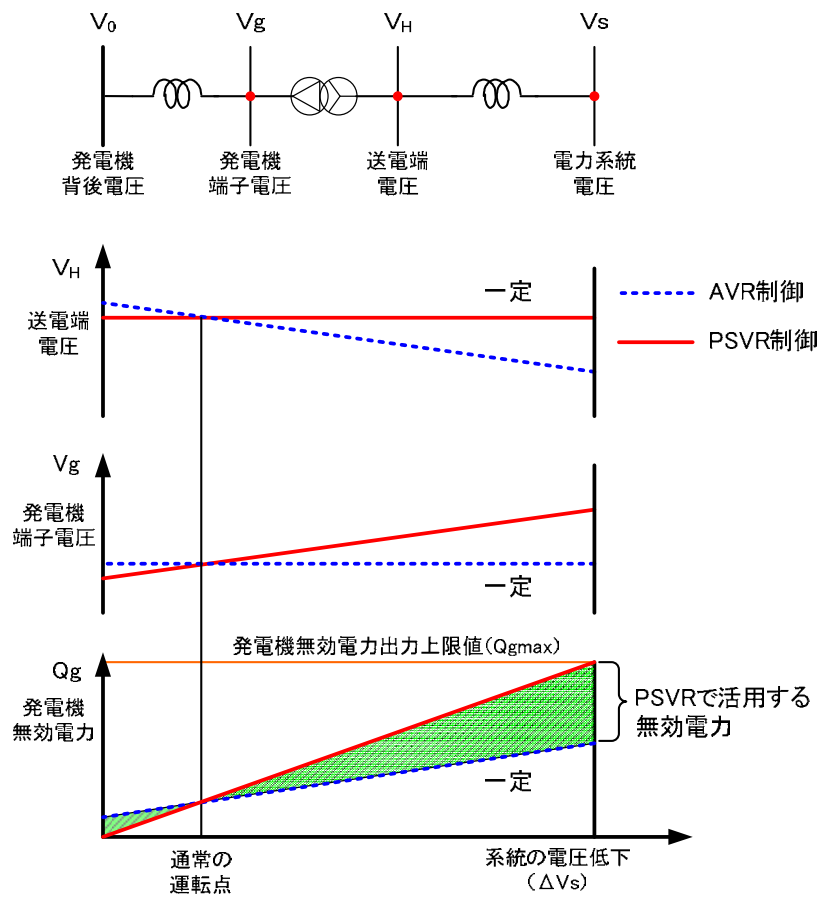


図 7.6 モデル系統と PSVR と AVR の制御特性

7.2.3 中央VQC制御方式

中央 VQC 方式の概念図を下図に示す。システムのオンライン情報に基づき、基準電圧を維持するよう中央給電指令所などから直接電気所の電圧・無効電力制御機器に操作指令を行い操作する。

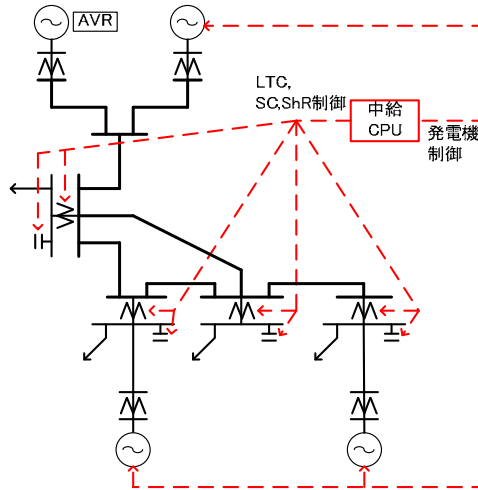


図 7.7 中央 VQC 制御方式の概念図

中央 VQC 制御方式のアルゴリズムの一例として評価関数に監視点の電圧偏差，監視送電線の送電損失最小化を採用し、交流法による感度係数（重み付け）を用いたシステムについて、そのアルゴリズムを下図に示す。

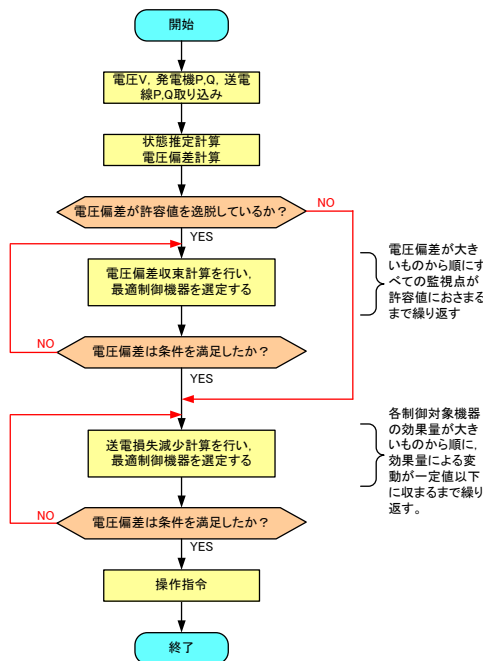


図 7.8 中央 VQC 制御方式のアルゴリズム例

7.3 系統監視制御

7.3.1 電圧監視

適正な監視と状態推定計算や信頼度計算の機能を活用するために、システムに入力するデータを較正することが必要である。設備の運転開始から検出電圧のズレ発生に伴う処置など、検出値の較正に関するルールと手順について定めたい。

7.3.2 遠方監視用テレメータおよび電圧制御装置の導入時の補正について

テレメータの正值をどう考えるかという点では、計器用変成器から変成器2次側の電圧検出部に至る配線における電圧低下による誤差を補正し、これを正值とする。

なお、VQC や、PSVR の検出電圧は、線間電圧の平均値であるから精度が高いうえ、配線の長さに応じた補正值を入力することで検出電圧を補正することができる。

7.3.3 検出電圧の随時の補正について

計器用変成器の経年による特性変化、あるいは外気温による特性変化など導入時の精度が保たれるとは限らないことから、当直員あるいは運用者によるフォローが必要となる。また、設備の異常などの予兆を察知する可能性もあり、小さな異常を見逃さない習慣は大きなトラブルを未然に防ぐためにも有効である。

具体的には、同一変電所内の2箇所のテレメータを比較して2kV以上継続的に異なる電圧を示す場合、何らかの調査と対策を行う、といったルールを推奨する。

7.4 フェーザー計測装置(PMU)の適用について

(1) PMU 技術の動向

PMU (フェーザー計測装置 : Phasor Measurement Unit) は、GPS (Global Positioning System) 等を用いて、時刻同期のとれた電圧・位相を広範囲にわたり計測できる装置である。現在、スマートグリッドプロジェクトの一環として、欧米をはじめ世界各国で、PMU をコア技術とした広域計測システム (WAMS : Wide Area Monitoring System) が適用され、リアルタイムの系統状態監視に広く用いられている。更には、PMU で得られる系統情報を使った広域監視保護制御 (WAMPAC : Wide Area Monitoring, Protection and Control) への応用なども検討されてきている。

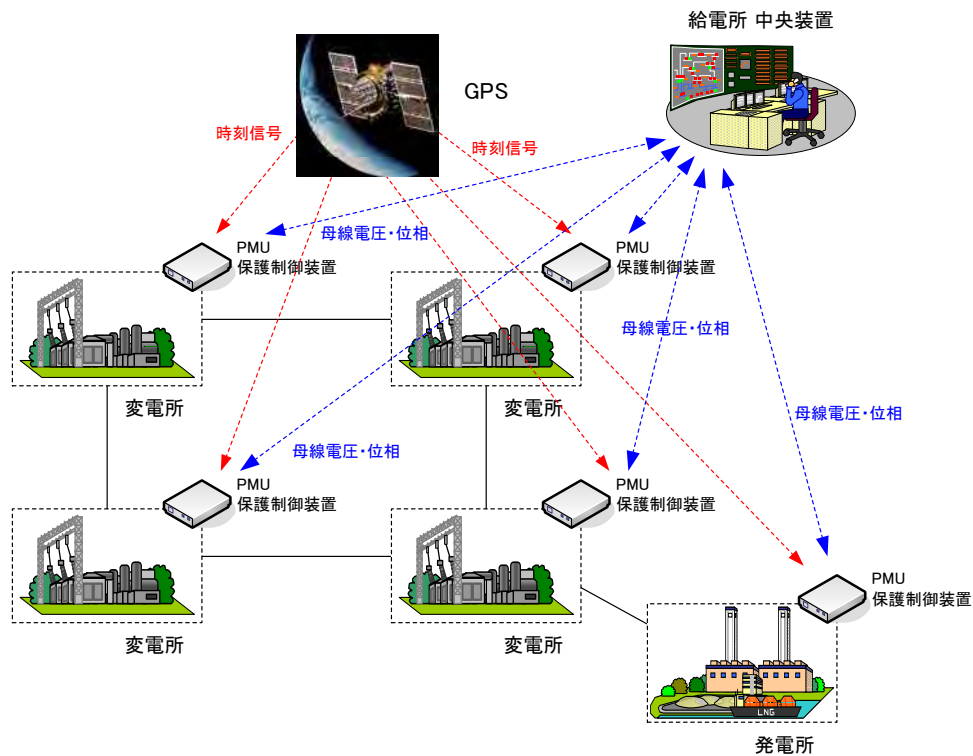


図 7.9 WAMPAC の概念図

PMU 技術の具体的応用については、NASPI (North American Synchrophasor Initiative) が「Synchrophasor Technology Roadmap (March 13, 2009)」の中で、以下のような将来的方向性を示している。

<2014 年までに>

- ・ 系統事故の事後分析
- ・ 位相、電圧安定性、周波数、過負荷の監視と可視化
- ・ 太陽光や風力といった間欠性電源や分散電源を含む発電所の監視
- ・ 電力系統復旧
- ・ 静的モデルの評価
- ・ 状態推定
- ・ 現場機器の自動制御

<2019 年までに>

- ・ 状態監視ツールへの警告
- ・ 前日・時間前運用計画
- ・ 広域ベースのリアルタイム系統自動制御と適応型保護

- ・ 混雑管理
- ・ 地域間動揺ダンピング制御
- ・ 広域系統保護システム
- ・ 動的モデルの評価
- ・ 送電線のダイナミックレーティングや無効電力補償
- ・ 自動負荷制御による周波数・電圧制御
- ・ 配電系統監視、復旧、自律型復旧

(2) 状態推定計算の精度向上

給電所の EMS (Energy Management System) には、一般的にリアルタイムで系統信頼度解析を自動で繰り返し実施する機能が実装されている。具体的には、まず、オンラインで観測される系統データを基に状態推定計算を実施し、電圧潮流計算用の断面が作られる。この断面を使って事前に登録した想定事故計算を実施し、潮流過負荷、電圧逸脱といったクライテリア違反がリストアップされる。更には、この違反を解消するための発電機出力調整といった予防制御を提示するといった機能である。

オンラインで観測されるデータは、非同時データであり、またテレメータ誤差等が含まれている。系統信頼度解析のベースとなる状態推定計算は、これら不確実データを基に、最小二乗法の原理で、もっともらしい系統断面を作成する計算である。PMU は時刻同期のとれた系統各地点の電圧・位相の値を計測することができるため、この確実性の高いオンラインデータを、状態推定計算に用いることで計算結果の精度向上を図ることができる。

(3) PLN 系統に対する PMU の適用について

調査チームでは P3B JB の給電訓練センターの EMS についての調査を行った。中央給電指令所でもこれと同じシステムが使われている。当該 EMS にも状態推定計算を基に系統信頼度解析を行う機能が実装されており、この機能を有効に使いえば、信頼度の高い系統運用を行えると思われる。しかし、聞き取り調査によると、状態推定計算がうまく収束しないため解析機能を使えていないことが分かった。原因は、多くのオンラインデータが欠落していることと、潮流計算データに必要な各種系統定数、発電機定数などが正確に入力されていないことである。

PLN 幹部からは PMU 適用による系統監視機能の向上を期待する発言もあったが、この目的を達成するためには、PMU 適用によるオンラインデータ精度の向上に加え、系統定数等の設備データの整備および、通信設備の整備による欠落データの削減が、まず必須であると思われる。

7.5 同期調相機

同期調相機は発電機と同様に無効電力の発生・吸収が可能であり、電圧調整の即応性に優れ、調整が連続的で、系統の電圧特性や安定度を向上させる効果がある。

ただし、優れた性能を有する反面、建設コストが高く運転・保守も繁雑で、電力用コンデンサや分路リアクトルに比べて電力損失が大きく不経済である。

今回の検討では、電力用コンデンサの追加設置にて電圧安定性の維持が可能であることから、同期調相機については検討対象から除外した。

7.6 電圧低下対策案

以上の検討結果から、ジャカルタ首都圏の電圧低下対策として、以下の案が考えられる。

対策案	内容
A	3.1.3 節に示した以下のジャワ・バリ系統の既存および既計画の電力用コンデンサ調相設備に加え、2015年、および2021年までに下記の電力用コンデンサを増設する。 <ul style="list-style-type: none"> ● 2015年までにジャワ・バリ系統に1,445 MVarの電力用コンデンサを増設（2015年の合計設置量3,940 MVar） ● 2021年までにジャワ・バリ系統に合計6,055 MVarの電力用コンデンサを設置（ジャワ-スマトラ3,000MW HVDC 送電線用の電力用コンデンサ1,800 MVarを除いた2015年からの増分315 MVar）
B	対策案Aの電力用コンデンサの増設に加え、個別VQC制御を適用
C	対策案Aの電力用コンデンサの増設に加え、中央VQC制御を適用

ジャワ・バリ系統の既存および既計画の調相設備

ジャワ・バリ系統における電力用コンデンサ（既設分）	950 MVar
増設工事中の電力用コンデンサ	475 MVar
増設が計画されている電力用コンデンサ	1,070 MVar
合計	2,495 MVar

ジャワ・バリ系統については今後、系統規模の拡大、制御機器の増加、ネットワークの複雑化により運用者の電圧調整業務が増加するとともに、系統特性が複雑化して協調的な制御が困難になり、制御機器の非効率な運用が発生することが見込まれる。新たな電圧制御方式の導入時期については系統電圧の適性維持や系統運用者の負担軽減などを総合的に勘案して判断する必要がある。

第9章において、各案の比較を行う。

第8章 電圧低下事故により想定される経済・産業活動へ与える影響

8.1 影響評価の目的

電力品質の低下により需要家が被る影響を把握した上で、系統安定化に向けた対策の実施を検討する必要がある。本章では、主として電力品質低下による対象地域の工業団地及びIPP事業者への影響を定性的に評価する。

8.2 調査対象・方法

以下対象についてインタビュー調査を行った。選定に際しては、IPP事業者への影響も含めた調査とするため、工業団地と、対象の工業団地に供給するIPP事業者を選定した。このIPP事業者は、PLNと系統連系を行っている。

- (1) 工業団地内の工場：1件
- (2) 上記工場が入居する工業団地の管理事務所：1件
- (3) 上記対象を含む複数の工業団地に給電するIPP事業者：1件

8.3 調査項目

以下項目を中心に確認した。

- (a) 一般情報（電気需給契約など）
- (b) 自家発設備等の設置状況
- (c) 停電発生時の対応体制、復旧に要する時間
- (d) 停電発生時のリスク対策（損害保険等）
- (e) 電圧低下による経済活動への影響

8.4 調査結果

各調査対象のインタビュー結果を記載する。

8.4.1 工業団地内の工場

電力に関連する設備を生産しており、自家発設置や損害保険等の停電対策は特に行っていない。停電時は製造ラインを停止するのみで生産停止以外に被害はないとのことだったが、保安上の問題（二次災害・事故）の可能性が考えられる。

(a) 一般情報

電力供給に関しては給電会社（IPP事業者）と直接契約しており、受電設備等のメンテナンスを含め、全て給電会社に委託している。

(b) 自家発設備等の設置状況

設置していない。

(c) 停電発生時の対応体制、復旧に要する時間

停電復旧に関しては全て給電会社に委託している。復旧に時間を要する設備は特になく、復旧後すぐに生産を再開することが出来る。

(d) 停電発生時のリスク対策（損害保険等）

停電発生に伴う損害保険等の対策は特に行っていない。

(e) 電圧低下による経済活動への影響

特にない。

8.4.2 工業団地管理事務所

約 100 の企業が入居している工業団地であり、電圧低下対策に苦慮している。停電に関しては給電会社（IPP 事業者）が管理しているため、特に対策は行っていない。電圧低下による大規模停電が発生した場合には、対策が全くないため製造ライン停止の他、復旧作業等への支障が考えられる。以下に確認事項を記載する。

(a) 一般情報

団地内の需要家は給電会社と直接契約を行っており、受電電圧は 20 kV である。直埋式の 2 回線供給であり、自動切替装置を有する。需要家の電力使用状況は給電会社にて一括モニタリングを実施している。給電会社と PLN が系統連系しているため、PLN 側の事故が波及することがある。

(b) 自家発設備等の設置状況

常用・非常用を含め自家発を設置する事業者は把握できていない。以前は常用の自家発を設置する企業が入居していたが、燃料費高騰により自家発を廃止した。

(c) 停電発生時の対応体制、復旧に要する時間

停電復旧は全て給電会社（IPP 事業者）にて行う。PLN の周波数変動等で IPP 事業者の発電機が停止となった際には、復旧に 6 時間程度を要したこともある。団地内の埋設ケーブルのトラブルは 30 分程度で復旧する。

(d) 停電発生時のリスク対策（損害保険等）

停電発生に伴う対策は特に行っていない。

(e) 電圧低下による経済活動への影響

入居企業からの一番の苦情が電圧低下である。グリッドコードで規定されている限度を超えた電圧低下が頻繁にあり、給電会社に対策を依頼しているが、PLN 側からの影響とのことで電圧低下対策が進展しない。

電圧低下時には、多数の企業で設備が停止となるため、生産への影響が大きい。管理事務所に対策などを訪ねられた際は、受電トランスのタップ切替等で対応するよう伝えられているが、電圧が上昇した際に設備損傷等のリスクがあるため、各企業における対策は実際のところ難しい。

8.4.3 IPP事業者

対象の IPP 事業者は 1,800 近くの需要家に電力を供給しているが、小規模の非常用自家発を設置する需要家が 1 軒のみで、それ以外の需要家は自家発等の停電対策を全く実施していないことが判明した。電圧低下による大規模停電の際は、製造ラインの停止だけではなく、需要家構内における保安上の問題（二次災害・事故）や復旧作業に支障が出る恐れがある。確認事項について以下に述べる。

(a) 一般情報

複数の工業団地に給電するほか、PLN と系統連系し売電も行っている。

(b) 自家発設備等の設置状況

供給する需要家 1,800 軒のうち、小規模非常用自家発の設置が 1 軒のみある。

(c) 停電発生時の対応体制、復旧に要する時間

需要家の停電復旧を含め、全て給電会社（IPP 事業者）にて行う。

(d) 停電発生時のリスク対策（損害保険等）

停電発生に伴う損害保険等の対策は特に行っていない。需要家には補償として、1 時間の停電で基本料金の 10%を払い戻している。停電及び電力品質低下の自衛措置勸奨として、40 の精密機器工場に対して、無停電電源装置の導入を薦めることだけはしている。

(e) 電圧低下による経済活動への影響

グリッドコードで規定された電圧を下回ることが度々ある。電圧低下対策として発電量を増やすことを試みているが、PLN 側の電圧降下の影響が大きいため電圧上昇にはつなげない。

8.4.4 まとめ

工業団地内の工場、工業団地の管理事務所、工業団地に供給する IPP 事業者のそれぞれについて本調査に関連する項目のインタビュー調査を行った。今回対象とした工業団地においてヒアリングを行った限りでは、需要家側からの電圧低下に関する苦情は多く、供給側も対策に苦慮している現状が明らかになった。

8.5 考察

企業の進出状況から、電力品質改善による企業誘致のポテンシャルを考察する。ここでは特に日系企業の進出状況を参考に考察を進める。

8.5.1 インドネシア国内の日系企業

2012 年の帝国データバンクの情報によると、インドネシア国に進出する日系企業数は 1,266 社である。業種別に見ると、製造業が 692 社 (54.7%) で、自動車関連の業種だけで 120 社を超える。表 8.1 にインドネシア国に進出する日系企業の実態調査結果を示す。

表 8.1 インドネシア国進出が判明した主な日系企業の業種

業種別	社数	構成比(%)	順位	業種細分類	社数	構成比(%)
建設業	59	4.7	1	自動車部品製造	35	2.8
製造業	692	54.7	1	自動車操縦装置製造	35	2.8
卸売業	275	21.7	3	その他の投資業	31	2.4
小売業	20	1.6	4	各種商品卸	26	2.1
運輸・通信業	63	5.0	5	産業用電気機器卸	25	2.0
サービス業	87	6.9	6	一般土木建築工事業	20	1.6
不動産業	7	0.6	7	工業用樹脂製品製造	19	1.5
その他	63	5.0	7	鋼鉄・同加工品卸	19	1.5
合計	1266	100	9	自動車内燃機関製造	17	1.3
			9	化学製品卸	17	1.3

出典：帝国データバンク インドネシア進出企業の実態調査

8.5.2 インドネシア国進出時の検討事項

2011 年に JETRO が実施した日系企業向けアンケートによると、インドネシア国でのビジネス上のリスク・課題としてインフラの未整備が最上位に挙げられている。これは必ずしも電力インフラの問題とは言えないが、電力品質も関係していると考えられる。

表 8.2 にインドネシア国を含むアジア主要国の項目別リスク・課題に関するアンケート結果の推移（全業種）、表 8.3 にインドネシア国を含むアジア主要国の項目別リスク・課題に関するアンケート結果（2010 年度の製造業、非製造業別）を載せる。

表 8.2 JETRO 実施アンケート結果の推移 (2008-2010)

単位：パーセント

アジア主要国のインフラ整備のリスク・課題				インドネシア国ビジネス上のリスク・課題					
		2010	2009	2008		2010	2009	2008	
1	インド	64.3	56.7	58.7	1	インフラ未整備	34.0	27.7	29.9
2	ベトナム	54.2	41.8	55.7	2	法制度・運用	24.4	19.9	22.6
3	インドネシア	34.0	27.7	29.9	3	為替リスク	21.0	26.2	32.6
4	フィリピン	29.7	26.8	28.0	4	関連産業の成熟度	15.0	7.8	10.6
5	中国	13.6	15.7	16.8	5	労務上の問題	14.7	9.7	12.0
6	タイ	11.6	9.4	10.3	6	税務上のリスク	10.5	10.3	11.3
7	マレーシア	8.2	8.7	5.6	7	知的財産権の保護	5.7	7.2	6.6
8	シンガポール	1.4	1.9	2.3	8	人件費上昇	4.5	4.4	8.6

(出典：平成 22 年度日本企業の海外事業展開に関するアンケート調査概要(JETRO))

表 8.3 JETRO 実施アンケート結果 (製造業、非製造業別)

単位：パーセント

アジア主要国のインフラ整備のリスク・課題				インドネシア国ビジネス上のリスク・課題			
		製造業	非製造業			製造業	非製造業
1	インド	63.4	66.4	1	インフラ未整備	31.8	38.6
2	ベトナム	53.6	55.2	2	法制度・運用	22.6	28.1
3	インドネシア	31.8	38.6	3	為替リスク	23.0	16.7
4	フィリピン	30.5	27.8	4	関連産業の成熟度	13.4	18.4
5	中国	13.3	14.3	5	労務上の問題	14.2	15.8
6	タイ	10.4	14.4	6	税務上のリスク	13.4	18.4
7	マレーシア	9.4	5.2	7	知的財産権の保護	5.9	5.3
8	シンガポール	2.1	0.0	8	人件費上昇	4.6	4.4

(出典：平成 22 年度日本企業の海外事業展開に関するアンケート調査概要(JETRO))

8.5.3 まとめ

1,266 社の日系企業のうち、692 社 (54.7%) が製造業で、自動車関連だけで 120 社を超えている。日系企業向けに実施したアンケート調査によると、インドネシア国におけるビジネス上のリスク・課題として、3 割以上がインフラの整備と回答した。

現時点では比較的電力品質を問題としない自動車関連業界の進出が多い。電力品質の改善により、電子・機械産業等の進出につながる可能性が高いと考えられる。

第9章 電圧低下対策導入効果に係る技術・経済面からの比較検討

本章では、第7章において提案された電圧低下対策案の導入効果に対して技術・経済面からの検討を行う。

9.1 各電圧対策案の費用

7.5節で記載したとおり、ジャカルタ首都圏の電圧低下対策として、以下の案が考えられる。本節では、各電圧対策案の費用を算出する。

対策案	内容
A	ジャカルタおよびジャワ島西部に電力用コンデンサを設置
B	ジャカルタおよびジャワ島西部への電力用コンデンサの増設に加え、個別 VQC 制御を適用
C	ジャカルタおよびジャワ島西部への電力用コンデンサの増設に加え、中央 VQC 制御を適用

電圧対策案の費用を算出した条件は以下である。

- 電力用コンデンサは、既存および既計画の分に加え、2015年および2021年に、第5章、および第6章で検討した結果の必要量を設置する。
- 2015年に増設する電力用コンデンサの変電所毎の設置容量は、表5.11および表5.12に示された量(合計で1,445 MVar)とする。
- 2021年に増設する電力用コンデンサは、合計で315 MVarとし、150 kV 変電所 25 MVar 9群、70 kV 変電所 10 MVar 9群とする。150 kV 変電所は、150 kV 母線、70 kV 変電所は 22 kV 母線に接続することを基本とする。
- 電力用コンデンサのユニット単価を表9.1に示す値とする。

表 9.1 電力用コンデンサのユニット単価

kV	Unit size [MVar]	Electrical Works (Rp.)	Civil Works (Rp.)	Total (Rp.)
150	50	7,650,000,000	2,220,000,000	9,870,000,000
150	25	5,970,000,000	1,100,000,000	7,070,000,000
70	10	3,200,000,000	700,000,000	3,900,000,000
(22)	10	1,850,000,000	200,000,000	2,050,000,000

※ ユニット単価については PLN コンデンサ設置実績、および日本メーカー聞き取り値より算出

- 中央 VQC 制御方式の概算費用を表 9.2 に示す。

表 9.2 中央 VQC 制御方式の概算コスト

項目	費用
ソフトウェア(ミドルウェア、工場内試験含む)	160 百万円
ハードウェア(工場内保守費含む)	50 百万円
合計	210 百万円

- 中央 VQC 制御方式のコスト概算にあたっての条件を表 9.3 に示す。

表 9.3 中央 VQC 制御方式のコスト概算条件

システム実装	JCC にサーバ 1 式設置(二重化) ACC5 箇所にて端末各 1 台設置
監視対象	変電所の電圧および連系線などの無効電力
制御対象機器	発電機端子電圧／変圧器タップ／調相設備
操作箇所	ジャワ・バリ系統全体について、JCC から制御を行う。ただし、ACC の運用範囲のテレメータ情報の収集および制御機器への制御信号出力は ACC から行うものとし、JCC はそれらの信号の授受を ACC との通信データリンクにより実施する
通信設備	JCC～ACC 間の通信設備費用は含まず JCC・ACC～発電所・変電所間の通信設備費用は含まず

- 個別 VQC 制御方式の概算費用を表 9.4 に示す。

表 9.4 個別 VQC 制御方式の概算コスト

項目	500/150kV 変電所用装置	150/70kV 変電所用装置
演算盤	16.2 百万円	30 百万円 (演算盤、端末盤は一体)
端末盤(機器との入出力を分担)	25.2 百万円 2 装置/1箇所 を想定	
バックアップ用2次電圧制御装置	4 百万円	4 百万円
合計	45.4 百万円	34 百万円

- 個別 VQC 制御方式のコスト概算にあたっての条件を表 9.5 に示す。

表 9.5 個別 VQC 制御方式のコスト概算条件

	500/150kV 変電所用装置	150/70kV 変電所用装置
設置箇所	全変電所に1装置ずつ 34 箇所	調相設備設置変電所に 1 装置ずつ 51 箇所
主な機能	<ul style="list-style-type: none"> ・V1 積分制御による調相設備入、切 ・V2 積分制御によるタップ変更 ・整定値の時刻設定 5 パターン+ 試送電用パターン 	<ul style="list-style-type: none"> ・Q1 積分制御による調相設備入、切 ・V2 積分制御によるタップ変更 ・整定値の時刻設定 5 パターン
	<ul style="list-style-type: none"> ・V1 タイマー制御による調相設備高速制御機能 ・カレンダー機能(休日設定)、時刻補正機能 ・制御対象の変圧器、母線電圧などの認識は遠方にて手動設定 	
制御対象機器	変圧器タップ／調相設備	
装置構成	1 系列+バックアップ用 90Ry1 系列	

各案の費用を表 9.6 に示す。

表 9.6 各案の概算コスト

案	A	B	C
電力用コンデンサ	2015年 38.0 million USD 2021年 8.2 million USD	2015年 38.0 million USD 2021年 8.2 million USD	2015年 38.0 million USD 2021年 8.2 million USD
VQC	-	個別 VQC 34.1 million USD	中央 VQC 2.19 million USD
合計	46.2 million USD	80.3 million USD	48.39 million USD

* 1USD = 96.1 JPY = 10,000 IDR として換算

なお、PLN によれば、従来の対策である電力用コンデンサの設置については、PLN の自己資金で調達でき、またその実施も自力で可能であるものの、通信機能を備えたシステムによる状態評価や、監視機能による対策については、更なる検討が必要とのことであった。

9.2 各電圧対策案による便益

電圧の対策による便益としては、以下が考えられる。

- ・ 系統利用者の電気機器および発電機の正常な運転、高寿命化
- ・ 電圧崩壊による大規模停電の回避
- ・ 送電ロスの低減

4.2.3 節で示したように、現状系統のシミュレーション結果から、ジャカルタ首都圏の電圧低下の対策を講じないと、電圧崩壊による大規模停電に至るおそれがある。このため、本電圧低下対策の便益には、大規模停電を回避できることも含まれると考えられるが、この定量的な把握のためには、一般的には、設定が困難となる単位電力量の供給支障による社会・経済的な損害額を必要とする。また、電圧を適正に維持することによる需要家および発電所の電気機器、発電機の異常運転の回避も同様に、その社会・経済的な損害額を定量的に把握することは困難である。このため、本調査においては、これら大規模停電を回避できることによる便益、および電圧を適正な値に維持することによる系統利用者の電気機器の正常運転による便益は計算に含めず、定量的に把握が可能な、送電ロスの低減による便益のみを考えることとする。

送電ロスの低減による便益の計算には以下の条件を設定した。

- ・ 対策開始年を 2015 年とし、2015 年から 15 年間評価した。PLN では、対策設備の耐用年数については 30 年を基本としているが、電圧低下対策のための調相用コンデンサの緊急性を勘案してより短期的な期間(1/2)での償却を前提として評価した。
- ・ 2015 年のシミュレーション結果から、ジャカルタピーク需要時の電力用コンデンサの設置による電圧低下対策前後の送電ロスの低減量を求めた。5.2.4 節の結果から、2015 年のピーク需要時の送電ロスの低減量は 84 MW となった。

- ・ ピーク時のロス(MW)から年間のロス(MWh)の算出は以下の条件で行った。
 - 負荷率(Load Factor)： 70% (RUPTL では 2015 年以降 70-71%の想定)
 - 損失係数 = $0.15 \times \text{Load Factor} + 0.85 \times \text{Load Factor}^2 (= 0.5215)$
 - 年間ロス (kWh) = ピーク時のロス (kW) x 8760 (h) x 損失係数

- ・ 需要が増加すると、電力用コンデンサの設置による送電ロスの低減量が増加するため、一般には、対策時期より後の年度の効果が大きいと見積もるために、電圧対策 2015 年からは、2015 年の送電ロスの低減量と同じと仮定した。

- ・ 割引率を 10%とした。

- ・ ロスの単価は、PLN との協議により、0.06 USD の値を設定した。

送電ロスの低減による便益の計算結果を表 9.7 に示す。15 年間評価し、2015 年現在価値換算で 135 million USD となった。

表 9.7 送電ロスの低減による便益の計算結果

Year	Loss at Peak	Annual Loss	Loss Value	After Discount	Year	Loss at Peak	Annual Loss	Loss Value	After Discount
	MW	MWh	million USD	million USD		MW	MWh	million USD	million USD
2015	84	383740.6	23.0	23.0	2023	84	383740.56	23.0	10.7
2016	84	383740.6	23.0	20.9	2024	84	383740.56	23.0	9.8
2017	84	383740.6	23.0	19.0	2025	84	383740.56	23.0	8.9
2018	84	383740.6	23.0	17.3	2026	84	383740.56	23.0	8.1
2019	84	383740.6	23.0	15.7	2027	84	383740.56	23.0	7.3
2020	84	383740.6	23.0	14.3	2028	84	383740.56	23.0	6.7
2021	84	383740.6	23.0	13.0	2029	84	383740.56	23.0	6.1
2022	84	383740.6	23.0	11.8	Total (Million USD)				135.1

9.3 各電圧対策案の技術面からの比較検討

各電圧対策案の技術面からの比較検討結果を表 9.8 に示す。

当面は対策案 A を採用するものの、系統規模の拡大、ネットワークの複雑化、制御機器の増加に伴い、対策案 B もしくは対策案 C へ移行することが必要となる。費用比較では、(対策案 C)が経済的であり、それぞれ、得失があるものの、事故時など系統状況が大きく変わった場合の早期の電圧回復を重視した場合には、ジャカルタ首都圏の系統運用面から、(対策案 B) ジャカルタおよびジャワ島西部への電力用コンデンサおよび個別 VQC 制御を適用することが最も適切であると考えられる。

表 9.8 各電圧対策案の技術面からの比較検討結果

案	A 電力用コンデンサのみ設置	B 電力用コンデンサ+個別 VQC 方式	C 電力用コンデンサ+中央 VQC 方式
施工面	JCC・ACC と発電所間の通信設備費用は不要。	JCC・ACC と発電所間の通信設備費用は不要。	JCC・ACC と発電所間の通信設備が未整備の場合は別途整備費用が必要となる。
電圧調整面・制御装置運用面	<p>系統運用者が需要に応じて、逐次、発電機、調相設備、変圧器タップの制御を行う必要がある。</p> <p>系統の複雑化に伴い、電圧調整業務が増大。</p> <p>経験や勘といった運用者の資質に依存した調整になり、仕上がりにバラツキや調整遅れが生じるおそれがある。</p>	<p>事故時など、系統状況が大きく変わった場合においても、短時間で応答することが可能。</p> <p>各箇所の整定値を定める際、電気所間の協調制御を考慮する必要がある。</p>	<p>制御周期が 30 秒～2 分程度を要するため、事故時など、系統状況が大きく変わった場合、電圧の回復に一定の時間を要する。</p> <p>各箇所の整定値を定め際、電気所間の協調制御を考慮する必要がある。</p> <p>系統全体や対象箇所の送電損失最小化を考慮した電圧制御が可能。</p> <p>状態推定計算が収束していることが前提となるため、テレメータ・系統データのメンテナンスに不備があると適切な制御に支障がでる。</p>
評価	△	◎	○

第10章 提言

10.1 調相設備の設置

調相設備の設置について、以下を提言する。

- PLN および P3B JB にて工事を実施中の 475 MVar および計画済みの 1,070 MVar の電力用コンデンサの設置の着実な実施
- 上記に加え、2015 年までに 1,445 MVar、2021 年までにさらに、合計で 315 MVar 程度の量の電力用コンデンサの設置の着実な推進
- 変電所の将来設備構成を踏まえたパワーケーブルを活用した設置箇所の選定、遮断器の技術的確認、耐サージ性能の高い電力用コンデンサの選定を行い、更なる供給信頼度の向上

2015 年程度までのジャカルタ首都圏の電圧低下対策としては、PLN および P3B JB にて工事を実施中の 475 MVar および計画済みの 1,070 MVar の電力用コンデンサの設置に加え、さらに 2015 年までに、表 5.11 および表 5.12 に示された量(合計で 1,445 MVar) および 2021 年までにさらに、合計で 315 MVar 程度の量の電力用コンデンサの設置が必要である。

一方、電力用コンデンサの設置については、変電所の将来設備構成・事故時対応等の必要スペースを考慮した上でコンデンサバンクの設置個所を選定することが重要であり、設備設計としてこれまでの送電線引き出し近傍へのコンデンサ設置のみでなく、パワーケーブルを用いた接続を採用することで設置個所選定の自由度の向上、変電所用地の活用が可能である。また昼夜の電圧変動が大きい変電所に設置されたコンデンサバンクについては、将来にわたり頻繁な設備停止・運転が必要となり、そのたびに遮断器開閉サージ過電圧が機器に流入することを考慮して設備設計する必要がある。このような設備については系統重要度を考慮しながら、遮断器の多頻度開閉能力の技術的確認および、コンデンサ本体の耐サージ性能の高いものの採用により設備故障を減らすことが可能である。

10.4 節に述べるように、今後は調相設備計画について毎年見直しを行うことを推奨する。

10.2 電圧制御・系統監視機能

10.2.1 発電所・変電所における電圧調整

発電所・変電所における電圧調整方法について、以下を提言する。

- IPP 発電所を含めて、P3B JB がタップ位置を決定する権限を持つようなルールの見直しの検討
- AQR 運転の発電機の AVR 運転への変更の検討

発電機の昇圧用変圧器については P3B JB において Suralaya 火力発電所, Muaratawar 火力発電所などのタップ位置の見直しを進めているが,このような見直しをさらに進めることにより系統電圧の改善が期待できる。また、発電所の新增設時の昇圧用変圧器のタップ位置については現状主に PLN の Certification Department にて検討することが多い。他に Independent company (ローカルの Certification company) にて検討することもあるが, P3B JB では関与しておらず,多くのケースで,公称電圧が選定されている。

現状、系統電圧低下時は発電機の発生無効電力を設備上限近傍まで増加させる運用を行っているが,系統増強・コンデンサ追加などにより系統電圧が改善されてきた場合には,系統状況に応じた運用が求められる。Cirata 水力発電所などの大容量発電所では系統電圧の維持へより貢献させるためには, AQR 運転を AVR 運転とすることも対策の 1 つと考えられる。

10.2.2 電圧制御装置の適用

近い将来の電圧制御装置の適用について、以下を提言する。

- 系統規模の拡大, ネットワークの複雑化, 制御機器の増加に伴い, 事故時など系統状況が大きく変わった場合の早期の電圧回復を重視した場合には, ジャカルタ首都圏の系統運用面から, 個別 VQC 制御を適用すること

電力用コンデンサについては現状, 平日常時投入, 休日常時開放という運用を行っているが, 将来的には調相設備の増加に伴い, 需要に応じて投入・開放を行うことが必要となる。調相設備の操作は現状 JCC や ACC の EMS を通じてオンラインにて直接行っているが, 調相設備の増加に伴い, 運転員への負担を軽減するため自動化が必要になると思われる。また, 現状, 1 日の中で, 変圧器のタップ位置を調整している変電所は限定的であるが, 将来, 系統電圧が改善されてきた際には, より細かくタップ位置を制御することとともに発電所-変電所間の協調的な制御が求められる。この際には変圧器タップ位置の操作についても自動化が必要になると思われる。

なお, 中央 VQC 制御の適用にはテレメータ・系統データのメンテナンスに不備がなく, 給電システムの状態推定計算が収束していること, および JCC・ACC と発変電所間の通信設備が整備されていることが前提となるため, 将来条件が整った時期に, 系統全体や対象箇所の送電損失最小化を考慮した電圧制御を重視する場合には, その適用の検討が推奨される。

PMU システムの適用についても, 同様に給電システムの状態推定計算および通信設備の整備が前提となる。

10.2.3 系統監視機能

系統監視機能について、以下を提言する。

- 状態推定によるセキュリティ監視を機能させるため、SCADA システムの系統設備データのメンテナンスを強化すること。

JCC に導入されている SCADA については状態推定機能およびセキュリティ監視機能が具備されているが、系統データやオンラインデータのメンテナンス不足により状態推定の精度が低く、セキュリティ監視が機能していない。特に昇圧用変圧器、送電線などの系統データをメンテナンスする必要がある。

また、SCADA へ取り込んでいるオンラインデータについてはデータの欠損や、正負の符号や乗率が間違っていると思われるデータが散見されており、オンラインデータのメンテナンスすることにより状態推定の精度の向上が期待できる。人材面、予算面でも更なるリソースの投入が望まれる。

10.3 設備データの整備

設備データの整備について、以下を提言する。

- 発電機、送電線、変圧器、調相設備などの設備データの設備台帳を作成し、解析データの見直しができるような業務フローを構築すること

発電機、送電線、変圧器、調相設備などの設備データをそれぞれの設備メンテナンス部門やリレー部門などで管理している。系統運用部門ではデータベースとして Digsilent data を活用しているが、設備台帳を作成して管理することが望ましい。

また、新增設備の運用開始に伴い、計画部門にて使用している計画段階の解析データを見直すよう業務フローを構築することが望ましい。

10.4 調相設備計画の定期的な策定・見直し

調相設備計画の策定について、以下を提言する。

- 毎年程度の頻度で定期的に、電力用コンデンサ等の調相設備計画を策定すること。

需要の増加に伴い、系統電圧は一般的に低下する。このため、系統電圧を適正に維持するために、需要の増加に併せて、電力用コンデンサなどの調相設備を増設していく必要がある。調相設備計画の策定に必要な負荷の無効電力の想定は実測データを用いて行っており、需要が急激に増加しているジャカルタおよびインドネシアでは、長期計画の場合、想定精度が大きく低下すると考えられる。このため、電力用コンデンサ等の調相設備の設置計画は、毎年

程度の頻度で定期的に策定・見直しを行っていくことが望ましい。

この際、発電機の端子電圧、および無効電力出力、および変圧器巻線タップの動作等の電圧制御手法を総合的に考慮し、定められた運用目標電圧を維持するように電力用コンデンサ・分路リクアトルの設置を計画することが必要である。

10.5 ジャカルタ近郊の発電所・送電線建設

ジャカルタ近郊の発電所・送電線建設について、以下を提言する。

- ジャカルタの電圧、および電圧安定性の維持のためにも、ジャカルタ首都圏の供給系統に直接接続される発電所、およびジャカルタ北部の 500 kV 変電所の新設計画を着実に進めていくこと

本調査では 2021 年のジャワ・バリ系統モデルを用いて、ジャカルタ周辺の主な発電機、および送変電設備の設置による電圧維持の効果を、ジャカルタに送電する電力の限界値を用いて計算した。その結果、Banten 火力発電所、Bekasi 火力発電所、Lontar 火力発電所増設、Upper Cisokan 揚水発電所は、それぞれ、ジャカルタ首都圏の電圧維持に寄与することがわかった。特に、ジャカルタの 150 kV 系統へ直接送電する Lontar 火力発電所増設の効果が大きいことがわかった。

また、送変電設備では、500 kV の主な新設区間の効果が見られ、特に 500 kV Muara Tawar-Priok-Muara Karang- Duri Kosambi 変電所間の送電線、および 500 kV Muara Tawar 変電所、500 kV Priok 変電所のジャカルタ北部を東西に横断する送電線およびそのルート上の 500 kV 変電所の新設の効果が非常に大きいことがわかった。また、西側からの潮流をジャカルタ北部に回すための、500 kV Duri Kosambi 変電所- Kembangan 変電所- Balaraja 変電所間の送電線も効果が大きい。

10.6 周波数変動状況の把握と対策案の提言

10.6.1 監視諸量について

経済負荷配分を考慮した周波数調整を実現するため、以下を提言する。

- ELD のアプリケーションの導入
- ELD 実現に必要な発電機の諸データの収集
- ELD 実現に必要な給電情報の整備
- 経済配分を実施するための制度検討

周波数監視はリアルタイムで周波数トレンド、地域調整偏差量（ACE）、自動周波数制御（LFC）可能量など、監視諸量は必要量を満足していると考えます。JCC の需給、周波数調整機能については、ELD 機能が備えられていない。当直員の判断により実施されている状況。

ELD 機能を使用するためには、アプリケーションのインストールの他、発電機の使用する燃料タイプ、燃料単価、発電機の出力毎の熱効率、揚水発電所の水位ごとの発電効率、発電機の出力毎の出力変化速度など、機器の特性や経済性を表す情報のほか、水力発電所のダム水位などのテレメータ、指令値（下り信号）、出力指令の受信可否信号（上り信号）など給電情報の整備も必要となる。また、経済配分を実施するための制度の整備も必要。

本機能を使用することにより、現在から近い将来にわたり各発電機の出力配分を最適とすることができ、燃料費の削減を図ることができ経済メリットは大きい。

10.6.2 瞬動予備力の確保について

ジャワ・バリ系統全体における発電所の瞬動予備力を確保するため、以下を提言する。

- 発電所における LFC 対応可能量の確保へのインセンティブ付与など制度の検討
- LFC 運転を可能とする発電機制御システムの改善
- LFC 運転に関する一元化された情報

LFC 機能はあるが、対象は PLN 傘下の発電機で、IPP は、通信設備が備えられているものの金銭的補償が合意に至らず、使用していない状況である。

グリッドコードには LFC 量の目標値が 2.5%と記載されており、目標を守るよう各発電所に LFC での運転を依頼しているが、各発電所はフル出力での運転を強く希望し、しかしながら、フル出力では LFC が可能ではないといった場合がある。このような調整の結果として 2.5%を確保できない場合もある、ということである。発電事業者に対して発電機の容量の確保に対するインセンティブを与えるなどの制度上の対応、Cirata 水力発電所のような LFC 容量の大きい水力発電機の確保、あるいは Suralaya 火力で実施しているように、LFC に対応可能な設備改修などが必要と考える。設備の定期補修なども考慮して裕度を持った量を確保したい。

表 10.1 発電所と採用する速度調定率

Powerstation	Speed Droop	Constraints
Cirata Hydro	4%	LFC is unavailable under 30MW
Suralaya Coal	6.6%	

上表は、速度調定率（Speed Droop）の一例であるが、数字が小さいほど周波数変動に対する出力調整の感度が高い。Cirata 発電所は大容量の水力発電所で出力変動もガバナはゼロ～フル出力まで対応、LFC も 30MW～フル出力まで対応していることから、速度調定率の感度を Suralaya 火力に比べて高く整定していることは、周波数安定維持上、合理的である。このような、発電機の特性を考慮した速度調定率や LFC 容量など、瞬動予備力を一覧表にして定期的に更新するなどの一元管理を推奨する。

10.6.3 周波数調整方式について

機動的な発電機出力調整を可能とするため、以下を提言する。

- 発電所への出力調整指令の電話指令から直接制御への変更

発電機の出力調整は、JCC から発電所に向けて、あるいは 150kV 以下の系統に接続された発電所の場合 JCC から ACC を経由し、発電所に向けて、電話による指令で行われている。Suralaya 火力での調査結果では、朝の急峻な需要変動に対しても 15～20 分間に 1 回程度の出力調整依頼を行っている。この程度の頻度では予期せぬ需要変化や間欠的な変動に対し追従することは難しく、それが結果として周波数基準値を逸脱させる原因となっていると推察する。

表 10.2 発電所の出力調整

Voltage Level	Order by Whom	Operation by Whom	Tool of Order
500 kV	JCC	Operators in Power Stations	Telephone
150-70 kV	ACC		Telephone

周波数変動の改善のためには、現在よりきめ細かい（多頻度の）出力指令が必要であり、そのためには SCADA を介した数値入力やマウスクリックなどによる、オンラインによる発電機の出力指令を導入することが効果的と考える。現在の電話指令による調整方式では、変化する需要への対応に遅れる可能性が高く、今後、多くが導入されると考えられる石炭火力は出力変化速度が速くないこともあり、さらに対応が遅れる頻度が高くなると予想される。JCC からの直接の発電機出力調整を、早期に導入することを推奨する。

10.6.4 発電機の制約条件の把握について

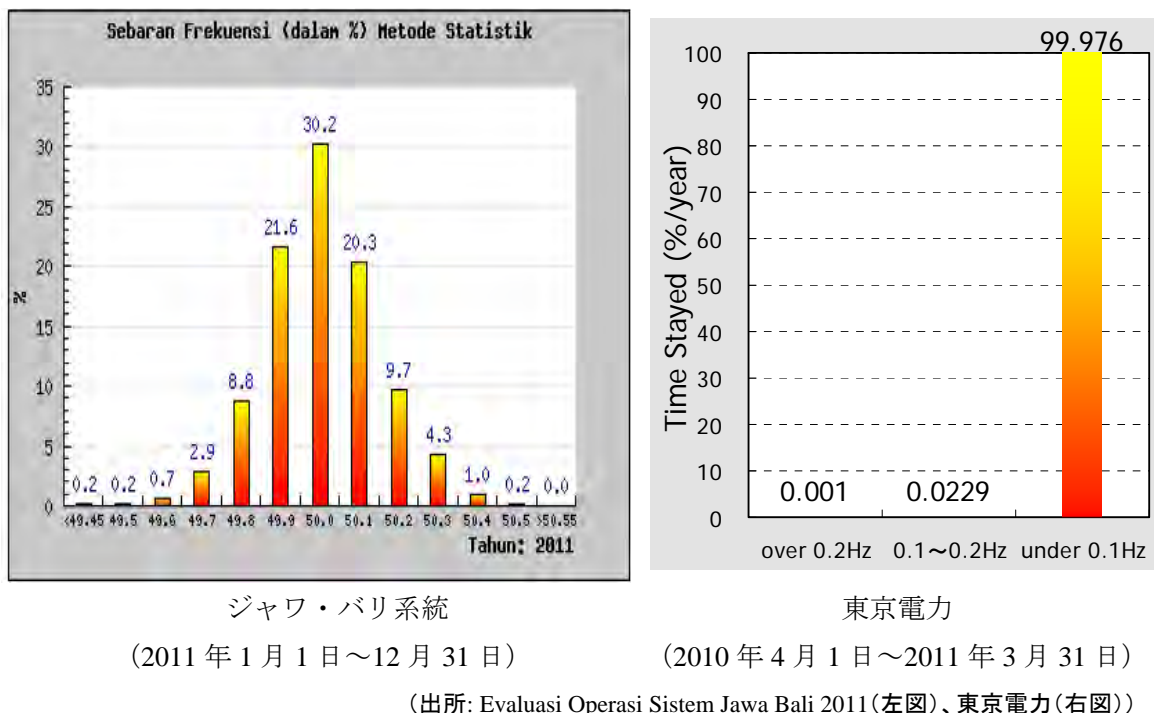


図 10.1 周波数範囲と滞在率

数分先、数時間先を予測した効果的な発電機出力調整を可能とするため、以下を提言する。

- 発電機出力調整に影響を与える制約条件の収集と整理
- 発電機出力調整への制約条件の運用者間での情報共有

発電機の調整余力には、数時間先のための余力に加えて、数秒～数分先のための余力を把握することが必要であり、これには既に導入されている LFC 制御量を把握することが有効である。

また、変動する需要に追従して発電機の出力を調整するためには、発電機の変化速度を把握することも重要であり、例えば Suralaya 火力の場合、2, 5, 10 MW/min の変化速度を選択することができる。

さらには、一般的に石炭火力の場合、石炭ミルの切替により出力変化が 10～数十分程度できない場合もあり、石油火力でも 600 MW を超えるような大型火力の場合は給水ポンプの台数変更の際に同様のことが発生する。また、電気集塵機の清掃や保安装置の試験の際にも出力変化の要請に応じてもらえない。LNG 設備からは外気温により自然にガス (Boil Off Gas という) が発生し、発電所の合計出力の最低値が制限されており、LNG 船から LNG を受け入れる際は、さらにその最低出力が上昇する場合もあるなど、発電機毎の制約がある。

今後、ジャワ・バリ系統の系統規模拡大に伴って、600 MW 以上の大容量火力が多く導入

される計画があることも考慮すると、このような種々の制約条件を把握し、運用者のなかで情報共有することの必要性が増していくものとする。

図 10.1 は、ジャワ・バリ系統と東京電力の周波数変動の実績を示したものである。東京電力のデータでは1年間のうち 99.976%の割合で 49.9Hz～50.1Hz の間で制御されている。しかも、この期間には東日本大震災の 2011 年 3 月 11 日（0.2Hz 以上の周波数変動は 221 秒間であった）を含んでいる。

上述の発電機の出調整に影響を与える制約条件を整理、資料化して運用者で情報を共有するなど、地道な取り組みを続けることにより、周波数制御を改善していくことを提言する。

(コラム) 経済負荷配分制御 (ELD)と負荷周波数制御 (LFC)

経済負荷配分制御 (ELD : Economic Load Dispatch)について

数十分～数時間の需要変動に対する周波数調整（この時間領域を” Tertiary Control” と呼ぶ）においては、発電機による供給と需要とをバランスさせるため、日間の需要カーブを想定し、発電機の運転スケジュールを作成、これに基づき、中央指令所からの指令により、発電機の出調整して周波数を維持する。

この際の発電機毎の出調整について、最も経済的な組み合わせを自動で選定することを ELD（経済負荷配分制御）と呼んでいる（EDC：経済負荷配分制御とも呼ぶ）。燃料コスト最小化のために有効である。

負荷周波数制御 (LFC : Load Frequency Control)について

急な天候変動や社会活動に伴う需要変動などにより、数分～数十分の時間領域（” Secondary Control” と呼ぶ）では、実際の需要と想定した需要との間には当然、乖離が生じる。この想定需要と発電機出力合計の乖離に伴う、基準周波数からの偏差を検出し、対象に選定した発電機に対して偏差に見合った運転出力へ変更するよう、中央指令所からの指令によって発電機を制御する。これを LFC（負荷周波数制御）と呼んでいる（AGC：自動発電制御とも呼ぶ）。対象とする発電機を十分確保することは、周波数適正維持のために有効である。

