

「最適電源開発計画」とは、国家の持続的な発展に資するため、エネルギーの有効利用、環境保全等の政策を考慮しつつ、低廉な電力の安定供給を目指した「最小費用計画」と定義できる。

従来、国営電力会社（PLN）においては、「最小費用計画」を設備投資の判断基準としてきた。今後、電力セクターの自由化が進捗し電力の供給体制が変化していくが、自由化後も、国家として電力セクターへの投下コストを最小化するという基本的な考え方は不変であることから、本章で扱う「最小費用計画」をベースにした電源開発計画は、「最適電源開発計画」として将来的に有効である。

自由化後の政府の役割は、投資計画を決定するのではなく、民間資本の活用のため、電力セクターの将来像を検討し発信していくことである。「最適電源開発計画」の提示は、民間資本が電力市場へ投資する場合のガイダンスとして、今後、重要な意味を持つ。

#### 最適電源開発計画の検討手順

##### 第1ステップ：スクリーニング曲線分析

スクリーニング曲線分析とは、電源の年経費とデューレーションカーブから、必要とされる電源構成比を概推する方法である。シミュレーションに先立ち、スクリーニング曲線分析を実施することで、必要とされる電源構成の考え方を整理すると共に、WASP-IVを用いたシミュレーション結果の理解の一助とする。

##### 第2ステップ：WASP-IVによる最適電源計画の検討

WASP-IVを用いて、電源開発計画をシミュレートする。最小費用となる電源開発計画をベースケースとし、燃料価格の上昇、開発リードタイム、環境政策等の影響を一次エネルギーの観点から評価する。また、電力の安定供給のために解決すべき課題を検討し、電源開発計画の実現に向けた方針を提言する。

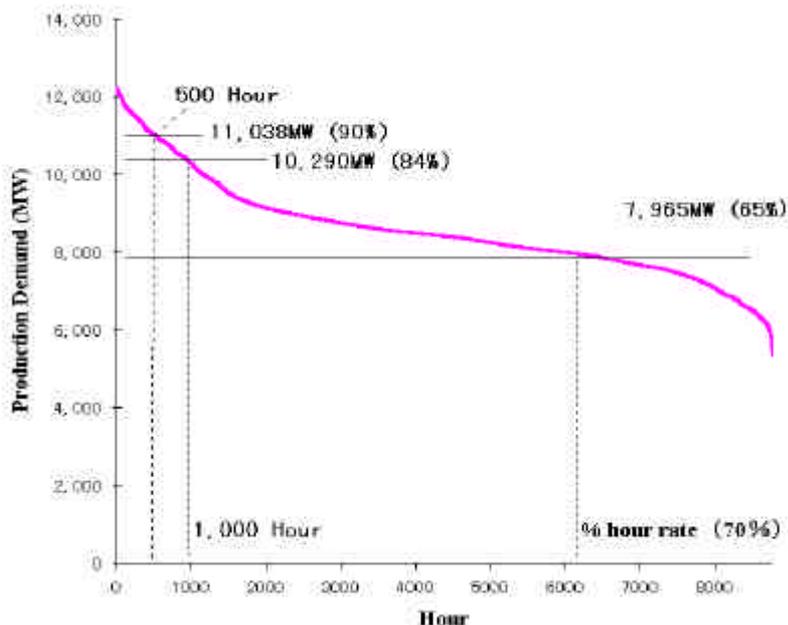
##### 第3ステップ：課題と提言を踏まえた電源構成の試算

長期的な電源開発計画の指標とすべく、各種制約条件が緩和されることを前提に最小費用となる電源構成を求めるとともに、環境保全、一次エネルギーの有効利用に考慮した電源構成について試算する。

## 7.1 スクリーニング解析

### 7.1.1 需要持続曲線（デュレーションカーブ）

図 7.1.1 に 2000 年のインドネシアの需要持続曲線（以下デュレーションカーブと言う）を示す。2000 年の最大需要は発電端で 12,231MW、負荷率は 69.9%である。



出典：P3B

図 7.1.1 デュレーションカーブ実績（2000年）

#### (1) ピーク需要

表 7.1.1 に 2000 年のピークの電力需要を示す。最大電力需要 12,231MW（100%）に対し 500 時間および 1,000 時間の需要はそれぞれ、11,038MW（90.2%）ならびに 10,290MW（84.1%）である。

表 7.1.1 はピーク上位 1,000 時間を、四半期別、時刻別、曜日別に分類した結果を示す。

四半期別では、3Q・4Q の占める時間割合が多い。これは、気温が年中ほぼ一定であることから電力需要の季節依存が小さく、常に需要の伸びが継続していることが判る。

また、時刻別では、ピークが 18 時から 21 時に集中していること、曜日別では、ピークが土曜日にも発生していることが判る。DSM メニューはこれらを考慮しつつ検討する必要がある。

表 7.1.1 ピーク需要分析結果 (2000 年)

四半期による別		時刻による別		曜日による別	
期	時間数	時刻	時間数	曜日	時間数
1Q	155	17:00	0	日	47
2Q	244	18:00	154	月	137
3Q	316	19:00	333	火	181
4Q	285	20:00	313	水	181
		21:00	200	木	171
		22:00	0	金	149
				土	134
計	1,000	計	1,000	計	1,000

(2) ベース需要

一般に、ベース電源は稼働率 70%程度を目標とする。図 7.1.1 から、時間割合で 70%となる需要を求めると、7,965MW となり最大需要の 65%に相当する。また、後述する負荷率も 70%程度と比較的高い。

したがって、インドネシア国におけるベストミックスは、ベース電源（一般水力、地熱、石炭火力）の設備割合が比較的大きくなると考えられる。

7.1.2 負荷率

表 7.1.2 に東南アジア諸国の負荷率の推移を示す。一般に熱帯地域の負荷率は比較的高く、ジャワ-バリ系統の負荷率も同様に 70%程度となっている。しかし、タイ国の負荷率は、インドネシアに比べるとさらに高い。

表 7.1.2 東南アジア諸国における負荷率の推移 (単位: %)

Country year	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Indonesia (Java-Bali)	62.1	67.5	65.1	72.8	74.9	68.0	66.8	68.6	70.1	68.9	67.6
Thailand	68.8	70.4	71.7	73.6	74.4	74.5	75.1	73.1	71.3	71.9	74.4
Philippine	70.3	71.2	71.2	56.6	65.0	72.6	71.3	70.3	69.6	70.8	68.6

Source: Overseas Electric Power Industry Statistics/ Japan Electric Power Information Center

PLN STATISTICS

図 7.1.2 にタイ国の 10 年間の日負荷曲線の推移を示す。10 年前には、同国の日最大負荷は、夕刻に現れていた。一方、現在では昼間帯に現れている。インドネシアのロードカーブも、産業部門の需要増大により、同様の变化をすることが考えられる。

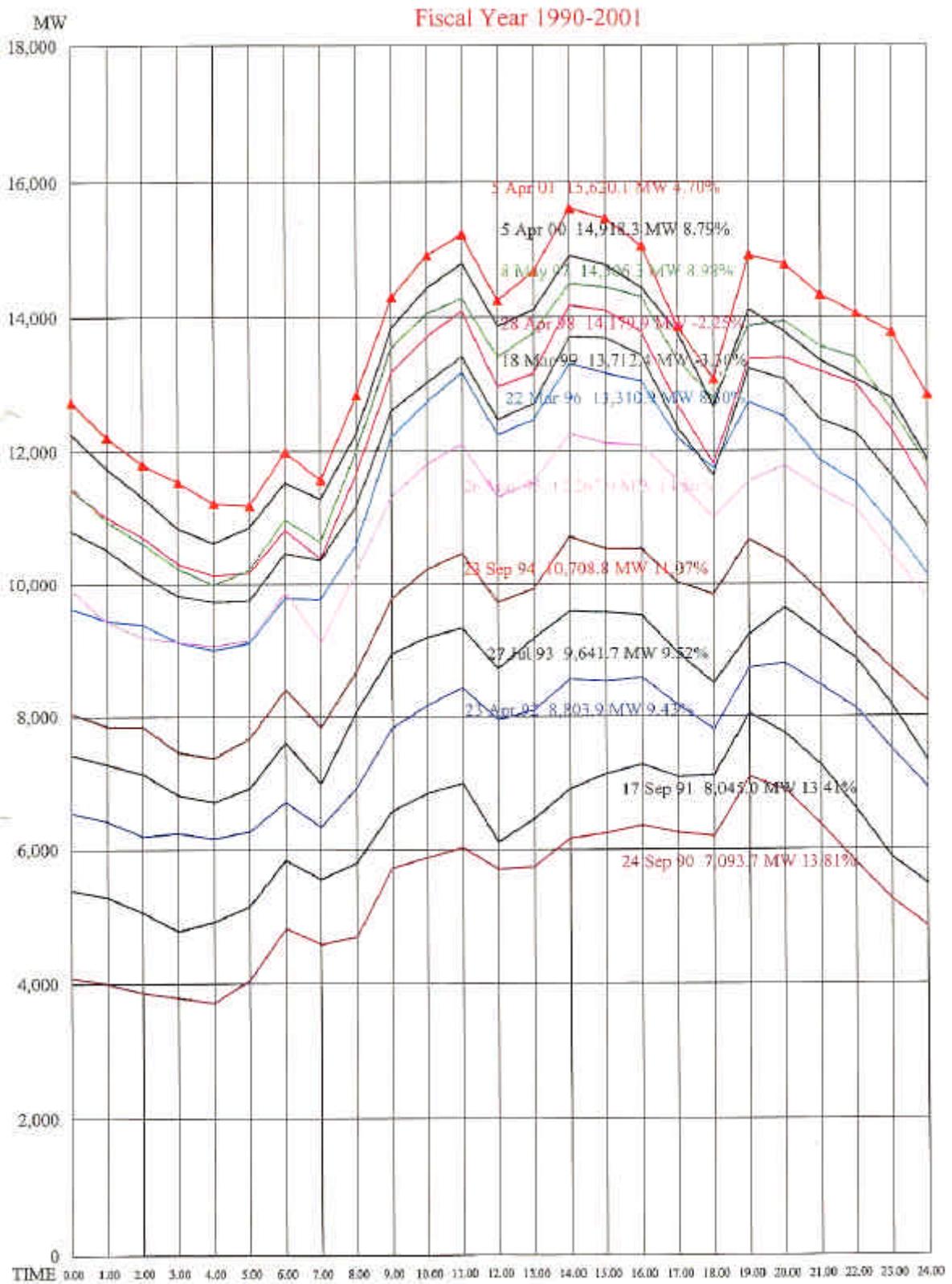
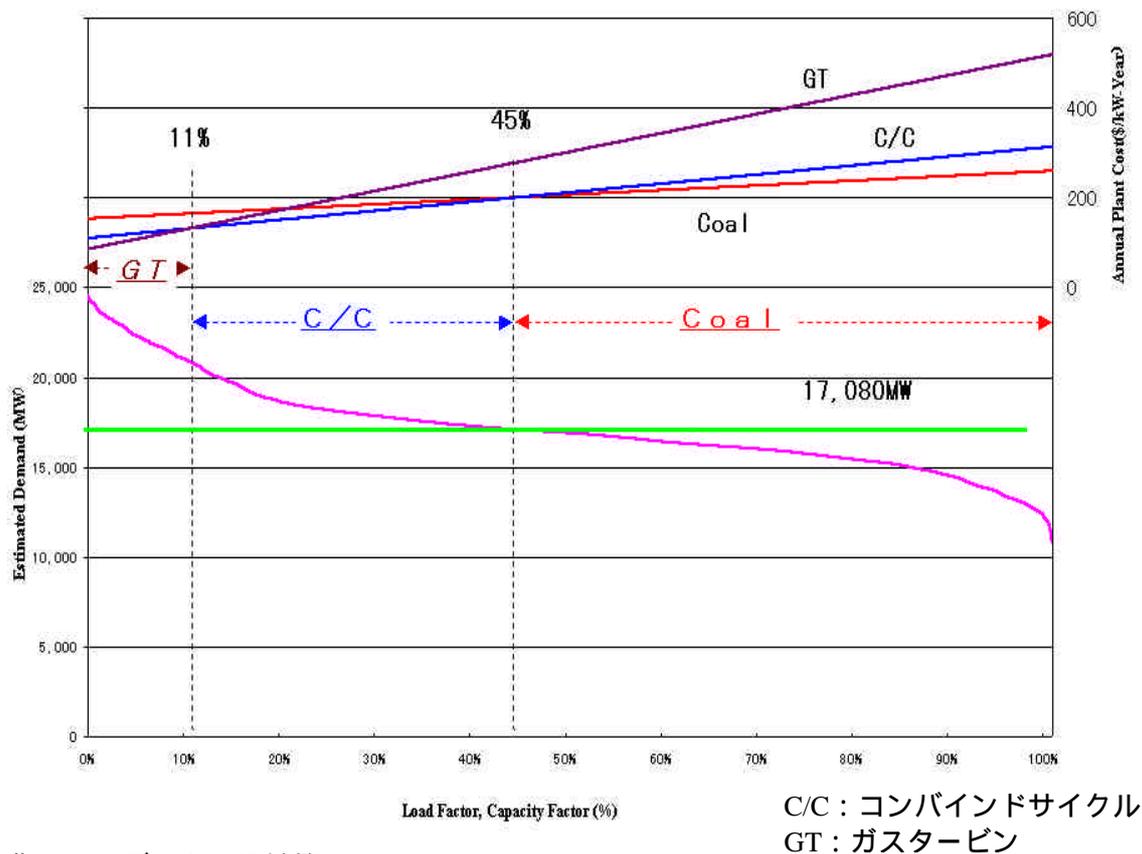


図 7.1.2 タイ国の日負荷曲線の推移

### 7.1.3 スクリーニング曲線分析

WASP- を用いたシミュレーションに先立ち、スクリーニング曲線分析を実施する。図 7.1.3 に、各電源のスクリーニングカーブならびに 2010 年断面での予測デューレーションカーブを示す。



出典：PLN データより計算

図 7.1.3 スクリーニング曲線分析結果

スクリーニングカーブ分析の結果、石炭火力とコンバインドサイクル火力のコスト分岐点は、設備利用率 45% となり、2010 年断面の需要では 17,080MW に達する。

一方で、現状のベース電源設備は 9,950MW (一般水力 2,536MW、地熱 765MW、石炭 6,650MW) であり、この差を石炭火力の建設で対応する場合、必要な石炭火力開発量は 7,000MW (=17,080MW - 9,950MW) 程度となる。

参 考 1

各電源の建設単価等の基礎資料は PLN 計画値（7.2.2 項で後述）を用いた。電源の経費化は下式によった。

電源の年経費 = APC (\$/kW-year)

$$(APC)_f = [r]_i^T \times I + \frac{i \times (FIC)}{100} + 12 \times (O\&M_{fixed}) + 8.76 \times [(FC)_f + (O\&M_{variable})_f] \times \frac{f}{100}$$

$$[r]_i^T = \frac{i \times (1+i)^T}{(1+i)^T - 1}$$

where:

APC	=	電源の年経費
I	=	設備投資コスト
FIC	=	燃料在庫コスト
FC	=	燃料コスト
O&M	=	運転 & 保守費用
T	=	耐用年数
i	=	利率
f	=	プラントの平均設備利用率 (in %)
$[r]_i^T$	=	年経費率: (年間平均固定費率)

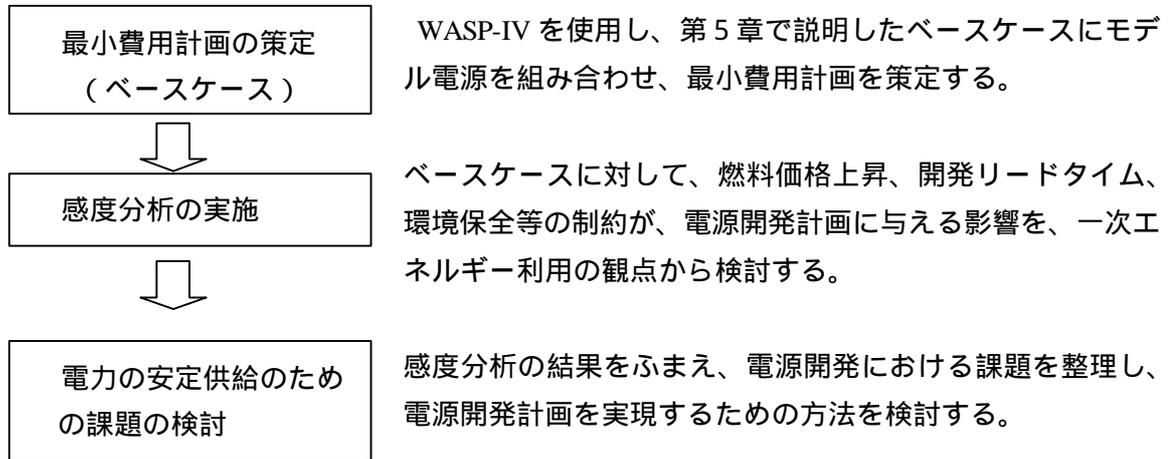
Source: The manual of WASP-IV

経済性の境界は次のようになる。

<u>設備利用率</u>	<u>優先順位</u>
11% >	ガスタービンが最経済
45% >、 > 11%	コンバインドサイクルが最経済
> 45%	石炭焚き一般火力が最経済

## 7.2 最適電源開発計画の検討

この節では、WASP-IV を用いて最適電源計画について検討する。検討手順は次の通りである。



### 7.2.1 ベースケースの検討

#### (1) ベースケースの前提条件

ベースケースは、2006年以降電源開発に関わる制約条件が無い場合の最小費用計画とした。

##### a. 既計画火力

既計画火力の前提は、第5章で定めたベースケースと同じであり、これにモデル電源を組み合わせる。

##### [ ベースケース ]

- ・ プマロン発電所 : 2003年(100MW) ガスタービン運開  
2004年(150MW) コンバインド運開
- ・ タンジュン・ジャティ B : 2005年(1,320MW = 660MW × 2) 運開
- ・ ムアラカラン発電所 : 2006年(500MW) ガスタービン運開  
2007年(720MW) リパワリング運開

##### b. 検討需要

第4章で示した、JICA/LPE CASE 1 需要並びに JICA/LPE CASE 2 需要。

c. 検討期間

15年

LOLP (見込み不足確率)

電源の故障確率、水力の出水変動確率を考慮し、確率的に年間の供給支障日数を算定する手法。

d. 供給信頼度

2006年以降、LOLP (見込み不足日数) = 1 day / 年をクライテリアとした。

e. ディスカウントレート

12%

f. 燃料制約

- ・ガス火力発電所：既設発電所についてテイクオアペイ契約を考慮した。  
グラチ、タンバロロック、ムアラタワールの各火力発電所（現在HSD使用）のガス転換は考慮しない。
- ・地熱火力発電所：テイクオアペイ契約を考慮した。

g. モデル電源

次の4種類の電源についてモデル化した。詳細条件を表7.2.1に示す。

表 7.2.1 考慮するモデル電源

Unit Type	Steam Turbine Unit	Combined Cycle Unit	Gas Turbine Unit	Pump-Storage Unit
Abbreviation	ST	C/C	GT	P-S
Fuel	Coal	Gas	HSD	-
Capacity (MW)	600	600	120	250
Construction Cost (\$ / kW)	900	650	500	600
Life Time (Years)	25	20	15	50
Construction Period (Years)	4	3	2	5
Fuel cost (US\$ / Gcal)	4.2	8.7-10.1*	14.5	-
Cycle Efficiency of Pump Storage unit	-	-	-	70%
Heat Rate (kcal / kWh)	2,380	2,100	3,100	-

\* Depending on units / power plants

\*\* Using straight depreciation method

h. 電源別運開時期

- ・石炭火力発電所：タンジュン・ジャティBを除き、運転開始を2006年以降とした。
- ・C/C火力発電所：ムアラ・カランリパワリングを除き、2006年以降とした。
- ・ガスタービン：2006年以降とした。

( 2 ) WAsP-IV 出力結果 ( ベースケース )

表 7.2.2 に、JICA/LPE CASE 2 需要ならびに JICA/LPE CASE 1 需要における WAsP-IV の出力結果を示す。

表 7.2.2 WAsP-IV 出力結果 ( ベースケース )

Year	Demand-JICA/LPE CASE 2					Demand-JICA/LPE CASE 1				
	Demand (MW)	ST	C/C	GT	P-S	Demand (MW)	ST	C/C	GT	P-S
		Number of Units					Number of Units			
2001	13,041					13,041				
2002	14,089					13,821				
2003	15,073					14,497				
2004	16,071			<sup>3)</sup> 1		15,266			<sup>3)</sup> 1	
2005	17,170	<sup>1)</sup> 2				16,185	<sup>1)</sup> 2			
2006	18,374	4	<sup>2)</sup> 2			17,220	3	<sup>2)</sup> 1		
2007	19,659		2			18,348		2		
2008	21,075		2	3		19,612	1	1		
2009	22,621	3		1		21,000	1	1	3	
2010	24,297	3		2		22,539	2	1		
2011	26,099	3		2	1	24,225	4			
2012	28,040	3	1			26,058	3			1
2013	30,131	3			2	28,048	2	1	2	1
2014	32,380	3			3	30,208	2		1	4
2015	34,800	5				32,549	5			
Total Number		29	7	9	6	-	25	7	7	6
Total Capacity (MW)		17,520	4,320	1,110	1,500		15,120	4,320	870	1,500

- 1 ) タンジュン・ジャティ B を示す。
- 2 ) ムアラ・カラリパワリング 1 機を示す。
- 3 ) プマロンを示す。

表 7.2.2 から次のことが判る。

石炭火力発電所

電源開発は石炭火力が中心となる。これは、7.1.3 で述べたスクリーニングカーブによる分析結果に等しい。2015 年までに必要な開発量は、JICA/LPE CASE 2 需要で 17,520MW、JICA/LPE CASE 1 需要で 15,120MW に達する。必要な開発量は需要により変化するが、その影響は、他の発電設備より顕著である。

なお、両ケースとも、2006 年に 3 機以上の石炭火力の開発が計画されている。石炭火力の場合、開発のリードタイムに 6 年程度必要なこと、現在のところ具体的な案件がないことから、実現は非常に厳しい。

コンバインドサイクル発電所 ( 天然ガス )

必要な開発量は需要により変化するが、コンバインド火力発電所ならびにガスタービン発電所の必要量は、石炭火力に比べると需要の影響は小さい。これは、需給運用上、ピークおよびミドル対応電源が一定量必要であるためである。

### ガスタービン火力発電所（HSD）

JICA/LPE CASE 2 需要、JICA/LPE CASE 1 需要の両ケースで、開発量は小さく、870～1,110MW 程度となる。ピーク需要に対応するため、揚水発電所の開発の影響を強く受ける。

### 揚水発電所

揚水発電所の導入は、揚水原資となる発電所の開発状況、並びにピーク電源の設備量（ガスタービン）の影響を受けるが、両需要ケースとも 2015 年までに、1,500MW 程度の開発が必要との計算結果を得た。この結果は、最小費用計画における揚水開発を意義づけているものとする。

### （3）電源構成比

表 7.2.3 にベースケースにおける電源構成比の推移を示す。2015 年の石炭の電源構成比は、両需要ケースで 55%程度となり、一般水力、地熱を合わせたベース電源の構成比は 60%を越える。なお、これに対応するように揚水発電も増加する。なお、図 7.2.1 には、JICA/LPE CASE 2 需要に対応する発電設備の推移を示す。

表 7.2.3 電源構成比（ベースケース）

Demand:JICA/LPE CASE 2		(UNIT:MW,%)							
	2001		2005		2010		2015		
Hydro	2,536	13.6%	2,536	12.7%	2,536	8.4%	2,536	6.0%	
P.S.	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	1,500	3.5%	
Coal	6,650	35.7%	7,970	39.9%	13,970	46.4%	24,170	57.1%	
Gas	4,749	25.5%	4,649	23.3%	8,369	27.8%	8,969	21.2%	
HSD	3,108	16.7%	3,258	16.3%	3,978	13.2%	4,218	10.0%	
MFO	800	4.3%	800	4.0%	500	1.7%	200	0.5%	
GEO	765	4.1%	765	3.8%	765	2.5%	765	1.8%	
Total	18,608	100.0%	19,978	100.0%	30,118	100.0%	42,358	100.0%	

Demand:JICA/LPE CASE 1		(UNIT:MW,%)							
	2001		2005		2010		2015		
Hydro	2,536	13.6%	2,536	12.7%	2,536	8.4%	2,536	6.4%	
P.S.	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	1,500	3.8%	
Coal	6,650	35.7%	7,970	39.9%	12,170	40.4%	21,770	54.8%	
Gas	4,749	25.5%	4,649	23.3%	8,369	27.8%	8,969	22.6%	
HSD	3,108	16.7%	3,258	16.3%	3,618	12.0%	3,978	10.0%	
MFO	800	4.3%	800	4.0%	500	1.7%	200	0.5%	
GEO	765	4.1%	765	3.8%	765	2.5%	765	1.9%	
Total	18,608	100.0%	19,978	100.0%	27,958	92.8%	39,718	100.0%	

注：燃料別の仕分けであり略語は次の通り。（以下同じ）

Hydro：一般水力および貯水池式水力発電所、P.S.：揚水発電所、

Coal：石炭火力発電所、Gas：ガス火力発電所、HSD:ディーゼル火力発電所、

MFO：重油火力発電所、GEO：地熱発電所

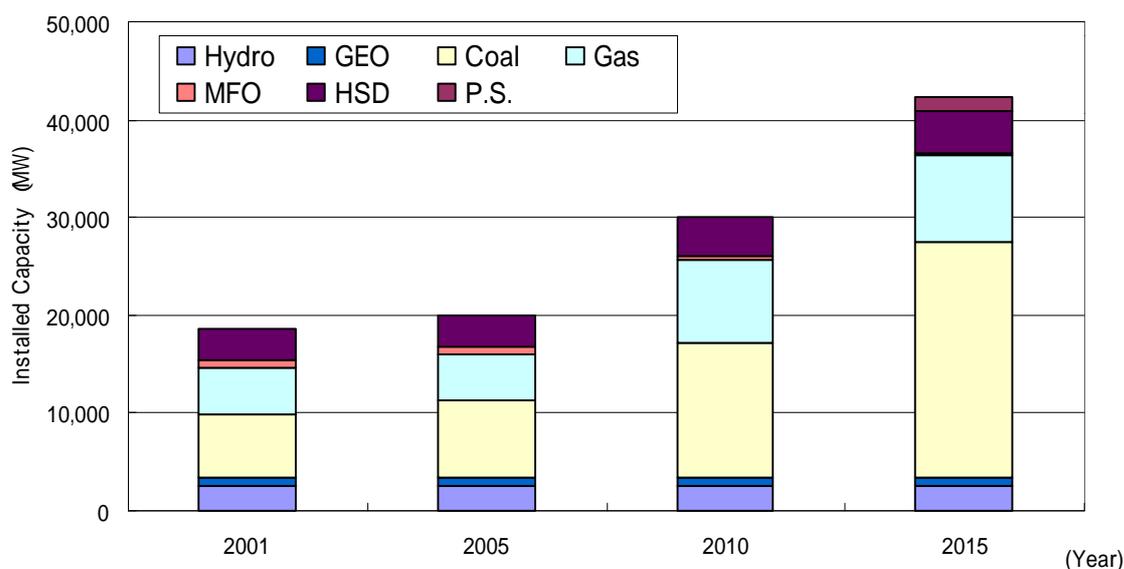


図 7.2.1 発電設備の推移 (JICA/LPE CASE 2 需要)

(4) 発電電力量

表 7.2.4 にベースケースにおける発電電力量を示す。2015 年の石炭の発電電力量構成比は、両需要ケースで 70%を超える。また、水力、地熱を合わせたベース電源の構成比は 80%に達する。

表 7.2.4 発電電力量構成 (ベースケース)

Demand: JICA/LPE CASE 2		(UNIT: GWh, %)							
	2001		2005		2010		2015		
Hydro	7,719	9.5%	7,719	7.2%	7,719	5.1%	7,719	3.5%	
P.S.	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	1,500	0.7%	
Coal	37,577	46.2%	53,776	50.5%	92,893	61.6%	159,187	72.9%	
Gas	21,965	27.0%	24,805	23.3%	38,332	25.4%	39,694	18.2%	
HSD	6,880	8.5%	11,881	11.2%	5,230	3.5%	4,054	1.9%	
MFO	1,717	2.1%	2,510	2.4%	833	0.6%	377	0.2%	
GEO	5,402	6.6%	5,864	5.5%	5,864	3.9%	5,864	2.7%	
Total	81,260	100.0%	106,555	100.0%	150,871	100.0%	218,395	100.0%	

Demand: JICA/LPE CASE 1		(UNIT: GWh, %)							
	2001		2005		2010		2015		
Hydro	7,719	9.5%	7,719	7.7%	7,719	5.5%	7,719	3.8%	
P.S.	0	0.0%	0	0.0%	0	0.0%	1,209	0.6%	
Coal	37,577	46.2%	52,169	51.8%	81,560	58.3%	143,922	70.5%	
Gas	21,965	27.0%	23,141	23.0%	38,488	27.5%	40,294	19.8%	
HSD	6,880	8.5%	9,629	9.6%	5,504	3.9%	4,608	2.3%	
MFO	1,717	2.1%	2,243	2.2%	879	0.6%	385	0.2%	
GEO	5,402	6.6%	5,864	5.8%	5,864	4.2%	5,864	2.9%	
Total	81,260	100.0%	100,765	100.0%	140,014	100.0%	204,001	100.0%	

なお、図 7.2.2 に JICA/LPE CASE 2 需要における発電電力量の推移を示す。さらに、図 7.2.3 に、同需要における、2015 年断面の発電電力量構成の概念図を示す

図 7.2.2 発電電力量の推移 (JICA/LPE CASE 2 需要)

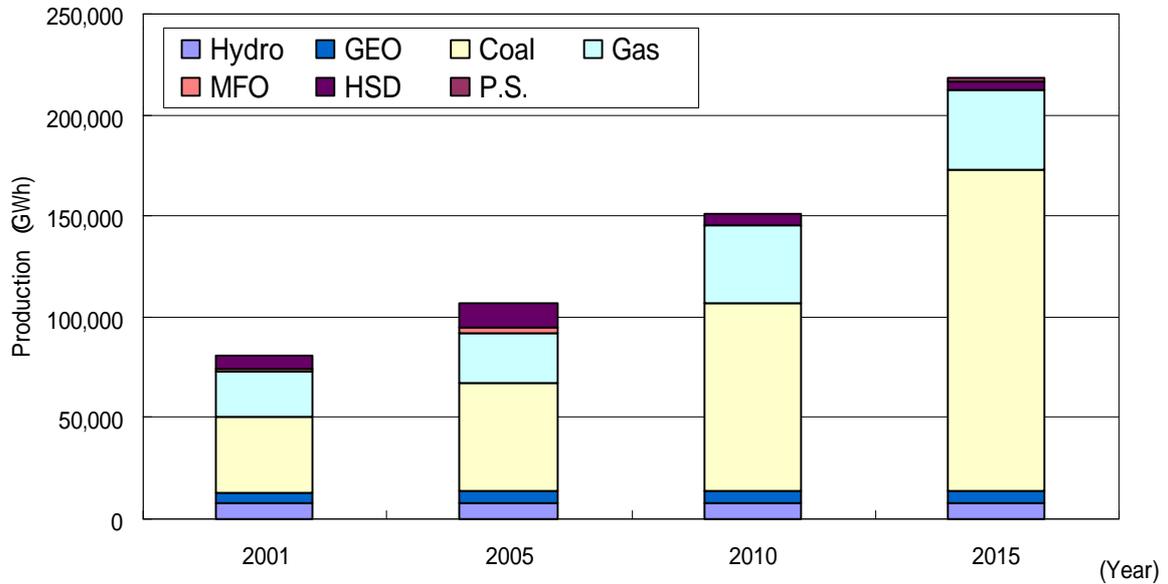
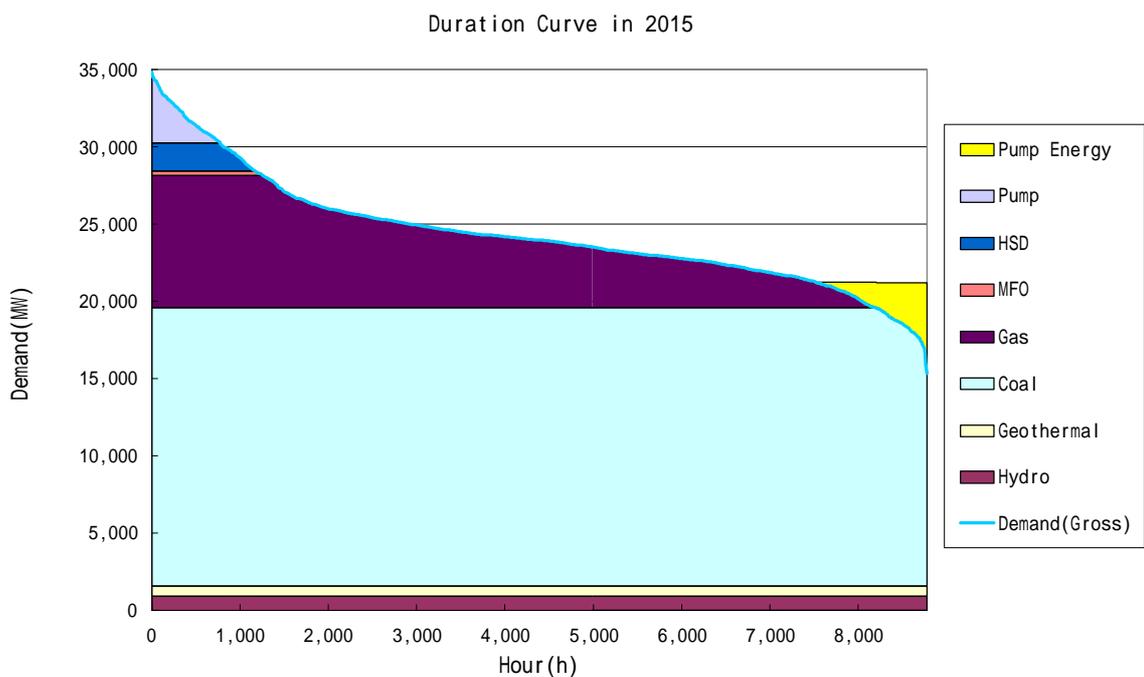


図 7.2.3 発電電力量構成 (2015 年 JICA/LPE CASE 2 需要)



(5) 設備利用率

表 7.2.5 にベースケースにおける設備利用率を示す。2015 年の設備利用率は、石炭設備で 75%、天然ガス設備で 50%、MFO 設備で 20%、HSD 設備で 10%程度となる。これは、先に述べたスクリーニング曲線解析結果とほぼ等しい。

表 7.2.5 設備利用率 (ベースケース)

Demand:JICA-CASE2		(UNIT:%)		
	2001	2005	2010	2015
Hydro	35%	35%	35%	35%
P.S.	-	-	-	11%
Coal	65%	77%	76%	75%
Gas	53%	61%	52%	51%
HSD	25%	42%	15%	11%
MFO	25%	36%	19%	22%
GEO	81%	88%	88%	88%
Total	50%	61%	57%	59%

Demand:JICA-CASE1		(UNIT:%)		
	2001	2005	2010	2015
Hydro	35%	35%	35%	35%
P.S.	-	-	-	9%
Coal	65%	75%	77%	75%
Gas	53%	57%	52%	51%
HSD	25%	34%	17%	13%
MFO	25%	32%	20%	22%
GEO	81%	88%	88%	88%
Total	50%	58%	57%	59%

(6) 燃料計画

表 7.2.6 にベースケースにおける燃料計画を示す。発電電力量の増加に伴い、石炭の消費量は増加し、JICA/LPE CASE 2 需要の場合、2015 年には 7,200 万 t に達する。これは、現行の 4 倍以上にあたる。また天然ガスの消費量は、両需要ケースで 340BSCF 程度となる。これは、現行の 2 倍弱となる。

表 7.2.6 燃料計画 (ベースケース)

Demand:JICA-CASE2		(UNIT:KT,BSCF,kl)		
	2001	2005	2010	2015
Coal	17,016	24,352	42,065	72,085
Gas	192	216	327	337
HSD	1,682	3,013	1,316	1,035
MFO	478	699	233	100

Demand:JICA-CASE1		(UNIT:KT,BSCF,kl)		
	2001	2005	2010	2015
Coal	17,016	23,624	36,933	65,172
Gas	192	202	328	343
HSD	1,682	2,412	1,374	1,160
MFO	478	625	246	102

(7) 環境特性

表 7.2.7 に CO<sub>2</sub> 排出量の推移を示す。燃料使用量の増加に伴い CO<sub>2</sub> も増加し、2015 年には、JICA/LPE CASE 2 需要で 180 百万 t、JICA/LPE CASE 1 需要で 170 百万 t 程度となる。また、排出量原単位は石炭の消費量増加に伴い JICA/LPE CASE 2 需要で、現行の 0.66kg-CO<sub>2</sub>/kWh から、0.82kg-CO<sub>2</sub>/kWh 程度まで増加する。

なお、日本における CO<sub>2</sub> 排出量原単位は 0.403 kg-CO<sub>2</sub>/kWh (2000 年度) である。インドネシアの CO<sub>2</sub> 排出量原単位が高い理由として、原子力発電所が存在しないこと、火力発電所の熱効率が低いこと等が考えられる。

表 7.2.7 CO<sub>2</sub> 排出量 (ベースケース)

Demand: JICA-CASE2		(UNIT: kT)			
	2001	2005	2010	2015	
Coal	36,925	52,843	91,280	156,423	
Gas	11,271	12,725	19,232	19,828	
HSD	4,113	7,369	3,218	2,532	
MFO	1,432	2,091	698	298	
Total	53,742	75,028	114,428	179,082	
GWh	81,260	106,555	150,871	218,395	
kg-CO <sub>2</sub> /kWh	0.661	0.704	0.758	0.820	

Demand: JICA-CASE1		(UNIT: kT)			
	2001	2005	2010	2015	
Coal	36,925	51,263	80,144	141,423	
Gas	11,271	11,875	19,302	20,152	
HSD	4,113	5,899	3,361	2,838	
MFO	1,432	1,870	736	304	
Total	53,742	70,907	103,542	164,717	
GWh	81,260	100,765	140,014	204,001	
kg-CO <sub>2</sub> /kWh	0.661	0.704	0.740	0.807	

( 8 ) 設備投資額

表 7.2.8 に、必要とする電源設備投資額を示す。電源設備投資額は非常に大きく、2010 年までに、JICA/LPE CASE 2 需要で US\$9.4billion、JICA/LPE CASE 1 需要で US\$7.6billion 程度となる。

表 7.2.8 電源設備投資額 ( ベースケース )

Demand:JICA/LPE CASE 2		(UNIT:Million US\$)			
	2001-2005	2006-2010	2001-2010	2011-2015	Total
Coal	1,188	5,400	6,588	9,180	15,768
Gas C/C	0	2,355	2,355	390	2,745
HSD	98	360	458	120	578
P-S	0	0	0	900	900
Total	1,286	8,115	9,401	10,590	19,991

Demand:JICA/LPE CASE 1		(UNIT:Million US\$)			
	2001-2005	2006-2010	2001-2010	2011-2015	Total
Coal	1,188	3,780	4,968	8,640	13,608
Gas C/C	0	2,355	2,355	390	2,745
HSD	98	180	278	180	458
P-S	0	0	0	900	900
Total	1,286	6,315	7,601	10,110	17,711

( 9 ) システムコスト

表 7.2.9 に、ベースケースで開発が進んだ場合のシステムコストを示す。これは、WASP-IV で最小化する目的関数に相当する。JICA/LPE CASE 2 需要に必要なシステムコストは、現在価格で US\$ 20,555 million であり、JICA/LPE Case1 では US\$ 18,731 million となる。すなわち、需要が高めで推移した場合、現在価格で、US\$ 1,800 million 程度の増分システムコストが必要となる。

表 7.2.9 ベースケースのシステムコスト ( 2001-2015 )

	(UNIT: Million US\$)	
	JICA/LPE CASE 2	JICA/LPE CASE 1
Construction Cost	7,716	6,536
Salvage Value	3,267	2,911
Operation Cost	15,886	15,060
E.N.S. Cost	220	46
Total	20,555	18,731
(Difference)	-	1,824
%	100.0%	91.1%

1) 2001 年当初価格

2) WASP-IV の仕様により、既計画設備 (ムアラカラン、タンジュン・ジャティ B およびプマロン) の建設費は含まない。

3) 各項目については、補論 1 を参照のこと。

## 7.2.2 感度分析

### (1) 燃料価格の上昇が開発計画に与える影響 - 燃料価格上昇シナリオ -

この節では、燃料価格の上昇が開発計画にあたえる影響について検討を行う。検討に使用したシナリオは、表 7.2.10 の通りである。

表 7.2.10 燃料価格上昇シナリオ

項目	検討ケース	ベース ケース	天然ガス価格上昇		石炭価格上昇	
			ケース 1	ケース 2	ケース 1	ケース 2
石炭 (\$/ton)		20	20		25	30
天然ガス (\$/MMBTU)		2.5	3.0	3.5	2.5	
HSD (\$/Gcal)			14.5			

#### WASP-IV 出力結果 (燃料価格上昇シナリオ)

表 7.2.11 に、各ケースにおける、WASP-IV 出力結果を示す。天然ガス価格上昇ケースでは、天然ガス価格の上昇とともに、コンバインドサイクル火力の開発量が減少し、石炭火力の開発量が増える。この傾向は 2008 年頃に顕著に現れる。

また、石炭価格上昇ケースでは、石炭価格の上昇とともに、石炭火力の開発量が減少し、コンバインドサイクル火力の開発量が増える。

表 7.2.11 WASP- 出力結果 (燃料価格上昇シナリオ)

ケース名		ベースケース				ガス価格上昇ケース 1				ガス価格上昇ケース 2				石炭価格上昇ケース 1				石炭価格上昇ケース 2			
ガス価格		2.5\$/MMBTU				3.0\$/MMBTU				3.5\$/MMBTU				2.5\$/MMBTU							
石炭価格		20\$/ton				20\$/ton								25\$/ton				30\$/ton			
Year	Demand (MW)	ST	C/C	GT	P-S																
		Number of Units				Number of Units				Number of Units				Number of Units				Number of Units			
2001	13,041																				
2002	14,089																				
2003	15,073																				
2004	16,071			<sup>3)</sup> 1																	
2005	17,170	<sup>1)</sup> 2																			
2006	18,374	4	<sup>2)</sup> 2			5	<sup>2)</sup> 1			5	<sup>2)</sup> 1			2	<sup>2)</sup> 4			1	<sup>2)</sup> 4	3	
2007	19,659		2			1	1	1		2		1		1	1			1	1	1	
2008	21,075		2	3			2	3		2		4		1	1	3		1	2		
2009	22,621	3		1		2	1			1	2			3		1		3			
2010	24,297	3		2		3			1	2	1		1	2	1	2		2	1	1	
2011	26,099	3		2	1	2	1	4		2	1	3		3		2	1	3		2	1
2012	28,040	3	1			4				3	1			4				4			
2013	30,131	3			2	2	1		2	2			4	3			2	2	2	3	
2014	32,380	3			3	4			1	4			1	3	1		1	2			4
2015	34,800	5				4		2	1	5				3	1	1	1	3	1	3	
Total Number		29	7	9	6	29	7	11	5	30	6	9	6	27	9	10	5	24	11	14	5
Total Capacity (MW)		17520	4320	1,110	1,500	17520	4,320	1,350	1,250	18120	3,720	1,110	1,500	16320	5,520	1,230	1,250	15120	6,720	1,710	1,250

1) タンジュンジャティ B を示す。2) ムアラ・カランリパワリング 1 機を示す。

3) プマロンを示す。

### 天然ガス消費量の動向

図 7.2.4 に、各ケース別ガス消費量の推移を示す。天然ガス価格の上昇に伴い、ガス消費量は減少する。この傾向は、2008 年頃に顕著に現れ、同年の天然ガス消費量が、ベースケースで 330BSCF/年であるのに対し、ガス価格 3.0\$/MMBTU で 290BSCF/年、3.5\$/MMBTU で 220BSCF/年程度となる。一方、石炭価格の上昇に伴い、ガスの消費量は増加する。2015 年で比較すると、ベースケースで 340BSCF/年であるのに対し、石炭価格 25\$/ton で 390BSCF/年、30\$/ton で 450BSCF/年程度となり、現在の天然ガス供給計画を上回ることとなる。

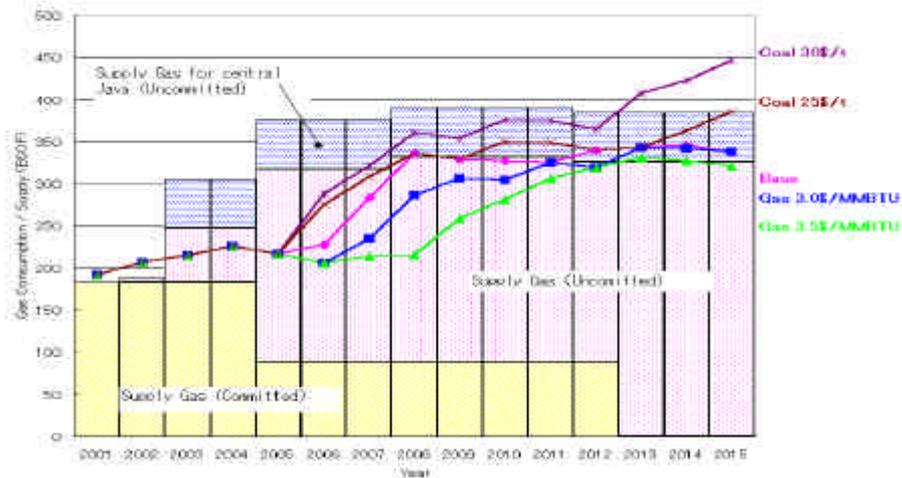


図 7.2.4 天然ガス消費量の推移（燃料価格上昇シナリオ）

### 石炭消費量の動向

図 7.2.5 に、各ケース別石炭消費量の推移を示す。石炭価格の上昇に伴い消費量は減少し、2007 年には、ベースケースで 31,000kton/年であるのに対し、石炭価格 25\$/ton で 30,000kton/年、30\$/ton で 28,000kton/年程度となる。一方、天然ガス価格の上昇に伴い、石炭消費量は増加し、2008 年には、ベースケースで 32,000kton/年に対し、ガス価格 3.0\$/MMBTU で 34,000kton/年、3.5\$/MMBTU で 38,000kton/年程度となる。

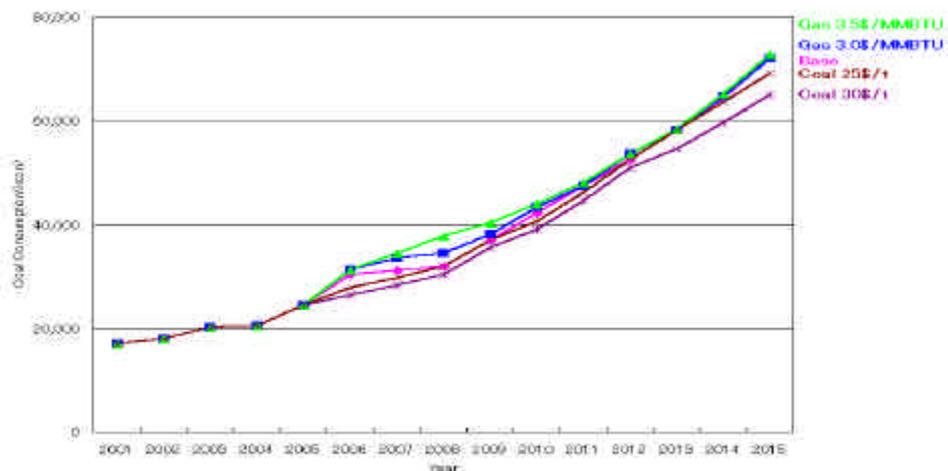


図 7.2.5 石炭消費量の推移（燃料価格上昇シナリオ）

## システムコスト

表 7.2.12 に、各ケースにおけるシステムコストを示す。運転費用は燃料費用の増大に伴い増加する。石炭価格増大ケースでは、建設価格がベースケースより下回っているが、これは、建設単価の高い石炭火力から、比較的安価なコンバインドサイクルへの転換が進んだためである。しかし、トータルの費用はベースケースが最も安い。システムコストの増分は、ガス価格 3.0\$/MMBTU の場合で US\$951million、石炭価格 30\$/ton の場合で US\$ 2,474 million となる。

表 7.2.12 システムコスト（燃料価格上昇シナリオ）

(UNIT: Million US\$)

	Base Case	Gas Price 3.0\$/MMBT	Gas Price 3.5\$/MMBTU	Coal Price 25\$/ton	Coal Price 30\$/ton
Construction Cost	7,716	7,782	7,937	7,538	7,251
Salvage Value	3,267	3,234	3,291	3,158	3,023
Operation Cost	15,886	16,736	17,539	17,182	18,581
E.N.S. Cost	220	221	221	219	219
Total (Difference)	20,555 -	21,506 951	22,407 1,852	21,782 1,227	23,029 2,474
%	100.0%	104.6%	109.0%	106.0%	112.0%

1) 2001 年当初価格

2) WASP-IV の仕様により、既計画設備（ムアラカラン、タンジュン・ジャティ B および プマロン）の建設費は含まない。

3) 各項目については、補論 1 を参照のこと。

## （ 2 ）開発に係わる制限が開発計画に与える影響 - 開発制限シナリオ -

この節では、開発のリードタイムならびに開発量そのものが制限される場合の影響について検討する。具体的には、次の 4 つのケースで評価を行う。

### ・石炭火力無しケース

ベースケースは、計算期間における最小費用計画であるが、燃料価格が安価である石炭を中心とした開発となっている。しかし、石炭火力発電所は初期投資が高く、他国にみられるよう自由化が進んだ場合には、自家発ならびに IPP 投資家は初期投資が安価で短期開発可能な天然ガスを利用したコンバインドサイクル（ガスタービン含む）にシフトすることが十分予想される。したがって、2010 年までの間、タンジュン・ジャティ B を除き、石炭火力発電所が 1 機も開発されないとした場合のケースを石炭無しケースとした。

### ・石炭火力制限ケース

石炭火力の開発のリードタイムを考慮し、石炭火力の運転開始を 2008 年以降としたケース。なお、2008 年 - 2010 年については、毎年の開発量を 2 機程度と制限している。

・コンバインドサイクル制限ケース

天然ガスについては、インフラ整備と発電所開発を協調して進めていく必要があるが、どちらかの開発が十分に進まず、結果的にコンバインドサイクルの開発が、2010年まで合計3機程度となった場合のケース。(ムアラ・カランリパワリングは除く)

・揚水発電所制限ケース

現在、具体化されている揚水発電所の地点は、アッパーチソカン(1,000MW)のみであるため、2015年までの開発量を最大1,000MWとした場合のケース。

なお、2011年以降は、民間による大型投資が期待できるという環境が整うという前提で、揚水発電制限ケースは除き、これらの制限は緩和することとした。表7.2.13にそれぞれのケースの前提条件を示す。

表 7.2.13 開発制限シナリオの前提条件

項目	ベースケース	石炭無しケース	石炭火力制限ケース	コンバインドサイクル制限ケース	揚水発電所制限ケース
検討需要	JICA/LPE CASE 2 需要				
既計画火力	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ プマロン発電所 : 2003年(100MW)ガスタービン運開 2004年(50MW)リパワリング運開</li> <li>・ タンジュン・ジャティB : 2005年(660MW×2)運開</li> <li>・ ムアラカラン発電所 : 2006年(500MW)ガスタービン運開 2007年(720MW)リパワリング運開</li> </ul>				
モデル電源 ・ 石炭火力	2006年以降	2011年以降	2008年以降 (2008-2010 は年2機)	2006年以降	
・ コンバインドサイクル	2006年以降			2006年以降 (2010までは 最大3機)	2006年以降
・ ガスタービン	2006年以降				
・ 揚水発電	2008年以降				2008年以降 (最大4機)
LOLP	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 2005年までは考慮せず。</li> <li>・ 2006年以降は、1 day / Year</li> </ul>				

#### WASP-IV 出力結果

表 7.2.14 に開発制限シナリオにおける WASP-IV 出力結果を示す。石炭無しケースならびに石炭火力制限ケースでは、代替電源としてコンバインドサイクル発電が導入される。しかし、制限緩和後の石炭開発は増加し、石炭火力制限ケースでは、結果的に 2015 年までの石炭開発は、ベースケースと比較して 3 ユニット減にとどまる。石炭火力無しケースでは、2010 年までの開発量が影響し、2015 年までの開発量は 7 ユニット減となる。

2010 年までのコンバインドサイクルの開発量を制限した場合も同様であり、代替電源として石炭火力発電所が開発されるが、2011 年以降にコンバインドサイクルの開発が増加し、結果的に 2015 年までの電源開発は、ベースケースと変わらない。これらのことから、石炭無しケースを除き、最小費用を実現する電源種別の開発量は、開発時期は異なるが結果的にほぼ等しくなることが判る。

表 7.2.14 WASP-IV 出力結果（開発制限シナリオ）

ケース名		ベースケース				石炭無しケース				石炭火力制限ケース				コンバインドサイクル 制限ケース				揚水発電制限ケース				
Year	Demand (MW)	ST	C/C	GT	P-S	ST	C/C	GT	P-S	ST	C/C	GT	P-S	ST	C/C	GT	P-S	ST	C/C	GT	P-S	
		Number of Units				Number of Units				Number of Units				Number of Units				Number of Units				
2001	13,041																					
2002	14,089																					
2003	15,073																					
2004	16,071			<sup>3)</sup> 1				<sup>3)</sup> 1				<sup>3)</sup> 1				<sup>3)</sup> 1				<sup>3)</sup> 1		
2005	17,170	<sup>1)</sup> 2				<sup>1)</sup> 2				<sup>1)</sup> 2				<sup>1)</sup> 2				<sup>1)</sup> 2				
2006	18,374	4	<sup>2)</sup> 2				<sup>2)</sup> 5	3			<sup>2)</sup> 5	3		4	<sup>2)</sup> 2			4	<sup>2)</sup> 2			
2007	19,659		2				2				2				2				2			
2008	21,075		2	3			2	4		2	1			2		4			2	3		
2009	22,621	3		1			3			2	1			3		1			3		1	
2010	24,297	3		2			3			2	1	1		3		2	1		3		2	
2011	26,099	3		2	1	4				3		3	1	1	2	1			3		2	1
2012	28,040	3	1			4				4				3	1				3	1		
2013	30,131	3			2	4			1	3			2	3			2		3			2
2014	32,380	3			3	4		1		3		2	2	3			3		4			1
2015	34,800	5				4		2	1	5				5					5			
Total Number		29	7	9	6	22	15	11	2	26	10	10	5	29	7	9	6	30	7	9	4	
Total Capacity (MW)		17520	4320	1,110	1,500	13320	9,120	1,350	500	15720	6,120	1,230	1,250	17520	4,320	1,110	1,500	18120	4,320	1,110	1,000	

1) タンジュンジャティ B を示す。

2) ムアラ・カラリパワリング 1 機を含む。

3) プマロンを示す。

### 天然ガス消費量の動向

図 7.2.6 に各ケースにおける天然ガス使用量ならびに供給量の推移を示す。ベースケース、コンバインドサイクル制限ケース、揚水発電制限ケースでは、ガス消費量は長期ガス供給見通し以内で推移する。しかし、石炭無しケース、石炭開発制限ケースでは、長期ガス供給見通しを超過し、とりわけ石炭無しケースでは、2010年の天然ガス使用量が600BSCFに達する。

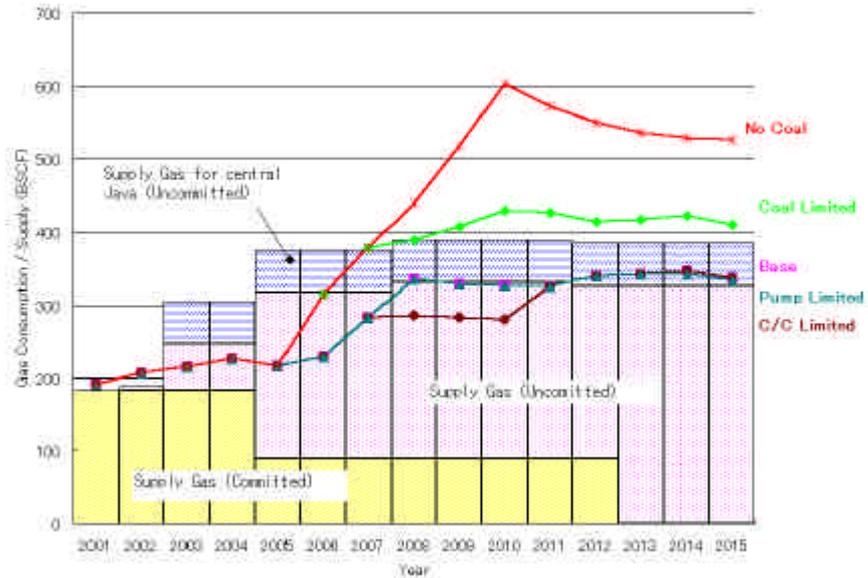


図 7.2.6 天然ガス消費量の推移（開発制限シナリオ）

### 石炭消費量の動向

図 7.2.7 に各ケースにおける石炭消費量の推移を示す。年間の石炭消費量は 2001 年現在で 20,000kton 程度であり、2015 年には、すべてのケースで 60,000kton から 70,000kton 程度と現状の 3 倍強となる。

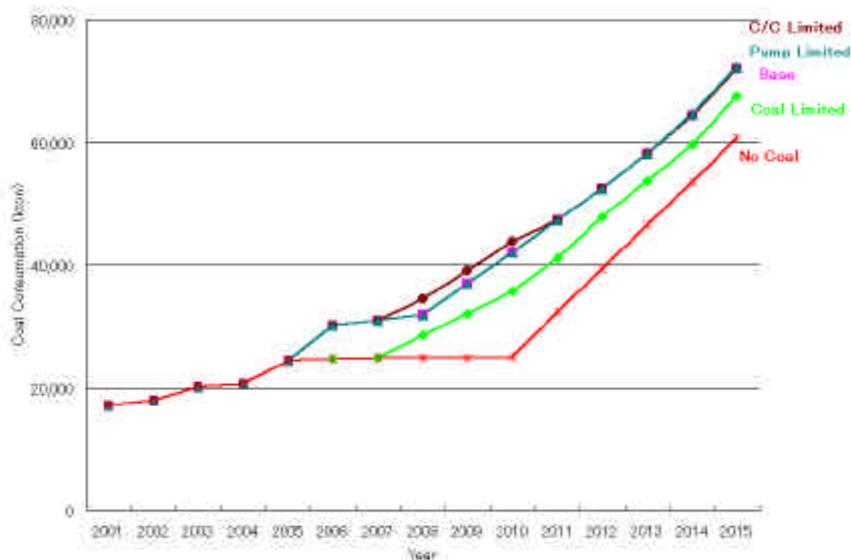


図 7.2.7 石炭消費量の推移（開発制限シナリオ）

## システムコスト

表 7.2.15 に、各ケースにおけるシステムコストを示す。トータルのシステムコストは、安価な石炭火力が利用できない場合に増加する。コストの増分は石炭無しケースで、US\$390million、石炭制限ケースで US\$ 183million となる。また、コンバインドサイクル制限ケース、揚水発電所制限ケースにおいても増加するが、制限が比較的緩いことから、石炭制限ケースに比較して、コスト増分は小さい。

表 7.2.15 システムコスト（開発制限シナリオ）

(UNIT: Million US\$)

	Base Case	No Coal Case	Coal Limited Case	C/C Limited Case	Pump Limited Case
Construction Cost	7,716	6,766	7,245	7,787	7,749
Salvage Value	3,267	2,970	3,149	3,259	3,287
Operation Cost	15,886	16,931	16,423	15,913	15,879
E.N.S. Cost	220	218	219	220	220
Total (Difference)	20,555	20,945	20,738	20,660	20,561
%	-	390	183	105	6
	100.0%	101.9%	100.9%	100.5%	100.0%

- 1) 2001 年当初価格
- 2) WASP-IV の仕様により、既計画設備（ムアラカラン、タンジュン・ジャティ B および プマロン）の建設費は含まない。
- 3) 各項目については、補論 1 を参照のこと。

(3) 環境に配慮した開発計画 - 環境保全シナリオ -

前述の通り、ベースケースは石炭火力を中心とした開発計画となる。

一方で、地球温暖化防止に対しては、現在、全世界で議論されており、インドネシアにおいても考慮されるべき問題である。この節では、地球環境保全に配慮し、再生可能エネルギーを有効利用したケース、および CO<sub>2</sub> 原単位を現状維持するケースを検討した。表 7.2.16 にそれぞれのケースの詳細を示す。

表 7.2.16 環境保全シナリオ

項目	再生可能エネルギー 有効利用ケース	CO <sub>2</sub> 原単位 現状維持ケース
再生可能エネルギー発電所	表 7.2.17 の通り	
コンバインドサイクル	WASP-IV にて計算 (最小費用計画)	現状の CO <sub>2</sub> 原単位を維持 するよう調整
石炭火力		
ガスタービン		WASP-IV にて計算 (最小費用計画)
揚水発電		

なお、再生可能エネルギーは政策電源であるが、ある程度の経済性を確保する必要があることから、建設単価が 2,000US\$/kW 以下のものを対象とした。表 7.2.17 にこれらのケースで考慮した、再生可能エネルギーの期待量を示す。なお、これらの発電所の運転開始は、2011 年以降とした。

表 7.2.17 再生可能エネルギー (期待量)

電源種別	地点数	機数	出力計
水力発電所	8	-	1,697MW
地熱発電所	8	17	990MW

WASP-IV 出力結果

表 7.2.18 に環境保全シナリオの WASP-IV 出力結果を示す。再生可能エネルギー有効利用ケースでは、一般水力並びに地熱発電所が増加することから、ベース電源である石炭火力の開発量が減少する。開発量の減少分は 4 機程度となる。

CO<sub>2</sub> 排出量原単位を現状程度に維持する場合は、石炭火力を大幅減、コンバインドサイクルを大幅増とする必要がある。2015 年までの必要開発量は、石炭火力 12 機に対してコンバインドサイクル 20 機となり、コンバインドサイクルを、石炭火力の倍のペースで開発していくことが必要となる。

表 7.2.18 WASP-IV 出力結果 (環境保全シナリオ)

Year	Demand (MW)	ベースケース				再生可能エネルギー 有効利用ケース						CO <sub>2</sub> 原単位 現状維持ケース					
		ST	C/C	GT	P-S	ST	C/C	GT	P-S	Hyd	Geo	ST	C/C	GT	P-S	Hyd	Geo
		Number of Units				Number of Units						Number of Units					
2001	13,041																
2002	14,089																
2003	15,073																
2004	16,071			<sup>3)</sup> 1				<sup>3)</sup> 1						<sup>3)</sup> 1			
2005	17,170	<sup>1)</sup> 2				<sup>1)</sup> 2						<sup>1)</sup> 2					
2006	18,374	4	<sup>2)</sup> 2			4	<sup>2)</sup> 2						<sup>2)</sup> 5	3			
2007	19,659		2				2						2				
2008	21,075		2	3			2	3				1	2				
2009	22,621	3		1		3		1				1	2				
2010	24,297	3		2		3		2					3				
2011	26,099	3		2	1	1		1	1	2	2			3	2	2	2
2012	28,040	3	1			2		1		2	2	1	1			2	2
2013	30,131	3			2	3			1	2	2	2	1		1	2	2
2014	32,380	3			3	2		1	3	2	2	2	2			2	2
2015	34,800	5				5		1				3	2				
Total Number		29	7	9	6	25	6	11	5	8	8	12	20	7	3	8	8
Total Capacity (MW)		17,520	4,320	1,110	1,500	15,120	3,120	1,350	1,250	1,697	990	7,320	12,120	870	750	1,697	990

Hyd : 水力発電所、Geo : 地熱発電所

- 1) タンジュンジャティ B を示す。
- 2) ムアラ・カラリパワリング 1 機を含む。
- 3) プマロンを示す。

### 天然ガス消費量

図 7.2.8 に各ケースにおける、天然ガス消費量を示す。再生可能エネルギー有効利用ケースでは、再生可能エネルギーの利用可能量が限られていることから、ベースケースから大きな差異はない。しかし、CO<sub>2</sub>原単位現状維持ケースでは、2015年の天然ガス消費量は700BSCFを超える。

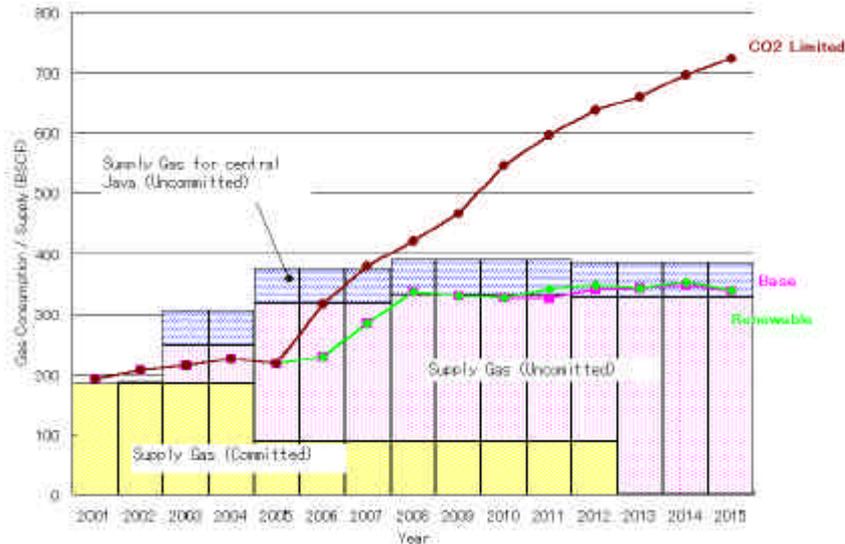


図 7.2.8 天然ガス消費量の推移（環境保全シナリオ）

### 石炭消費量

図 7.2.9 に各ケースにおける、石炭消費量を示す。再生可能エネルギー有効利用ケースでは、再生可能エネルギーの利用可能量が限られていることから、ベースケースと大きな差異はない。しかし、CO<sub>2</sub>原単位現状維持ケースでは、2015年の石炭消費量は40,000ktonにとどまる。

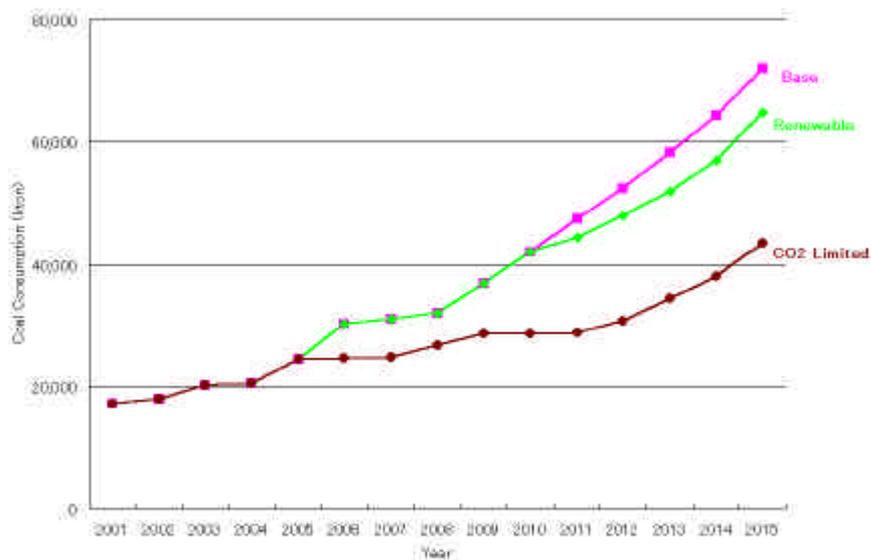


図 7.2.9 石炭消費量の推移（環境保全シナリオ）

また、表7.2.19に環境保全シナリオの最終年次における燃料使用量ならびにCO<sub>2</sub>排出量を示す。再生エネルギーを最大限使用した場合、最終年次のCO<sub>2</sub>は、ベースケースの0.820kT-CO<sub>2</sub>から、0.764 kT-CO<sub>2</sub>まで低下するが、現状レベルには下げることができない。CO<sub>2</sub>現状維持ケースでは、0.660kT-CO<sub>2</sub>まで下げることができるが、天然ガスの使用量は飛躍的にのびる。

表 7.2.19 燃料使用量およびCO<sub>2</sub>排出量（環境保全シナリオ）

Fuel Consumption (UNIT:KT,BSCF,kl)

Year	2001	2015		
	Base	Base	Renewable	CO2 Limited
Coal	17,016	72,085	64,795	43,433
Gas	192	337	339	722
HSD	1,682	1,035	2,288	2,473
MFO	478	100	129	130

CO2 Emission (UNIT:kt)

Year	2001	2015		
	Base	Base	Renewable	CO2 Limited
Coal	36,925	156,423	140,604	94,251
Gas	11,271	19,828	19,930	42,474
HSD	4,113	2,532	5,595	6,047
MFO	1,432	298	387	390
Total	53,742	179,082	166,517	143,161
GWh	81,260	218,395	218,039	217,020
kg-CO <sub>2</sub> /kWh	0.661	0.820	0.764	0.660

## システムコスト

表 7.2.20 に、各ケースにおけるシステムコストを示す。再生利用可能エネルギー有効利用ケースのトータルのシステムコストは、ベースケースとほとんど変わらない。これは、再生利用可能エネルギーの量的な問題から開発計画に大きな差が無いこと、再生可能エネルギーを期待できる年が 2011 年以降であることから、ディスカウントレートが効いたためであると考えられる。CO<sub>2</sub> 制限ケースでは、安価な石炭火力に変えて、コンバインドサイクルを開発する必要があることから、トータルコストは増加し、現在価値で US\$ 402 million に達する。

表 7.2.20 システムコスト（環境保全シナリオ）

(UNIT: Million US\$)

	Base Case	Renewable	CO2 Limited
Construction Cost	7,716	7,812	6,633
Salvage Value	3,267	3,393	2,914
Operation Cost	15,886	15,959	17,020
E.N.S. Cost	220	220	218
Total	20,555	20,598	20,957
(Difference)	-	43	402
%	100.0%	100.2%	102.0%

- 1) 2001 年当初価格
- 2) WASP-IV の仕様により、既計画設備（ムアラカラン、タンジュン・ジャティ B およびプマロン）の建設費は含まない。
- 3) 各項目については、補論 1 を参照のこと。

### 7.2.3 電源開発計画実現のための課題と提言

7.2.2で、燃料価格の上昇、開発に係わる制限および環境政策が、電源開発計画に与える影響について、感度分析を実施したが、ここで課題を整理するとともに電源開発計画実現のための方針を提言する。

#### (1) 電源開発計画実現のための課題

##### 資金調達

- ・電力を安定供給していくために必要な電源開発量は、2015年までに約24,500MW、開発に必要な投資はUS\$20billionに達する。(JICA/LPE CASE2 需要)
- ・この投資を公的に調達することは難しく、民間資本に期待せざるを得ない。
- ・現状では、過去のIPP事業の開発凍結、価格再交渉の経緯から、海外の民間資本は、インドネシア国でのIPP事業に対して、容易に直接投資を行う環境とはなっていない。
- ・したがって、新電力法下での供給責務の所在を明確に定めつつ、民間資金をいかに導入するかが重要である。

##### 電源種別

- ・WASP-IVは、計画期間における設備投資(減価償却分)および運転費用の合計を目的関数とし最小化する。負荷率が高いデュレーションカーブを持つインドネシアでは、燃料費の安い石炭火力をベース電源とした開発計画が最小費用になる。
- ・民間資本は、kW単価が高く、単機出力も大きいことから、初期投資が大きくなる石炭火力発電所より、むしろ短期に開発可能で、初期投資が小さい、ガスタービン発電所およびコンバインドサイクル発電所の建設の方に参入しやすい。
- ・天然ガスインフラ設備を整備し、低廉な燃料ガスを安定供給することが、喫緊の課題であり、そのためには、当面の天然ガスインフラ整備は、政府が責任をもって、実施すべきであると考えられる。
- ・長期的には、一次エネルギーの有効活用の視点から、電力セクターで利用できる天然ガス量ならびに石炭の有効利用を考慮した、エネルギー政策が必要である。したがって、政府は一次エネルギーの有効活用と環境保全の両方を考慮しつつ、最適電源構成を検討する必要があると考えられる。

### 天然ガス供給

- ・天然ガス使用量は、燃料価格および石炭火力の開発動向に大きく影響を受ける。したがって、需要ならびに電源開発状況に配慮しつつ、必要な燃料を必要な時期に供給できるよう、定期的に燃料計画を策定しておくことが必要である。
- ・西ジャワのガス田の可採埋蔵量には制約があり、中期的にも、ジャワ - スマトラガスパイプラインによる連携を除き、新規プロジェクトの実現は期待できないことから、電力セクターでの天然ガス利用は制限を受けるものと思われる。
- ・現状では、中期的な天然ガス供給量は、380BSCF 程度で推移するものと考えられている。
- ・長期的には、イリヤンジャヤにおけるタンゲー天然ガスプロジェクトなどに期待が集まるが、開発ガス量は 600 万 t (約 300BSCF) で計画されており、輸出ならびに国内の他セクターへの供給を考慮すると、電力向けはこの一部となる。
- ・環境負荷を軽減する場合も、天然ガスを中心に開発せざるを得ない。この場合も天然ガス使用量は極端に増加するため、国家の環境政策を、石炭政策、天然ガス政策等のエネルギー政策と照らして、慎重に開発量を決定すべきである。

### 石炭供給

- ・最小費用計画では JICA/LPE CASE2 需要の場合、石炭の消費予測量は、2015 年で 70 百万 t/年に達する。一方、表 7.2.21 および図 7.2.10 に示すとおり、インドネシアにおける石炭の可採埋蔵量は 4,928 百万 t であり、この内、発電所へ利用可能な瀝青炭ならびに亜瀝青炭は全体の 40% 程度と目されている。さらに、確認埋蔵量は 11,569 百万 t であることから、輸出および他のセクターの利用、外島における石炭利用分を控除しても、十分な資源量を有していると考えられる。したがって、インドネシアのエネルギー政策上、一次エネルギーの有効利用の観点から、積極的に使用すべきである。

表 7.2.21 石炭の埋蔵量 (単位百万 t)

Minaable Reserve		4,928
Amount of Resources	Confirmed	11,569
	Expected	27,306
	Total	38,875

Source: Directorate of Coal, "Indonesian Coal Yearly Statistics, Special Edition 2000"

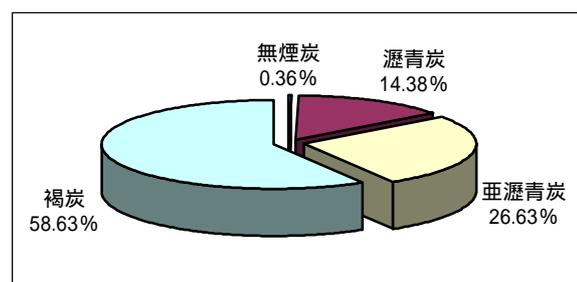


図 7.2.10 石炭の埋蔵割合

- ・石炭火力の開発が進まない場合は、代替電源として天然ガスの開発が進むため、天然ガスの使用量は飛躍的に増え、インフラ整備が追従できないケースも考えられる。したがって、天然ガスの消費量の伸びを抑制するため、石炭火力を一定量開発していく必要がある。

- ・豊富な資源量とは相反し、他セクターを含めた石炭流通量は現在でも不足しており、採掘～流通までのインフラ整備が十分ではないことを意味する。したがって、定期的に石炭消費量を予測し、発電所の建設計画と協調して、インフラ整備計画を進めていく必要がある。

#### 開発のリードタイム

- ・石炭火力発電所の場合、建設開始から4年、環境影響調査等を含めると最低でも6～7年程度を必要とすることから、既に2008年の運転開始も厳しくなっている。したがって、石炭火力の開発については、当面の間、国家政策により開発を進めるか、優遇措置による、民間投資の呼び込みが必要である。

#### (2) 電源開発計画実現のための提言

- ・民間資本を活用し電源開発を進めるために、初期投資が小さい、ガスタービン発電所およびコンバインドサイクル発電所を建設できる環境を整備することが必要である。具体的には、天然ガスインフラを整備し、低廉なガス燃料を安定供給する必要がある。インフラが十分整備できない場合は、発電用の天然ガスが供給不足となることから、当面のインフラ整備は、政府主導で実施すべきである。
- ・石炭の可採埋蔵量、電力セクターで利用可能な天然ガスの使用量に制約があることを配慮すると、一次エネルギーの有効活用の視点から、石炭発電所は一定量開発していく必要がある。一方、初期投資の大きい石炭発電所への民間資本は参入し難いことから、国家政策による開発もしくは優遇措置による民間投資の呼び込みが必要である。
- ・電源開発、燃料インフラの整備、環境政策を整合させるため、国家としての総合エネルギー・環境政策が必要である。民間資本を活用するためには、国家としての開発の方向性を明確に提示し、民間が的確に等し判断できるよう、情報提供していくことが重要である。

### 7.3 最適電源構成に向けて

日本における最適電源構成の概念には、自国にエネルギー資源を持たないことからエネルギーセキュリティ、ならびに環境負荷等の要素が入っている。一方、インドネシアのケースでは、自国のエネルギー有効活用、環境保全等を考慮した電源構成の概念が必要となると考えられる。この節では、7.2で示した課題を踏まえ、望ましい電源開発のための考え方をまとめ、次の手順で試算を行った。

最小費用を実現する  
電源構成比率の検討

2010年以降制約が緩和されるという条件では、WASP-IVの計算結果は、最小費用計画に収束するため、この場合の電源構成比率を検討する。



長期的な電源開発目標  
の試算

民間資本の活用、環境保全のための再生可能エネルギー、天然ガスの有効利用、電力セクターで利用できる天然ガス量、石炭の有効利用等を考慮した、長期的な電源構成の試算。

#### 7.3.1 最小費用を実現する電源構成比率

表7.3.1に、ベースケースならびに開発制限ケース（石炭制限ケース、コンバインドサイクル制限ケース）の最終年年次（2015年）の電源構成を示す。需要の大きさならびに、電源開発パターンに関係なく、最終年次の電源構成比は概ね同じとなる。

表 7.3.1 最終年次（2015年）の電源構成（最小費用計画）

(UNIT: MW, %)

	Demand: JICA/LPE Case2						Demand: JICA/LPE Case1	
	Base Case		Coal Limited		Combined Cycle Limited		Base Case	
Hydro	2,536	6.0%	2,536	6.0%	2,536	6.0%	2,536	6.4%
P.S.	1,500	3.5%	1,250	3.0%	1,500	3.5%	1,500	3.8%
Coal	24,170	57.1%	22,370	53.0%	24,170	57.1%	21,770	54.8%
Gas	8,969	21.2%	10,769	25.5%	8,969	21.2%	8,969	22.6%
HSD	4,218	10.0%	4,338	10.3%	4,218	10.0%	3,978	10.0%
MFO	200	0.5%	200	0.5%	200	0.5%	200	0.5%
GEO	765	1.8%	765	1.8%	765	1.8%	765	1.9%
Total	42,358	100.0%	42,228	100.0%	42,358	100.0%	39,718	100.0%

また、表 7.3.2 に最終年次（2015 年）の発電電力量の構成を示す。需要の大きさならびに、電源開発パターンに関係なく、最終年次の発電電力量構成比は概ね同じである。

表 7.3.2 最終年次（2015 年）の発電電力量構成（最小費用計画）

(UNIT:GWh,%)

	Demand: JICA/LPE Case2						Demand: JICA/LPE Case1	
	Base Case		Coal Limited		Combined Cycle Limited		Base Case	
	Value	%	Value	%	Value	%	Value	%
Hydro	7,719	3.5%	7,719	3.5%	7,719	3.5%	7,719	3.8%
P.S.	1,500	0.7%	1,250	0.7%	1,500	0.7%	1,209	0.6%
Coal	159,187	72.9%	149,375	73.2%	159,187	69.5%	143,922	70.5%
Gas	39,694	18.2%	48,401	18.0%	39,694	21.1%	40,294	19.8%
HSD	4,054	1.9%	5,024	1.6%	4,054	2.1%	4,608	2.3%
MFO	377	0.2%	405	0.3%	377	0.3%	385	0.2%
GEO	5,864	2.7%	5,864	2.7%	5,864	2.7%	5,864	2.9%
Total	218,395	100.0%	218,038	100.0%	218,395	100.0%	204,001	100.0%

表 7.3.1 および表 7.3.2 から次の事柄が考察できる。

- 制約条件が緩和される前提では、最小費用となる電源構成比率ならびに発電電力量構成比率は、長期的に概ね図 7.3.1 に示した比率に収束していく。
- 日本では、負荷率は約 60%（10 社平均）であり、ベース電源（一般水力、地熱、原子力、石炭火力）の構成比は、電源構成比で約 40%、電力量構成比で約 60%である。
- ベース電源（一般水力 / 地熱 / 石炭火力）の構成比は、電源構成比で 60%、発電電力量構成比で 75%を超える。この理由は、インドネシアの負荷率が 70%を超えるためであると考えられる。

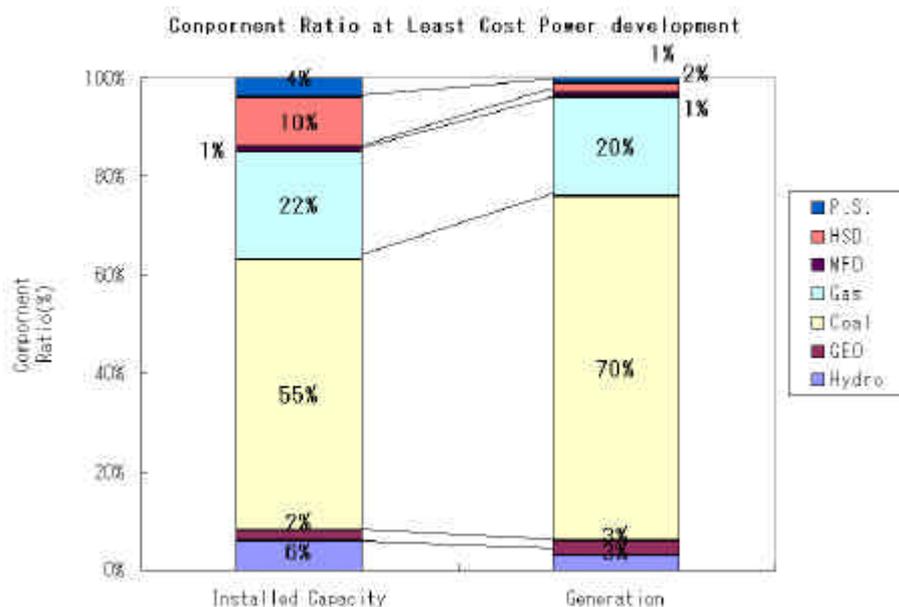


図 7.3.1 最小費用となる電源 / 発電電力量構成比率

### 7.3.2 長期的な電源構成目標の試算

民間資本の活用、一次エネルギーの有効利用、電力セクターで利用できる天然ガス量、石炭の有効利用等を考慮した、長期的な電源構成を試算する。

#### (1) 前提条件

CO<sub>2</sub> 現状維持ケースを基本に、次の考え方により、天然ガス供給量が将来的に 500～550BSCF となるように調整した。

$$\begin{aligned} \text{天然ガス供給量} &= \text{現状計画ベース} + * \text{新規プロジェクトの } 1/2 \text{ 程度} \\ &= 380\text{BSCF} + 150\text{BSCF} (300\text{BSCF} \times 1/2) \\ &= 500 \sim 550\text{BSCF} \end{aligned}$$

\*：イリヤンジャヤ・タングープロジェクト相当

表 7.3.3 長期電源構成試算のシナリオ

項目	一次エネルギー有効利用ケース	CO <sub>2</sub> 原単位現状維持ケース（再掲）
再生可能エネルギー発電所	表 7.2.17 の通り	
コンバインドサイクル	天然ガス消費量の上限を 550BSCF とした	現状の CO <sub>2</sub> 原単位を維持するよう調整
石炭火力		
ガスタービン	WASP- にて計算 (最小費用計画)	
揚水発電		

#### (2) WASP-IV 出力結果

表 7.3.4 に WASP-IV の出力結果を示す。一次エネルギー有効利用ケースでは、石炭開発量はベースケースより減少し、コンバインドサイクル開発量は増加する。両者の開発量は、ベースケースと CO<sub>2</sub> 現状維持ケースの中間程度となる。

表 7.3.4 WAsP-IV 出力結果 (長期電源構成試算シナリオ)

Year	Demand (MW)	ベースケース				CO <sub>2</sub> 原単位現状 維持ケース (再掲)						一次エネルギー 有効利用ケース					
		ST	C/C	GT	P-S	ST	C/C	GT	P-S	Hyd	Geo	ST	C/C	GT	P-S	Hyd	Geo
		Number of Units				Number of Units						Number of Units					
2001	13,041																
2002	14,089																
2003	15,073																
2004	16,071			<sup>3)</sup> 1				<sup>3)</sup> 1						<sup>3)</sup> 1			
2005	17,170	<sup>1)</sup> 2				<sup>1)</sup> 2						<sup>1)</sup> 2					
2006	18,374	4	<sup>2)</sup> 2				<sup>2)</sup> 5	3					<sup>2)</sup> 5	3			
2007	19,659		2				2						2				
2008	21,075		2	3		1	2					1	2				
2009	22,621	3		1		1	2					1	2				
2010	24,297	3		2			3						3				
2011	26,099	3		2	1			3	2	2	2	2		1		2	2
2012	28,040	3	1			1	1			2	2	2		1		2	2
2013	30,131	3			2	2	1		1	2	2	3			1	2	2
2014	32,380	3			3	2	2			2	2	3			2	2	2
2015	34,800	5				3	2					4		1			
Total Number		29	7	9	6	12	20	8	3	8	8	18	14	7	3	8	8
Total Capacity (MW)		17,520	4,320	1,110	1,500	7,320	12,720	990	750	1,697	990	10,920	8,520	870	750	1,697	990

Hyd : 水力発電所、Geo : 地熱発電所

- 1) タンジョンジャティ B を示す。
- 2) ムアラ・カラリパワリング 1 機を含む。
- 3) プマロンを示す。

### (3) 天然ガス消費量

図 7.3.2 に長期電源構成試算シナリオにおける、天然ガス消費量を示す。CO<sub>2</sub>原単位現状維持ケースでは、2015 年の天然ガス消費量は 700BSCF を超える。しかし、一次エネルギー有効利用ケースでは、最大 550BSCF 程度となる。

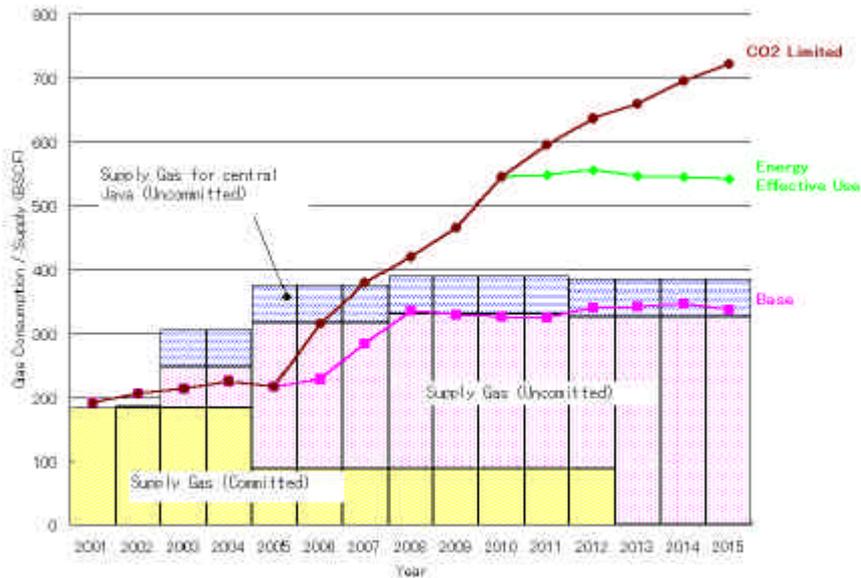


図 7.3.2 天然ガス消費量の推移（長期電源構成試算シナリオ）

### (4) 石炭消費量

図 7.3.3 に長期電源構成試算シナリオにおける、石炭消費量を示す。CO<sub>2</sub>原単位現状維持ケースでは、2015 年の石炭消費量は 40,000kton にとどまる。一次エネルギー有効利用ケースでは、60,000kton 程度となる。

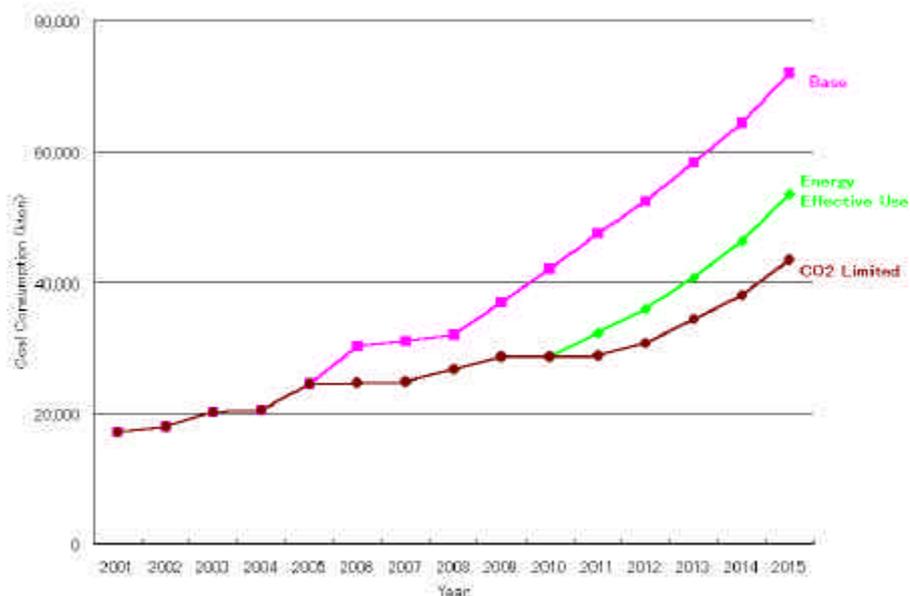


図 7.3.3 石炭消費量の推移（長期電源構成試算シナリオ）

(5) 燃料消費量、CO<sub>2</sub>排出量

表 7.3.5 に最終年次(2015年)における、燃料消費量と、CO<sub>2</sub>排出量を示す。一次エネルギー有効利用ケースでは、CO<sub>2</sub>原単位はベースケースより低下するものの、2015年断面で、2001年の原単位はクリアできない。

表 7.3.5 最終年次(2015年)の燃料消費量、CO<sub>2</sub>排出量(長期電源構成試算シナリオ)

Fuel Consumption (UNIT:KT,BSCF,kl)

Year	2001	2015		
	Base	Base	CO2 Limited	Energy Effective Use
Coal	17,016	72,085	43,433	53,450
Gas	192	337	722	541
HSD	1,682	1,035	2,473	2,365
MFO	478	100	130	131

CO2 Emission (UNIT:kt)

Year	2001	2015		
	Base	Base	CO2 Limited	Energy Effective Use
Coal	36,925	156,423	94,251	115,986
Gas	11,271	19,828	42,474	31,833
HSD	4,113	2,532	6,047	5,783
MFO	1,432	298	390	392
Total	53,742	179,082	143,161	153,995
GWh	81,260	218,395	217,020	217,027
kg-CO <sub>2</sub> /kWh	0.661	0.820	0.660	0.710

(6) 電源構成比、発電電力量構成比

表 7.3.6 に最終年次(2015年)における電源構成比を示す。一次エネルギー有効利用ケースの開発量は、ベースケースとCO<sub>2</sub>現状維持ケースの中間にとどまる。

表 7.3.6 最終年次(2015年)の電源構成(長期電源構成試算シナリオ)

(UNIT:MW,%)

	Demand:JICA/LPE Case2					
	Base Case		CO2 Limited		Energy Effective Use	
Hydro	2,536	6.0%	4,233	10.1%	4,233	10.2%
P.S.	1,500	3.5%	750	1.8%	750	1.8%
Coal	24,170	57.1%	13,970	33.4%	17,570	42.2%
Gas	8,969	21.2%	16,769	40.1%	13,169	31.6%
HSD	4,218	10.0%	4,098	9.8%	3,978	9.5%
MFO	200	0.5%	200	0.5%	200	0.5%
GEO	765	1.8%	1,755	4.2%	1,755	4.2%
Total	42,358	100.0%	41,775	100.0%	41,655	100.0%

また、表 7.3.7 に最終年次（2015 年）の発電電力量構成比を示す。WASP-IV の出力結果同様、一次エネルギー有効利用ケースの開発量は、ベースケースと CO<sub>2</sub> 現状維持ケースの中間に留まる。

表 7.3.7 最終年次（2015 年）の発電電力量構成（長期電源構成試算シナリオ）  
(UNIT:GWh,%)

	Demand:JICA/LPE Case2					
	Base Case		CO2 Limited		Energy Effective Use	
Hydro	7,719	3.5%	10,963	5.1%	10,963	5.1%
P.S.	1,500	0.7%	535	0.2%	542	0.2%
Coal	159,187	72.9%	95,916	44.2%	118,035	54.4%
Gas	39,694	18.2%	85,761	39.5%	64,037	29.5%
HSD	4,054	1.9%	9,884	4.6%	9,486	4.4%
MFO	377	0.2%	493	0.2%	496	0.2%
GEO	5,864	2.7%	13,468	6.2%	13,468	6.2%
Total	218,395	100.0%	217,020	100.0%	217,027	100.0%

図 7.3.4 に長期電源構成目標の試算値を示す。これは、長期的な天然ガス使用量を 550BSCF/年以下に押さえた場合の試算であるが、同様の手順により、長期目標を立案することは可能である。

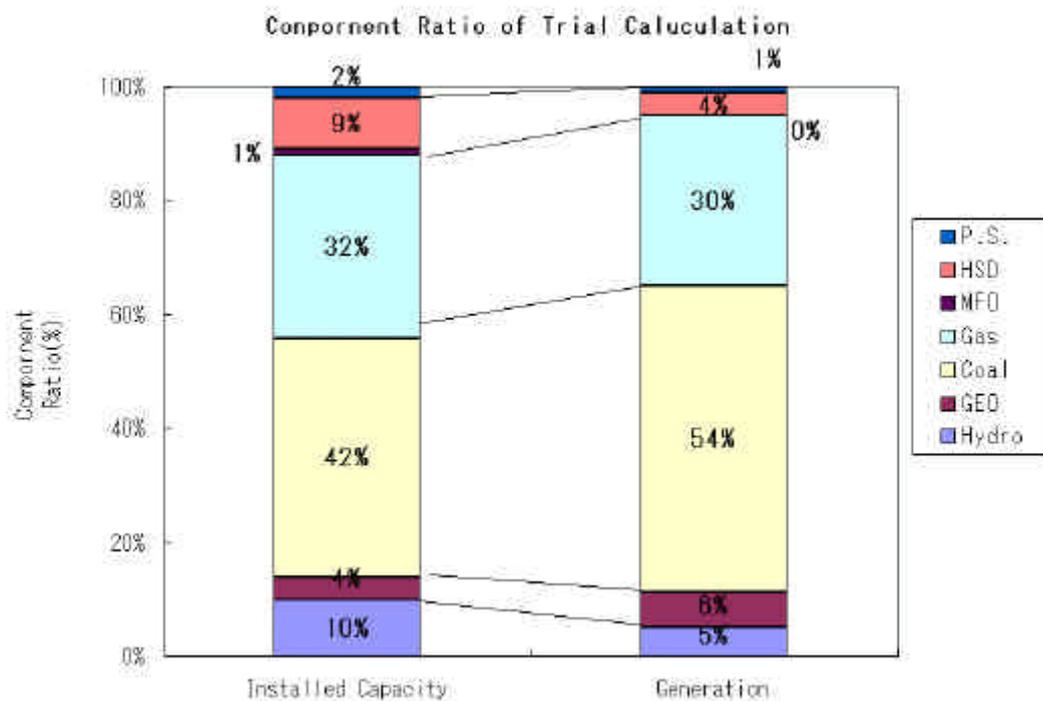


図 7.3.4 長期電源構成目標試算値（2015 年）

(7) システムコスト

表 7.3.8 に各ケースにおけるシステムコストを示す。前述のように CO<sub>2</sub> 制限ケースでは、安価な石炭火力に変えて、コンバインドサイクルを開発する必要があるため、トータルコストはベースケースに比べ、現在価値で US\$ 402 million 増加する。エネルギー有効利用ケースでは、CO<sub>2</sub> 制限ケース同様に、安価な石炭火力に変えて、コンバインドサイクルを開発する必要があることから、トータルコストはベースケースに比べ、現在価値で US\$ 392 million 増加する。しかし、建設費は減少するため、民間資本にとっては電力セクターへの投資の障壁は少なくなる。したがって、天然ガスを有効利用し開発を進めるといふ、当初の目的に沿った計画となっていることが判る。

表 7.3.8 トータルシステムコスト

(UNIT: Million US\$)

	Base Case	CO2 Limited	Energy Effective Use
Construction Cost	7,716	6,633	7,012
Salvage Value	3,267	2,914	3,109
Operation Cost	15,886	17,020	16,827
E.N.S. Cost	220	218	216
Total	20,555	20,957	20,947
(Difference)	-	402	392
%	100.0%	102.0%	101.9%

- 1) 2001 年当初価格
- 2) WASP-IV の仕様により、既計画設備（ムアラカラン、タンジュン・ジャティ B およびプマロン）の建設費は含まない。
- 3) 各項目については、補論 1 を参照のこと。

## 補論 1 WASP-IV の概要

### 1.1 選定理由

インドネシア政府が最適電源開発計画策定に使用するシミュレーションプログラムは、次の条件を満たしていることが望ましい。

- (1) 計算結果の信頼性が対外的に高いこと
- (2) 将来的に更新されること
- (3) 操作性、データーメンテナンス性に優れていること。

これらを考慮し、カウンターパートとの協議により、技術移転するシミュレーションモデルを WASP-IV とすることとした。

WASP-IV は、世界の多くの国が使用しており、計算結果に信頼性がある。また随時バージョンアップされており、本調査終了後にプログラムが陳腐化する可能性が少ない。さらに、インターフェースの整備により WASP- に比べ操作性が格段に良くなっている。同時に、マニュアルも整備されており、前述の条件を満足するものと考ええる。

なお、WASP-IV のプログラム自身は、既にカウンターパートも保有しており、今回の調査では、プログラムの構造の理解、必要データーの作成およびその方法を中心に技術移転することとした。

なお、PLN が使用している Sihombing model も基本機能は同様である。WASP-IV と Sihombing model の機能的な差異は表 7.補 1 に示すとおりである。

表 7.補.1 WASP- と Sihombing model の差異

項目	WASP-	Sihombing model
揚水発電の考慮	計算可能	計算不可
環境インパクトの計算	計算可能	計算不可

## 1.2 計算理論

WASP-IV は、次式で表されるシステムコストを、計算期間内で最小化する電源開発計画を決定するプログラムである。

$$B_j = \sum_{t=1}^T [ \bar{I}_{j,t} - \bar{S}_{j,t} + \bar{F}_{j,t} + \bar{L}_{j,t} + \bar{M}_{j,t} + \bar{O}_{j,t} ] \quad \dots \text{式 7.補.1}$$

ここで、

$B_j$  : 最小化する目的関数

$T$  : 計算期間、 $t$  : 計算する年、 $j$  :  $j$  番目の電源開発計画

$I$  : 当該年の建設コスト (Construction Cost)

$S$  : 建設コストに相当する残存簿価 (Salvage Value)

$F$  : 燃料コスト

$M$  : 運転およびメンテナンスコスト } (Operation Cost)

$L$  : 燃料棚卸コスト

$O$  : 供給されないエネルギーコスト (E.N.S Cost : Energy Not Served Cost)

最小費用計画は、次式で決定される電源開発計画となる。なお、この計算には動的計画法が用いられる。

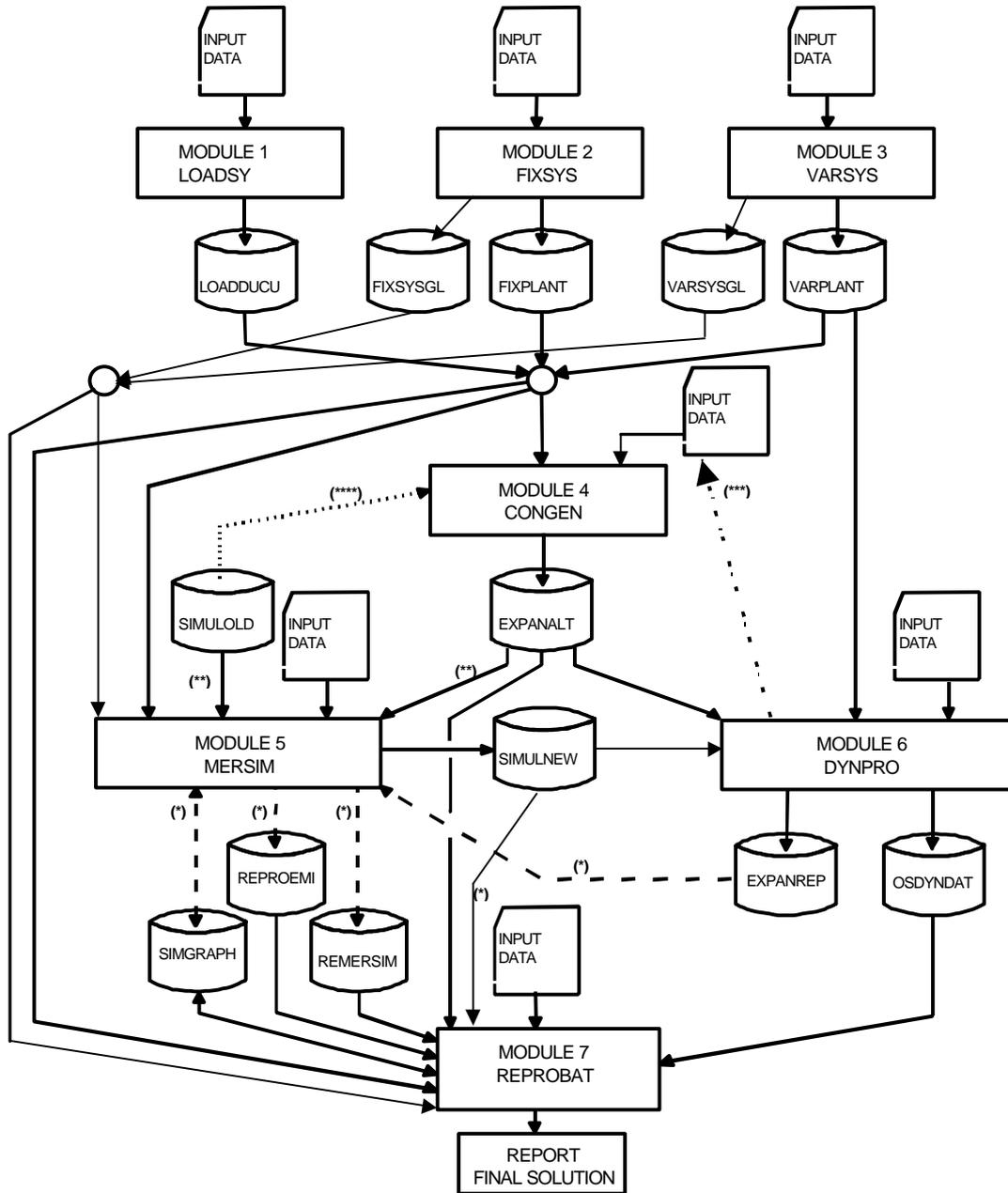
$$\text{Minimum } B_j \quad (\text{among all } j) \quad \dots \text{式 7.補.2}$$

## 1.3 計算フローと機能

図 7.補.1 に、WASP-IV の計算フローを示す。WASP-IV は次の 7 つのモジュールから構成されている。

- Module 1, LOADSY (Load System Description)  
負荷曲線実績から、将来の負荷曲線を策定するモジュール
- Module 2, FIXSYS (Fixed System Description)  
既設並びに開発決定設備データを記載するモジュール
- Module 3, VARSYS (Variable System Description)  
開発 (候補) 設備データを記載するモジュール
- Module 4, CONGEN (Configuration Generator)  
開発 (候補) 設備の数を定義するモジュール
- Module 5, MERSIM (Merge and Simulate)  
開発計画に関する、変動費 (燃料費等) を計算するモジュール
- Module 6, DYNPRO (Dynamic Programming Optimization)  
Module 5 の結果および建設費用から、最小費用となる開発計画を決定するモジュール
- Module 7, REPROBAT (Report Writer of WASP in a Batched Environment)  
検討結果を出力するモジュール

図 7.補.1 WASP-IV の計算フロー



- (\*) FOR RESIMULATION OF BEST SOLUTION ONLY
- (\*\*) OMIT FOR RESIMULATION OF BEST SOLUTION
- (\*\*\*) ITERATION PATTERN IF BEST SOLUTION STILL CONSTRAINED
- (\*\*\*\*) FOR CHECK OF CONFIGURATIONS ALREADY SIMULATED

出典：WASP-IV マニュアル

表 7.補.2 に WASP-VI の計算仕様を示す。これらの計算仕様は現状のインドネシアの設備に対して十分裕度を持っており、最適電源開発計画の策定には、将来的にも WAPS-IV に対応することが可能である。

表 7.補.2 WASP-IV の計算仕様

Parameters	Maximum allowable
Years of study period	30
Periods per year.	12
Load duration curves (one for each period and for each year).	360
Cosine terms in the Fourier representation of the inverted load duration curve of each period.	100
Types of plants grouped by "fuel" types of which: 10 types of thermal plants; and 2 composite hydroelectric plants and one pumped storage plants.	12
Thermal plants of multiple units. This limit corresponds to the total number of plants in the Fixed System plus those thermal plants considered for system expansion which are described in the Variable System (87 if P-S is used).	88
Types of plants candidates for system expansion, of which: 12 types of thermal plants (11 if P-S is used); 2 hydroelectric plant types, each one composed of up to 30 projects; and 1 pumped storage plant type with up to 30 composed projects.	15
Environmental pollutants (materials)	2
Group limitations	5
Hydrological conditions (hydrological years).	5
System configurations in all the study period (in one single iteration involving sequential runs of modules 4 to 6).	5000

出典：WASP-IV マニュアル

## 補論 2 適正な揚水比率の検討

最適電源開発計画の検討において、種々の電源の開発計画が示された。そのなかでも、将来のジャワバリシステムにおける新たな種類の電源として、揚水発電の開発が提示されたことは注目すべき結果の一つである。一方、これまでインドネシアにおいて独自に揚水発電所の新規導入が検討され、現在その詳細設計が実施されたところである。これらの状況を鑑みてここでは、最適電源開発計画における揚水発電所の必要性について、本論の検討に加えてとりまとめた。

### 2.1 揚水発電の特徴

#### (1) 電源としての揚水発電の特徴

揚水発電所は、軽負荷時に火力または原子力発電所の電力を利用して、予め下部調整池の水を上部調整池に揚水しておき、重負荷時に発電する方式の発電所である。

電源開発計画の検討において、揚水発電は下記の特徴を有している。

##### ピーク対応電源

揚水発電は起動後数分で立ち上がることができ、また負荷追従性に優れているため、ピーク対応電源として適している。

##### 揚水動力

揚水を行うための電力を供給する電源が必要である。

##### 運用上の制約

揚水発電所は、二つの調整池から成り、この間の水の運用により発電と揚水を繰り返す。このため、発電と揚水の継続時間などの運用が、調整池の容量などにより制限される。

##### 建設の経済性

所定規模の揚水発電所は、規模当たりの建設費が比較的安価である。

#### (2) 系統運用面での特徴

揚水発電所の系統運用面での特徴は、下記のとおりである。

##### 需給バランス対応

負荷の急激な変動に追従する。ピーク時の供給、あるいは需要の変動に対応して需給バランスを確保するために用いられる。

##### 経済的揚水運用

発電燃料費の安いベース電源による揚水によって、ピーク時の発電を行うことにより、発電燃料費の高い他のピーク対応電源の燃料費の節減を図る。

##### 電力系統の安定

自動周波数制御運転により系統の周波数制御を行う。また、無効電力の供給源として、系統の電圧制御を行う。

### 供給予備力

発電の起動停止が容易なため、他の発電所の事故時や需要急増時の対応に優れており、運転予備力としても利用価値が高い。

## 2.2 揚水発電の導入実績

### (1) 揚水発電導入の背景

上述の揚水発電の特性を考慮すれば、電源開発計画を策定する上で揚水発電が導入される背景としては、下記のとおりである。

#### ピーク負荷の増大

ピーク負荷の増大をともなって、最大電力が増大する。

#### 揚水動力の確保

ベース電源としての火力または原子力の全体供給力に占める比率が高まり、揚水発電に必要な電力が得やすくなる。

#### 経済的な高効率運用

大容量の火力および原子力発電所との組み合わせにより、設備の稼働率および燃料費の面で高効率な運用が可能である。

#### 立地条件

揚水発電所に適した立地条件が整っている地点がある。

### (2) 日本における揚水発電導入実績

日本における揚水発電の導入実績を表 7.補.3 に示す。日本においては、1970 年代頃から昼間のピーク需要の増加が著しくなり、特に夏場の冷房による需要がこれを加速させた。このピークの増大を伴う最大電力の増大に対処するため、当初はピーク対応電源として混合揚水発電所が計画されていたが、その後大容量高落差の、揚水発電の技術が確立されてきたことに伴い、大型の純揚水発電所が次々と建設されてきた。

中部電力における揚水発電所の導入実績を表 7.補.4 に示す。上述と同様な傾向で揚水発電が導入されてきた。中部電力では、1980 年に本格的な大規模揚水発電として奥矢作発電所(1,095MW)が運転開始した。その後、奥美濃発電所(1,500MW)が1995年に運転開始し、さらに現在川浦発電所(1,350MW)を始めとする新規の揚水発電所の開発計画が予定されている。

中部電力では、これらの揚水発電の導入にあたって後述する検討モデルによって検討を行い、揚水発電設備が全体の発電設備に占める構成比率が10~15%程度で最適であるとして計画をしてきた。

中部電力における揚水発電所の運用実績を表 7.補.5 に示す。比較的高い稼働状況と高い揚水効率が実績として得られている。

表 7.補.3 日本における揚水発電の推移

年 度	1970	1975	1980	1985	1990	1995	1999
最大電力(MW)	49,220	72,480	88,810	110,250	143,720	171,130	168,660
発電設備(MW)	59,050	99,740	129,350	154,250	175,070	204,210	226,960
揚水発電(MW)	3,360	10,780	14,350	17,000	17,000	22,280	24,310
揚水/発電(%)	5.7	10.8	11.1	11.0	9.7	10.9	10.7

出典：電源開発の概要、経済産業省

表 7.補.4 中部電力における揚水発電の推移

年 度	1970	1975	1980	1985	1990	1995	2000
最大電力(MW)	7,450	10,930	13,500	16,650	22,280	26,010	26,360
発電設備(MW)	7,460	13,500	17,220	19,780	23,040	28,470	32,730
揚水発電(MW)	760	1,440	2,090	2,820	2,820	4,320	4,320
揚水/発電(%)	10.2	10.7	12.1	14.3	12.2	15.2	13.1
年負荷率(%)	67.0	60.4	60.1	58.2	56.2	53.8	58.0

出典：中部電力

表 7.補.5 中部電力における揚水発電運用の実績

発電所	年間発電電力量 発電稼働時間	年間揚水動力量 揚水稼働時間	等価ピーク継続 時間	揚水効率
奥美濃発電所 1,500MW	840 GWh 2,134 h	1145 GWh 1,752 h	560 h	73.3%
奥矢作発電所 1,095MW	303 GWh 835 h	413 GWh 826 h	277 h	73.5%

出典：中部電力

## 2.3 シミュレーションモデル WASP- による検討

最適電源開発計画の策定におけるシミュレーションモデル WASP- による検討によると、揚水発電に関する電源開発計画は、下記のとおりに要約される。

- (1) 長期における最適電源開発計画の検討において、揚水発電所の開発が必要である。
- (2) 2010年頃には、揚水発電所の設置が必要となる。
- (3) 検討最終年次(2015年)における揚水発電所の必要設備は、1,500MW程度である。

## 2.4 最適揚水発電開発モデルによる検討

### (1) 最適揚水発電開発モデルの概要

このモデルは、線形計画法を用いて、最適な電源開発のシミュレーションを行うものである。想定需要、既設電源の設備容量、電源建設費、燃料単価、燃料入手量などの入力データのもとで、線形計画法を用いて、年間の経費から見て最も経済的な電源開発計画を検討するものである。シミュレーションにおいて揚水発電所の運用が詳細に考慮されていることが、当検討モデルの特徴である。このモデルは、(財)電力中央研究所によって開発されたものであり、これまで中部電力における揚水発電所の開発計画の検討において用いられてきた。

検討モデルにおける目的関数は、次式のとおりである。

$$(\text{目的関数}) = (\text{新設電源の固定費}) + (\text{既設と新設電源の可変費})$$

一方、検討モデルにおける主要な制約条件は、下記のとおりである。

最大電力バランス

全てのピーク需要は、必要な供給予備力をもって充足している。

軽負荷時需給バランス

軽負荷時において、余剰電力が生じない。

電源の補修停止

各電源の年間補修停止計画を考慮する。

各時間帯での経済負荷配分

各電源の特性を考慮して最も経済的な負荷配分とする。

電源の最大出力と最低出力

各電源の最大出力と最低出力を与える。

揚水調整池の容量

揚水発電所の調整池の有効容量により、発電と揚水の継続時間が制約される。

燃料消費量の上限と下限

各燃料の消費量に上限と下限を与える。

電源開発可能量の上限と下限

各電源の開発可能量の上限と下限を与える。

### (2) 検討の条件

モデルによる検討は、長期計画として2015年断面について行う。検討に用いる主要な入力データは、表7.補.6に示すとおりである。

表 7.補.6 主要入力データ

最大電力（発電端）	34,800 MW
年電力量（発電端）	216,442 GWh
年負荷率	71.0 %
初期設備容量	2001年での設備
建設単価	WASPと同値
燃料単価	同上
年経費率	同上
供給予備率	同上
運転予備率	同上
年間補修日数	同上
揚水効率	70%
揚水調整池容量	6.5時間（最大出力継続時間）

(3) 検討結果

2015年における検討結果を図7.補.2に示す。燃料費が安いベース電源の石炭火力発電所が十分開発されれば、全体発電設備に占める構成比率が5~8%となるように揚水発電所を開発することが最も経済的な電源開発計画となる。この際2001年時点に対して、2015年までに新たに開発する必要がある発電設備は24,400MW程度であり、2015年における全発電設備は43,000MW程度である。

図7.補.3は、揚水発電所の最適構成比率と揚水発電所の建設単価との関係を示したものである。最適構成比率は、建設単価によって大きく影響を受ける。建設単価が高いと最適構成比率が小さくなり、1,000US\$/kW以上では揚水発電所は必要でなくなる。一方建設単価が安いと最適構成比率が大きくなり、600US\$/kW以下ではほぼ一定となる。

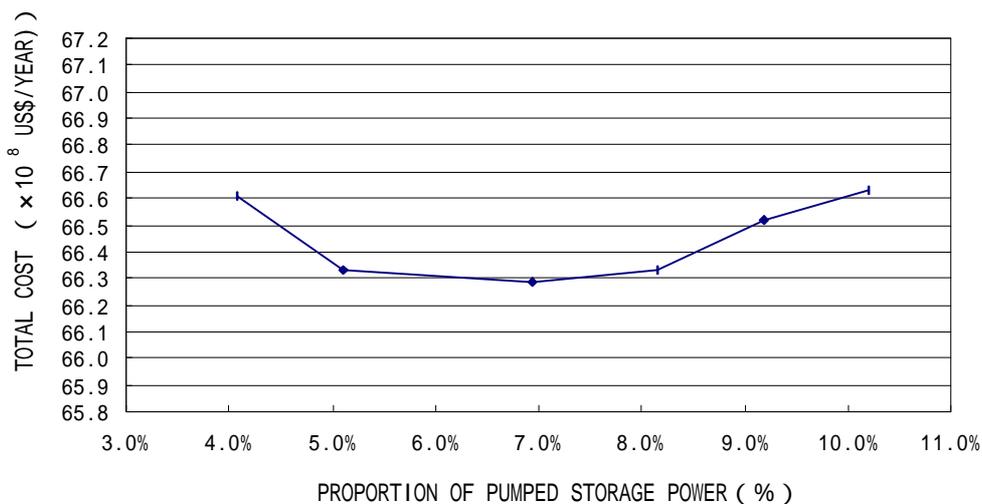


図 7.補.2 最適揚水発電構成比率

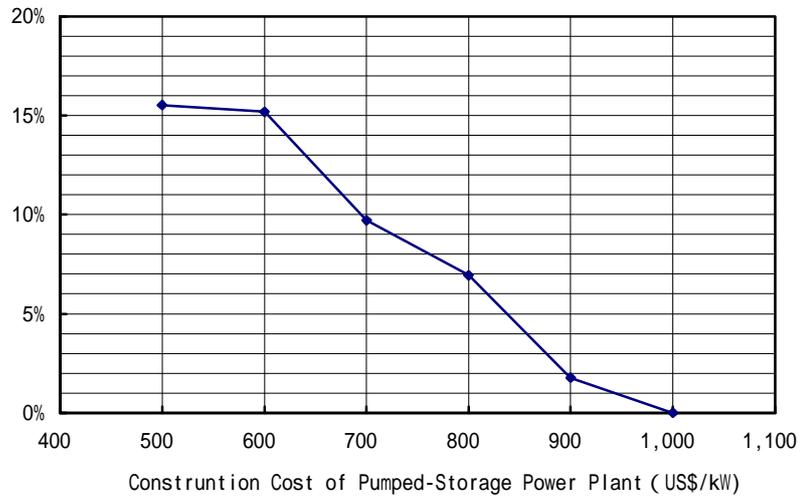


図 7.補.3 最適揚水発電構成比率と建設単価

## 2.5 揚水発電開発計画の要点

### (1) 揚水発電開発の立地条件

新たに揚水発電所を計画する場合の立地条件は下記のとおりである。下記の条件を十分考慮して、経済的な候補地点を選定することが重要である。

#### 地形

計画地点は、比較的近い位置に二つのダムサイトがあり、落差が十分得られる地形をしていること。

#### 地質

計画地点は、ダム、地下発電所、ならびに水路の建設に適した良好な地質であること。

#### 大規模計画

スケールメリットを活かせるよう、大規模な計画が可能であること。

#### 送電計画

送電費用削減のため、計画地点が既設の送電線に近いこと。

#### 大規模消費地の近傍

送電ロスや潮流の安定を考慮して、大規模消費地の近傍に計画地点があること。

## (2) 揚水発電開発および水力ピーク対応電源計画策定に対する提言

揚水発電所は代表的なピーク対応電源としての特徴の他に様々な長所を有する電源であり、長期における電源開発計画において、その導入の必要性が上述の検討によって示された。揚水発電所の新たな導入をはじめとするピーク対応電源の開発にあたっての提言を次に要約する。

### 経済的な開発地点の選定

候補地点について詳細に検討し、総費用の面で最も経済的な地点の開発を選定することが重要である。

### 段階的な開発または増設の検討

将来の需要の変化に対して、柔軟に対応した段階的な開発や増設を考慮した開発計画が経済的に優れている場合がある。

### 既設水力発電所の貯水池または自然湖の利用

既設水力発電所には大規模な貯水池を有するものがある。これらの貯水池または自然湖を揚水発電所の上部調整池または下部調整池として利用すれば、経済的な揚水発電所の開発計画となる場合がある。

### 混合揚水発電所の開発

一般水力の開発とあわせて、揚水発電の機能が付加した混合揚水の開発が総合的な経済性において優れている場合がある。

### 中小水力発電所の調整運転システム

中小水力発電所において比較的容量が小さい池を有する場合でも、数多くの発電所が一斉にピーク調整を行うシステムがあれば有効なピーク対応電源となる。

### 既設発電所のピーク対応電源のための再開発

既設発電所の中には、大規模な貯水池を有するものがあり、再開発が可能な場合には、ピーク対応電源としての増設の余地が考えられる。

## 第 8 章 送電計画と系統解析

第 8 章では、ジャワバリ系統の現状を分析し課題を整理するとともに、系統解析（潮流解析、安定度解析、短絡容量計算、周波数検討）により、今後の電源開発に対応するための最適な送電計画について検討を実施した。

短期計画としては、2007 年頃までの送電計画について検討し、PLN の送電計画の妥当性を検証するとともに、系統安定度による発電制約量を把握するため、500kV 送電線の送電限度を算定した。

中長期計画としては、2015 年頃までの中長期的な電源開発に対応するため、いくつかの電源配置（均等開発、西偏在、東偏在）を想定し、2010 年（約 25,000MW）および 2015 年（約 35,000MW）における、最適な送電計画について検討した。

### 8.1 ジャワバリ系統の現状および課題

#### 8.1.1 概要

インドネシアは、多くの島々から構成される島国であり、それぞれの島毎に独立した電力系統が構築されている。ジャワバリ系統については、ジャワ島とバリ島の系統から構成され、その間が 150kV 海底ケーブル 2 回線により連系されている。

ジャワ島は東西の長さが約 1,000km にわたる細長い島であり、地形的に東西間の長距離送電を余儀なくされている。この対策として、1984 年以降 500kV 系統の拡充が順次進められ、1999 年にジャワ島西部のスラヤ発電所からジャワ島東部のパイトン発電所に至る 500kV 北回り送電線（2 回線）が完成した。しかし、表 8.1.1 に示す通り、現在、西部ジャワにジャカルタをはじめとした大需要地帯が存在しているとともに、東部ジャワにパイトン、グレシク等の大規模電源があることから、500kV 北回り送電線は西向き重潮流となっており、系統安定度による送電制約が生じている。

この対策として、現在 500kV 南回り送電線を建設中であり、パイトン発電所からジャワ島中部の既設クラテン変電所間の送電線を 2003 年に、クラテン変電所からジャカルタ南部に建設予定であるデポック 変電所に至る送電線を 2004 年に建設する計画である。

このうち、パイトンからクラテン間の送電線については、建設の遅れているケディリ変電所をバイパスし、2002 年 4 月に 1 回線のみ先行して運開している。

2001 年におけるジャワバリ系統（500kV 系統）を図 5.1.1 に示す。

表 8.1.1 ジャワバリ系統の地域別電力需給バランス (2001 年) (単位: MW)

	西部ジャワ (エリア 1、2)	中部ジャワ (エリア 3)	東部ジャワ (エリア 4)	合 計
需 要	7,811 (60%)	2,057 (16%)	3,173 (24%)	13,041 (100%)
供給力	9,848 (53%)	1,755 (9%)	7,005 (38%)	18,608 (100%)

ジャワバリ系統においては、500kV、150kV、70kV、20kV の電圧が採用されている。500kV は、ジャワバリ系統の基幹系統を構成している。150kV については、500kV 導入以前は基幹系統の役割を担っていたが、現状では 500kV 系統を補完し、中規模電源の送電と負荷供給の役割を担っている。500kV と 150kV は一部を除いてループ運用されており、150kV 系統はアイランドと呼ばれる 12 の系統に分割され運用されている。

70kV はローカルエリアにおける負荷供給の役割を担っているが、PLN は、70kV 系統を今後積極的に拡充しない方針である。また、20kV は配電用に使用されている。

表 8.1.2 および表 8.1.3 にジャワバリ系統の送変電設備の概要を示す。

表 8.1.2 送電線回線延長 (2000 年) (単位: km・cct)

	架空線			地中線		海底
	500kV	150kV	70kV	150kV	70kV	150kV
1996	1,873	9,085	3,854	244	29	17
1997	2,241	9,478	3,974	277	29	21
1998	2,546	9,771	3,946	282	29	26
1999	2,699	9,871	3,979	293	23	26
2000	2,774	10,040	3,961	340	24	30

出典: STATISTIK 2000 UBS P3B

表 8.1.3 変電設備 (変圧器) (2000 年) (単位: MVA)

	500/150kV	150/70kV	150/20kV etc	70/20kV etc
1998	11,500	3,798	18,011	4,049
1999	12,000	4,018	20,814	4,165
1998	13,000	4,248	21,055	3,811
1999	14,000	4,028	22,708	4,177
2000	14,500	3,966	23,924	4,268

出典: STATISTIK 2000 UBS P3B

## 8.1.2 ジャワバリ系統の供給信頼度

ジャワ島における1需要家当たりの停電回数および停電時間は、表 8.1.4 の通りである。

表 8.1.4 供給信頼度 (2000 年)

	1 需要家当たりの停電回数 (回/年)	1 需要家当たりの停電時間 (時間/年)
インドネシア (ジャワ島)	9.46	7.07
日本 (10 電力)	0.22	0.62

出典：PLN STATISTICS 2000 他

注：日本のデータは 1999 年

上記供給信頼度については、満足できるレベルではなく、多くの需要家が自衛のため非常用自家発電を保有している状況である。今後配電系統を含め、系統拡充を計画的に進め、順次改善していく必要がある。

基幹系統の故障による大規模停電については、1997 年にジャワバリ系統の全系統が停電する事故が発生しているが、その後ジャワバリ系統が全停に至る事故は発生していない。その後の大規模停電としては、2001 年 8 月に 500kV 送電線の故障が原因で、ジャカルタを中心に約 2,000MW の停電が発生している。

## 8.1.3 送配電ロス

ジャワバリ系統における送配電ロスは、表 8.1.5 の通りである。送電ロスについては、これまでの系統拡充により、低い水準まで下がってきている。今後は送電系統に比較して相対的に整備状況の遅れている配電系統の拡充や、盗電等のノンテクニカルロスの削減により、配電ロスの低減を進める必要がある。

表 8.1.5 送配電ロス (2000 年)

	送電ロス	配電ロス
ジャワバリ系統	2.5%	8.5%
日本 (10 電力)	2.4%	4.1%

出典：PLN STATISTICS 2000 他

#### 8.1.4 ジャワバリ系統の運用状況

##### (1) ジャワバリ系統の監視制御

ジャワバリ系統は、500kV 系統はガンドゥール変電所にあるジャワ制御センター (Java Control Center) により、150kV と 70kV 系統は Cawang, Cigereleng, Ungaran, Waru の 4 つの地域制御センター (Area Control Center) により、常時監視制御されている。

##### (2) 系統安定度

送電線の潮流は、系統の安定度または送電線熱容量により制約を受けるが、基幹系統の場合は系統の安定度により制約を受ける場合が多い。ジャワバリ系統においても、パイトン発電所をはじめとしたジャワ島東部の大規模電源の発生電力を、ジャカルタ方面に長距離送電していることから、安定度による送電制約が生じている。このため、送電限度を超えて送電した場合には、送電線故障によりパイトンの発電機が脱調し、最悪の場合、ジャワバリ系統全体が停電に至る可能性がある。

##### (3) 稼働率

2000 年のジャワバリ系統における変圧器の稼働率は、表 8.1.6 の通りである。

これによれば、稼働率が 80% を超過する変圧器があるため、系統拡充が必要な状況である。一方、稼働率が 20% を下回る変圧器もあるため、拡充計画の策定にあたっては、変電所新設、変圧器増設等の対策に加え、変圧器の移設についても検討する必要がある。

また、稼働率が 60% を超過する重潮流の送電線については、表 8.1.7 の通りである。

表 8.1.6 変圧器の稼働率 (単位: Unit)

	500/150kV		150/70kV		150/20kV 他		70/20kV 他	
20% 未満	2	(7%)	6	(10%)	51	(11%)	44	(24%)
20% 以上 40% 未満	0	(0%)	8	(13%)	71	(15%)	13	(7%)
40% 以上 60% 未満	10	(33%)	14	(23%)	104	(21%)	34	(19%)
60% 以上 80% 未満	5	(17%)	18	(29%)	140	(29%)	53	(29%)
80% 以上	13	(43%)	15	(25%)	117	(24%)	38	(21%)
合計	30	(100%)	61	(100%)	483	(100%)	182	(100%)

出典: EVALUASI OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA BALI 2000

表 8.1.7 稼働率 60% 超過送電線

電圧	回線数
500kV	0
150kV	50
70kV	15

出典: EVALUASI OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA BALI 2000

#### (4) 電圧

電圧調整は、発電機の無効電力の調整および調相設備(コンデンサ、リアクトル)の入り切り、および負荷時タップ切替変圧器により実施されている。

電圧の許容範囲は、基準電圧の+5%~-10%の間である。「PENGUSAHAAN SISTEM JAWA BALI 2001」によれば、500kV 系統については、現在電圧の問題は発生していない。150kV、70kV 系統については、電圧低下が10%を超える箇所が30箇所、電圧上昇が10%を超える箇所が1箇所ある。これらの問題箇所については系統拡充またはコンデンサ、リアクトルの適切な設置により改善する必要がある。

一方、発電予備力の不足や、周波数低下の場合には、意図的に電圧を低下させ、消費電力を節約するブラウンアウトが実施されることもある。

#### (5) 短絡容量

ジャワバリ系統における定格遮断電流は、表 8.1.8 の通りである。

「PENGUSAHAAN SISTEM JAWA BALI 2001」によれば、現状 500kV 系統においては、短絡電流は定格遮断電流以内となっており問題は生じていない。150kV および 70kV 系統においては、短絡電流が定格遮断電流以上となる箇所が 30 箇所ある。

これらの箇所については、短絡故障時に遮断器の容量が不足し、主保護による遮断ができないため、後備保護による遮断となり、故障が長時間継続することとなる。このため、安全上・設備保安上大きな問題があるため、早急に遮断器の取替を実施する必要がある。

表 8.1.8 ジャワバリ系統の定格遮断電流

定格電圧 (kV)	定格遮断電流 (kA)	備考
500	50, 40	パイトンのみ 50kA
150	50, 40, 31.5, 25 他	
70	40, 25, 20, 12.5 他	

#### (6) 周波数

##### 定常時

ジャワバリ系統の周波数は、ジャワ制御センターから制御されており、定常時における周波数の許容範囲は  $50 \pm 0.2\text{Hz}$  である。定常時の周波数については、通常その許容範囲に収まっており、現状特に問題は生じていない。

主な LFC (負荷周波数制御) 対象発電機は、チラタ、サグリン等の大型水力発電所と、スララヤ、パイトン等の火力発電所である。

##### 異常時

発電機の脱落などにより、周波数が低下した場合は、以下の通り制御を実施している。

- ・ 49.8Hz 以下：ブラウンアウトの実施
- ・ 49.5Hz 以下：周波数低下量および低下速度に応じ、負荷遮断を実施

「EVALUASI OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA BALI 2000」によれば、2000年にジャワバリ系統において、発電機の脱落等により49.5Hz以下に周波数が低下した回数は55回発生しており、このうち負荷遮断を実施したのは20回である。ジャワバリ系統においては、系統規模に比較して、発電機の単機容量が大きいため、発電機1台故障時に、負荷遮断が必要となる。また、発電機の故障回数が多いため、負荷遮断の発生頻度も高い。

#### 8.1.5 保護リレー、電力用通信設備

基幹送電線（500kV）の保護については、距離リレー（2系列）が採用されている。距離リレーについては、電力線搬送方式（PLC）を併用した方式を採用しており、またPLCを利用した单相再開路も採用されている。

電力用通信設備については、従来電力線搬送方式が使用されてきたが、情報伝送量の増加に伴い、OPGW（光ファイバー複合架空地線：Ground Wire with Optical Fiber）等を利用した光ファイバーによる通信の導入が順次進められている。

## 8.2 PLNの送電計画

### 8.2.1 拡充にあたっての信頼度基準

送電計画の立案にあたっては、需要家に対して良質な電力を供給するため、適正電圧・周波数の維持および停電回数、停電時間の短縮を図る必要がある。このためには、設備の故障を考慮して適正な設備余裕を持たせることが必要である。

PLNにおいては、ジャワバリ系統の送電計画立案にあたって、N - 1基準が採用されている。これは、設備の単一故障（送電線1回線故障、変圧器1台故障）時に供給支障が発生しないことを目標としており、世界各国で採用されている基準である。N - 1基準が守られない場合、送電線1回線故障時、変圧器1台故障時に供給支障が発生することとなり、また保守のための設備の停止が困難となることから、今後ともN - 1基準で送電計画を立案する必要がある。

### 8.2.2 PLNの送電計画

PLNは、毎年5年間の送電計画を立案している。2001年10月に策定された「TINJAUAN SISTEM JAWA BALI TAHUN 2002-2006」によれば、PLNの送電計画（需要ミディアムケース）の概要は以下の通りである。

表 8.2.1 500kV 送電線 (km・cct)

	送電線	合計
2002	Paiton - Kediri (210.4) Kediri - Pedan (205.0)	415.4
2003	Paiton - Kediri (210.4) Kediri - Pedan (205.0) Mandiracan Incomer(0.6)	416.0
2004	Pedan - Tasikmalaya (612.0) Tasikmalaya - Depok (502.0) Tanjung Jati B - Ungaran (phase1)(180.0)	1294.0
2005	Tanjung Jati B - Ungaran (phase2)(94.0) Tambun Incomer (18.0)	112.0
2006	Grati- Surabaya Selatan (160.0) Balaraja Incomer (10.0) Rawalo Incomer (150.0) Ngimbang Incomer (10.0)	330.0
合計	-	2567.4

表 8.2.2 500/150kV 変電所 (MVA)

	エリア 1	エリア 2	エリア 3	エリア 4	合計
2002					0
2003		Cirebon (500)	Klaten (500)	Kediri (500)	1,500
2004	Depok (500)	Tasikmalaya (500)		Kediri (500)	1,500
2005	Tambun (500)				500
2006	Balaraja (1000)		Rawalo (500)	Ngimbang (500) Surabaya Selatan (1000)	3,000
合計	2,000	1,000	1,000	2,500	6,500

表 8.2.3 150kV 以下送電線および変電所

	150kV, 70kV 送電線 (km <sup>2</sup> cct)	150/70kV, 150/20kV, 70/20kV 変電所 (MVA)
2002	1,386	1,770
2003	935	1,300
2004	256	250
2005	72	0
2006	362	720
合計	3,011	3,940

(1) 基幹系統

500kV 南回り送電線

ジャワバリ系統における安定度問題の解消および信頼度向上を目的とし、現在パイトン発電所から、新ケディリ変電所、既設クラテン変電所、新タシクマラヤ変電所を経由し、ジャカルタ南部に建設予定であるデポック 変電所に至る 500kV 南回り送電線を建設中である。

このうち、パイトン発電所からクラテン変電所間については 2003 年に、クラテン変電所からデポック 変電所間の送電線については 2004 年に運開の予定である。

なお、パイトンからクラテン間の送電線については、建設の遅れているケディリ変電所をバイパスし、2002 年 4 月に 1 回線のみ先行して運開している。

また、クラテン変電所からデポック 変電所間の送電線については、デポック 変電所付近の用地交渉が難航しているため、2004 年の運開が遅延する可能性もある。

タンジュンジャティ B 送電対策

ジャワ島中部のタンジュンジャティ B 発電所は、2005 年運開の予定である。この送電対策として、タンジュンジャティ B 発電所から、ウンガラン変電所に至る 500kV 送電線を建設する計画である。

## (2) 負荷供給系統

### ジャカルタ周辺

ジャカルタ市内および周辺負荷については、現在、500kV プカシ、チャワン、ガンドゥール変電所より供給しているが、同方面の需要増加対策として、500kV 南回り送電線新設に合わせ、2004年にジャカルタ南部に500kV デポック 変電所(500MVA×1台)を新設する計画である。

また、ジャカルタ市内を供給している70kV系統は、需要増加に伴い容量不足となることから、デポック 変電所新設に合わせ、既設70kV送電線を150kV昇圧し、デポック 変電所とタンブン変電所を結ぶ150kV送電線を新設する計画である。これに合わせ、既設70kVGandaria変電所、Miniatur 変電所、Poncol 変電所を150kVに昇圧する計画である。

また、同方面の需要増加対策として、既設150kVタンブン変電所を2005年に500kV昇圧し、変圧器(500MVA×1台)を設置する計画である。

### バンドン周辺

バンドン市内および周辺需要については、現在、500kV バンドンセラタン変電所(500MVA×2台)より供給しているが、同方面の需要増加対策として、500kV 南回り送電線新設に合わせ、2004年に500kV 新タシクマラヤ変電所(500MVA×1台)を新設する計画である。

これに合わせ、バンドンセラタンから新タシクマラヤ変電所間の150kV送電線(バンドンセラタン～Kamojang～Daraja～Garut～Tasikmalaya～新タシクマラヤ)を増強する計画である。

### チルボン周辺

チルボン市内および周辺需要については、現在、500kV チルボン変電所(500MVA×1台)より供給しているが、同方面の需要増加対策として、2003年に同変電所に変圧器を増設する計画である。これに合わせ、容量不足となる70kV送電線およびBabakan、Kuningan、Malangbong変電所を150kVに昇圧し、チルボン変電所から500kV新タシクマラヤ変電所を結ぶ150kV送電線を新設する計画である。

また、チルボン変電所からRancaekok、Ujungberung変電所間の150kV送電線についても新設・増強する計画である。

### スラバヤ周辺

スラバヤ市内および周辺需要については、現在、500kV カリアン変電所(500MVA×2台)より供給しているが、同方面の需要増加対策として、500kV 南回り送電線新設に合わせ、2003年に500kV ケディリ変電所(500MVA×2台)を新設する計画である。

また、同方面の需要増加対策として2004年に500kVスラバヤセラタン変電所(500MVA×2台)を新設する計画であったが、グラチからスラバヤセラタン間の500kV送電線の用地交渉が難航している状況である。このため、スラバヤセラタンの遅延対策としてUjung変電所からPerak発電所間に150kV送電線を新設し、スラバヤセラタン変電所の新設を2006年まで繰り延べる予定である。

また、カリアン変電所の北西にある工業地域の需要増加対策として、2006年に500kVニンバン変電所(500MVA×1台)を新設する計画である。

#### ジャワ島中部

ジャワ島中部の南海岸面の需要については、現在、500kVクラテン変電所(500MVA×1台)より供給しているが、同方面の需要増加対策および電圧低下対策として、2003年にクラテン変電所に変圧器を増設する計画である。

また、2006年には、500kVラワロ変電所(500MVA×1台)を新設する計画である。

#### ジャワ島西部方面

ジャワ島西部方面の需要については、現在、500kVチルゴン変電所(500MVA×2台)より供給しているが、同方面の需要増加対策として、2006年に500kVバララジャ変電所(500MVA×2台)を新設する計画である。

### 8.3 送電計画（短期計画）

この節では、2007年頃までの送電計画について検討し、PLNの送電計画の妥当性を検証するとともに、系統安定度による発電制約量を把握するため、系統解析により500kV送電線の送電限度を算定した。

#### 8.3.1 系統解析手法

##### (1) プログラム

系統解析で使用したプログラムは以下の通り。

潮流解析	電力中央研究所 L法（ニュートンラフソン法）
過渡安定度解析	電力中央研究所 Y法
短絡容量計算	中部電力開発プログラム

##### (2) 前提条件

系統解析にあたっての前提条件は以下の通りである。

故障	3LG-O（3相短絡故障、P3B基準による）	
故障除去時間	100ms（500kV）、150ms（150kV）	
負荷	ピーク時（需要はCase1） 負荷の電圧特性： $L=P_0(V/V_0) + Q_0(V/V_0)$ $=1.0, \quad =2.0$	
発電機	500kV系統：すべて考慮 150kV系統：大規模火力発電所を考慮 （ムアラカシ、タジユブリカ、タバロック、グレック、グチ）	
送電線・変圧器データ	P3Bデータ、メーカーデータによる （一部標準データを使用）	
発電機データ	P3Bデータ、メーカーデータによる （一部標準データを使用）	
	AVR	標準データを使用（サイリスタ型自励式）
	ガバナ	標準データを使用
	PSS	考慮せず

系統解析にあたっては、基本的にP3Bまたはメーカーのデータを使用した。AVR（自動電圧調整装置）およびガバナ（调速機）データについては標準データで検討した。PSS（系統安定化装置）については、いくつかの発電所で使用されていない状況にあるため、考慮しなかった。

また、電圧維持に必要な調相設備（コンデンサ、リアクトル）については、必要量を必要箇所に設置する前提とした。

### 8.3.2 ジャワ島東部電源およびタンジュンジャティ B 送電対策

現在、パイトン発電所をはじめとする東側大規模電源の送電は、系統の安定度により制約を受けている。このため、500kV 南回り送電線完成までの各断面における、系統安定度による送電限度を検討した。合わせて、タンジュンジャティ B 発電所（2005 年運開予定）の送電対策について検討を実施した。また、500kV 南回り送電線の建設が遅延した場合の送電限度についても、検討を実施した。

検討ケースは、以下の通り。

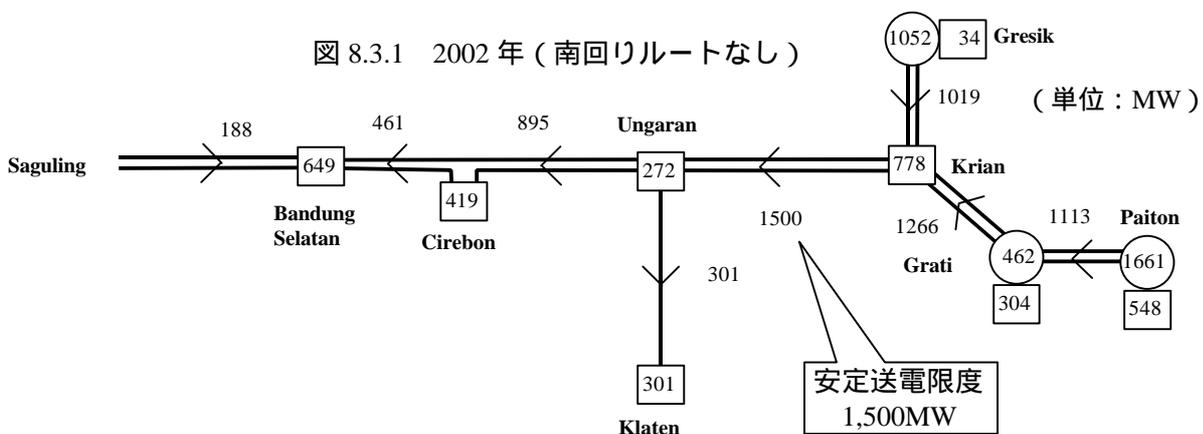
ケース 1	2002 年	南回り送電線なし
ケース 2	2002 年	パイトンからクラテン間 1 回線運開
ケース 3	2003 年	パイトンからクラテン間 2 回線運開
ケース 4	2003 年	パイトンからクラテン間 2 回線運開 (チルボン 2 回線 引込後)
ケース 5	2004 年	南回りルート全線運開
ケース 6	2005 年	タンジュンジャティ B 運開
ケース 7	2005 年	南回り送電線遅延 タンジュンジャティ B 運開

#### (1) ケース 1 (2002 年断面：南回り送電線なし)

500kV 南回り送電線がない場合、ウンガランからカリアン間において送電制約が発生し、送電限度は 1,500MW となる。

表 8.3.1 2002 年断面の送電限度

最過酷故障		送電限度	
故障送電線	故障端	区 間	潮流
ウンガラン～カリアン	カリアン	ウンガラン～カリアン	1,500MW



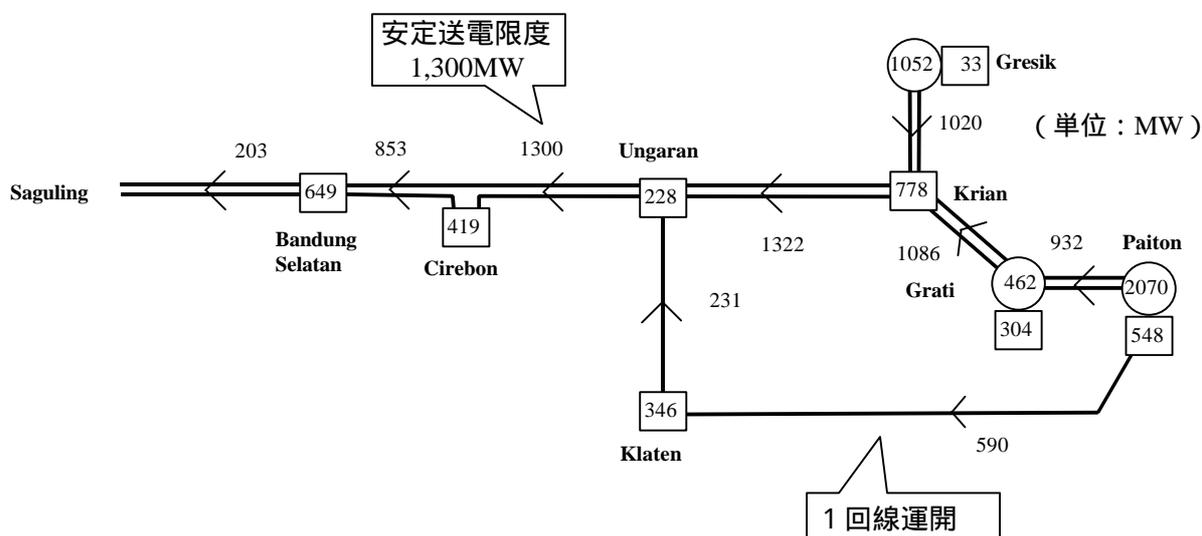
( 2 ) ケース 2 ( 2002 年断面 : パイトン ~ クラテン間 1 回線運開 )

建設の遅れているおよびケディリ変電所をバイパスするとともに、パイトンの引出口において仮接続を実施し、2002 年 4 月にパイトン ~ クラテン間の 1 回線が運開した。この場合、ウンガラン ~ チルボン間において送電制約が発生し、送電限度は 1,300MW となる。

表 8.3.2 2002 年 ( パイトン ~ クラテン間 1 回線運開後 ) の送電限度

最過酷故障		送電限度	
故障送電線	故障端	区 間	潮流
チルボン ~ ウンガラン	ウンガラン	チルボン ~ ウンガラン	1,300MW

図 8.3.2 2002 年 ( パイトン ~ クラテン間 1 回線運開後 )



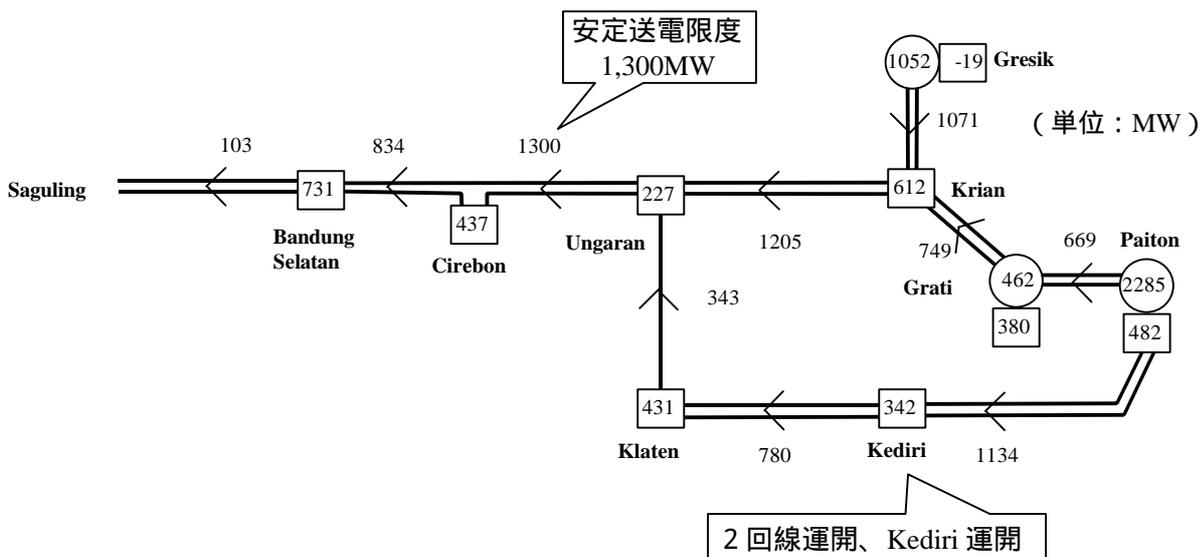
( 3 ) ケース 3 ( 2003 年断面 : パイトン ~ クラテン間 2 回線運開 )

2003 年には、パイトン発電所からクラテン間の送電線は 2 回線運開する予定であるが、この場合の送電制約は、パイトン発電所からクラテン間の送電線が 1 回線の場合と変わらず、ウンガラン ~ チルボン間の送電限度は 1,300MW である

表 8.3.3 2003 年の送電限度

最過酷故障		送電限度	
故障送電線	故障端	区 間	潮流
チルボン ~ ウンガラン	ウンガラン	チルボン ~ ウンガラン	1,300MW

図 8.3.3 2003 年（パイトン～クラテン間 2 回線運開）



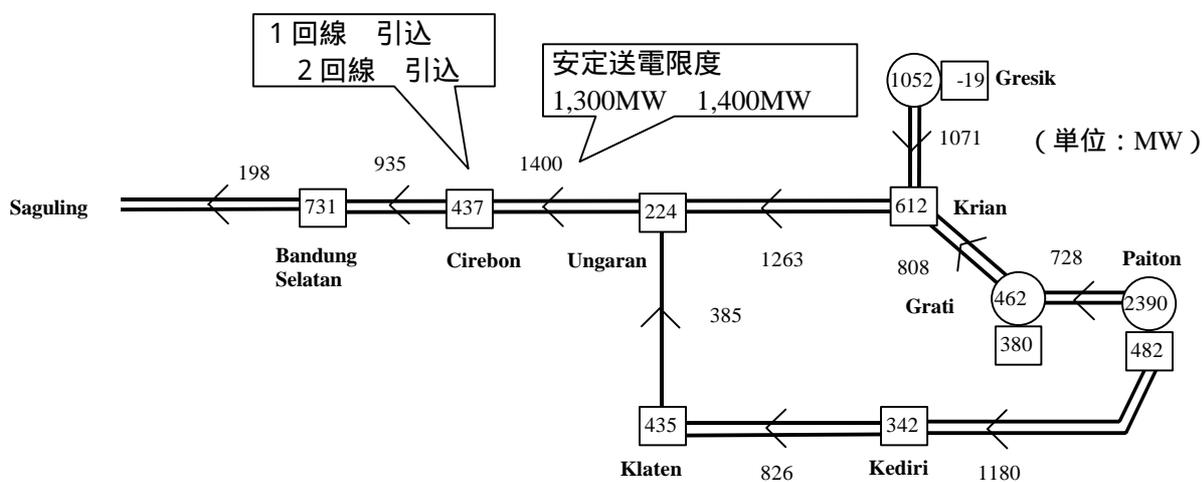
(4) ケース 4 (2003 年断面：チルボン 2 回線 引き込み後)

現在チルボン変電所に 1 回線 引き込みされている 500kV 送電線を 2 回線引き込みとすることにより、送電制約を緩和させることができる。この効果は 100MW 程度であり、送電限度は 1,400MW まで改善される。

表 8.3.4 2003 年（チルボン 2 回線 引き込み後）の送電限度

最過酷故障		送電限度	
故障送電線	故障端	区 間	潮流
チルボン ～ウングラン	ウングラン	チルボン ～ウングラン	1,400MW

図 8.3.4 2003 年（チルボン 2 回線 引き込み後）



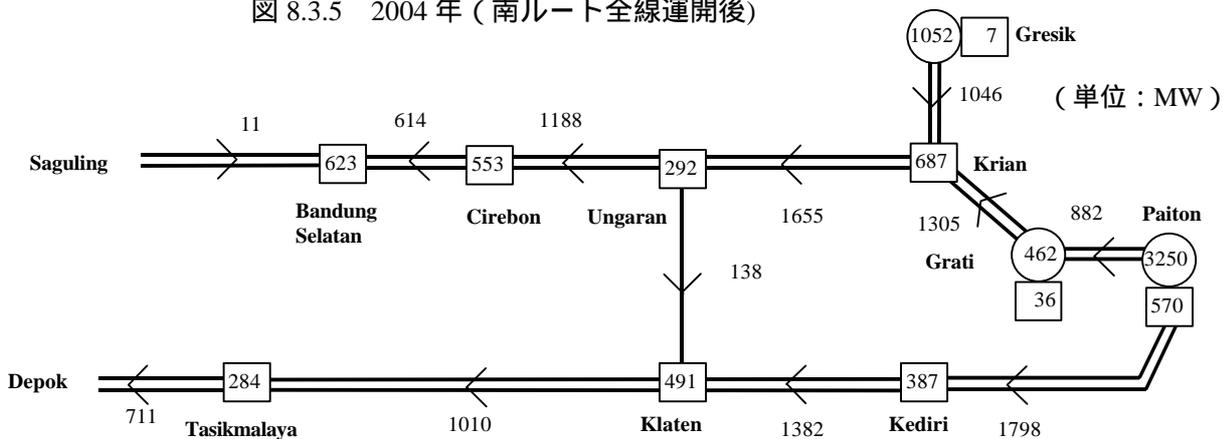
( 5 ) ケース 5 ( 2004 年断面 : 南回りルート全線運開 )

2004 年に、パイトン発電所からデポック 変電所に至る 500kV 南回りルートがすべて運開する予定である。南回りルート全線運開により、安定度による送電制約はすべて解消される。

表 8.3.5 2004 年 ( 南ルート全線運開後 ) の送電限度

最過酷故障	送電限度
-	なし

図 8.3.5 2004 年 ( 南ルート全線運開後 )



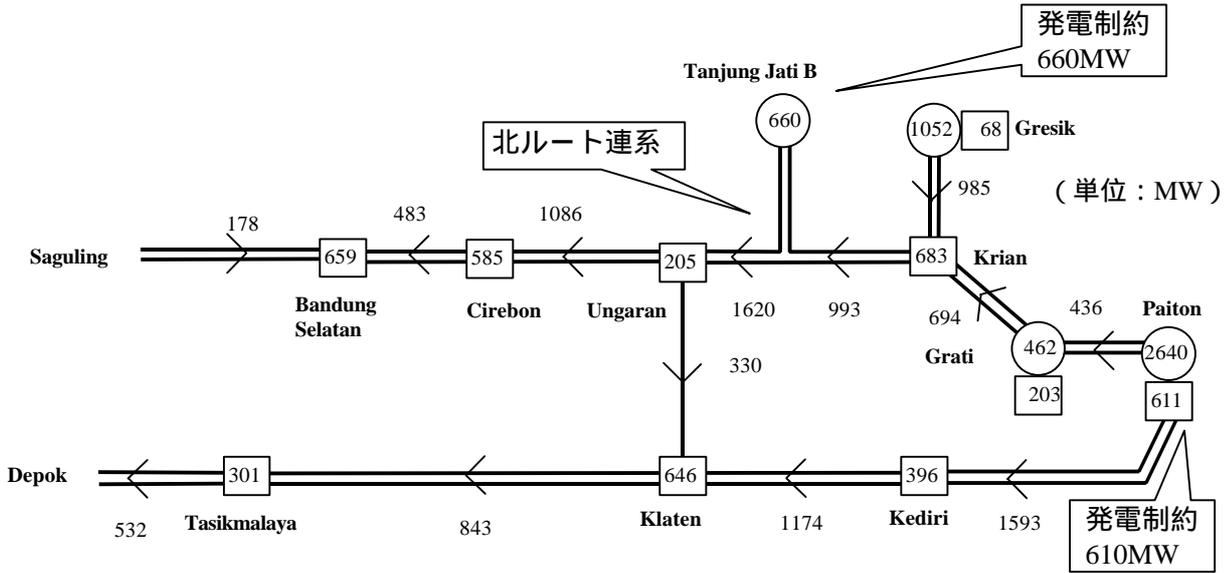
( 6 ) ケース 6 ( 2005 年断面 : タンジュンジャティ B 運開 )

500kV 南回りルートが運開後に、タンジュンジャティ B をプルウォダディ変電所付近で北回り送電線に連系した場合は、カリアンからウンガラン間の送電線故障時およびタンジュンジャティ B からウンガラン間の送電線故障時に系統が不安定となるため、パイトン 1 台およびタンジュンジャティ B 1 台の発電制約が発生する。

表 8.3.6 タンジュンジャティ B 運開後の発電制約 ( 北ルート連系時 )

最過酷故障		発電制約	
故障送電線	故障端	発電所	制約
カリアン ~ ウンガラン	カリアン	パイトン	610MW
タンジュンジャティ B ~ ウンガラン	タンジュンジャティ B	タンジュンジャティ B	660MW
-	-	合計	1,270MW

図 8.3.6 2005 年 (タンジュンジャティ B : 北ルート連系)

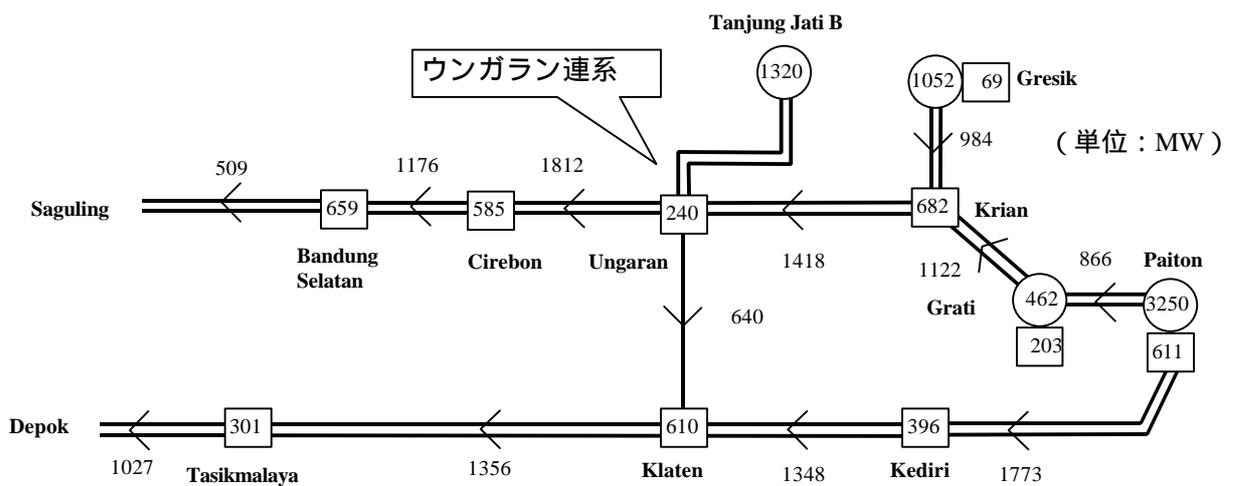


このため、2005 年までにタンジュンジャティ B からウンガラン変電所間に送電線を完成させる必要がある。これにより、安定度による発電制約はすべて解消される。

表 8.3.7 2005 年 (タンジュンジャティ B : ウンガラン連系) の送電限度

最過酷故障	送電限度
-	なし

図 8.3.7 2005 年 (タンジュンジャティ B : ウンガラン連系)



(7) ケース7 (2005年断面：南回りルート遅延時)

南回りルート遅延時に、タンジュンジャティ B が運転開始した場合、ウンガランからチルボン間の潮流が、タンジュンジャティ B 1 台運転時には 1,700MW 以下、2 台運転時には 1,800MW 以下に制限される。なお、タンジュンジャティ B を 2 台とも停止した場合には、ウンガランからチルボン間の送電限度は 1,300MW となる。

表 8.3.8 南回り送電線遅延時の送電限度 (タンジュンジャティ B 運転開始後)

最過酷故障		送電限度	
故障送電線	故障端	区 間	潮流
チルボン ~ウンガラン	ウンガラン	チルボン ~ウンガラン	1,300 ~ 1,800MW

図 8.3.8 南回り送電線遅延時 (タンジュンジャティ B : 1 台運転)

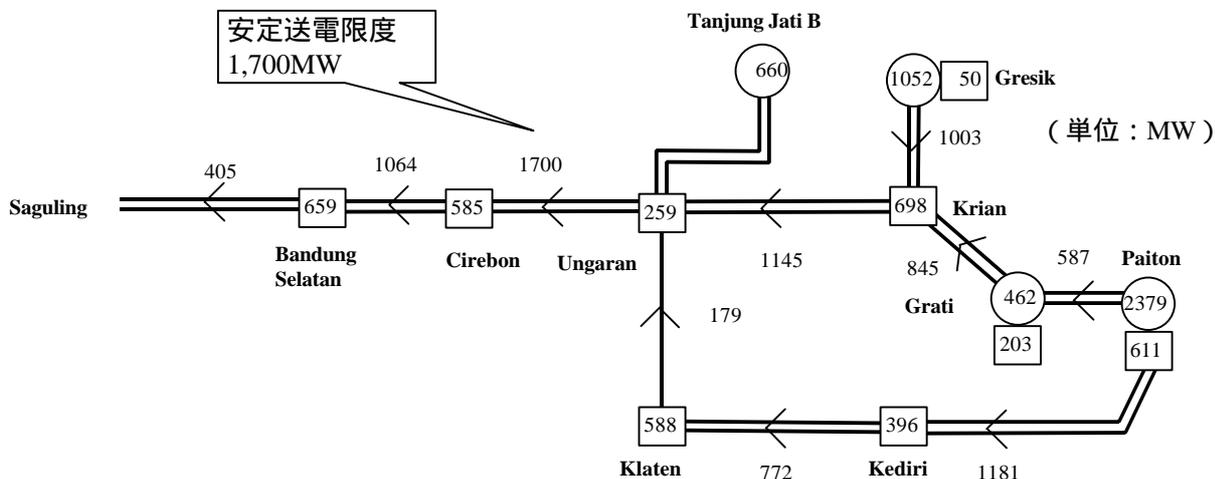
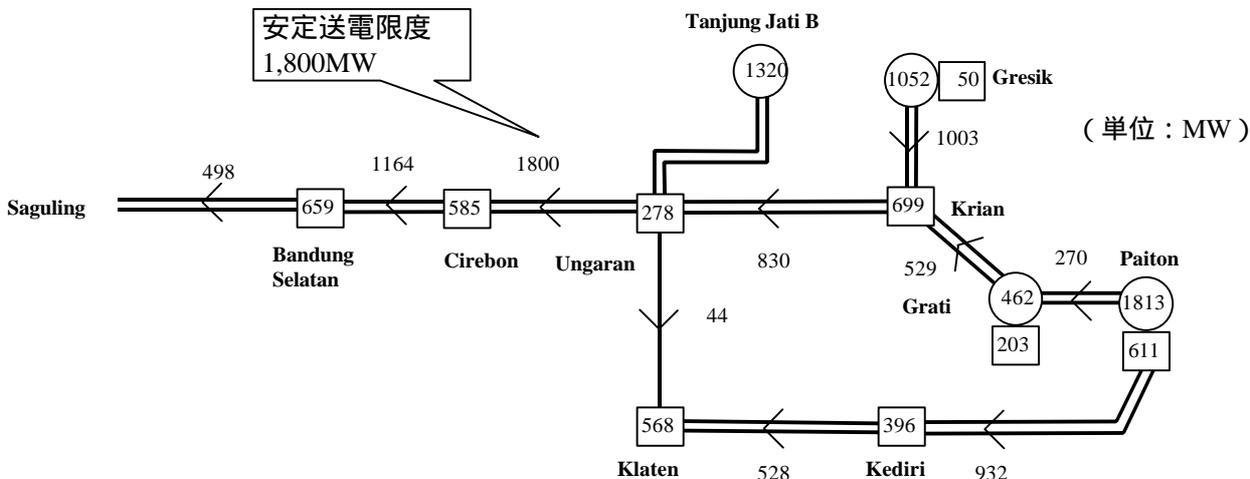


図 8.3.9 南回り送電線遅延時 (タンジュンジャティ B : 2 台運転)



### 8.3.3 ムアラカラン発電所リパワリング送電対策

ジャカルタ北部に位置するムアラカラン発電所（発電設備容量 1,209MW）において、2006 年～2007 年にリパワリング構想（出力純増分 420MW）があるため、その送電対策を検討した。

#### （1）潮流解析結果

リパワリング後の系統において潮流解析を実施した結果を、図 8.3.10 および図 8.3.11 に示す。

ピーク時には、ムアラカラン発電所と DuriKosambi 変電所間の 150kV 送電線（2 ルート）および DuriKosambi 変電所と Petukangan 変電所間の 150kV 送電線が重潮流となるが、送電線 1 回線故障時においても発電支障は発生しない（表 8.3.9 参照）。

しかし、オフピーク時（ピーク負荷の 70%）には、送電線 1 回線故障時に、ムアラカラン発電所において発電支障が発生する（表 8.3.10 参照）。

（ただし、この発電支障量は同方面の需要想定により大きく左右されるため、注意が必要である。潮流解析にあたって、各変電所の需要は「PENGUSAHAAN SISTEM JAWA BALI 2001」の潮流図およびジャワバリ系統の全体需要の伸び（Case 1）から想定した。）

この対応としては、以下の通り考えられる。

- (A) ムアラカラン発電所と DuriKosambi 変電所間の 150kV 送電線（2 ルート）および DuriKosambi 変電所と Petukangan 変電所間の 150kV 送電線を低弛度増容量電線（耐熱電線、ギャップ電線、アルミ覆インバー心電線等）に張替増強する。（どの電線を採用すべきかについては、経済性による詳細検討が別途必要である）
- (B) ジャカルタ市内の需要増加に合わせ 150kV 負荷供給系統を拡充し、ムアラカラン発電所および DuriKosambi 変電所から直接供給する負荷を増加させる。

(A)はムアラカランのリパワリングに対する抜本対策となる。(B)は、ジャカルタ市内の負荷供給対策を兼ねれば効率的な対策であるが、この対策だけでオフピークの発電支障量をゼロにすることは難しい。このため、抜本的な対策として(A)を採用することが望ましい。

ただし、以下のことから(B)を採用し、ムアラカランの発電支障量を極力少なくするとともに、送電線 1 回線故障時の発電支障に対しては運転中予備力による対応とすることも考えられる。

- ・ ピーク時およびオフピーク平常時に発電支障は発生しない。
- ・ ムアラカラン発電所はミドル・ピーク対応の発電所であるため、オフピーク時の出力抑制は可能である。
- ・ 定期点検・補修を考慮すれば、送電線故障時の発電支障量は少なくなる。
- ・ 同方面の需要増加に伴い、発電支障量は徐々に減少する。

図 8.3.10 平常時 (2007 年ピーク時)

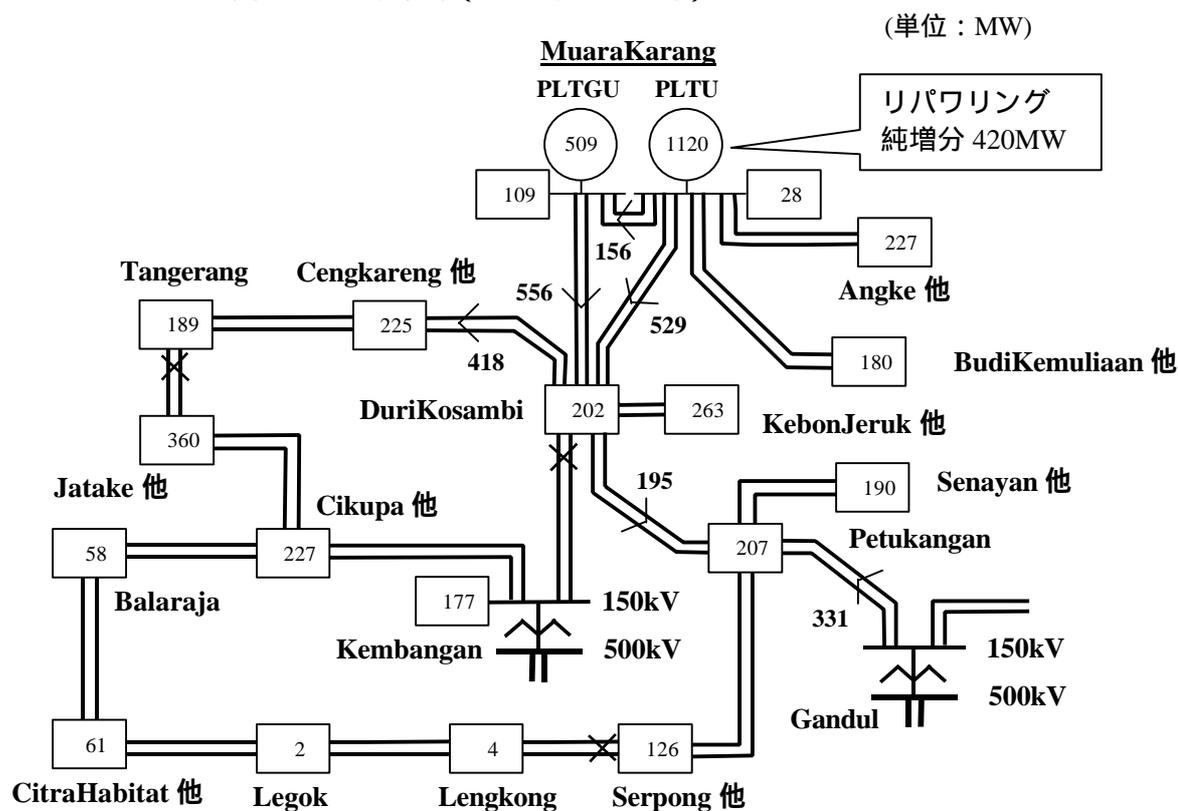


表 8.3.9 平常時および送電線 1 回線故障時の潮流状況 (2007 年ピーク時)

状況	区間	送電線容量 (MVA)	潮流 (MW)	*1 設備 稼働率	発電支障量 (MW)
平常時 (故障なし)	M.K. PLTU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	529	69%	0
	M.K. PLTGU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	556	72%	0
	D.Kosambi ~ Petukangan	810 (2 × 405)	195	25%	0
M.K. PLTU ~ D.Kosambi 1 回線故障	M.K. PLTU ~ D.Kosambi	405 (1 × 405)	351	91%	0
	M.K. PLTGU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	734	95%	0
	D.Kosambi ~ Petukangan	810 (2 × 405)	193	25%	0
M.K. PLTGU ~ D.Kosambi 1 回線故障	M.K. PLTU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	710	92%	0
	M.K. PLTGU ~ D.Kosambi	405 (1 × 405)	376	98%	0
	D.Kosambi ~ Petukangan	810 (2 × 405)	193	25%	0
D.Kosambi ~ Petukangan 1 回線故障	M.K. PLTU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	529	69%	0
	M.K. PLTGU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	556	72%	0
	D.Kosambi ~ Petukangan	405 (1 × 405)	195	51%	0

\* 1 : 設備稼働率は、送電線容量の 95% に対する潮流値として算出 (力率 95%)

図 8.3.11 平常時 (2007 年オフピーク時)

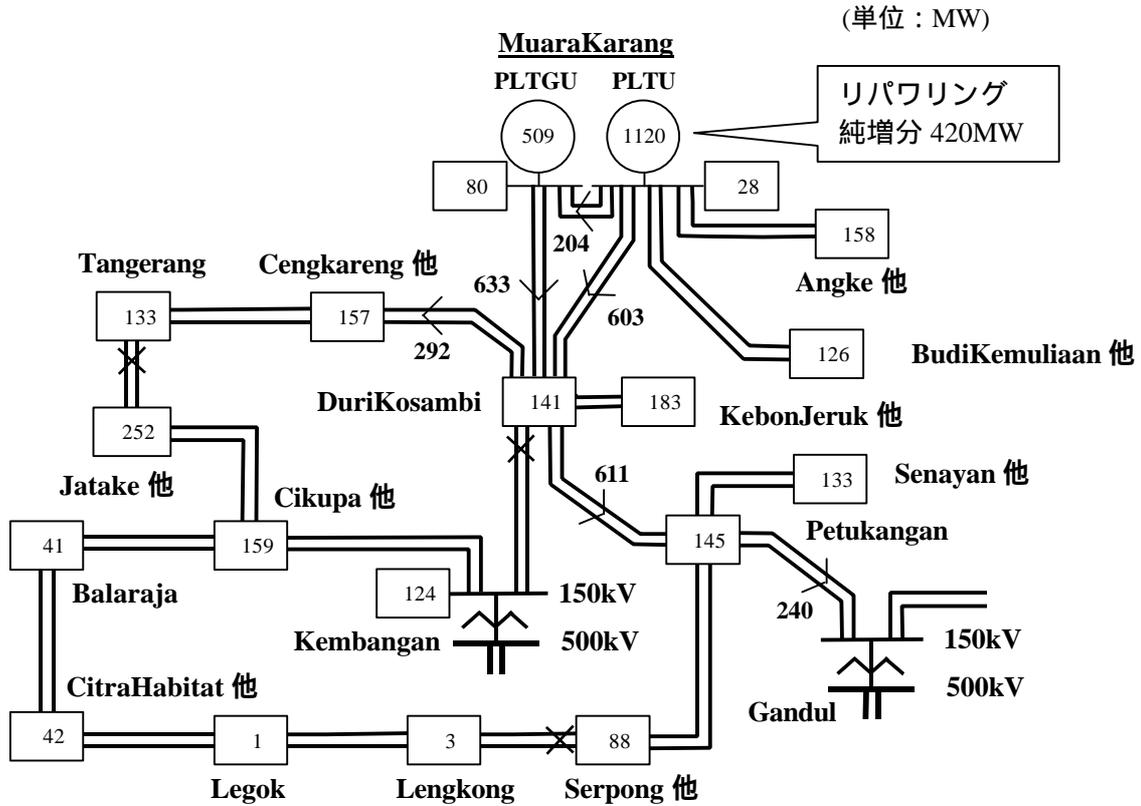


表 8.3.10 平常時および送電線 1 回線故障時の潮流状況 (2007 年オフピーク時)

状況	区間	送電線容量 (MVA)	潮流 (MW)	*1 設備 稼働率	発電支障量 (MW)
平常時 (故障なし)	M.K. PLTU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	603	78%	0
	M.K. PLTGU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	633	82%	0
	D.Kosambi ~ Petukangan	810 (2 × 405)	611	79%	0
M.K. PLTU ~ D.Kosambi 1 回線故障	M.K. PLTU ~ D.Kosambi	405 (1 × 405)	<b>400</b>	<b>104%</b>	<b>46</b>
	M.K. PLTGU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	<b>837</b>	<b>109%</b>	<b>101</b>
	D.Kosambi ~ Petukangan	810 (2 × 405)	608	75%	0
M.K. PLTGU ~ D.Kosambi 1 回線故障	M.K. PLTU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	<b>809</b>	<b>105%</b>	<b>59</b>
	M.K. PLTGU ~ D.Kosambi	405 (1 × 405)	<b>428</b>	<b>111%</b>	<b>130</b>
	D.Kosambi ~ Petukangan	810 (2 × 405)	608	79%	0
D.Kosambi ~ Petukangan 1 回線故障	M.K. PLTU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	603	78%	0
	M.K. PLTGU ~ D.Kosambi	810 (2 × 405)	633	82%	0
	D.Kosambi ~ Petukangan	405 (1 × 405)	<b>608</b>	<b>158%</b>	<b>223</b>

\* 1 : 設備稼働率は、送電線容量の 95% に対する潮流値として算出 (力率 95%)

( 2 ) 安定度解析結果

安定度については、解析の結果問題ない。

ただし、ムアラカラン～DuriKosambi 間の送電線故障については、安定度が厳しいため、Tangerang～Jatake 間の遮断器を入としてループ運用することも考えられる。

( 3 ) 短絡容量解析結果

短絡容量解析結果を表 8.3.11 に示す。ムアラカランリパワリングにより、同方面は短絡容量が厳しくなることから、150kV 系統の分割運用ならびに機器取替が必要となる。

表 8.3.11 短絡電流計算結果 (単位：kA)

	定格遮断電流*1	短絡電流*2							
		2006 年 (リパワリング前)				2007 年 (リパワリング後)			
		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
M.KarangBaru (PLTGU)	40	37	31	30	26	<b>43</b>	37	36	32
M.KarangLama (PLTU)	31.5	<b>37</b>	31	30	26	<b>44</b>	<b>37</b>	<b>36</b>	<b>32</b>
DuriKosambi	31.5	<b>42</b>	31	30	25	<b>46</b>	<b>36</b>	<b>34</b>	30
Petukangan	40	34	31	28	26	36	33	30	29
Gandul150kV	40	40	40	32	32	<b>42</b>	<b>41</b>	34	33
Kembangan150kV	40	<b>41</b>	27	27	22	<b>45</b>	27	27	22

\*1 出典： "TINJAUAN SISTEM JAWA BALI TAHUN 2002-2006" October 2001 PLN

\*2 発電機の過渡リアクタンス (Xd') を使用

表 8.3.12 短絡容量検討ケース

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
Kembangan～DuriKosambi	入	切	切	切
Tangerang～Jatake	入	入	入	切
Gandul150kV～Cibinong150kV	入	入	切	切
Gandul150kV～Cawang150kV	切	切	切	切

### 8.3.4 ムアラタワール送電対策

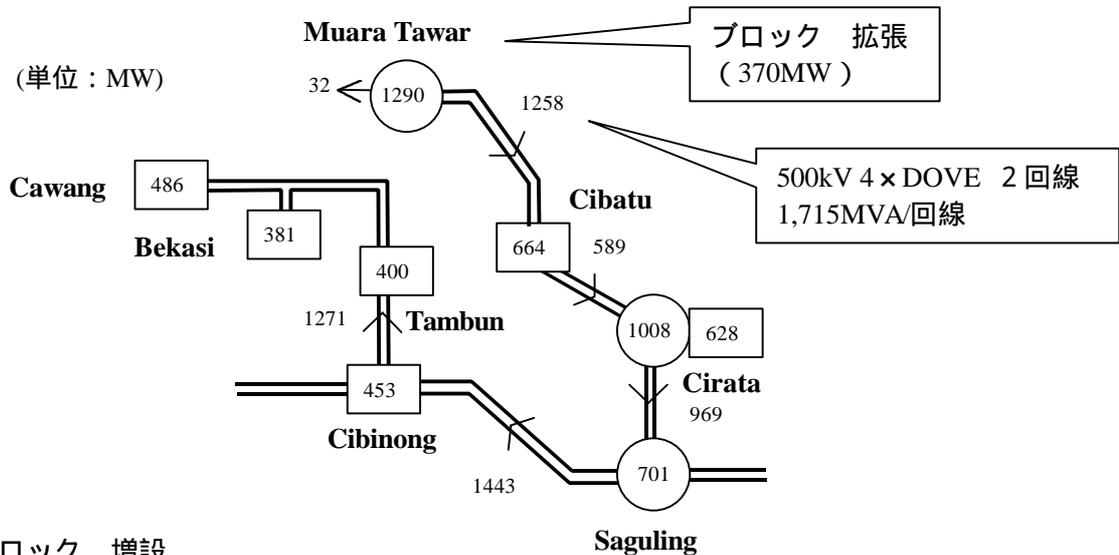
ジャカルタ近郊のムアラタワール発電所（出力 920MW）については、2006～2007 年にブロック 拡張（370MW）またはブロック 増設（750MW）の構想があるため、その送電対策を検討した。

#### （1）ブロック 拡張

ブロック 拡張（370MW）後の潮流図（2007 年ピーク時）を図 8.3.12 に示す。

潮流が送電線 1 回線容量以内となるため、送電線 1 回線故障時にも問題はない。また、安定度についても問題はない。

図 8.3.12 ブロック 拡張（2007 年ピーク時）

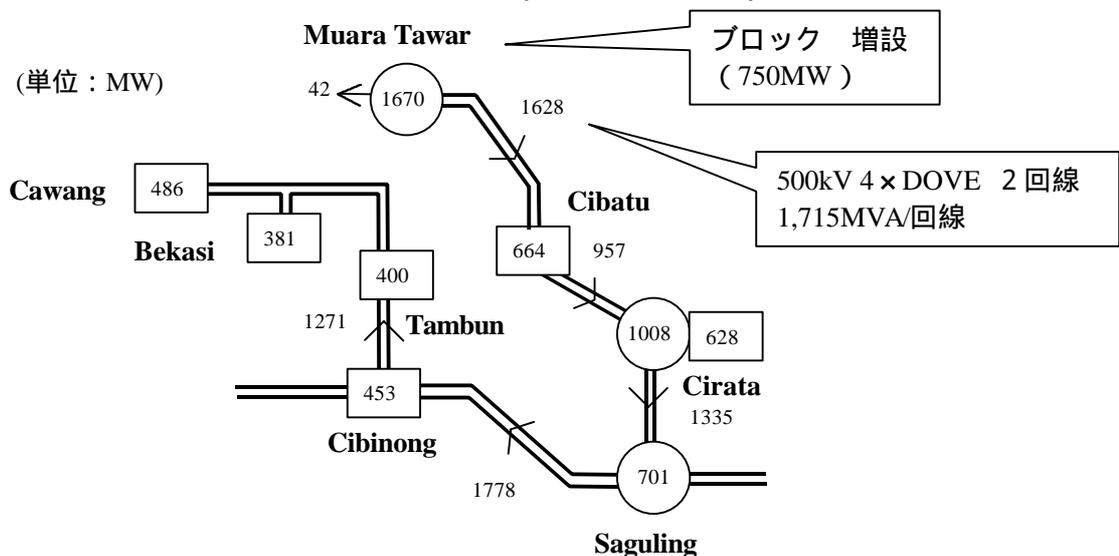


#### （2）ブロック 増設

ブロック 増設（750MW）後の潮流図（2007 年ピーク時）を図 8.3.13 に示す。

潮流が送電線 1 回線容量以内となるため、送電線 1 回線故障時にも問題はない。また、安定度についても問題はない。

図 8.3.13 ブロック 増設（2007 年ピーク時）



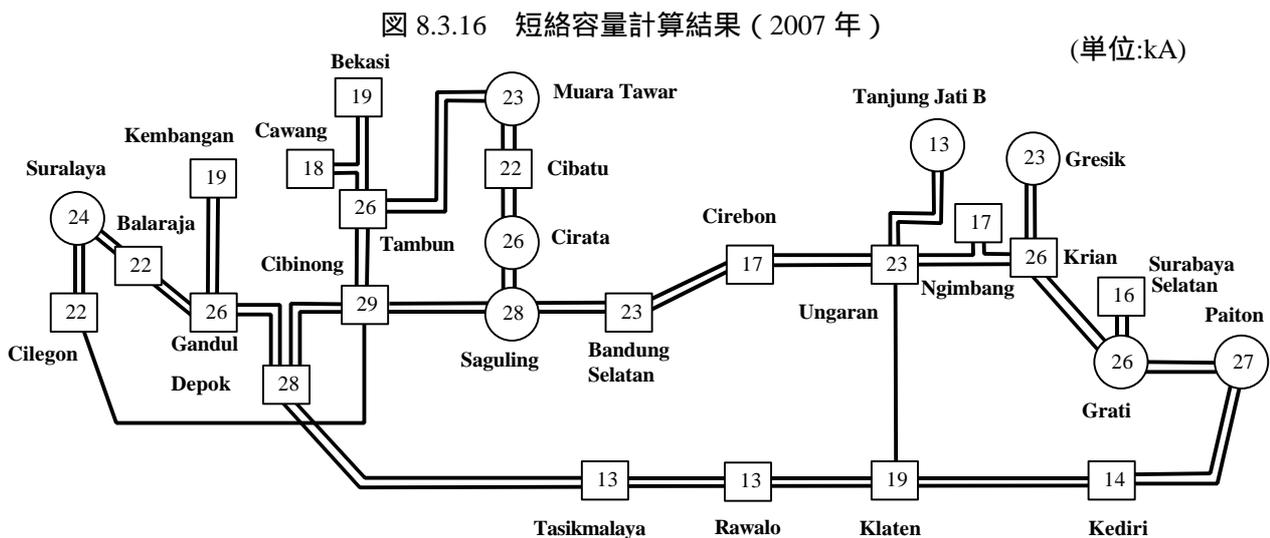


### 8.3.5 短絡容量

2007 年における 500kV 系統の短絡容量計算結果は、図 8.3.16 の通りであり、短絡容量の問題は発生しない。

短絡容量計算にあたっての前提条件は以下の通りである。

- ・ 500kV 系統は全ての発電機を考慮
- ・ 150kV 系統は、大規模火力発電所（グレシック、グラチ、ムアラカラン、タンジュンプリオク、タンバロロック）を考慮
- ・ 新規電源は、タンジュンジャティ B 新設、ムアラカランリパウリング、ムアラタワール増設（ブロック）を考慮
- ・ 発電機は全台並列
- ・ 遮断器の動作時間を考慮し、計算は  $X d'$ （過渡リアクタンス）を使用
- ・ 大規模火力発電所を除く 150kV 系統からの流入は、P3B データによる



ただし、150kV、70kV 系統については、「TINJAUAN SISTEM JAWA BALI TAHUN 2002-2006」によれば、2006 年に短絡電流が定格遮断電流以上となる箇所が 32 箇所あるため、対策が必要である。

### 8.3.6 周波数

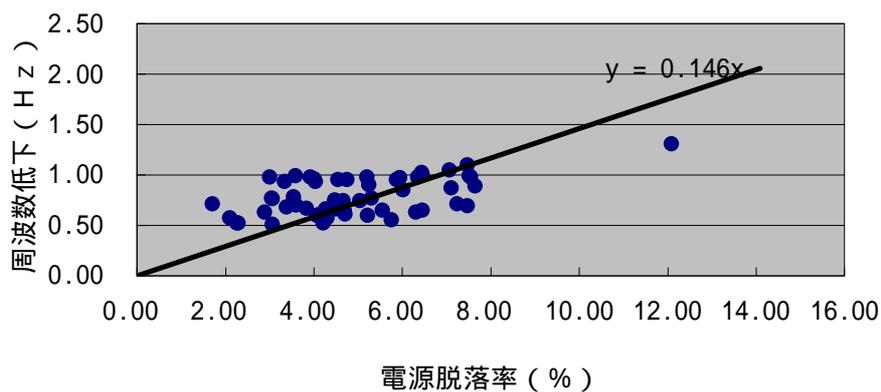
発電機の単機容量は、大規模化によりスケールメリットが得られるが、一方では、発電機脱落時の周波数低下量と負荷遮断量が増加する。

ジャワバリ系統における最大ユニットは、現在パイトンの 615MW であり、2005 年にはタンジュンジャティ B で単機容量 660MW の発電機の導入が予定されている。

「EVALUASI OPERASI SISTEM TENAGA LISTRIK JAWA BALI 2000」のデータにより、ジャワバリ系統における、電源脱落率  $P$  (= 電源脱落量 / 系統容量 (%)) と周波数低下  $f$  (Hz) の関係を最小自乗法により求めると、次のようになる。

$$f = 0.146 \times P$$

図8.3.17 ジャワバリ系統周波数特性



この式により、最大ユニット脱落時の周波数低下量および負荷遮断必要量（周波数が 49.5Hz に回復するための負荷遮断量）を算定すると表 8.3.13 の通りとなる。

表 8.3.13 周波数低下量と負荷遮断量

	2000 年		2005 年 (Case1)	
	ピーク	最小負荷	ピーク	最小負荷
負荷(MW)	12,231	3,936 (32%)	16,185	5,179 (32%)
最大ユニット(MW)	615 (パイトン)		660 (タンジュンジャティ B)	
周波数低下量 (Hz)	0.73	2.28	0.59	1.86
負荷遮断量 (MW)	203	497	109	500

### 8.3.7 結論および提言

#### (1) ジャワ東部電源の安定送電

##### 500kV 南回りルート of 早期完成

ジャワ島東部電源の系統安定度による発電制約解消のためには、500kV 南回りルートの全線運開が必要であるため、同線の工事を早急に進めるべきである。

クラテンからデポック 間については、2004 年運開に向け、デポック 変電所付近において難航している用地交渉の早期解決が必要である。

なお、今後デポック 変電所付近の用地交渉解決の見込みがたたない場合には、500kV 南回り送電線をバンドンセラタン変電所付近、またはアップーチソカン揚水発電所建設予定場所付近で 500kV 北回り送電線に仮接続することを検討すべきである。

##### チルボン変電所への 引き込み

南回り送電線の一部（パイトン～クラテン間）運開後は、500kV 系統の安定度はウンガラン変電所からチルボン変電所間の潮流により制約を受ける。ウンガランからバンドンセラタン間の送電線は、現在チルボン変電所へ 1 回線 引き込みされているが、この送電制約の改善のため、2 回線 引き込みに変更すべきである。

#### (2) タンジュンジャティ B 発電所の安定送電

タンジュンジャティ B の安定送電のためには、タンジュンジャティ B 発電所からウンガラン変電所間に 500kV 送電線を新設する必要がある。

また、タンジュンジャティ B の発生電力を全量送電するためには、500kV 南回りルートの全線運開が必要であるため、同線の工事を早急に進めるべきである。

#### (3) ムアラカラン発電所リパワリング送電対策

ムアラカラン発電所リパワリングに対しては、送電線 1 回線故障時の発電抑制を回避するため、ムアラカラン発電所と Duri Kosambi 変電所間（2 ルート）、および Duri Kosambi 変電所と Petukangan 変電所間の 150kV 送電線を低弛度増容量電線（耐熱電線、ギャップ電線、アルミ覆インパー心電線等）に張替増強することが望ましい。

ただし、ジャカルタ市内の需要増加に合わせ 150kV 負荷供給系統を増強し、ムアラカラン発電所および DuriKosambi 変電所から直接供給する負荷を増加させることも考えられるため、同方面の今後の需要動向を含め、更に詳細検討が必要である。

また、ムアラカランリパワリングにより、同方面は短絡容量が厳しくなることから、150kV 系統の分割運用ならびに機器取替が必要となる。

#### (4) ムアラタワール発電所拡張(増設)送電対策

ムアラタワール発電所におけるブロック 拡張(370MW)、ブロック 増設(750MW)計画については、どちらか一方であれば、既設 500kV 送電線により送電可能である。

#### (5) 系統安定度の改善

##### PSS の活用

現在、いくつかの発電所において、PSS(系統安定化装置)が使用されていない状況にある。このため PSS の整定変更を実施することにより、PSS を活用し、系統安定度の改善を図る必要がある。

##### 送電線保護への差動リレーの採用

現在、ジャワバリ系統においては、500kV 送電線の保護は、距離リレー(2系列)が採用されている。また、電力線搬送方式(PLC)による单相再閉路も採用されている。距離リレーについては、技術的にも確立されており、多くの国で採用実績があり、また信頼度も比較的高い。

しかし、最近では光ファイバー通信が導入されてきていることから、今後は基幹送電線の保護については、光ファイバーを利用したより信頼度の高い差動リレーの導入を進めるべきである。

差動リレーの採用により、故障除去時間の短縮および多相再閉路の採用が可能となり、系統安定度の改善に寄与することができる。

#### (6) 系統規模から見た発電機単機容量

現在、ジャワバリ系統における発電機の最大ユニットはパイトンの 615MW であり、系統規模(2001年の最大需要:13,041MW)に比較して、発電機の単機容量が大きい。このため、発電機故障時の周波数低下が大きく、発電機1台故障時に負荷遮断が必要となる。

2005年にはタンジュンジャティB発電所において660MWの単機容量の発電機の導入が予定されているが、今後更なる大容量発電機の採用は、発電機故障時の負荷遮断量の増加につながるため、慎重な対応が必要である。

#### (7) 安定送電限度に対する余裕の確保

今回の安定度解析にあたっては、発電機データは標準データで検討した。また、検討にあたっては、1回線3相地絡故障を想定したが、一般には2回線1相地絡故障の方が安定度的には厳しい。また、検討はピーク断面のみ実施しており、オフピーク、軽負荷時の検討は実施していない。

このため、実際の系統運用にあたっては、安定送電限度に対し余裕を持って運用する必要がある。

## 8.4 送電計画（中長期計画）

この節では、2015年頃までの中長期的な電源開発に対応するため、いくつかの電源配置（均等開発、西偏在、東偏在）を想定し、2010年（約25,000MW）および2015年（約35,000MW）における、最適な送電計画について検討した。

### 8.4.1 需要想定

送電計画立案にあたっては、需要想定はケース1、ケース2の内、伸び率の大きいケース2で検討した。各エリアの需要は、以下の通りとした（図8.4.1参照）。

表 8.4.1 需要想定 （単位：MW）

	エリア1	エリア2	エリア3	エリア4	合計
2001年	5,495 (42%)	2,316 (18%)	2,057 (16%)	3,173 (24%)	13,041 (100%)
2010年	10,077 (41%)	4,543 (19%)	3,689 (15%)	5,988 (25%)	24,297 (100%)
2015年	14,413 (41%)	6,601 (19%)	5,282 (15%)	8,504 (25%)	34,800 (100%)

### 8.4.2 電源開発計画

電源開発計画はベースケース（Demand-JICA/LPE Case2）で検討した。

表 8.4.2 電源開発計画

	2001-2010	2011-2015	合計
石炭火力（600MW）	12	17	29
コパイトサイル（600MW）	6	1	7
ガスタービン（120MW）	6	2	8
揚水（250MW）	0	6	6

### 8.4.3 検討ケース

500kV 基幹送電システムの検討にあたって、検討断面は2010年、2015年の2断面とし、電源配置を以下の通り想定した。

表 8.4.3 電源開発ケース

均等開発ケース	電源と需要が各エリアでバランスするように電源を開発
西偏在ケース	電源開発が西ジャワに偏在
弱東偏在ケース	電源開発が東ジャワに弱く偏在
強東偏在ケース	電源開発が東ジャワに強く偏在

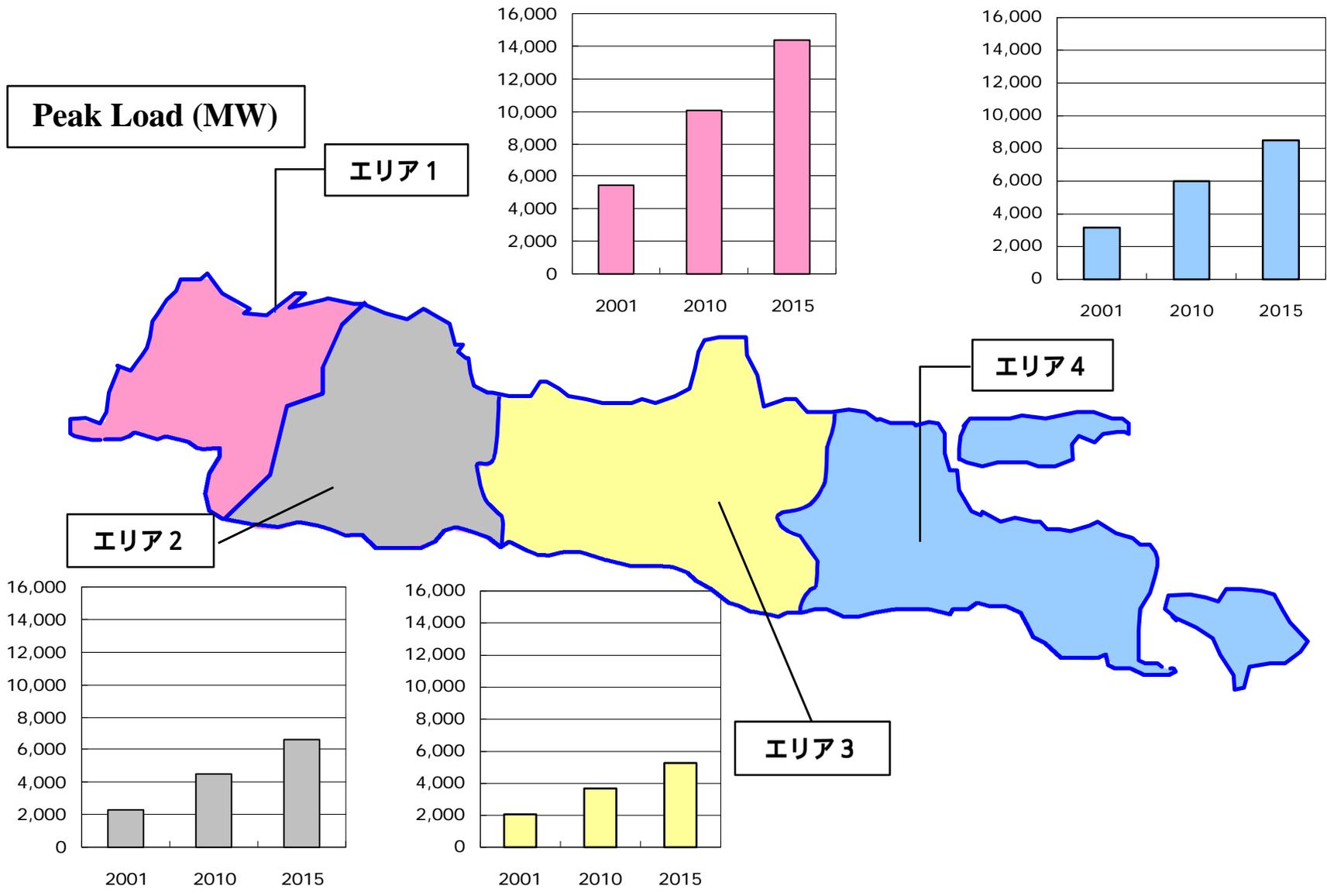


図 8.4.1 各エリアの需要

表 8.4.4 各エリアの電源開発計画 (2001 ~ 2010 年) (単位: MW)

		エリア 1	エリア 2	エリア 3	エリア 4	合計	
需要(2010)		10,077 (41%)	4,543 (19%)	3,689 (15%)	5,988 (25%)	24,297 (100%)	
電源	既設(2001)	7,395 (40%)	2,373 (13%)	1,755 (9%)	7,005 (38%)	18,528 (100%)	
	均等開発	新規	5,120 <b>(43%)</b>	3,600 <b>(31%)</b>	2,520 <b>(21%)</b>	600 <b>(5%)</b>	11,840 (100%)
		合計	12,515 (41%)	5,973 (20%)	4,275 (14%)	7,605 (25%)	30,368 (100%)
	西偏在	新規	8,720 <b>(74%)</b>	1,200 <b>(10%)</b>	1,920 <b>(16%)</b>	0 <b>(0%)</b>	11,840 (100%)
		合計	16,115 (53%)	3,573 (12%)	3,675 (12%)	7,005 (23%)	30,368 (100%)
	弱東偏在	新規	3,920 <b>(33%)</b>	2,400 <b>(20%)</b>	3,120 <b>(27%)</b>	2,400 <b>(20%)</b>	11,840 (100%)
		合計	11,315 (37%)	4,773 (16%)	4,875 (16%)	9,405 (31%)	30,368 (100%)
	強東偏在	新規	2,720 <b>(23%)</b>	0 <b>(0%)</b>	3,720 <b>(31%)</b>	5,400 <b>(46%)</b>	11,840 (100%)
		合計	10,115 (33%)	2,373 (8%)	5,475 (18%)	12,405 (41%)	30,368 (100%)

注: 既設電源については、リパワリングによる出力減を考慮(ムアラカラン: 80)

表 8.4.5 各エリアの電源開発計画 (2001 ~ 2015 年) (単位: MW)

		エリア 1	エリア 2	エリア 3	エリア 4	合計	
需要(2015)		14,413 (41%)	6,601 (19%)	5,282 (15%)	8,504 (25%)	34,800 (100%)	
電源	既設(2001)	7,295 (40%)	2,373 (13%)	1,655 (9%)	6,905 (38%)	18,228 (100%)	
	均等開発	新規	10,160 <b>(41%)</b>	6,300 <b>(26%)</b>	4,320 <b>(18%)</b>	3,600 <b>(15%)</b>	24,380 (100%)
		合計	17,455 (41%)	8,673 (20%)	5,975 (14%)	10,505 (25%)	42,608 (100%)
	西偏在	新規	13,760 <b>(56%)</b>	5,100 <b>(21%)</b>	4,320 <b>(18%)</b>	1,200 <b>(5%)</b>	24,380 (100%)
		合計	21,055 (49%)	7,473 (18%)	5,975 (14%)	8,105 (19%)	42,608 (100%)
	弱東偏在	新規	8,960 <b>(37%)</b>	5,100 <b>(21%)</b>	4,920 <b>(20%)</b>	5,400 <b>(22%)</b>	24,380 (100%)
		合計	16,255 (38%)	7,473 (18%)	6,575 (15%)	12,305 (29%)	42,608 (100%)
	強東偏在	新規	5,360 <b>(22%)</b>	5,100 <b>(21%)</b>	5,520 <b>(23%)</b>	8,400 <b>(34%)</b>	24,380 (100%)
		合計	12,655 (30%)	7,473 (17%)	7,175 (17%)	15,305 (36%)	42,608 (100%)

注: 既設電源については、2015 年までに廃止予定の電源を除く(300)

表 8.4.6 各エリアの電源開発計画

(単位: MW)

エリア	発電所 区分	発電所	Unit No.	2010				2015			
				均等開発	西備在	嵯東備在	嵯東備在	均等開発	西備在	嵯東備在	嵯東備在
エリア1	Coal	ST11	1	600	600			600	600	600	
			2	600	600			600	600	600	
			3		600			600	600		
		ST12	1		600			600	600	600	600
			2		600			600	600	600	600
			3			600					600
		ST13	1		600			600	600	600	
			2		600			600	600	600	
			3		600			600	600		
		ST14	1						600		
			2						600		
			3						600		
	ST15	1						600			
		2						600			
		3						600			
	Sunatpa	1					600	600	600	600	
		2					600	600	600	600	
		3						600			
	Combined Cycle	Muara Karan	Block 2	500	500	500	500	500	500	500	500
			Block 3	750	750	750	750	750	750	750	750
Block 4			750	750	750	750	750	750	750	750	
Block 5			600	600	600	600	600	600	600	600	
Block 6			600	600	600	600	600	600	600	600	
GT		720	720	720	720	600	600	600	600		
PC											
Subtotal				5,120	9,720	2,920	2,720	10,160	12,700	9,660	5,360
エリア2	Coal	ST21	1	600		600		600	600	600	600
			2	600		600		600	600	600	600
			3	600		600		600	600	600	600
		ST22	1	600	600	600		600	600	600	600
			2	600	600			600	600	600	600
			3	600				600	600		
		ST23	1					600		600	600
			2					600		600	600
			3							600	600
		ST24	1								
			2								
			3								
	GC										
	GT										
	PC	Upper Ciocton PSVI					1,000	1,000	1,000	1,000	
Subtotal				3,600	1,200	2,400	0	6,300	5,100	5,100	
エリア3	Coal	Tanjung Jati B	1	600	600	600	600	600	600	600	600
			2	600	600	600	600	600	600	600	
			3	600	600	600	600	600	600	600	
		ST31	1					600	600	600	
			2					600	600	600	
			3					600	600		
		ST32	1			600	600			600	600
			2			600	600			600	600
			3							600	
		ST33	1								600
			2								600
			3								
	Combined Cycle	CC31	1	600	600		600	600	600	600	
			2					600	600	600	
			3								
GT											
PC											
Subtotal				2,520	1,800	3,120	3,720	4,320	4,320	4,800	
エリア4	Coal	Patton	3	600		600	600	600	600	600	600
			4			600	600	600	600	600	600
			5			600	600	600	600	600	600
		ST41-1	1			600		600	600	600	600
			2					600	600	600	600
			3					600	600	600	600
		ST41-2	1					600		600	600
			2					600		600	600
			3							600	600
		ST42	1					600			
			2					600			
			3								
	ST43	1							600	600	
		2							600	600	
		3									
	ST44	1								600	
		2								600	
		3								600	
Combined Cycle	CC41	1			600	600		600	600		
		2				600		600	600		
		3						600	600		
GT											
PC											
Subtotal				600	0	2,400	5,400	3,600	1,200	6,400	
Total				11,940	11,940	11,940	11,940	24,260	24,360	24,360	

注: Muara Tawar Block 3,4については、NASPでは2×600MWとなっているが、送電計画は2×750MWで検討した。

#### 8.4.4 前提条件

検討にあたっての前提条件は以下の通り。

- ・ 送電計画立案にあたっては、PLN が採用している N - 1 基準に基づき、設備の単一故障（送電線 1 回線故障）で発電支障が発生しないことを条件とした。また、送電線故障時（3LG-O：3 相短絡故障）に、系統が安定に保たれることを条件とした。
- ・ 検討はピーク断面で実施した。
- ・ 使用プログラムおよびその他の前提条件は、短期計画と同じとした（8.3.1 系統解析手法参照）。
- ・ 系統解析（潮流解析、過渡安定度解析）にあたっての、電源の定期補修およびバランス停止は、表 8.4.7 の通り。

均等開発ケースについては、定期補修およびバランス停止を各エリアに均等に割り振った。偏在ケースについては、補修および停止のばらつきを考慮し、西偏在のケースは西ジャワの、東偏在の場合は東ジャワの停止率を 10% に設定した。

表 8.4.7 系統解析にあたっての電源の定期補修およびバランス停止

	エリア	停止率
均等開発	エリア 1 ~ 4	20%
西偏在	エリア 1	10%
	エリア 2 ~ 4	25 ~ 30%
弱東偏在、強東偏在	エリア 1 ~ 3	20 ~ 25%
	エリア 4	10%

エリア内の電源については、需要地点に分散されて開発される前提とした。

このため、1 地点に集中的に電源が開発された場合、あるいは各エリア内において需要と電源のアンバランスが大きい場合には、各エリア内において、別途対策が必要となる可能性がある。

#### 8.4.5 検討結果

##### (1) 潮流図

2010 年および 2015 年の潮流図（均等開発、西偏在、弱東偏在、強東偏在）を図 8.4.2 ~ 図 8.4.13 に示す。

##### (2) 検討結果のまとめ

検討結果のまとめは、表 8.4.8 の通り。

図 8.4.2 ジャワバリ系統 潮流図 (2010年 均等開発ケース)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

太線は 2005 年以降の新設分を示す

安定度・潮流面・短絡容量面での問題なし

8-33

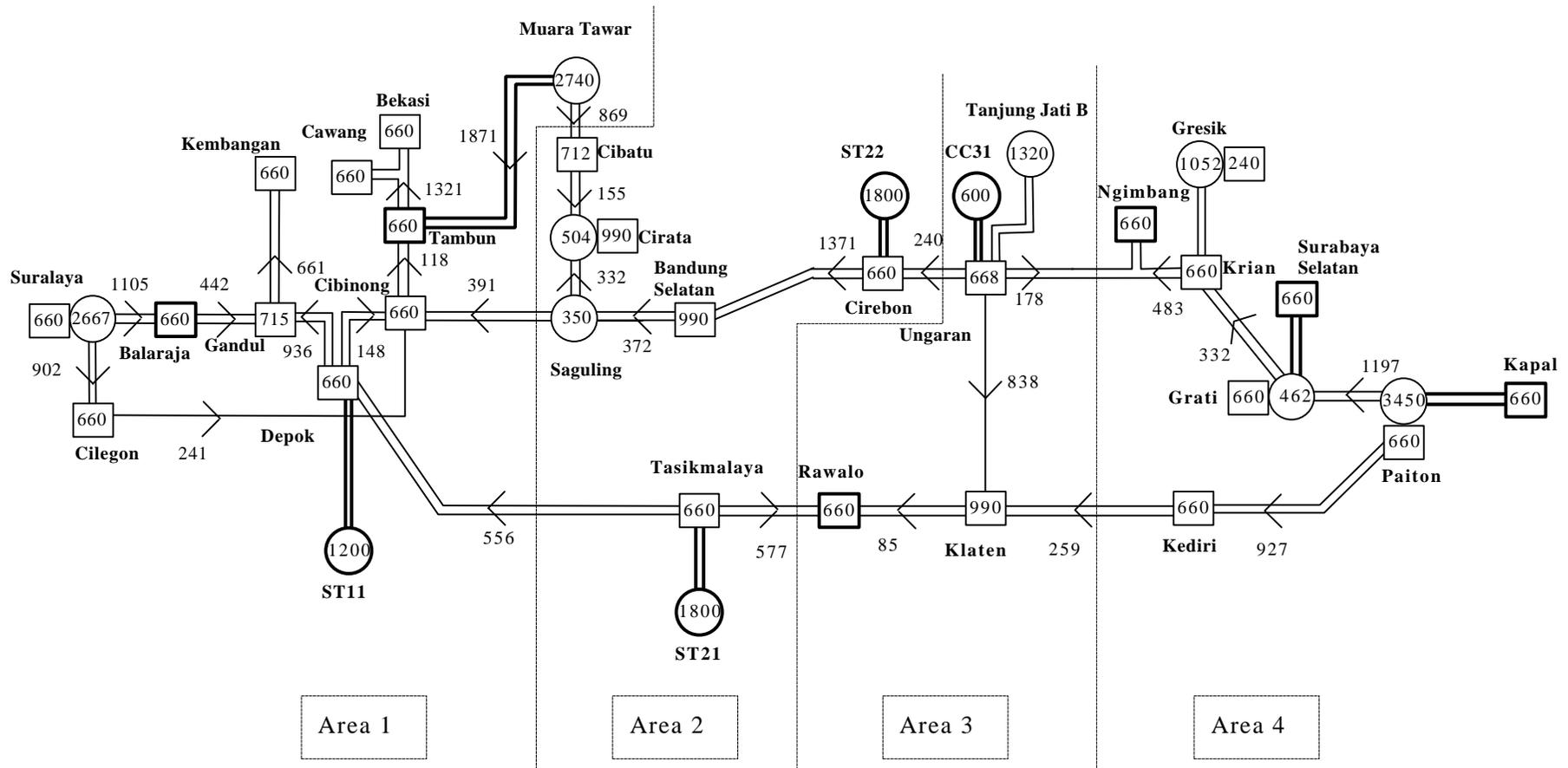


図 8.4.3 ジャワバリ系統 潮流図 (2010年 西偏在ケース)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

太線は 2005 年以降の新設分を示す

安定度・潮流面での問題なし

8-34

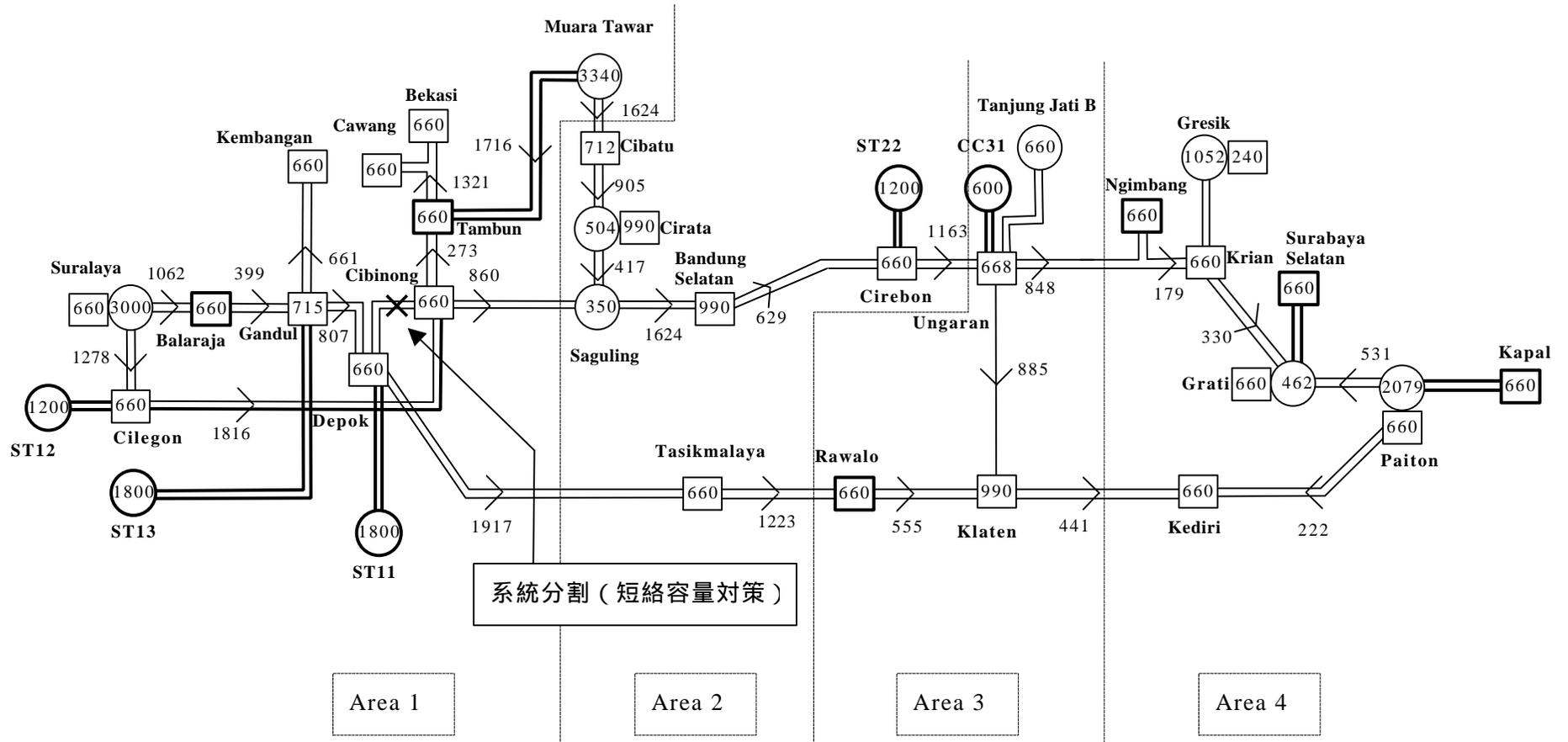


図 8.4.4 ジャワバリ系統 潮流図 (2010年 弱東偏在ケース)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

太線は 2005 年以降の新設分を示す

安定度・潮流面・短絡容量面での問題なし

8-35

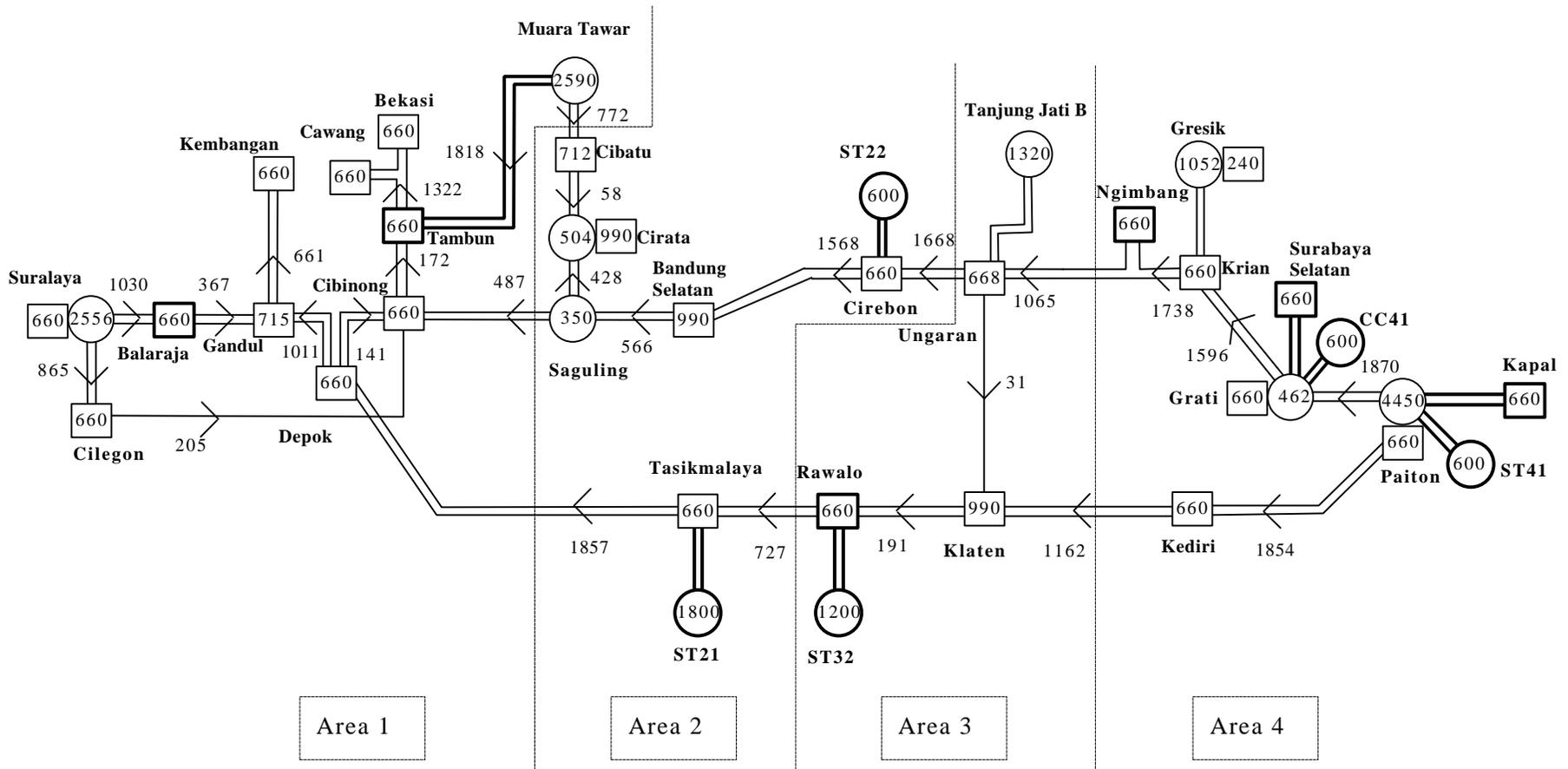
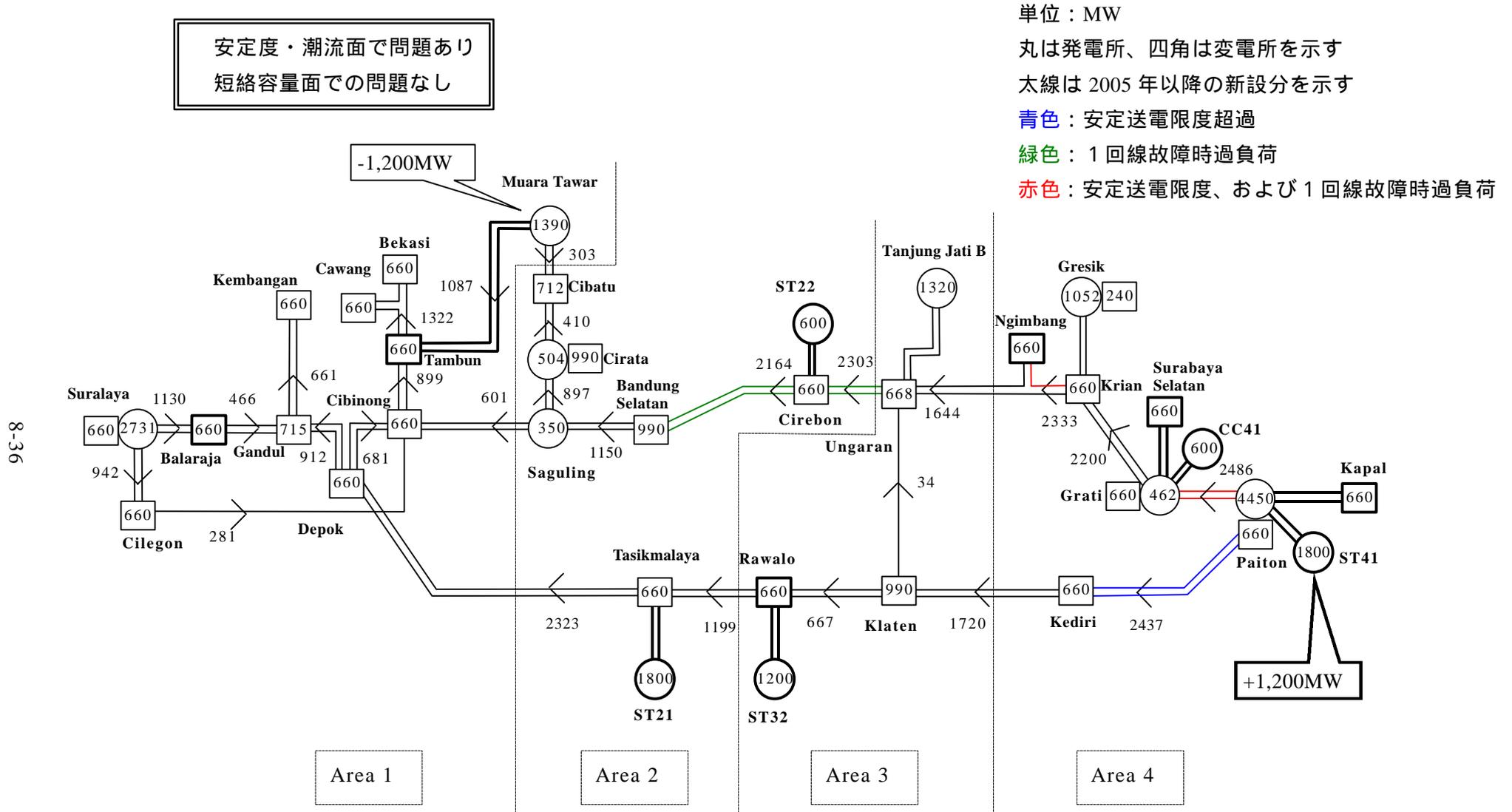


図 8.4.5 ジャワバリ系統 潮流図 (2010年 弱東偏在ケース2 (パイトン+1,200MW))



8-36

図 8.4.6 ジャワバリ系統 潮流図 (2010年 強東偏在ケース対策前)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

太線は 2005 年以降の新設分を示す

青色：安定送電限度超過

緑色：1 回線故障時過負荷

赤色：安定送電限度、および 1 回線故障時過負荷

安定度・潮流面で問題あり  
短絡容量面での問題なし

8-37

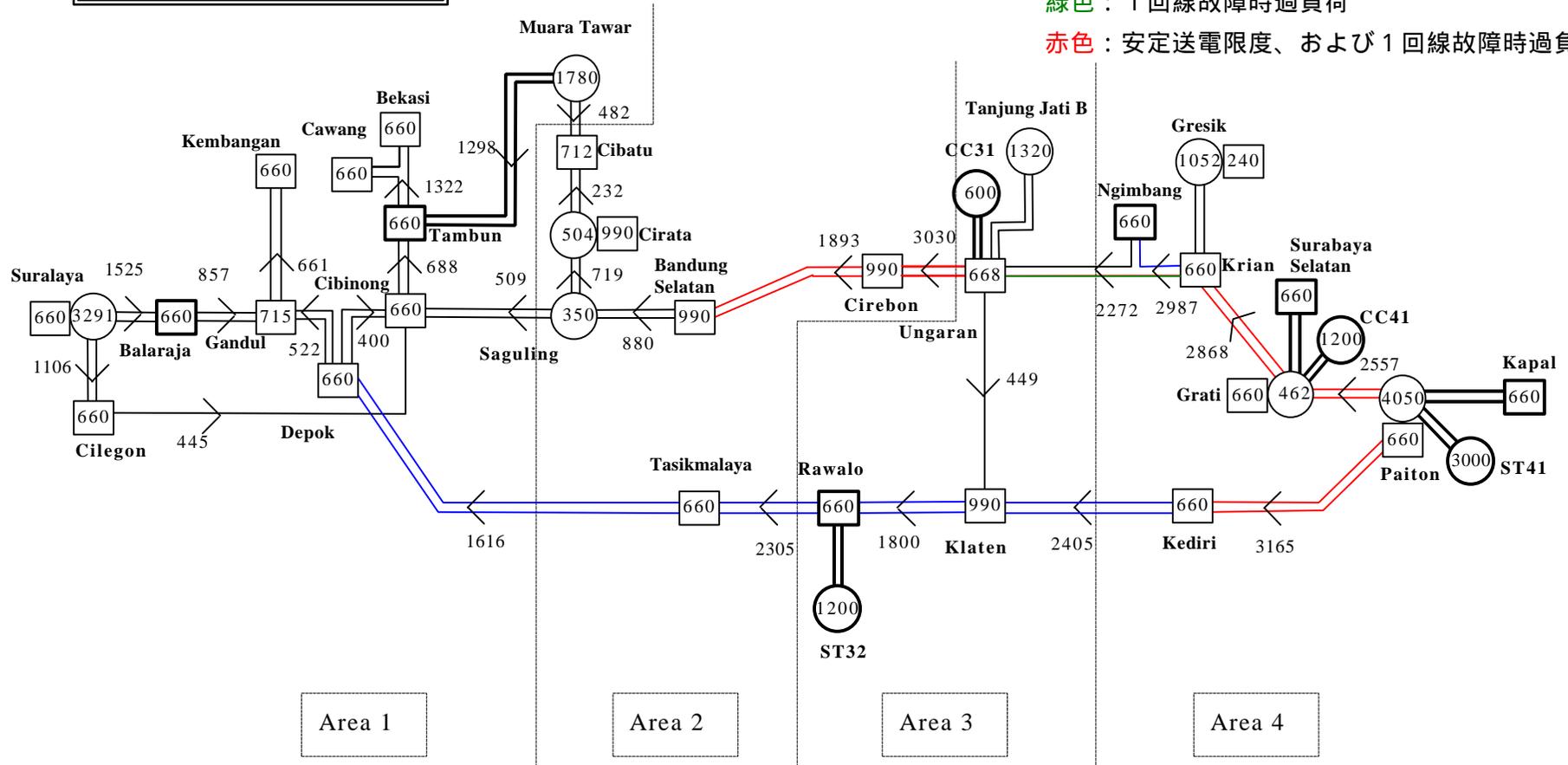


図 8.4.7 ジャワバリ系統 潮流図 (2010年 強東偏在ケース対策後)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

太線は 2005 年以降の新設分を示す

安定度・潮流面・短絡容量面での問題なし

8-38

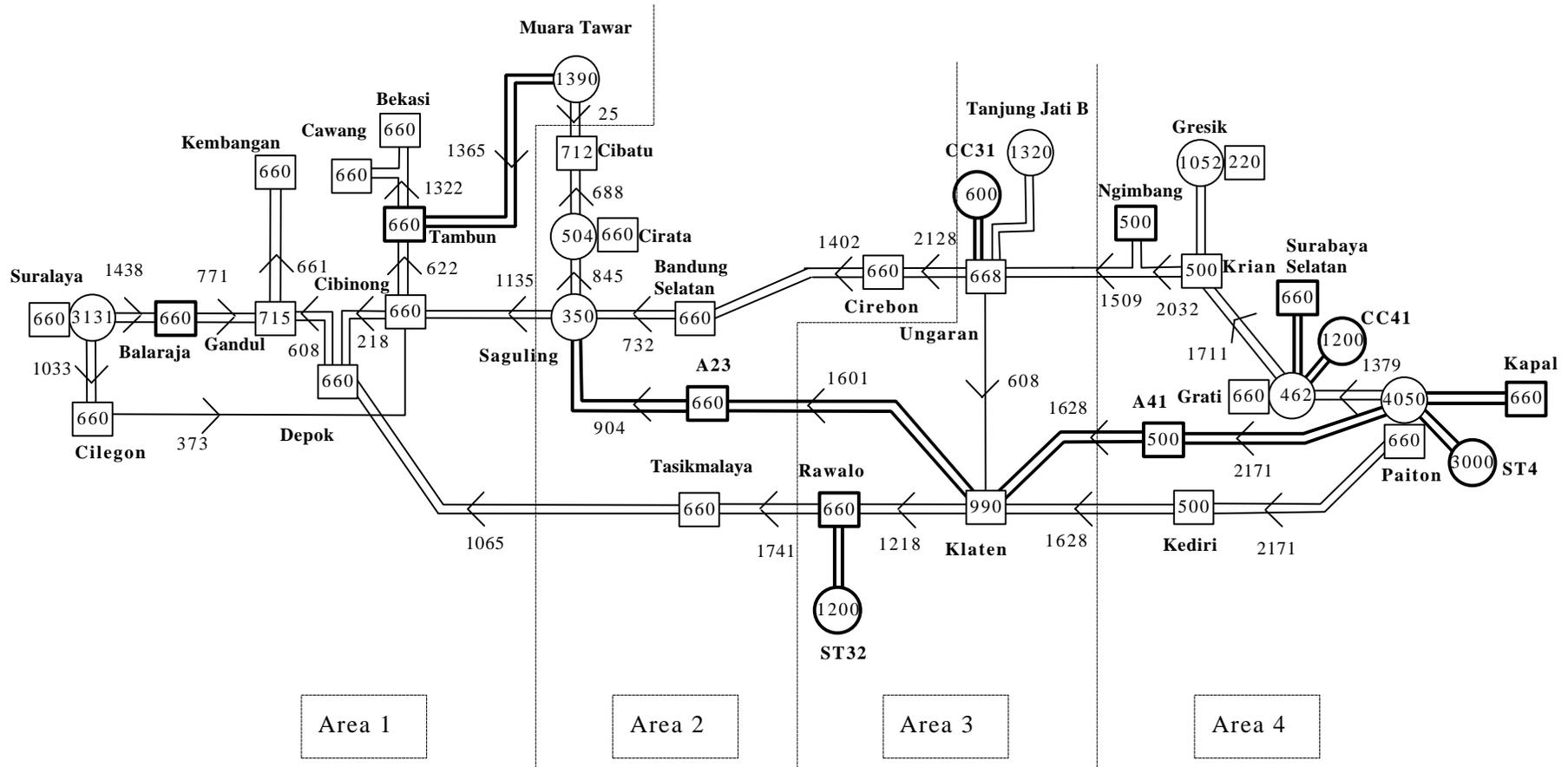


図 8.4.8 ジャワバリ系統 潮流図 (2015 年 均等開発ケース)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

太線は 2010 年以降の新設分を示す

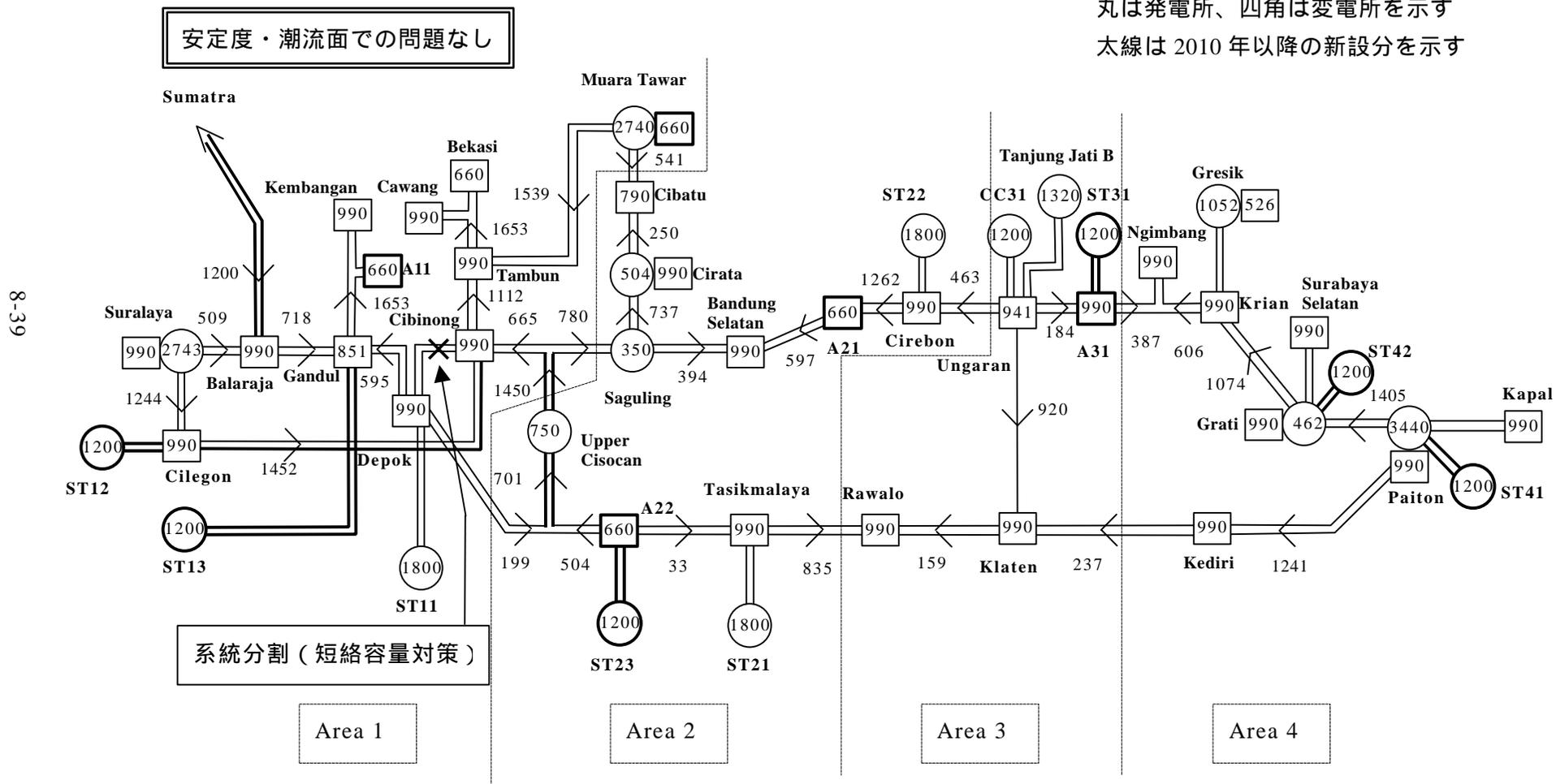


図 8.4.9 ジャワバリ系統 潮流図 (2015 年 西偏在ケース)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

太線は 2010 年以降の新設分を示す

安定度・潮流面での問題なし

8-40

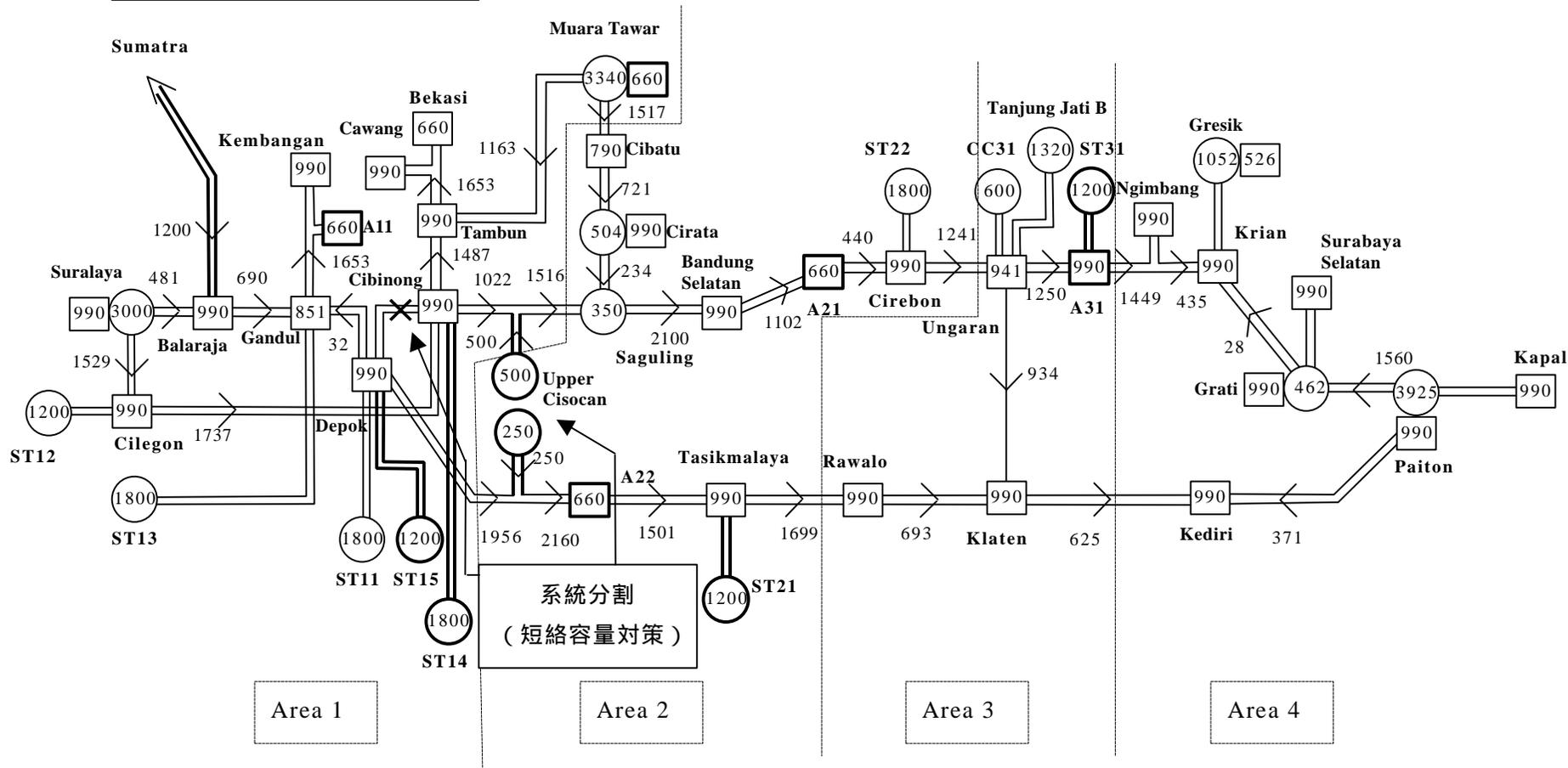


図 8.4.10 ジャワバリ系統 潮流図 (2015年 弱東偏在ケース)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す  
太線は2010年以降の新設分を示す

安定度・潮流面での問題なし

8-41

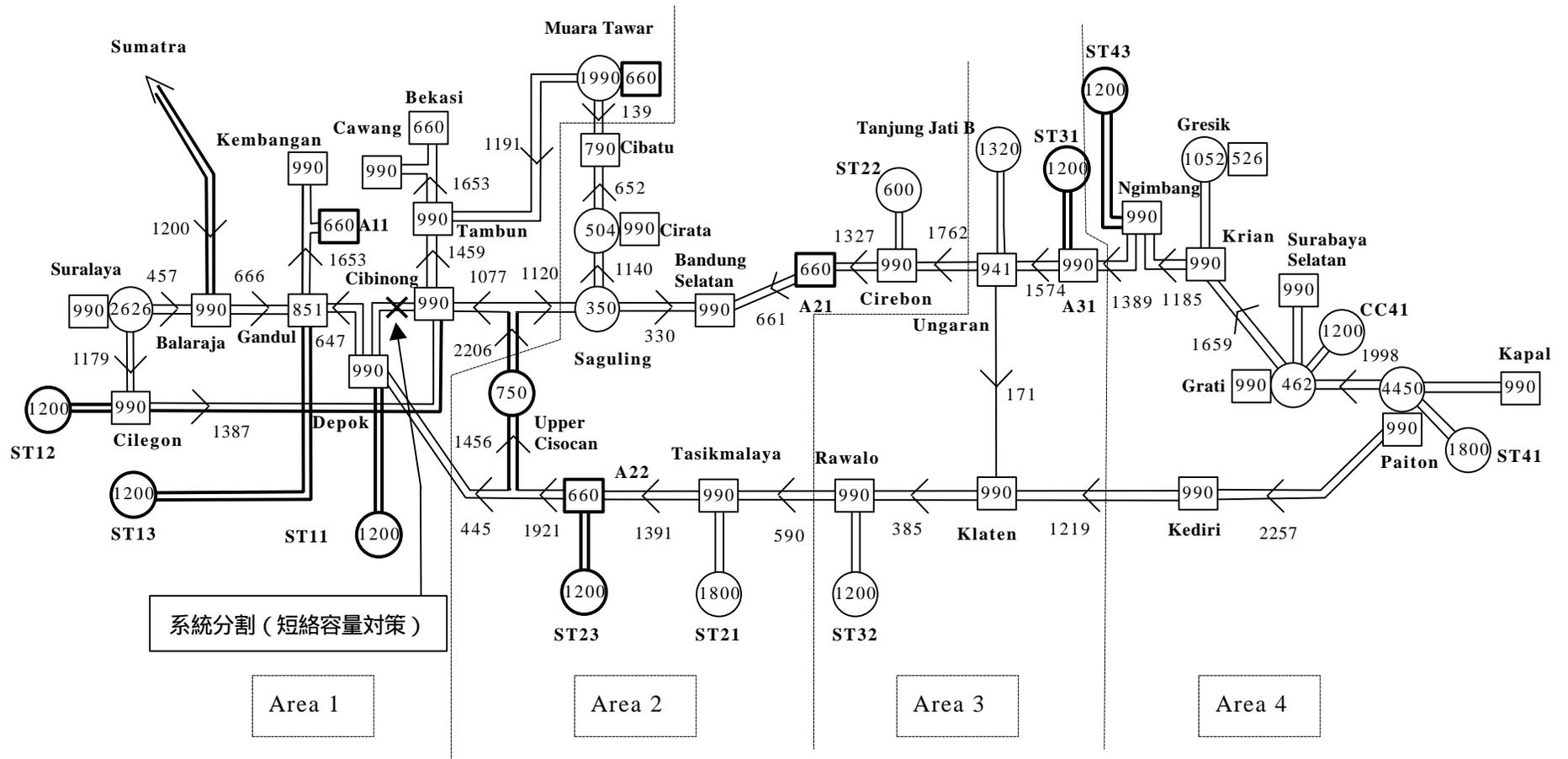


図 8.4.11 ジャワバリ系統 潮流図 (2015年 弱東偏在ケース2 (パイトン+1,200MW))

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

太線は2010年以降の新設分を示す

青色：安定送電限度超過

緑色：1回線故障時過負荷

赤色：安定送電限度、および1回線故障時過負荷

安定度・潮流面で問題あり

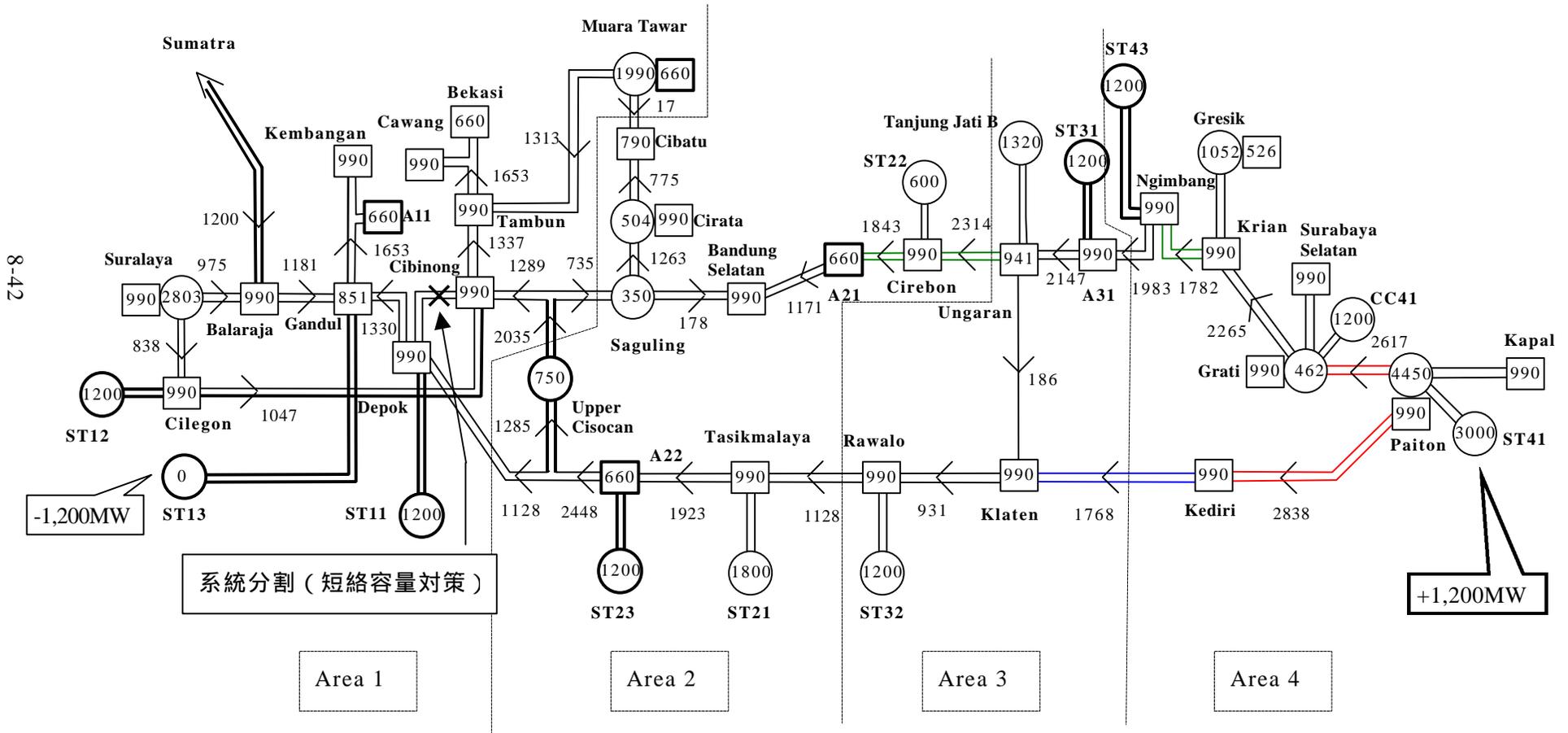


図 8.4.12 ジャワバリ系統 潮流図 (2015年 強東偏在ケース対策前)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

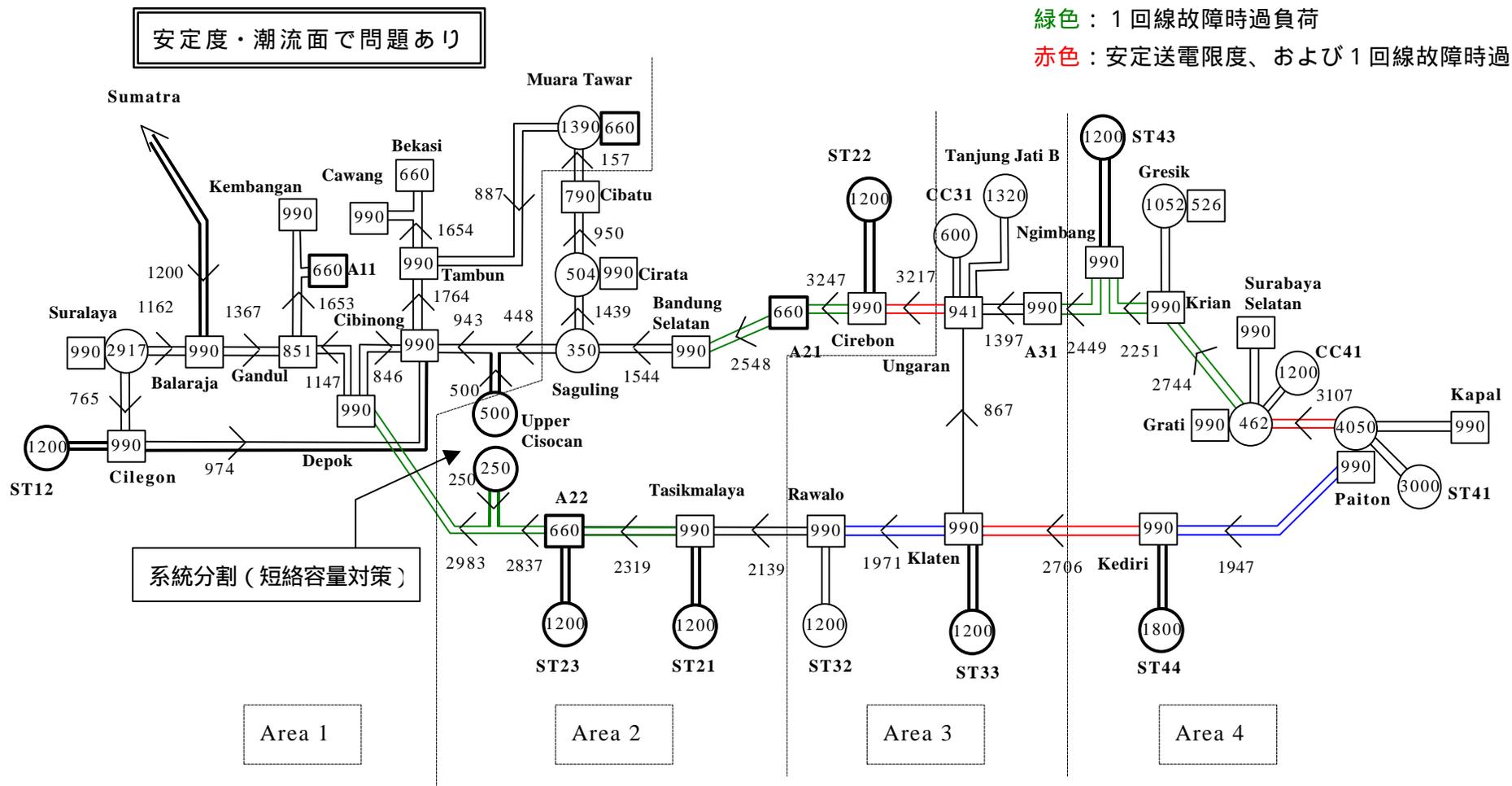
太線は2010年以降の新設分を示す

青色：安定送電限度超過

緑色：1回線故障時過負荷

赤色：安定送電限度、および1回線故障時過負荷

8-43



安定度・潮流面で問題あり

系統分割 (短絡容量対策)

Area 1

Area 2

Area 3

Area 4

図 8.4.13 ジャワバリ系統 潮流図 (2015年 強東偏在ケース対策後)

単位：MW

丸は発電所、四角は変電所を示す

太線は 2010 年以降の新設分を示す

8-44

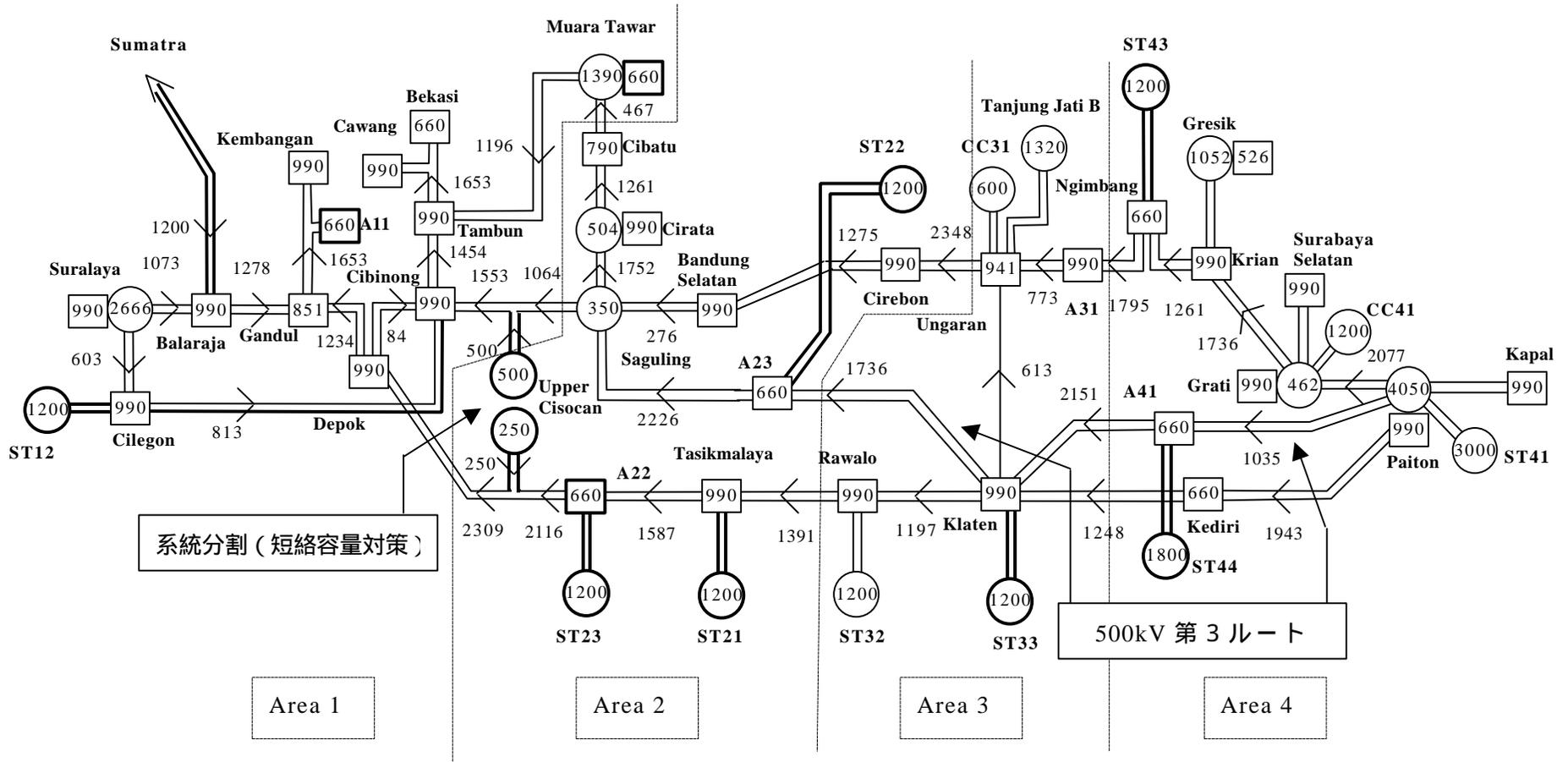


表 8.4.8 検討結果

		均等開発	西偏在	弱東偏在	強東偏在	
					(対策前)	(対策後)
2010	潮流解析	問題なし	問題なし	問題なし	送電線故障時に支障	問題なし
	安定度	安定	安定	安定	不安定	安定
	短絡容量	問題なし	対策要	問題なし		問題なし
	送電ロス	小	中	大		最大
	500kV 第3ルート	不要	不要	不要	要	
2015	潮流解析	問題なし	問題なし	問題なし	送電線故障時に支障	問題なし
	安定度	安定	安定	安定	不安定	安定
	短絡容量	対策要	対策要	対策要		対策要
	送電ロス	小	中	大		最大
	500kV 第3ルート	不要	不要	不要	要	

#### 均等開発

需要と電源がエリア毎にバランスするため、500kV 基幹送電線の潮流は小さく、潮流解析、安定度解析結果は問題ない。また、500kV 系統の送電ロスも小さい。

短絡容量については、2010 年は問題ない。ただし、2015 年においては、ジャワ島西部で短絡容量問題が発生するため、系統分割または設備対策が必要となる。

#### 西偏在

潮流解析、安定度解析結果については問題ない。ただし、2010 年にジャワ島西部において、短絡容量問題が発生するため、系統分割または設備対策が必要となる。

本ケース以上に西偏在が進むと 500kV 基幹送電線（デポック～タシクマラヤ、サグリン～バンドンセラタン）が重潮流化し、潮流面で問題が発生する。この場合、500kV 送電線 1 ルート当たりの送電限度は、系統構成およびその他の条件により異なるが、送電線 1 回線故障時の熱容量から 2,100MW 程度となる。

### 弱東偏在

潮流解析、安定度解析結果については問題ない。短絡容量については、2010 年は問題ない。2015 年においては、ジャワ島西部で短絡容量問題が発生するため、系統分割または設備対策が必要となる。

図 8.4.5 および図 8.4.11 に示すように、本ケース以上に東偏在が進むと 500kV 基幹送電線が重潮流化し、潮流面および安定度面で問題が発生する。この場合、500kV 送電線 1 ルート当たりの送電限度は、系統構成およびその他の条件により異なるが、送電線 1 回線故障時の熱容量および安定度から、1,700~2,300MW 程度となる。

### 強東偏在

潮流面および安定度面で問題があるため、抜本対策としてエリア 4（パイトン）からエリア 2（サグリ付近）に至る 500kV 第 3 ルート（約 1,000km）の新設が必要となる。

送電線工事費は、500kV 南回り送電線（クラテン～デポック）ベースで約 220 百万 US\$となる。（土地、送電線線下補償費、変電所工事費を除く）

短絡容量については、2010 年は問題ない。ただし、2015 年においては、ジャワ島西部で短絡容量問題が発生するため、系統分割または設備対策が必要となる。

## (3) 解析結果の詳細

### 潮流解析結果

送電線 1 回線故障時に発電支障が発生する送電線は、表 8.4.9 の通りである。

表 8.4.9 送電線 1 回線故障時に発電支障が発生する送電線

	均等開発	西偏在	弱東偏在	強東偏在	
				(対策前)	(対策後)
2010	なし	なし	なし	Paiton-Kediri Paiton-Grati Grati-Krian Krian-Ungaran Ungaran-Cirebon Cirebon- BdnngSelatan	なし
2015	なし	なし	なし	Paiton-Grati Grati-Krian Krian-Ngimbang Ngimbang-A31 Ungaran-Cirebon Cirebon-A21 A21-BdnngSelatan Kediri-Kalten Tasikmalaya-A22 A22-Depok	なし

### 安定度解析結果

故障時（3LG-O）に、系統が不安定となる送電線は、表 8.4.10 の通りである。

表 8.4.10 故障時に系統不安定となる送電線

	均等開発	西偏在	弱東偏在	強東偏在	
				（対策前）	（対策後）
2010	なし	なし	なし	Paiton-Grati Grati-Krian Krian-Nimbang Ungaran-Cirebon Cirebon-Bandung S Paiton-Kediri Kediri-Klaten Klaten-Rawalo Rawalo-Tasikmalaya Tasikmalaya-DepokIII	なし
2015	なし	なし	なし	Paiton-Grati Ungaran-Cirebon Paiton-Kediri Kediri-Klaten Klaten-Rawalo	なし

2004 年の 500kV 送電線 2 ルート化により、ジャワバリ系統については安定度の問題はなくなる。しかし、強東偏在ケースのように、今後ジャワ島東部で集中して電源開発が進むと安定送電ができなくなる。

安定度については、以下の対策の実施により若干の改善は可能である。しかし、強東偏在のケースについては、これらの対策では対応できないため、抜本対策としてエリア 4（パイトン）からエリア 2（サグリン付近）に至る 500kV 第 3 ルートが必要となる。

- a. 超速応励磁および PSS（系統安定化装置）の採用
- b. 低インピーダンス機器の採用
- c. 中間開閉所の設置
- d. 高速遮断の採用
- e. シリーズコンデンサの設置
- f. 制動抵抗（SDR）の設置
- g. タービン高速バルブ（EVA）の設置
- h. 電源制限装置（TSC）の設置
- i. Flexible A.C. Transmission System（FACT）の採用

### 短絡容量解析結果

500kV 系統において、短絡電流が機器容量（40kA（パイトンのみ 50kA））を超過する箇所は、表 8.4.11 の通りである。

表 8.4.11 短絡容量解析結果

(単位：kA)

	均等開発	西偏在	弱東偏在	強東偏在 (対策後)
2010	なし	Cibinong (43) Depok (42)	なし	なし
2015	Cibinong (48) Depok (47) Saguling (42) Gandul (42) Tambun (41)	Cibinong (54) Depok (53) Saguling (43) Gandul (46) Tambun (43) M-Tawar (41)	Cibinong (46) Depok (44) Saguling (41)	Saguling (42)

注：括弧内の数字は短絡電流

上記の通り、ジャワ島西部においては、500kV 系統の連系が密でメッシュ状に構成されていることから、電源開発の進展に伴い、短絡容量の問題が発生する。

短絡容量抑制対策としては、以下の通り考えられる。

- a. 系統分割
  - ・ 500kV 系統と 150kV 系統のループ運用中止
  - ・ 500kV 系統の分割
- b. 設備能力の向上（遮断容量の格上げ）
- c. 限流リアクトルの採用

系統分割については、投資を伴わずに対応できるが、信頼度の低下を伴う。一方、設備対策（機器取替、限流リアクトルの設置等）は信頼度の低下はないものの、新規投資が必要となる。

短絡容量対策として、系統分割を実施した場合の結果を表 8.4.12 に示す。

表 8.4.12 系統分割後の短絡容量

(単位：kA)

		均等開発	西偏在	弱東偏在	強東偏在 (対策後)
2010	分割箇所	-	Depok -Cibinong	-	-
	短絡電流	-	Cibinong (29) Depok (25)	-	-
2015	分割箇所	Depok -Cibinong	Depok -Cibinong UpperCisokan Bus	Depok -Cibinong	UpperCisokan Bus
	短絡電流	Cibinong (35) Depok (30) Saguling (40) Gandul (31) Tambun (33)	Cibinong (37) Depok (31) Saguling (35) Gandul (32) Tambun (34) M-Tawar (35)	Cibinong (34) Depok (27) Saguling (39)	Saguling (38)

ガンドゥール、ブカシ、ウンガラン変電所については、150kV 系統において、大規模火力電源(ムアラカラン、タンジュンプリオク、タンバロロック)が並入しており、3台目の 500/150kV

変圧器設置により 150kV 側の短絡容量が 40kA を超過するため、系統分割または設備対策が必要となる。

また、500/150kV 変電所において、4 台目の変圧器を設置する場合には、150kV 側の短絡容量が 40kA を超過する場合があるため、系統分割または設備対策が必要となる。

#### 送電ロス

500kV 系統の送電ロスは表 8.4.13 の通りである。また、年間のロス費用は表 8.4.14 の通りとなる。

表 8.4.13 送電ロス (500kV 系統)

		均等開発	西偏在	弱東偏在	強東偏在 (対策後)
2010	kW ロス (MW)	108	210	246	545
	kWh ロス (GWh/年)	513	993	1,166	2,578
2015	kW ロス (MW)	174	316	317	557
	kWh ロス (GWh/年)	825	1,498	1,501	2,637

表 8.4.14 年間送電ロス費用 (単位: MillionUS \$ / 年)

		均等開発	西偏在	弱東偏在	強東偏在 (対策後)
2010	kW ロス	14	26	31	68
	kWh ロス	6	12	14	31
	合計	20	38	45	99
2015	kW ロス	22	39	40	69
	kWh ロス	10	18	18	32
	合計	32	57	58	101

エリア毎に、需要と電源をバランスさせた均等開発ケースがロスが最小、かつ経済的である。ロス費用計算にあたって、費用は石炭火力で評価した。前提条件は、以下の通り。

発電所建設単価	900 US \$ /kW	
燃料単価	0.01 US \$ /kWh	
割引率	12%	
耐用年数	25 年	
維持費	固定分	10 US\$/kW Year
	可変分	0.002 US\$/kWh Year

$$\text{kWh ロス (GWh)} = \text{kW ロス (MW)} \times 8760 (\text{h}) \times \text{損失係数} / 1000$$

$$\text{損失係数} = 0.3 \times f + 0.7 \times f^2 \quad (f : \text{年間負荷率} = 69\%)$$

## 8.4.6 結論および提言

### (1) 電源配置について

新規電源開発にあたり、系統面からは、新規に 500kV 基幹送電線が必要とならないよう、また、既設 500kV 送電線の増強が必要とならないよう、基幹送電線の重潮流化を避けることが重要である。更に、送電ロス低減の観点から、500kV 基幹系統の潮流は極力小さくすることが望ましい。このため、それぞれのエリア毎に需要と電源がバランスするように、また 500kV 北回りルートおよび南回りルートの潮流がバランスするように、電源開発地点を選定することが望ましい。

- ・ エリア 1 (西部ジャワ) については、現状ほぼ需要と電源がバランスしているが、全需要に占める割合が 40% と大きいことから、今後の需要増加に合わせ電源開発を進めることが望ましい。
- ・ エリア 2 (中西部ジャワ) については、現状需要が電源を上回っていることから積極的に電源の立地を進めることが望ましい。
- ・ エリア 3 (中部ジャワ) については、現状需要が電源を上回っているが、タンジュンジャティ B の運転開始により、需要と電源がバランスする。このため、今後の需要増加に合わせ電源開発を進めることが望ましい。
- ・ エリア 4 (東部ジャワ) については、現状電源が需要を大きく上回っていることから、他エリアでの電源開発が望ましい。

2010 年頃までに、エリア 4 (東部ジャワ) において 2,400MW 程度、エリア 3 (中部ジャワ) において 3,120MW 程度以上電源が開発された場合には、基幹送電線が重潮流となり、送電線 1 回線故障時に送電容量を超過し、発電制約が発生するとともに、系統安定度の問題が発生する。このため、約 1,000km にわたる 500kV 第 3 ルートの建設が必要となる。

また、2015 年頃までに、エリア 4 (東部ジャワ) において 5,400MW 程度、エリア 3 (中部ジャワ) において 4,920MW 程度以上電源が開発された場合にも、同様に 500kV 第 3 ルートの建設が必要となる。このため、ジャワ島東部方面に電源が集中することのないようにすることが必要である。

なお、第 3 ルートの建設が必要となった場合には、直流送電線とすることも考えられるため、交流送電線と直流送電線のどちらを採用すべきか詳細な検討が必要となる。

各エリア内において、需要と電源のアンバランスが大きい場合には、500kV 基幹送電線の一部増強、500kV 第 3 ルートの一部建設、または 500kV 南回り送電線と北回り送電線間の 500kV 連系送電線が必要となる可能性もある。このため、各エリア内においても、極力各地域ごとに需要と電源をバランスさせることが望ましい。

電源送電線については、送電線建設費の節減、送電ロス低減、過渡安定度改善の観点から、極力短いことが望ましい。このため、電源開発にあたっては、可能な限り負荷供給拠点（500/150kV 変電所）に近い地点を選定することが望ましい。

また、信頼度の観点から 1 地点に電源開発が集中することは避けることが望ましい。

## （２）短絡容量問題について

ジャワ島西部で電源開発が進むと、500kV 系統において短絡容量の問題が発生する。このため、系統分割または短絡容量抑制対策（機器取替、限流リアクトル設置等）が必要となる。

短絡容量対策として、系統分割と設備対策のどちらを実施するかについては、信頼度、経済性を総合的に評価し決定することが望ましい。