

# ASEAN 地域における国際送電連系の効果に関する 定量的評価<sup>1</sup>

松尾 雄司\*、深澤 一能\*、永富 悠\*\*、藤崎 亘\*、久谷 一朗\*  
関 昇\*\*\*、窪田 洋一郎\*\*\*\*

## 要旨

本研究では今後長期にわたって電力需要の急速な伸びが見込まれる ASEAN 地域を対象として、将来の国際送電連系による効果について、複合最適電源構成モデル及び供給信頼度評価モデルを用いて定量的に評価した。送電連系を強化することにより、第一に電力の供給信頼度の向上効果が見込まれる。これにより過剰な供給予備力を保持する必要がなくなり、発電設備の節減を行うことが可能となる。第二に、水力発電を中心としたポテンシャルを多大に有する国と、エネルギー資源の輸入に依存せざるを得ない国との間で連系を行うことにより、域内での資源をより有効に利用することが可能となる。これらの効果について定量的な分析を行うことにより、地域全体の送電連系によって 2035 年までに累積で 100 億ドル、2050 年までには累積 150 億ドル程度のコスト削減が可能となるとの評価結果が得られた。

国際送電連系がもたらす便益の程度は、ルートによって異なる。即ち電力の余剰と不足とをより効率的に結ぶラインが、より大きな便益を生み出すこととなる。本研究ではルートを特定したケースについての分析をも行うことにより、例えばベトナムーラオスータイをつなぐルートで特に大きな利益を得られる可能性が高いとの評価結果を得た。今後は更に各種資源のポテンシャルやコスト等を精査し、より綿密な検討のもと、個別のラインに関して経済性や事業の可能性の評価を行うことが望ましい。

## 1. はじめに

世界のエネルギー消費量は急速な増加を続けている。中でも東南アジア諸国は人口の増加や経済の拡大によるエネルギー消費の増加が著しく、IEA のエネルギーバランス表<sup>1</sup>によれば、ASEAN 8 か国（ラオス・カンボジアを除く）の一次エネルギー消費量は 1990 年の 233 Mtoe（石油換算百万トン）から 2000 年には 380 Mtoe まで 1.6 倍に、また 2012 年には 573 Mtoe と更に 1.5 倍に拡大した。電力需要の増加率は一次エネルギー全体を更に上回っており、同 8 か国の発電電力量は 1990 年から 2000 年に 2.4 倍、2000 年から 2012 年に更に 2.0 倍に増加している。

東南アジア諸国では未電化の世帯も多く、これらの世帯への電力の供給は多くの国で重要な政策課題となっている。このため、将来の電力需要は更に急速な増加を示すものと考えられる。一方では一部の富裕層を除き、一般的な国民の所得は依然として低いため、電力供給を極力低コストで行うことが求められる。このようなことから、東南アジア諸国では、大規模な電源開発を着実かつ経済性に配慮した形で行うことが喫緊の課題となっている。

<sup>1</sup> 本研究は東アジア・アセアン経済研究センター（Economic Research Institute for ASEAN and East Asia: ERIA）からの受託により実施された。本稿は ERIA の許可を得て公開をするものである。

\* （一財）日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット

\*\* （一財）日本エネルギー経済研究所 化石エネルギー・電力ユニット

\*\*\* 東京電力(株) パワーグリッド・カンパニー システムエンジニアリングセンター

\*\*\*\* 東京電力(株) 国際部

基本的に一国の電源開発は、自国内での自給自足を前提として行われる。しかし東南アジア域内の発電用燃料資源、すなわち石炭や天然ガス、水力などの分布は一様でなく、ある国では自国の需要を上回る十分な資源を有する一方で、ある国では資源の不足により必要な電源を自国内で十分に開発できていない例がある。国際送電連系は、こうした課題を解決するための一方策である。これによって地域間の電源開発の難易度の違いや資源分布の粗密さを解消し、国単独ではなく、地域全体で電力インフラ構築を効率的に進めてゆくことが可能となる。

既に ASEAN では HAPUA (The Heads of ASEAN Power Utilities / Authorities) 等によって域内の送電連系に関する取り組みが行われており<sup>2) 3)</sup>、また二国間での電力輸出入も実現している。しかし現実には依然として各国内での最適化が優先されており、また現状では電力輸出入も「連系」と呼べるような大規模なものではなく、域内全体での最適化に向けた動きは緩やかなものにとどまっている。

このような状況を踏まえ、本研究では東南アジア地域における最適な電力インフラ開発に向けた政策決定、投資判断を後押しするための材料を提供することを目的とし、国際送電連系が域内全体にもたらす可能性とメリットについて定量的に分析を行った。さらに幾つかの有望と見られる連系ルートを抽出し、得られる利益とコストの評価を行い、その実現に向けた方策と課題について分析した。

## 2. 試算方法及び前提条件

### 2-1 モデルの概要

本研究では、国際送電連系を評価するための複合最適電源構成モデル及び供給信頼度評価モデルを用いて試算を行った。その概要は以下の通りである。

#### ① 複合最適電源構成モデル

対象とする各国・地域につき、所与の電力需要を満たす最適な電源構成をコスト最小化により求めるモデルである。但し本研究では国際送電連系を評価するため、各国・地域間に一定の送電連系容量を設定し、それを上限として全ての時刻において電力融通を行うことを可能とした。

#### ② 供給信頼度評価モデル

国際送電連系を行うことにより、仮にある国で電力供給が不足した場合、他国からの融通によって停電を回避することができる、即ち供給信頼度が向上する効果を見込むことができる。逆に言うと、系統連系を行わない場合に比べて、行った場合の方が、より低い供給予備率で同一の停電時間期待値 (Loss of load expectation: LOLE) を実現することが可能となり、その分の設備を節約することができる。この効果を評価するために、本研究ではモンテカルロ法を用いた供給信頼度評価モデルを作成し、評価を行った。

それぞれのモデルの詳細については附録 A に示す。

### 2-2 主要な前提条件

本研究は東アジア 12 カ国・地域 (ブルネイ、カンボジア、中国雲南省、インド東北部、インドネシア、ラオス、マレーシア、ミャンマー、フィリピン、シンガポール、タイ、ベトナム) を対象とする。これらの国について、以下表 2-1 に示す略号をもって表記する。

表2-1 国名略号一覧

国名	略号	国名	略号
ブルネイ	BRN	フィリピン	PHL
カンボジア	KHM	シンガポール	SGP
インドネシア	IDN	タイ	THA
ラオス	LAO	ベトナム	VNM
マレーシア	MYS	中国(雲南省)	YNN
ミャンマー	MYA	インド(東北部)	NEI

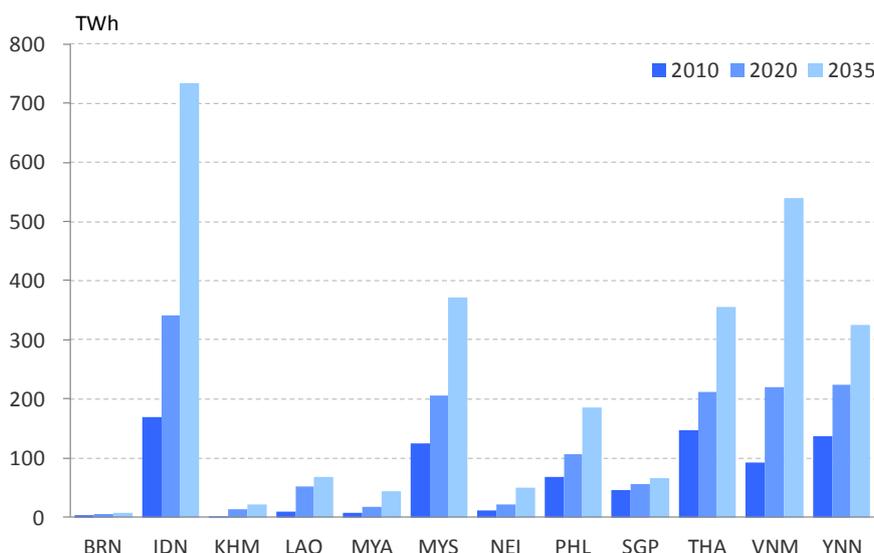
## (1) 電力需要量

東南アジア地域諸国では、電力供給区域の拡大、経済成長に伴う工業化、所得水準の向上、都市化の進展により電力需要は堅調に増加しており、今後も持続的な伸びが見込まれる。需要の規模という面では、特にインドネシア、マレーシア、タイ、ベトナム、中国雲南省が突出しており、いずれの国においても、発・送・配電のすべての電力設備の拡張や増強が必要不可欠となっている。また需要の伸びという面では、特にカンボジアやラオスにおいて大幅な上昇が見込まれる。

カンボジアでは、電力供給がされている地域は首都圏と主要都市に限られ、多くの地域は未電化の状態にある。全国の世帯電化率は2012年6月時点で35%程度であり、都市部ではほぼ100%となっているものの、地方ではわずか25%程度である。また、電力供給されている地域についても、多くの工場やホテルなどでは自家用発電機により電力を賄っていることから、潜在的な電力需要はかなり大きいと考えられている。こうした背景のもと、カンボジア政府は、2020年までに村落電化率を100%に、2030年までに世帯電化率を70%超にする目標を掲げ、発電・流通設備の整備状況の改善、低廉で安定した電力の供給を目指している。

またラオスでは、外国からの投資による鉱工業や商業の発展が見込まれると同時に、政府による電化率向上政策（国内の世帯電化率を2020年までに90%まで引き上げる目標をもつ）の進展により、国内の電力需要は特に急速に増加する。

本研究では各国の電力需要想定について、ERIAによる見通し<sup>4)</sup>のうちBAU（Business As Usual）ケースを参照・利用した。但しインド東北部および中国雲南省については、一国の発電量に対し、地域別のGDP実績を元に按分をして試算に供した。各国・地域の見通しは図2-1及び表2-2の通りである。



(出所) ERIA<sup>4)</sup>を基に設定

図2-1 電力需要量の見通し

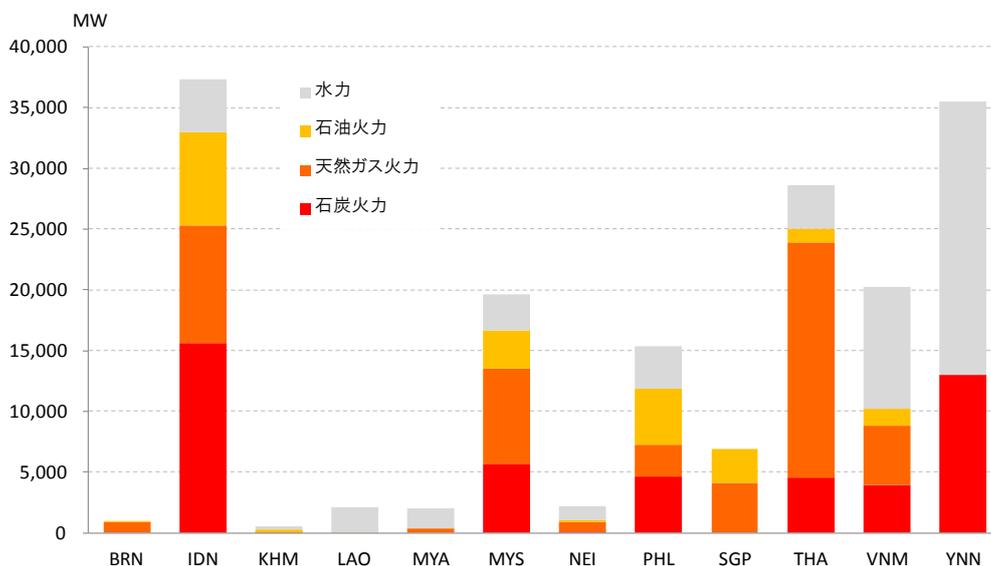
表2-2 電力需要量の見通し

	単位: TWh					
	2010	2015	2020	2025	2030	2035
BRN	4	4	5	6	7	8
IDN	170	252	342	448	576	733
KHM	1	6	12	18	20	22
LAO	8	23	51	65	67	69
MYA	8	11	16	23	32	45
MYS	124	161	205	254	309	372
NEI	11	16	22	30	38	49
PHL	68	85	107	131	156	186
SGP	45	51	56	59	62	66
THA	147	180	211	258	310	355
VNM	92	148	220	295	399	539
YNN	137	189	224	260	297	325

(2) 発電設備容量

既設の発電設備については基本的に Platts によるデータ<sup>5)</sup>を参照し、電源種別に運転開始年毎のデータを積み上げて、東アジア諸国における最新（2012年時点）の設備容量を推計した。更に一部の国については、専門家からの聴き取りにより入手したデータをも利用した。2012年時点での各国の発電設備を図2-2及び表2-3に示す。

これらの既設発電設備については、天然ガス火力発電所で30年、石炭火力・石油火力・原子力発電所で40年で廃止となると想定し、複合電源構成モデルの入力条件とした。なお水力発電設備については、試算期間中での廃止を見込まないこととした。



\* NEI は 2013 年 1 月末時点の数字

(出所) Platts<sup>5)</sup>等より作成

図2-2 既設発電設備容量 (2012年)

表2-3 既設発電設備容量 (2012 年)

単位：MW

	石炭火力	天然ガス 火力	石油火力	原子力	水力
BRN	0	885	32	0	0
IDN	15,603	9,680	7,705	0	4,343
KHM	10	0	286	0	207
LAO	0	0	8	0	2,125
MYA	0	347	29	0	1,678
MYS	5,685	7,875	3,136	0	2,897
NEI	60	824	143	0	1,200
PHL	4,598	2,656	4,653	0	3,441
SGP	0	4,077	2,850	0	0
THA	4,568	19,366	1,133	0	3,517
VNM	3,964	4,884	1,328	0	10,051
YNN	13,047	0	0	0	22,495

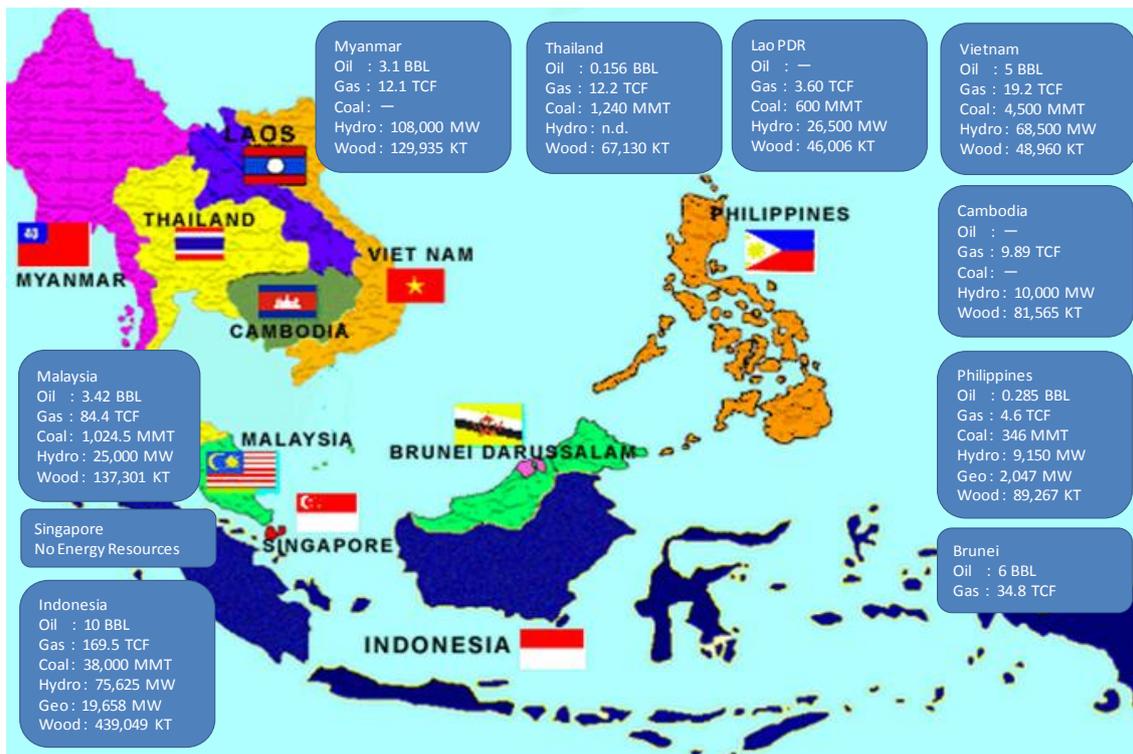
### (3) 水力発電ポテンシャル

ASEAN 諸国におけるエネルギー資源のポテンシャルを図 2-3 に示す。東アジア地域では需要地と発電用燃料の賦存との間に乖離があり、域内送電連系の推進が期待される背景の一つとなっている。加えて天然ガスや石炭といった化石燃料の可採年数そのものも、経済成長に伴う国内消費の拡大、外貨獲得のため輸出量を維持する必要性、既存の長期輸出契約を順守する必要性といった理由から、東アジア地域の多くの国で減少傾向にある。

こうしたことから、特にインドネシアやマレーシア、タイ、ベトナムをはじめとした電力需要の大幅な拡大が見込まれる国においては、エネルギー資源の輸入の必要性が増している。またそれに伴い、電力コストが値上がりする傾向にある。一方でメコン川流域のラオスやカンボジア、あるいはミャンマーといった国々は、周辺国に比べて国内電力需要は小さいものの、豊富な水力資源を有し、膨大な開発余地を残している。

ラオスでは、メコン川が国内を約 1,500 km 縦断し、かつ Annam 山脈などの高地から幾つもの河川がメコン川に向かって流れ込んでいるという地理条件を背景に、その開発ポテンシャルは理論上、26,000 MW と 30,000 MW とも言われている。そのうち既開発分は 1 割程度に過ぎない。またカンボジアにおける開発可能な水力資源は 10,000 MW と見積もられており<sup>⑥</sup>、そのうち既開発分は建設中含めてもやはり 1 割程度という。ミャンマーにおける理論的な水力発電開発ポテンシャルは 108,000 MW に達すると推定されており、近年、中国やタイ、インドからの経済協力・直接投資による開発が本格化している。

これらの国々においては、水力発電開発による電力輸出促進が経済成長に貢献する重要なセクターとなると同時に、周辺国においては電力輸入によるエネルギー源の多様化および電力コストの低減が図られるなど、送電連系を通じての域内全体における電力最適化が期待される。



(出所) EGAT<sup>7)</sup>

図2-3 ASEAN 諸国におけるエネルギー資源のポテンシャル

本研究では図 2-3 における発電容量を基に、稼働率を一律 40%と仮定して水力発電電力量のポテンシャル（モデル上の上限値）を設定した。但しタイ、インド東北部および中国雲南省については、データ制約の都合から、電源開発計画<sup>8)9)10)</sup>や専門家の聴き取り情報等をも利用した。具体的な設定は図 2-4 及び表 2-4 の通りである。

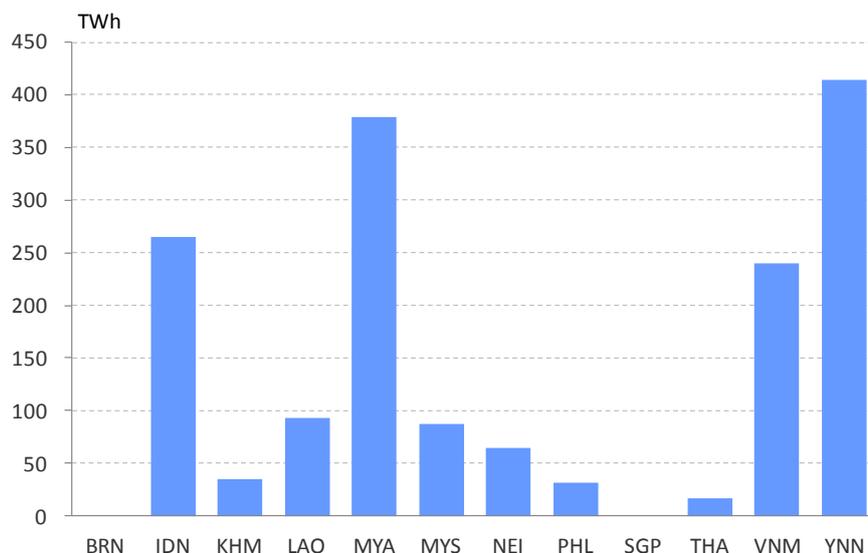


図2-4 水力発電資源開発可能量の想定 (2035 年)

表2-4 水力発電資源開発可能量の想定

単位：TWh

	2010	2015	2020	2025	2030	2035
BRN	0	0	0	0	0	0
IDN	18	67	117	166	216	265
KHM	0	7	14	21	28	35
LAO	8	25	42	59	76	93
MYA	5	80	154	229	304	378
MYS	7	23	39	55	71	88
NEI	0	11	22	21	43	64
PHL	8	13	18	22	27	32
SGP	0	0	0	0	0	0
THA	3	10	16	16	16	16
VNM	28	70	113	155	198	240
YNN	129	197	264	314	364	414

#### (4) 負荷曲線及び負荷持続曲線

電源開発は、各国の年間需要量よりもピーク電力に大きく左右される。東アジア地域の多くの国においては近年、産業構造や生活環境の変化により、負荷曲線（load curve）に変化が生じている。

既に 1990 年代中盤には、タイやフィリピン、インドネシア（ジャワバリ系統）、ベトナム南部においては、比較的成熟した市場のもと、電力の消費特性を示す一日のピークが産業用需要の高い昼間に生じる負荷曲線を示していた。一方で、他の東アジア地域諸国における電力消費特性は、近年までは一日のピークが夕方から夜間に生じる典型的な電灯需要型の形状であった。しかしながら、最近では、経済発展に伴う産業用電力需要の伸びを背景として、昼ピークの増加率が夜ピークの増加率を上回る傾向を示しており、この結果、昼夜間のピーク電力の格差が年々減少しつつある傾向がみられる。

但し負荷曲線の形状には当該国や地域の経済状況のみならず、文化や気候など様々な要因が関与しているため、長期的な予測を行うことは困難である。本研究では、それぞれの国について専門家からの聴き取りを基に、最大需要発生日の日負荷曲線（Daily load curve）と年負荷持続曲線（Annual load duration curve）の形状を現状のベースを基に設定、将来にわたって同じ形のまま拡大するものと想定した。例としてタイの想定例を図 2-5 に、その他の国の日負荷曲線を附録 B に示す。経済の成長に伴う負荷曲線の変化をモデルに織り込むことは、将来の課題の一つと言える。

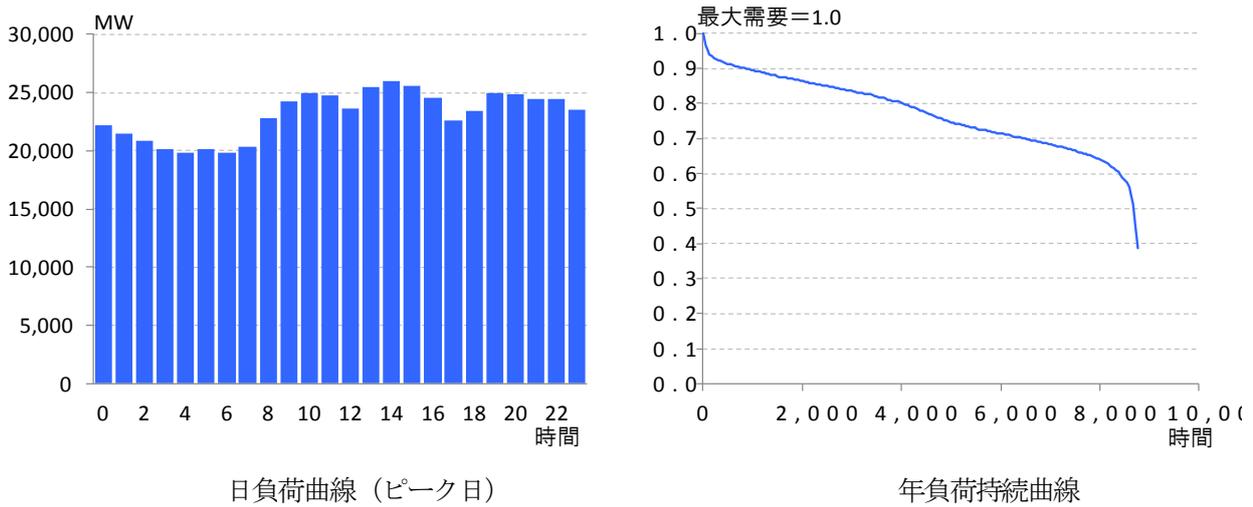


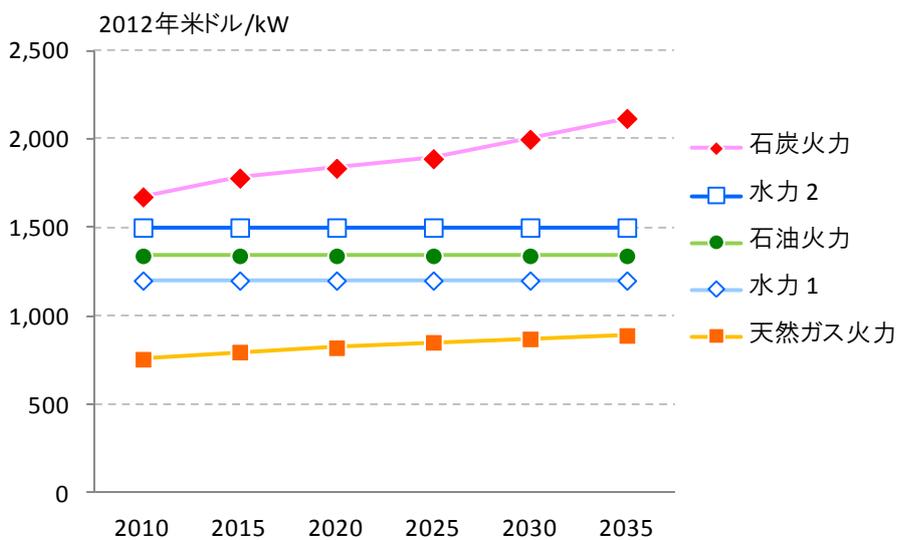
図2-5 日負荷曲線及び年負荷持続曲線の想定例

(5) 発電コスト

発電に伴うコストは主に①建設費、②燃料費、③燃料費以外の変動費及び④固定費に区分される。本研究では、新たに導入される設備は試算対象となる全ての国で類似の技術を採用するものと想定し、燃料費以外は同一のコストを想定した。

建設費については、OECD<sup>11)</sup>等の資料を参考に想定した。特に水力発電設備については、ASEAN 諸国は資源ポテンシャルが大きいものの、それぞれ開発の容易さが異なり、また開発の進展に応じて困難さを増すことが考えられる。このため、本研究では開発が比較的容易と考えられる発電設備を「水力1」、開発に困難さを伴うがポテンシャルが大きな部分を「水力2」として、二種類のコストを想定した。

火力発電は、特に石炭火力とガス火力については今後の技術開発により、徐々に発電技術が高度化されてゆくことが想定される。このため発電効率の向上及び技術の高度化に伴う発電コストの上昇を図2-6の通り想定した。具体的にはガス火力はコンバインドサイクル化の進展、石炭火力は従来型の亜臨界圧火力から、超臨界圧火力、超々臨界圧火力の導入比率が拡大してゆくことを想定している。新設される火力発電設備の熱効率の想定は図2-7の通りである。



(出所) OECD<sup>11)</sup>等を元に想定

図2-6 プラント建設費の想定

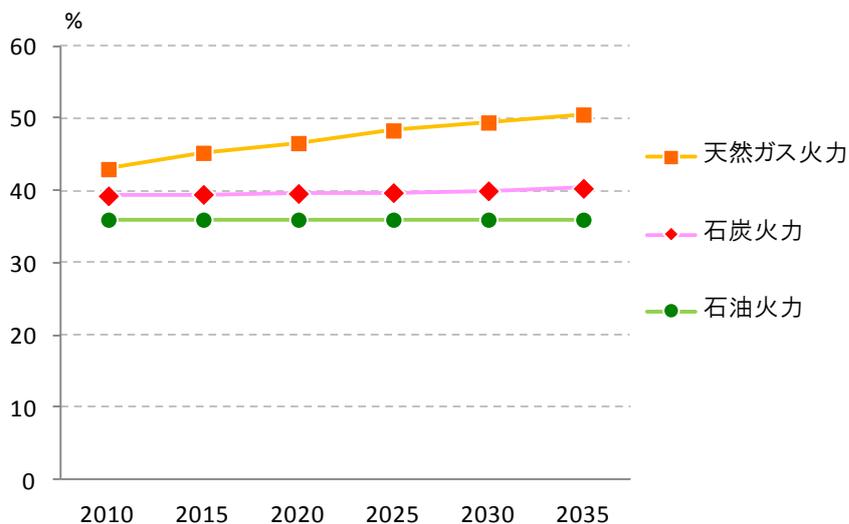
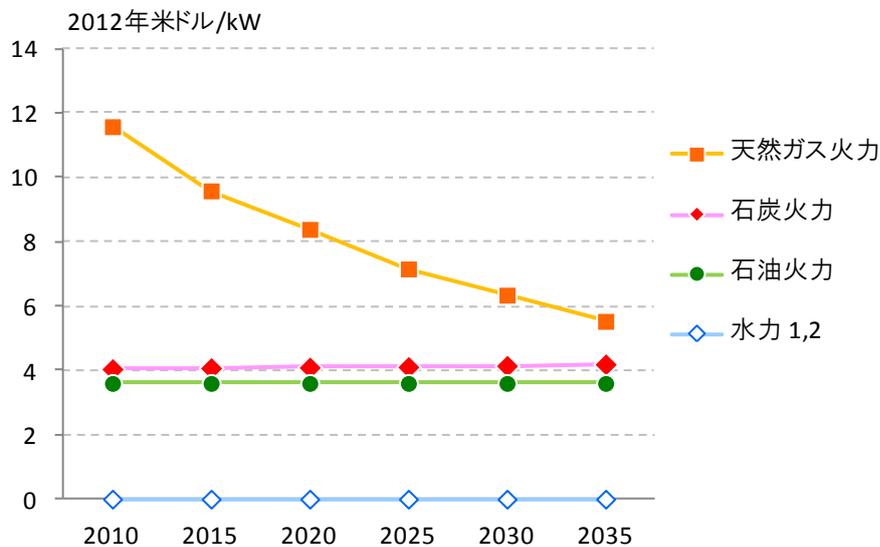


図2-7 火力発電熱効率の想定

固定費については石炭火力、水力1、水力2は建設費の10%、ガス火力は同5%、石油火力は一律で94ドル/kWと想定した。また燃料費以外の変動費については、OECD<sup>11)</sup>、IEA<sup>12)</sup>、U.S.EIA<sup>13)</sup>等を参照し、以下のように想定した。特にガス火力は従来型のシングルサイクルから相対的に変動費の少ないコンバインドサイクルへの切り替えが進んでむと想定しており、今後2035年にかけて大きく低下する。



(出所) OECD<sup>11)</sup>、IEA<sup>12)</sup>、EIA<sup>13)</sup>等を元に想定

図2-8 変動費の想定

(6) 燃料費

石炭価格については、産炭国（インドネシア、マレーシア、フィリピン、タイ、ベトナム、ミャンマー、ラオス、カンボジア、中国、インド）と石炭輸入国（シンガポール及びブルネイ）の2種類を想定した。産炭国での石炭価格については採掘コスト+港までの輸送費を想定し、2010年に60米ドル/トンとした。また輸入国ではそれよりも高価な90米ドル/トンと想定した。これらの価格に対し、産炭コストの上昇等を考慮し、文献<sup>14)</sup>による

実績値等に基づき 2010 年以降石炭価格は毎年 2.5 ドル/トンずつ上昇するとした。

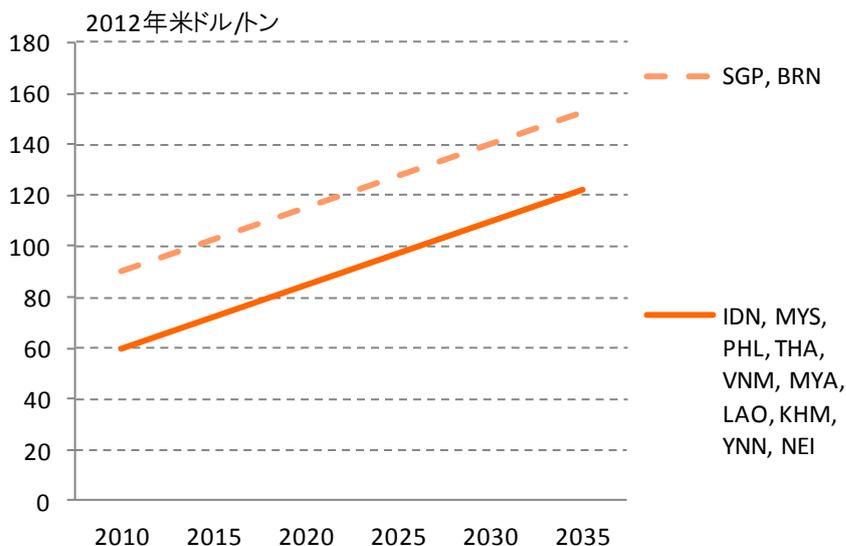


図2-9 石炭価格の想定

天然ガス価格については、国内でガスを産出しない純輸入国（シンガポール、フィリピン）、現在国内にガス田があり国内向けガス価格が比較的高い国（タイ、ラオス、カンボジア、中国、インド）、現在国内にガス田があり国内向けガス価格が比較的安い国（ブルネイ、インドネシア、マレーシア、ベトナム、ミャンマー）の3ケースを想定し、それぞれ 2010 年の価格を 16 ドル/MMBtu、8 ドル/MMBtu、3 ドル/MMBtu とした。今後アジアの多くの国で天然ガス/LNG 輸入が進むと見られること、及び天然ガス/LNG 取引の短期化が進むことで流動性が高まる考えられることから、ガス価格は 2035 年までに 12 ドル/MMBtu に収斂するものとした。

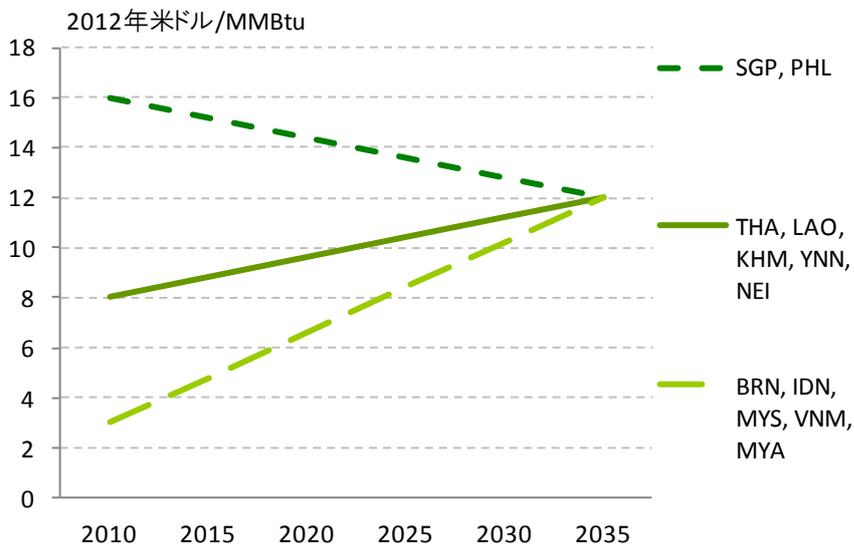


図2-10 天然ガス価格の想定

(7) 送電連系容量

東アジア地域の送電ネットワーク構築に関しては、既存の取り組みとして、ASEAN10 カ国を対象とした ASEAN Power Grid (APG)<sup>15)</sup>と中国雲南省を含むメコン川流域6カ国を対象とした Greater Mekong Subregion

(GMS) 16)の2つの計画が進められている。

APG 構想では、16 件の国際連系プロジェクトが特定されており、各プロジェクトの推進にあたっては、関係国の電気事業者あるいは電力関連当局からなる組織である Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities (HAPUA) が事務局として中心的な役割を果たしている。

HAPUA によると、2013 年 5 月時点において既に 6 件の連系プロジェクトが部分的に完成、また 4 件の連系プロジェクトについて MOU が締結されており、現在建設中である。なお、残る連系プロジェクト 6 件は将来的に着手される見込みとなっている。

GMS プログラムは、ADB が主導するメコン川流域圏における国家横断的な開発計画で、カンボジア、ラオス、ミャンマー、タイ、ベトナム、中国雲南省（2004 年から広西壮族自治区も参加）の 6 カ国により、交通運輸、エネルギー、通信など多角的なインフラ連携が進められている。

エネルギー分野での取り組みは、国際連系線の整備を中心に進められており、2008 年に地域間国際電力取引のロードマップに関する MOU (A Memorandum of Understanding on the Roadmap of Regional Power Trade) が調印された。

これらの情報を参考に、本研究では送電連系容量の上限について、APG および GMS の 2 計画をベースに、表 2-5 の通り設定した。

表2-5 送電連系容量の上限想定

単位：GW

	BRN	IDN	KHM	LAO	MYA	MYS	NEI	PHL	SGP	THA	VNM	YNN
BRN						0.3						
IDN						2.2						
KHM				0.3						2.3	0.4	
LAO			0.3							7.9	2.7	3.0
MYA							2.1			11.7		2.0
MYS	0.3	2.2						0.5	1.1	0.8		
NEI					2.1							
PHL						0.5						
SGP						1.1						
THA			2.3	7.9	11.7	0.8						
VNM			0.4	2.7								8.5
YNN				3.0	2.0						8.5	

#### (8) 送電ロス率

送電ロス率は、理論的には、送電条件（送電線の種類、径、回線数、電流値等）が同じであれば、送電距離に比例するといえる。しかしながら、現実には、同じ送電線に他の発電所で発電した電気も流れること、電流値が電力の使用状況に応じて時々刻々と変化すること、使用する電線の種類や径が異なることなど、送電条件は同一ではない。そのため、一般論としては送電距離が長ければ送電ロス率も大きくなるものの、実際には単純に距離への比例とはならず、一律に数値化できるものではない。

但し本研究では、データ制約等の関係から、交流送電の場合は送電距離に比例し、100 km あたり 1%の送電ロスを想定した。また直流送電の場合には、交流送電と同等の送電ロスに加えて、AC-DC 変換装置のロス分として 2%を加算した。

### (9) 送電コスト

送電に関わるコストとしては、送電設備そのものの建設コストと、その保守・管理に要するコストを考える必要がある。また、東アジア地域における域内系統連系の構築にあたっては、一般的な架空送電線の建設に加え、海峡を横断して対岸や離島に電力を供給するための海底ケーブルを使用するルートも考慮する必要がある。

まず送電線建設コストについては、本来であれば送電線を構成する電線、鉄塔、変電所などについて、それぞれの費用を積み上げる必要がある。ただしデータの制約上の問題から、本研究ではまず変電所を除く送電線部分全体にかかるコストについて距離 (km) あたりの単価を設定し、送電距離に応じた費用を算出した。更に、当該路線において必要となる変電所 (開閉所) 数に応じた建設コストを加算し、総コストとした。具体的には、送電線部分の建設単価は、近隣諸国の最近の建設実績を基に、架空線であれば 0.9 百万ドル/km/2 circuits、海底ケーブルであれば 5 百万ドル/km/2 circuits とした。また、変電所 (開閉所) の建設コストについては、固定費<sup>2</sup>として 1カ所あたり 20 百万ドル、さらに追加費<sup>3</sup>として 1回線あたり 10 百万ドルとした。

また運転・維持管理コストとしては、総建設コストの 0.3%/年程度と仮定した。

## 2-3 ケース設定

本試算では前節で述べた複合最適電源構成モデル及び供給信頼度評価モデルを利用し、第 2 章で整理したデータを用いて 2035 年までの複合最適電源構成及び電力融通を試算した。但し、再生可能エネルギー (水力以外) や原子力の導入は主に政策によって左右されることから、これらの導入量については ERIA<sup>4</sup>の見通し値で固定し、火力発電 (石炭、天然ガス、石油) 及び水力発電のみを分析の対象とした。このうち、水力発電については、次節に述べるケース 0 及び 1 では ERIA による導入量で固定した一方、その他のケースでは追加的水力ポテンシャルとして、2-2 節に述べた値を用いた。

複合最適電源構成モデルを利用する際、時間間隔は 5 年とした。即ち 2010 年が最新実績値推計、2015 年以降が予測値となる。割引率については、一律 10%と設定した。また、最初に任意の供給予備率を設定した上で得られた仮試算結果の構成に基づき、供給信頼度評価モデルで LOLE を評価し、それが各国で年間 24 時間となるような供給予備率を求め、それを再度複合最適電源構成モデルの前提条件とする、というフィードバック計算を行った。供給信頼度評価モデルにおけるモンテカルロ法の試行回数はおおよそ 14 万回とした。

### (1) 東南アジア地域全体を対象とした国際系統連系の評価

まず 12 国・地域全体を対象として、表 2-6 に示すケース設定に基づき試算を行った。

表2-6 ケース設定

	系統連系	追加的水力ポテンシャル
ケース0	×	×
ケース1	○	×
ケース2a	○	○
ケース2b	○	○(輸出のみに利用)
ケース3	○(上限なし)	○(輸出のみに利用)

ケース 0 はいわゆる BAU ケースであり、系統連系を考慮せず、各国が国内の発電設備により需給バランスを維持するケースである。これに対しケース 1 では、系統連系容量の計画上限値まで電力融通を可能とする。但しこのケースでは、水力の追加的水力ポテンシャルについては考慮しない。即ちここでは連系を行うことにより供給予

<sup>2</sup> 土地の確保や共通設備の設置など 1カ所の開閉所を設置するために共通に必要なコスト

<sup>3</sup> 回線数に応じた数の機器を設置するためのコスト

備力の節減がなされると同時に、火力発電構成（石炭・天然ガス比率）が変化することが期待される。

ケース 2a では、ケース 1 と同様に電力融通を計画上限值まで可能とし、更に水力の追加的ポテンシャルについても利用を想定する。このケースでは、水力発電の増加分はまず当該国内の電力需要を満たすために用いられ、供給力に更なる余力のある国では輸出が行われる。但し、より現実的にはラオス・ミャンマー等における追加的水力ポテンシャルの利用は、国内での電力供給よりも、むしろ近隣需要国への輸出に向けて用いられることが期待されている。このためケース 2b では、水力発電の増加分を国内需要への供給に用いることはできず、輸出のみに回るものと想定した。

ケース 3 ではケース 2b と同様に水力発電の増加分が輸出のみに供される一方で、系統連系については上限を設定しない。このケースでは域内における水力の追加的ポテンシャルが最大限に活用され、とりわけ大きな賦存量が想定される国・地域からは膨大な電力が輸出されることが予想される。

## (2) 個別連系ケースの検討

上記の全系統を対象とした試算の他に、特定の地域間のみ系統連系を許容したケースを試算し、連系がない場合との経済性評価の比較を行った。具体的な組み合わせとしては、連系の潮流が大きい以下の 7 ケースを選定した。

ケース A：タイ (THA) -カンボジア (KHM)

ケース B：タイ (THA) -ラオス (LAO)

ケース C：タイ (THA) -ミャンマー (MYA)

ケース D：ミャンマー (MYA) -タイ (THA) -マレーシア (MYS) -シンガポール (SGP)

ケース E：ベトナム (VNM) -ラオス (LAO) -タイ (THA)

ケース F：マレーシア (MYS) -インドネシア (IDN)

ケース G：ラオス (LAO) -タイ (THA) -マレーシア (MYS) -シンガポール (SGP)

2 国間の系統連系を考える場合、本来はそれぞれの送電系統の状況を綿密に確認し、最適な接続点および詳細な連系ルートを決定する必要がある。しかし本検討では連系による効果とそのコストとの関係の概要を示すことを目的としていることから、比較的長距離となるルートと短距離となるルートの 2 通りを設定し、想定コストを幅で表せるようにした。具体的には、前者は首都同士を結ぶルート 1、後者は既設の変電所がある地点同士を結ぶルート 2 とした。また送電ルート長は概算として 2 点間直線距離の 1.2 倍と仮定した。

## 3. 試算結果及び考察

### 3-1 系統連系による供給予備率の節減

各国・地域における供給予備率を図 3-1 に示す。系統連系を想定しないケース 0 では、発電設備の規模に比して系統の規模の小さいシンガポール・ブルネイでは予備率は 11~12%程度、その他の国では 7~8%程度となる。これに対し、系統連系を行うケースでは、同じ 24 時間の LOLE を実現する供給予備率は大幅に減少する。但しモデル分析結果においてコスト面から連系がなされないフィリピンでは供給予備率は節減されず、また電力系統の規模が相対的に大きいとともに、電力の輸入国となるマレーシアのみと直接的に連系されるインドネシアでは予備率の節減が小さいなど、その低減度合いは国により異なる結果となる。

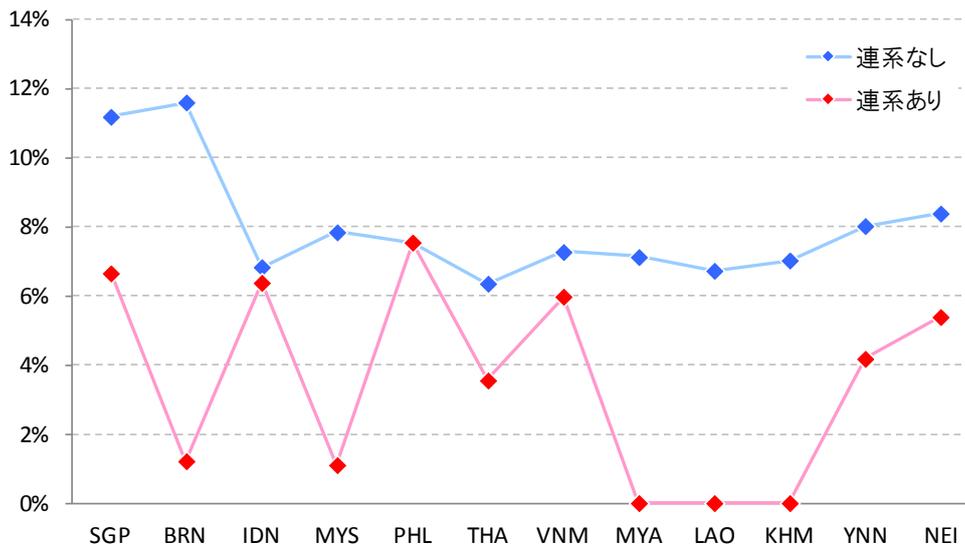


図3-1 系統連系による供給予備率の節減

### 3-2 2035年の発電量構成

図3-2～図3-6に各ケースにおける2035年の電力供給量を示す。図中、紫の斜線領域は純輸入量を示しており、これが正に出ている場合には純輸入量を、負に出ている場合には純輸出量を示す。

図3-2は系統連系を想定しないケース0における発電量構成である。結果は石油火力を除き、概ねERIA見通し<sup>4)</sup>と整合している。

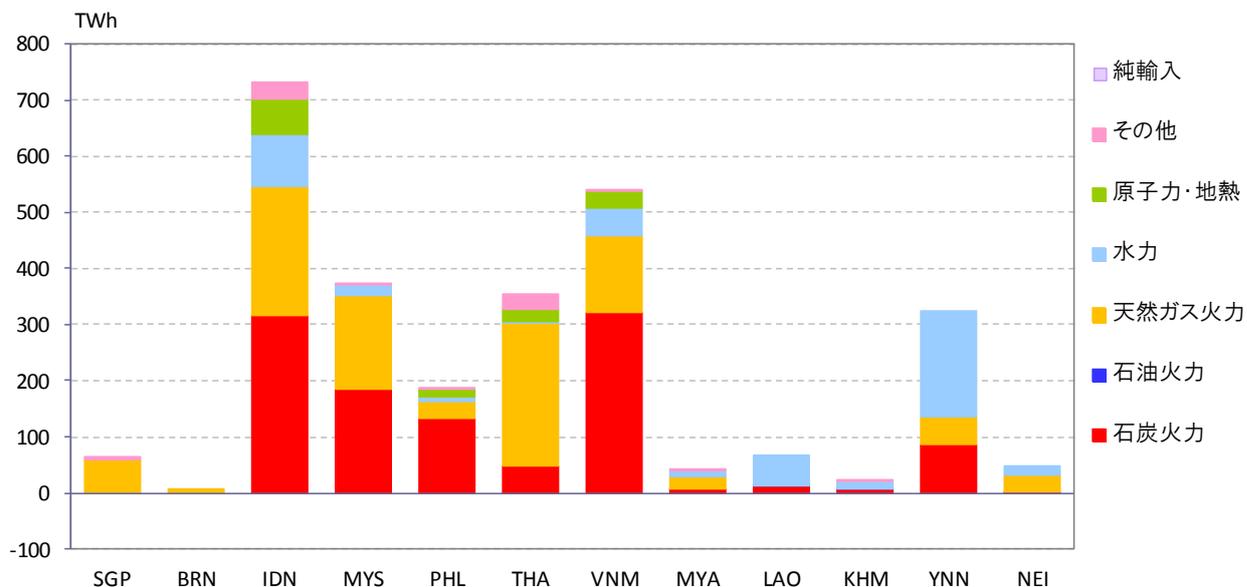


図3-2 2035年の電力需給 (ケース0)

図3-3はケース1における発電量構成である。ここでは追加的水力発電ポテンシャルの利用を想定していない

ため、水力発電量はケース 0 と変わらないが、火力発電において変化が見られる。即ち、ケース 0 では石炭火力発電所新設制限のためにコスト最適化状態に比べてより天然ガス比率が高くなっているタイにおいて、ケース 1 では天然ガス発電量が減少し、それが近隣国（今の場合はラオス）での石炭火力発電によって賄われる結果となっている。このように、国際連系線の利用により、ある国に特有な制約（この場合はタイにおける石炭火力新設制限）に対し、地域全体でよりコスト最適な電源構成を実現できる可能性がある。

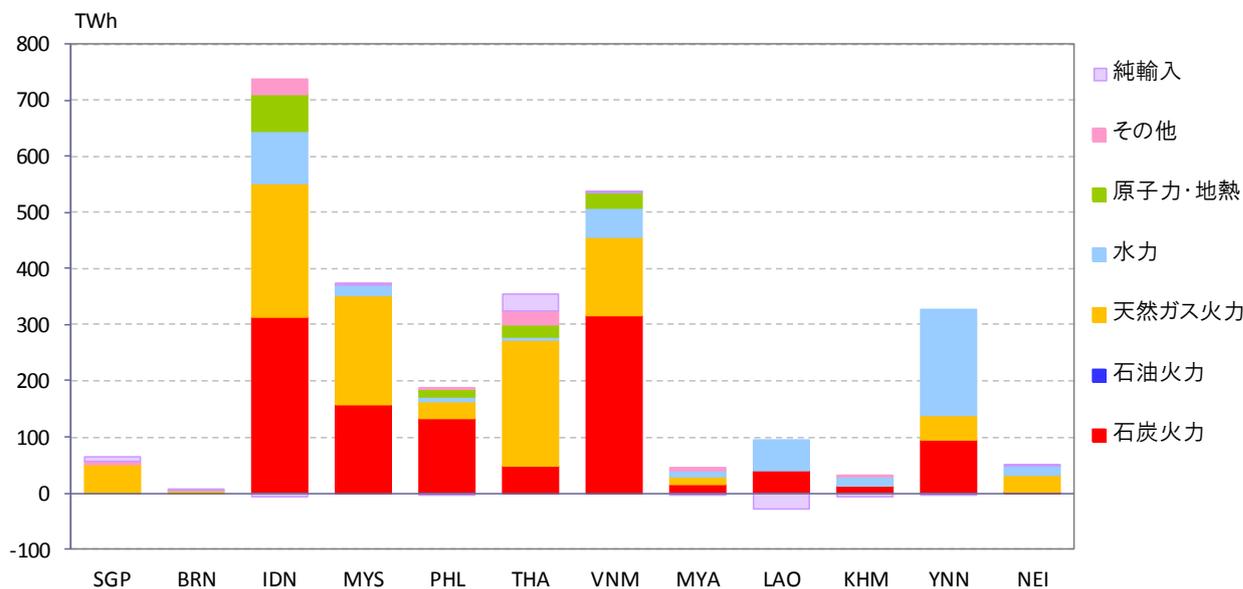


図3-3 2035年の電力需給（ケース1）

図 3-4 はケース 2a における発電量構成である。このケースでは各国で追加的水力発電ポテンシャルの利用が行われ、大きなポテンシャルを有するミャンマー、ラオス、カンボジア、中国雲南省、インド東北部等からタイ、ベトナム、シンガポール、ブルネイ等への輸出が行われる。

追加的水力発電ポテンシャルはインドネシア、フィリピン、ベトナム等の国にも存在する。ケース 2a では、これらの国において水力発電の増加分は国内の電力需要を満たすために用いられる。このため、2035年にはインドネシアの電力供給の36%、ベトナムの電力供給の45%を自国内の水力発電が賄うことになる。しかし実際には、これらの国において物理的に水力発電のポテンシャルは存在するものの、それは地理的・経済的要因等から直ちに利用可能なものではなく、従って ERIA 見通しに示される通り、これらの地域で水力発電が電力供給の4割を担う状況は期待できない。

また、このケース 2a ではミャンマーで全発電量の95%、カンボジアで同93%を水力発電が占める結果となっている。実際には系統運用上の問題等から、ここまで高い水力発電比率で電力供給を行うことは現実的でない。これらの観点から、このケース 2a は国際連系線を用いた電力供給のあり方について一定の示唆を与えるものの、電源別の発電量構成の観点からは必ずしも現実的な姿を示しているとは言い難い。

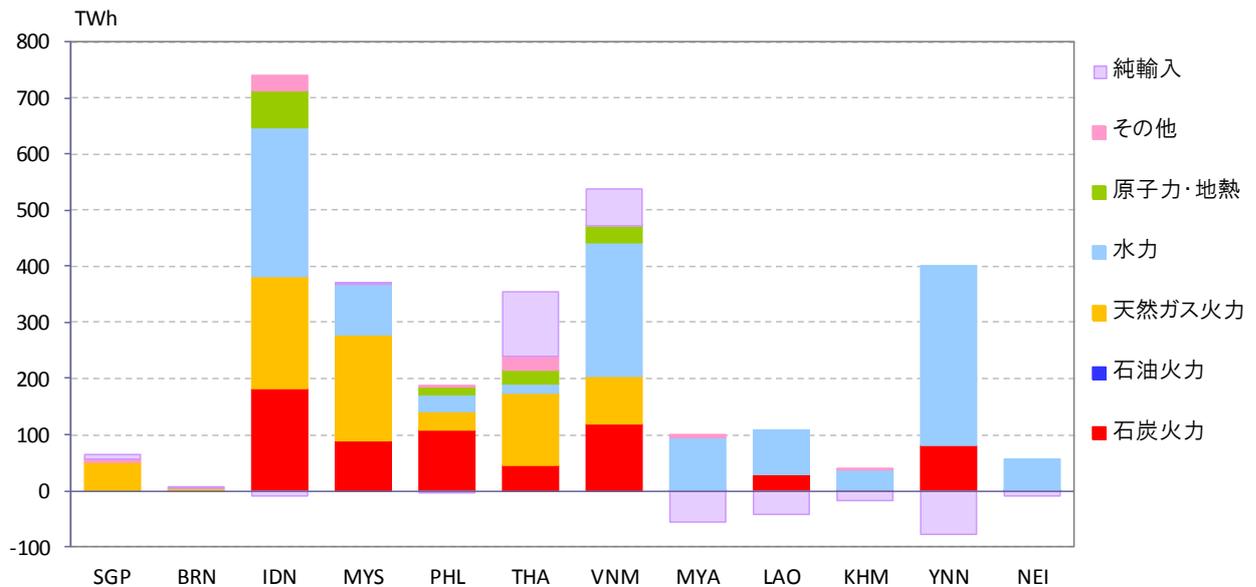


図3-4 2035年の電力需給 (ケース 2a)

図 3-5 はケース 2b での発電量構成を示す。このケースでは追加的水力発電は輸出のみに回されるものと想定しており、従ってインドネシアやベトナムの水力発電量はケース 2a に比べて小さい。またミャンマーやカンボジアにおいては、国内の電力供給は水力とともに一定程度の火力発電を用いて行った上で、余剰となる水力発電分を国外に輸出する姿となっている。前述のような観点から、ケース 2a に比べてこのケース 2b の方がより現実的な姿を示しているものと考えられる。

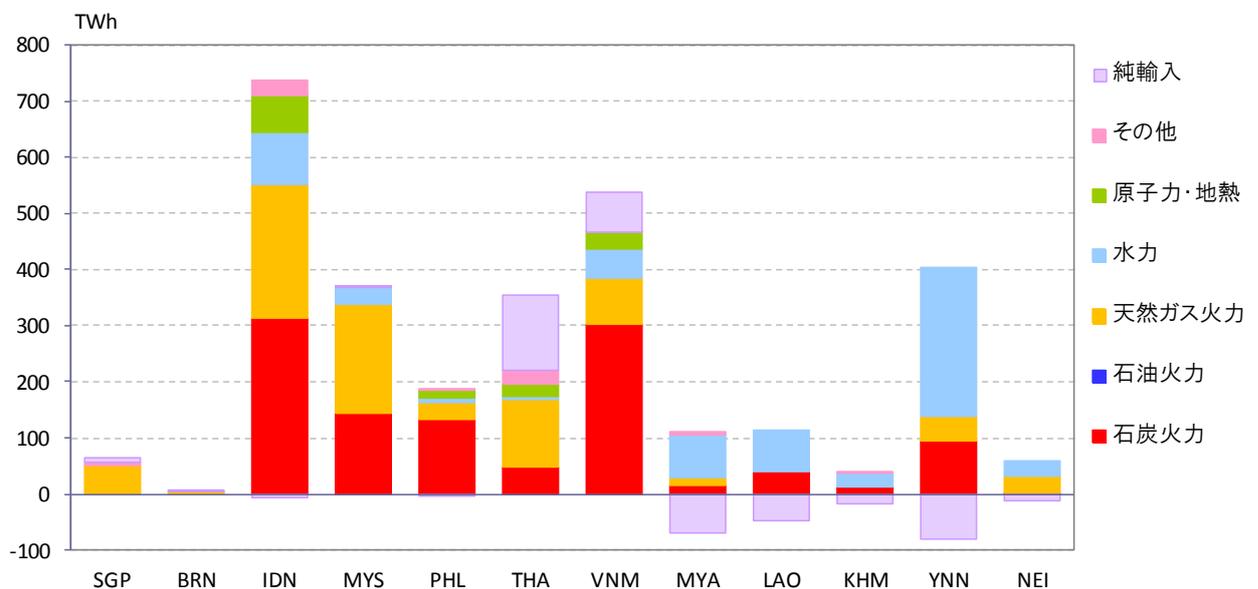


図3-5 2035年の電力需給 (ケース 2b)

図 3-6 はケース 3 での発電量構成である。このケースでは、特にミャンマーでの水力発電量が極めて大きくなっており、年間 250 TWh もの電力を輸出する姿となっている。同時にラオス、カンボジア、中国雲南省、イン

ド北西部等からも電力の輸出が行われ、その電力はタイ、ベトナム、マレーシア、インドネシア、シンガポール、ブルネイの各国での供給を担っている。実際には、仮に連系線の上限制約がなかったとしても、ミャンマー国内においてここまで大きな水力発電ポテンシャルを安価に開発することが可能であるか否かは今後の検討を要する課題であると言える。

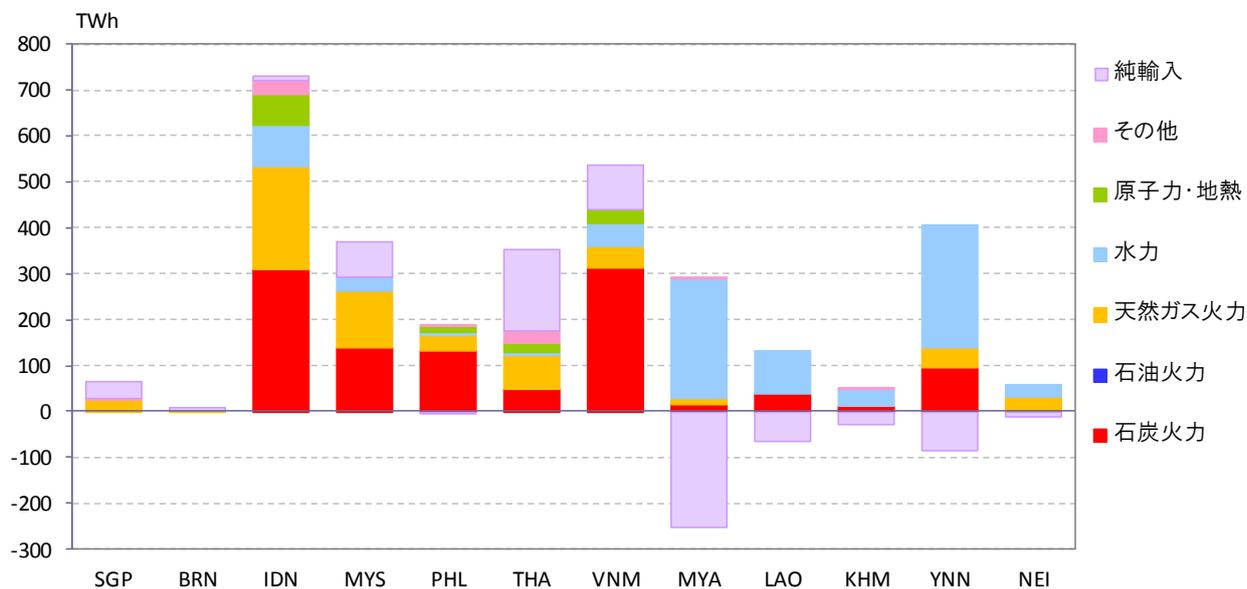


図3-6 2035年の電力需給 (ケース 3)

図 3-7 は各ケースについて、12 国・地域合計の発電量構成を示したものである。

地域合計の発電量は 2010 年の 940 TWh から、2035 年にはおよそ 2,800 TWh まで拡大する。系統連系のないケース 0 では、その発電構成は石炭火力 41%、天然ガス火力 35%、水力 16%、その他（原子力・再生可能等）7%である。これに対し、ケース 1 では若干石炭火力比率が上昇し、41%となる。

ケース 2a では、追加的水力発電ポテンシャルの利用により、水力発電比率が 44%まで上昇し、これに応じて石炭火力・天然ガス火力ともにシェアが低下する。これに対し、より現実的と考えられるケース 2b では水力発電比率は 24%まで、系統連系制約を考慮しないケース 3 では 31%までの上昇となる。ケース 2b 及び 3 ではケース 1 に比べて水力発電が上昇している分、主に天然ガス火力発電の比率が低減する。

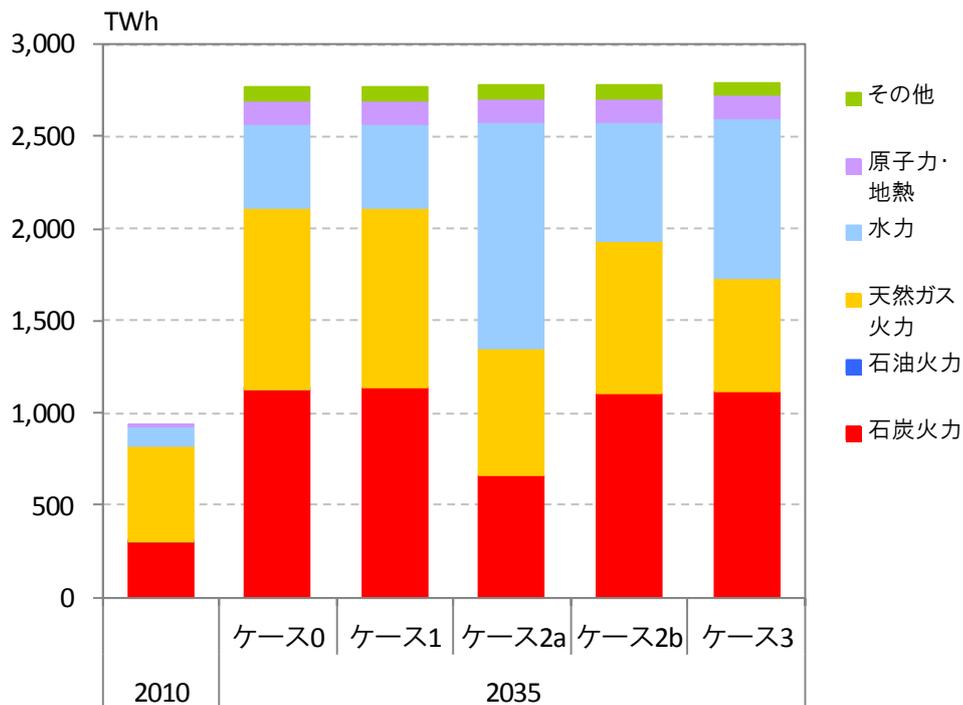


図3-7 2035年の電力需給 (全地域計)

### 3-3 2035年のCO<sub>2</sub>排出量

2035年のCO<sub>2</sub>排出量(12国・地域合計、発電部門のみ)を図3-8に示す。ケース0に比べてケース1では、追加的水力発電が行われない一方で、系統連系を踏まえた全システムでのコスト最適化の結果として石炭火力発電比率が若干上昇するため、CO<sub>2</sub>排出量はケース0の1.35 Gtから1.36 Gtまで微量に増加する。これに対し、系統連系とともに追加的水力発電を供するケース2a、2b及び3ではCO<sub>2</sub>発電量は顕著に低減する。特にインドネシアやベトナムの国内において水力ポテンシャルの利用が進むケース2aでは0.86 Gtと、極めて大きな排出量削減となっている。但し上述の通りこれは現実的なケースとは言えず、ケース0からのCO<sub>2</sub>排出削減量は系統連系上限を設定したケース2bで0.07 Gt程度、連系容量に上限を設定しないケース3で0.31 Gt程度となる。

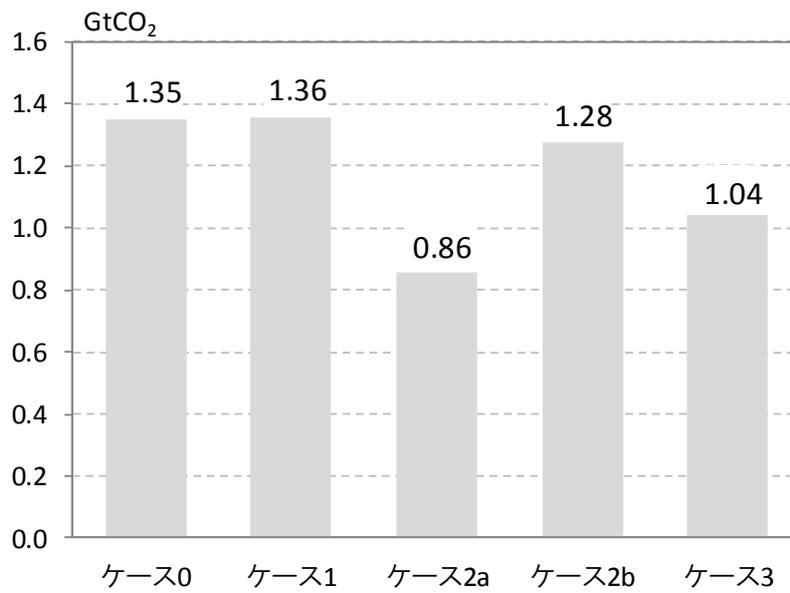


図3-8 2035年のCO<sub>2</sub>排出量

### 3-4 2035 年の電力輸出入フロー

図 3-9～図 3-12 は 2035 年の電力輸出入フローを示したものである。

まず図 3-9 に示すケース 1 では、追加的水力ポテンシャルの利用を想定しないため、ケース 2a、2b 及び 3 に比べて電力の融通量が小さい。しかしこのケースでも主に火力発電構成の変化とともに電力の融通が行われ、最も大きな電力輸入国はタイ、次いでシンガポールとなる。最大の電力輸出国は電力をタイに供給するラオスである。

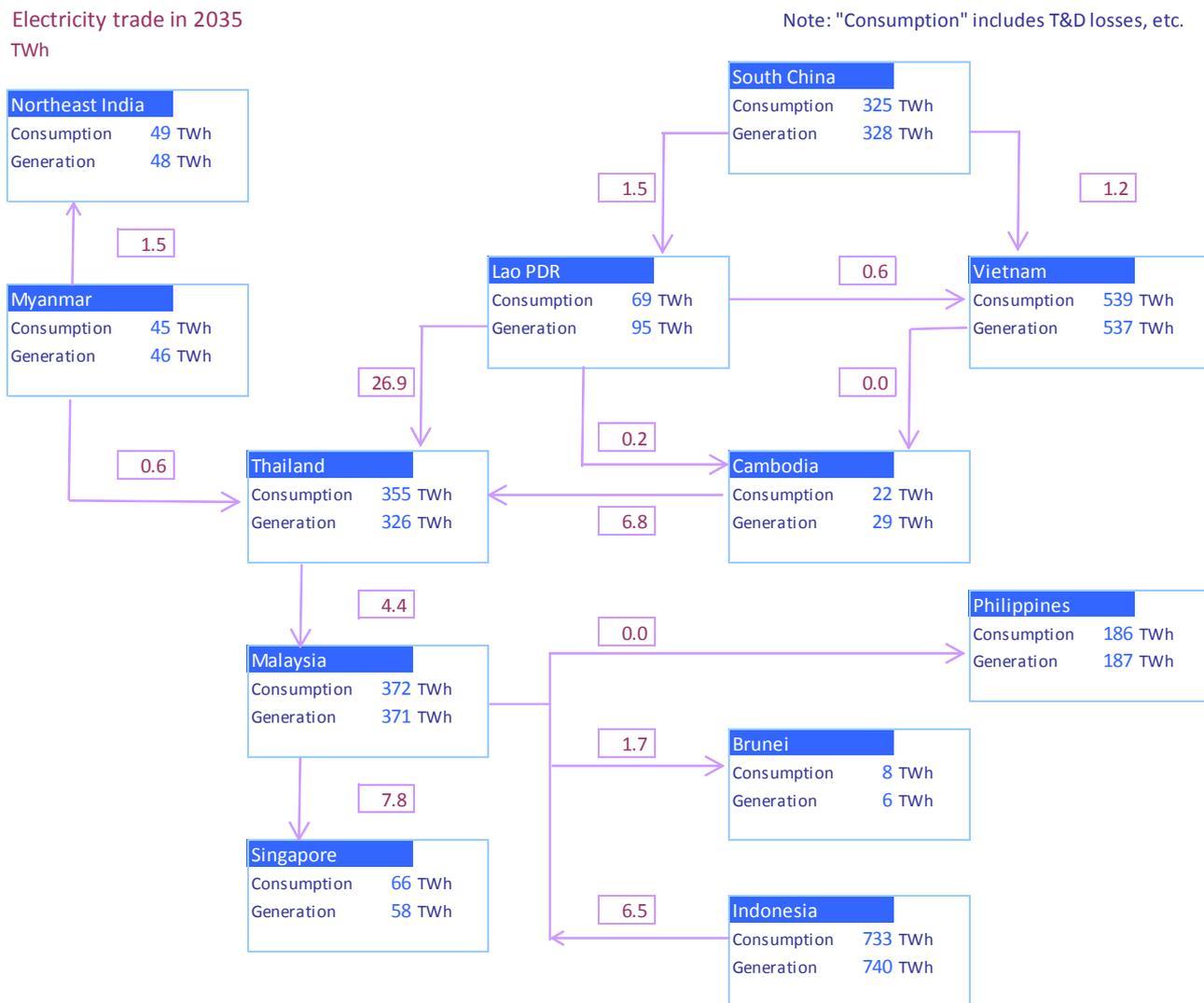


図3-9 2035 年の電力輸出入フロー（ケース 1）

追加的水力ポテンシャルの利用を想定したケース 2a では、ミャンマー・ラオス・カンボジアの近隣 3 国からタイに向けて電力が融通される。特に追加的水力ポテンシャルの大きなラオス及びミャンマーからの融通量が多い。また、インド東北部からはミャンマーを通じてタイに電力が供給される姿となる。中国雲南省からはラオスを通じてタイへの供給も行われるが、より大きな電力供給はベトナムに向けて行われる。

一方で、タイからはマレーシアに向けて電力が流れる。これは一部がマレーシアの電力供給に利用されるとともに、インドネシアから融通された電力を用いてシンガポールの電力需要を満たすものとなる。

なおフィリピンは潜在的な電力輸入国であるが、モデル分析の結果では電力の輸出入は行われない。これは、マレーシア（ボルネオ島）から同国に至る海底送電線の距離が非常に長く、その建設コストが供給によるメリットを上回るためである。

Electricity trade in 2035  
TWh

Note: "Consumption" includes T&D losses, etc.

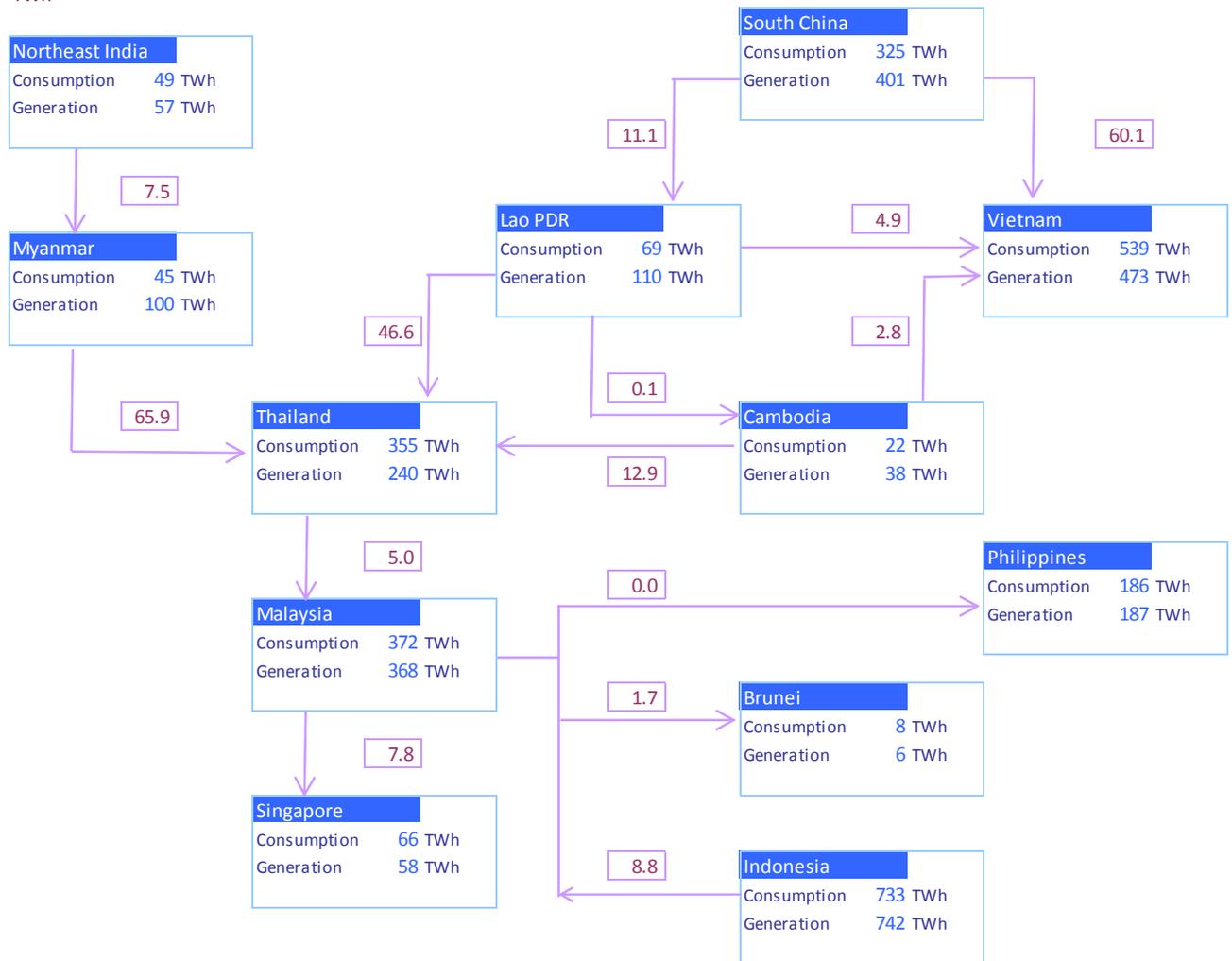


図3-10 2035年の電力輸出入フロー（ケース 2a）

ケース 2b は追加的水力発電ポテンシャルが当該国内の需要を満たすことはせず、輸出のみに回ると想定したケースであり、上述の通りこちらの方がより現実的であると考えられる。但し電力の融通量の観点からは、このケースでの結果は概ねケース 2a と似たものとなる。

Electricity trade in 2035  
TWh

Note: "Consumption" includes T&D losses, etc.

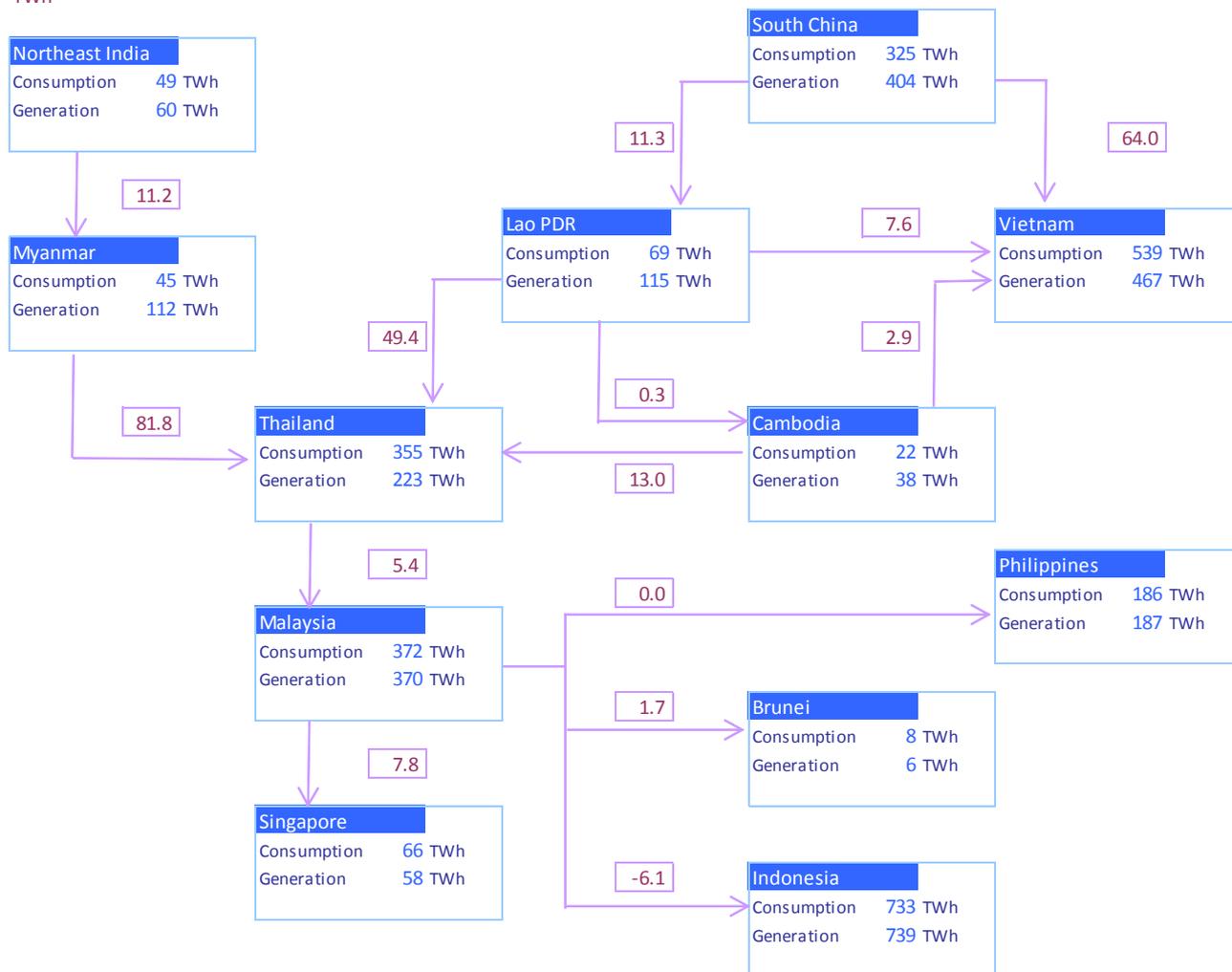


図3-11 2035年の電力輸出入フロー（ケース 2b）

ケース 3 は系統連系の上限を設定しないケースであり、追加的水力発電ポテンシャルが最大限に発揮される。特に膨大なポテンシャル量をもつと評価されているミャンマーからタイへ年間 265 TWh もの電力が供給され、更にタイからマレーシアを通じてシンガポール、インドネシア及びブルネイまで電力が供給される。上述の通りここまで大きな追加的水力発電の利用が可能であるかについてはより詳細な検討が必要である。本試算結果は、仮に HAPUA の計画を上回る規模の電力供給を想定する場合、どのような姿に向かうのが電力需給の上から合理的であるのかについて、一つの方向性を示唆するものと捉えることができる。

Electricity trade in 2035  
TWh

Note: "Consumption" includes T&D losses, etc.

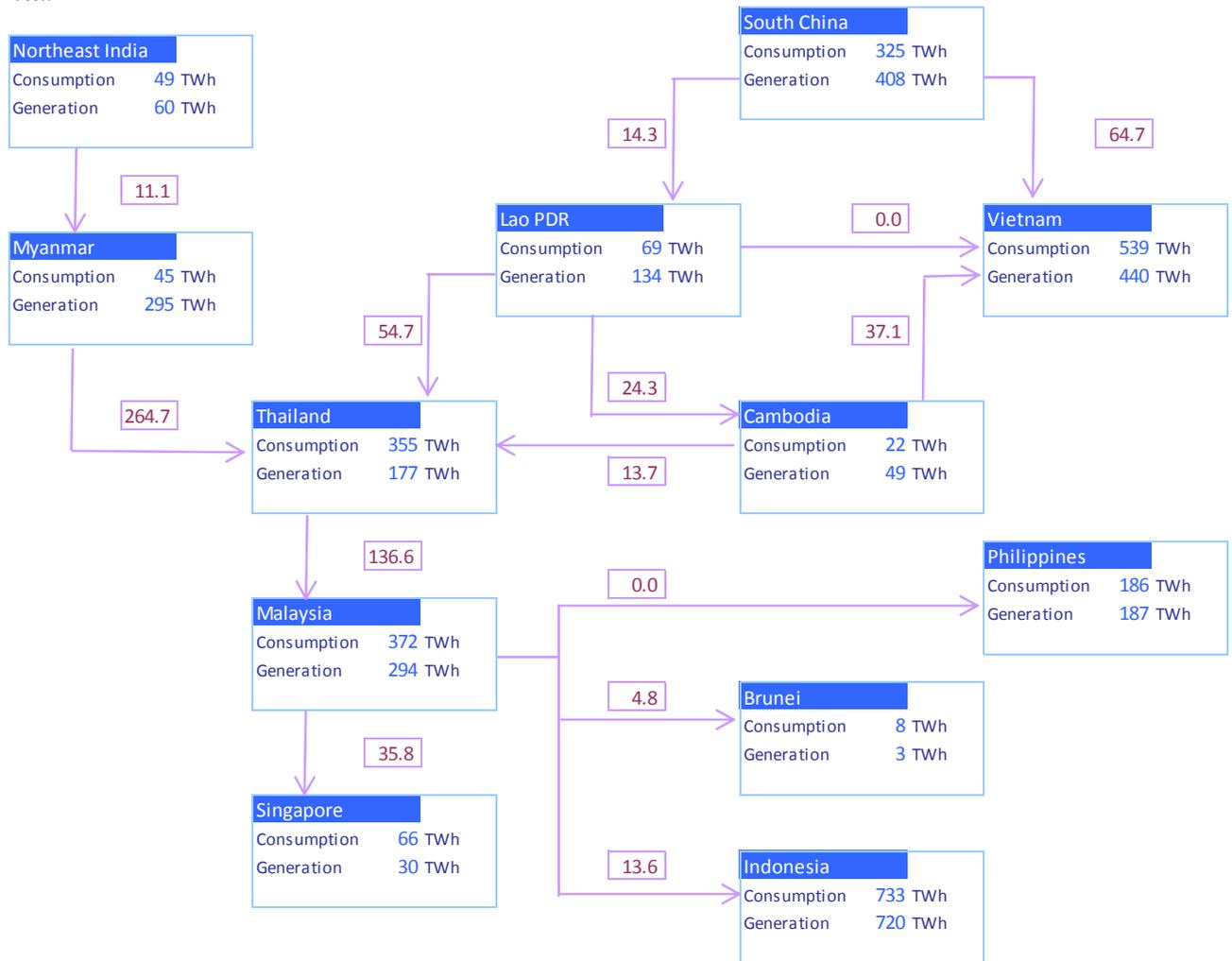


図3-12 2035年の電力輸出入フロー（ケース3）

### 3-5 ケース 2b における電力融通量の変化

図 3-13～図 3-16 はケース 2b における電力融通量の変化を示したものである。系統連系線については 2020 年頃から建設が始まり、2025 年頃から運用が開始するものと想定している。なおこれらの図において正の値はその向きに電力の供給が行われることを、負の値は逆向きに供給が行われることを示している。

図 3-13 は中国雲南省からベトナム及びラオス、カンボジアからベトナム、及びラオスからベトナムの 4 つの連系線を通る年間融通量を示したものである。中国雲南省からベトナムへは継続的に電力供給が行われ、その量は年とともに増加する。しかし 2025 年時点では、ベトナムからカンボジア及びラオスへの流れが生じる。これ

はこれらの国々を通じてタイへの供給が行われているためであり、これらの連系線における供給の向きはタイとベトナムの需要のバランスによって成り立つものとなる。

ERIA 見通しにおいては 2035 年にかけてベトナムの電力需要が急成長する姿となる。このため、2035 年には潮流が逆転してカンボジア及びラオスからベトナムへの電力供給が行われる。また、中国雲南省からベトナムへの供給量の拡大に伴い、中国雲南省からラオスへの供給量は 2035 年にかけて低下する。

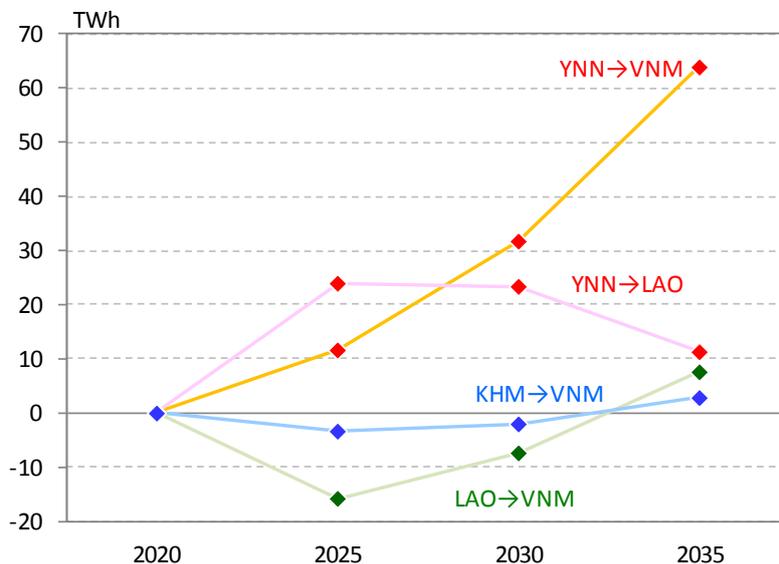


図3-13 ケース 2b における電力融通量の変化 (1)

図 3-14 はミャンマー・ラオス・カンボジア及びマレーシアからタイへの電力供給量を示すものである。2025 年時点ではタイへの電力供給が最も大きいのはラオスであり、次いでミャンマー、カンボジアとなっている。しかしベトナムの需要急拡大に伴い 2035 年にかけてラオス及びカンボジアからの供給量は減少を始め、それに代ってミャンマーからの供給量が最も大きな位置を占めることになる。一方、マレーシアとの間では 2025 年には若干の純輸入となっているものの、2035 年までには逆にタイからの輸出に転じる。これにより、図 3-15 に示される通り北部地域の水力ポテンシャルを南部地域（シンガポール等）に供給することが可能となる。特に、インドネシアの需要拡大に伴い南部の供給が不足してくる 2035 年頃に、この影響が顕著に表れる。

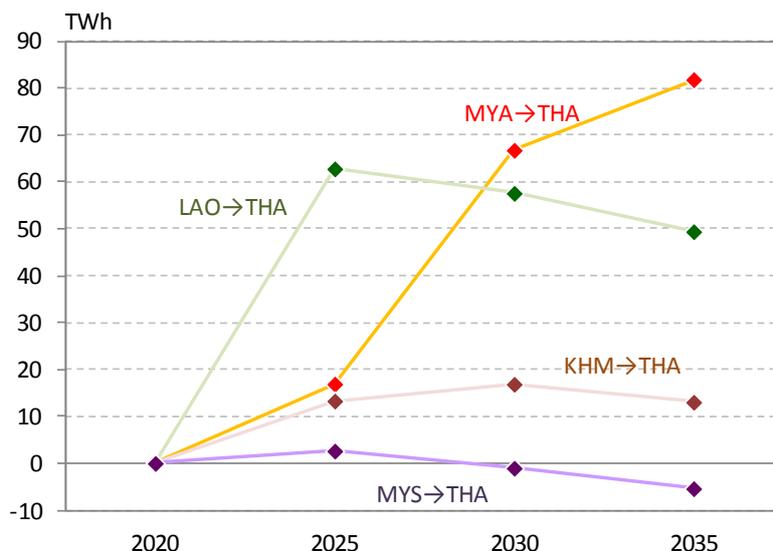


図3-14 ケース 2b における電力融通量の変化 (2)

図 3-15 はマレーシアからシンガポール、ブルネイ、タイ及びインドネシアへの融通量を示している。ここに示す通り、シンガポール及びブルネイはマレーシアを通じて安定的に電力供給を受ける姿となる。これに対して供給を行うのはインドネシア及びタイであるが、これらの供給量は時間とともに変化する。即ち、インドネシアでは国内需要の急速な伸びに伴い供給量が縮小し、それに応じてタイを経由する北部の水力により強く依存することとなる。但しこの地域の供給量自体は年間 5~10 TWh 程度であり、図 3-13 や図 3-14 に示すタイ・ベトナムを中心とした北部地域の需給バランスと比較するとその規模は小さい。

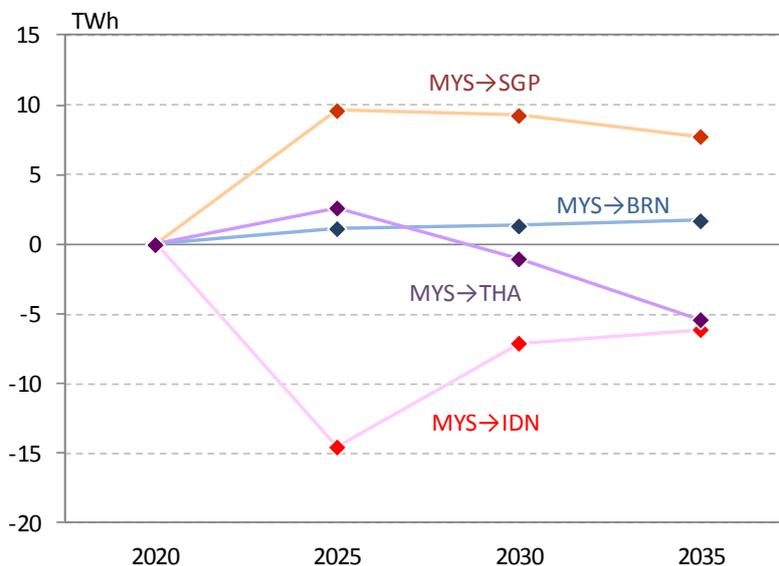


図3-15 ケース 2b における電力融通量の変化 (3)

図 3-16 はインド東北部からミャンマー、ミャンマーからタイへの融通量を示したものである。これらの融通量は 2035 年まで増加を続ける。即ち、今後長期にわたってベトナム、タイやインドネシアの電力需要が拡大を続ける中で、これらの地域の電力供給力の重要性が益々高まることとなる。

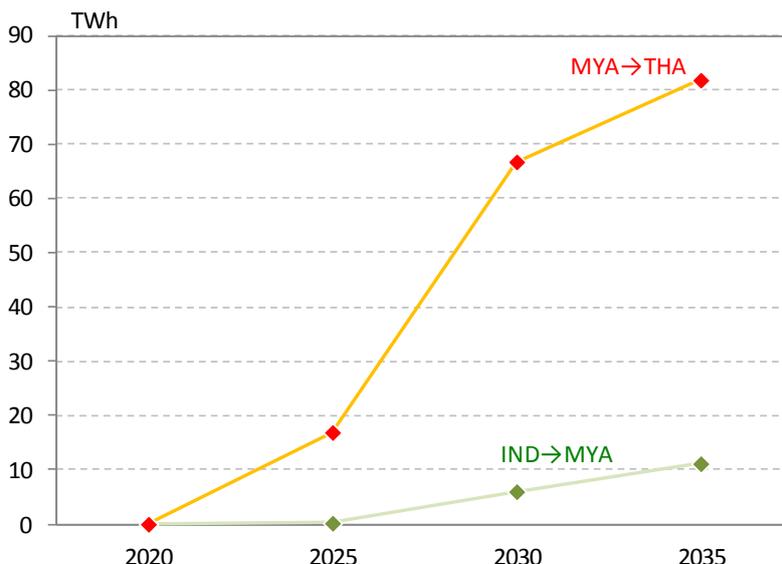


図3-16 ケース 2b における電力融通量の変化 (4)

### 3-6 2035 年及び 2050 年までの累積コスト

図 3-17 はケース 1、2b 及び 3 における累積コスト (2035 年及び 2050 年まで) を、ケース 0 との差額で示したものである。

ケース 1 においては、ケース 0 と比べて電力融通による供給予備率の低減に伴い、必要な初期投資額が減少する。これに応じて運転維持費用も低下するとともに、天然ガス火力から石炭火力への代替に伴い火力燃料費も低減し、合計で 2035 年までの累積コスト (12 国・地域計) が 91 億ドル程度低減する。

これに対し、追加的水力発電ポテンシャルの利用を考慮したケース 2b では火力燃料費は大幅に減少する一方、初期投資のより小さな天然ガス火力からより大きな水力への代替が進むことにより初期投資及び運転維持費が増加する。これらの効果を全て合計すると、ケース 0 と比較した 2035 年までの累積コストの削減分は 67 億ドルとなり、ケース 1 と比べると 25 億ドルの累積コスト増となる。また追加的水力の利用量がより大きくなるケース 3 ではケース 0 からの削減分は 38 億ドル、ケース 1 に比べて 53 億ドルの累積コスト増加となる。

水力の追加的ポテンシャルの利用により累積コストが増加することは、2035 年までの時間スケールでは水力発電設備に対する初期投資を十分に回収できないことを意味する。より長い期間、例えば 2050 年までの累積コストを評価すると、水力の初期投資に対する回収が進むために、ケース 1 に比べて 2b 及び 3 の方が累積コストが低減する。ケース 2b での累積コスト削減分は 158 億ドルに相当する。このように、国際連系線の建設の経済性は長期に及ぶ問題となるため、長期の視野をもって計画を立案し、遂行することが求められる。



(註) 費用 (コスト) には発電所・送電線の建設費と運転維持費、及び発電に伴う燃料費のみ含み、それ以外の副次的な経済効果等は含まない。

図3-17 各ケースにおける 2035 年までの累積コスト

### 3-7 個別連系ケースの便益比較

ここでは、二国間を系統連系させた場合のコストの変化（水力ポテンシャルの開発コスト増、電力融通による火力発電燃料コスト減、予備率低減による発電所開発コスト減）について各ケースの試算を行ったうえで、連系送電線のコストを追加することにより、総合的な便益効果を推計した。

表 3-1 は連系ケース毎の試算結果（2035 年までの累積）として、連系により得られる利益とコストの評価を示したものである。

表3-1 各連系ケースの便益比較結果

ケース	送電連系のコスト	単位: 2012年価格百万ドル			
		送電連系による便益ーコスト			
A	THA-KHM	162	ー 1,009	4,560	ー 5,470
B	THA-LAO	728	ー 1,957	19,282	ー 20,604
C	THA-MYA	2,244	ー 3,956	-4,607	ー -2,766
D	MYA-THA-MYS-SGP	2,384	ー 6,272	-1,118	ー 3,064
E	VNM-LAO-THA	922	ー 2,885	21,604	ー 23,715
F	MYS-IDN	1,790	ー 1,901	3,968	ー 4,087
G	LAO-THA-MYS-SGP	868	ー 4,273	23,217	ー 26,557

この試算結果から、以下のように評価することができる。まずケース B、E および G については、連系によるコスト削減の効果が大きく見込まれる。次いでケース A および F については、ルート選定を綿密に計画し、連系線のコスト削減を図ることにより、相応の効果は期待できると考えられる。一方ケース C および D については、水力開発などのコストアップが影響してしまい、2035 年までの期間では連系線の効果を期待できない可能性が高

い。このケースについては、より長期的な視点で計画を立案する必要がある。

またここで注意を要するのは、連系線の投資額の大きさである。例えば最も大きな便益を期待できるケース G のコストは最大で約 43 億ドルに達すると試算される。これだけの巨額の投資となると、資金調達はもちろん計画を進めるために必要な技術者や労働者、資機材の量も非常に多くなる。そのため、例えば試算したルート建設全てを同時に着手するのは、物理的に困難であることが予測される。したがって幾つかある候補ルートに、得られる便益や実現可能性に応じて優先順位を付け、段階的に整備を進めるのが現実的である。

#### 4. まとめ

本研究をとおして先ず明らかとなったのは、国際送電連系を強化することによって、地域全体の便益が増すということである。今回分析対象とした ASEAN 地域では広く電力需要が増える傾向にある一方、発電用の燃料資源、すなわち石炭や天然ガス、水力などの賦存は国によって異なる。そのため、ある国では自国の需要を上回る十分な資源を有する一方、ある国では資源が不足して輸入に依存せざるを得ない。隣接する国同士が敵対する関係であれば、一国内で電力需給を完結させるしかない。しかし、今後地域の経済統合を進めようとする方向にある中では、国単位ではなく地域全体で電力需給をバランスさせることの方が、より経済合理的である。

より具体的には、域内の特にラオスやカンボジア、ミャンマーに、域外では中国の雲南省に大きな水力発電ポテンシャルがある。水力発電のコストは地点によって大きく異なるものの、多くの場合、天然ガス火力や石炭火力に対して競争力を有する。また、気候変動問題への対応から、エネルギー利用を極力低炭素化することが求められており、この意味からも、水力発電の利用は適切な選択である。こうした潜在的な資源を最大限に活用するためには、資源の賦存地域から需要地へと電力を供給する送電線が必要となる。これが国際送電連系線である。

また、国によって電力需要パターンが異なることを利用して、地域全体の電力供給コストを削減することが可能である。一国で電力需給を完結させる場合、その国は自国のピーク需要に合わせて、独自に十分な量の供給余力を確保しなければならない。仮にピーク需要の出現時間帯が異なる隣国との電力融通が可能であれば、自国に十分な供給余力が無くても、必要な際に隣国から輸入をすれば良い。すなわち、供給余力を確保するための投資を減らすことができる。

このように国際送電連系は地域全体に経済的な利益をもたらすが、その程度はルートによって異なる。例えば、隣接する国がともに発電用燃料資源が不十分であったり、あるいはピーク需要時間帯が同じである場合には、たとえ送電連系をしたとしても、上述したような効果を得ることができない。また当然のことながら、送電連系のコストも影響する。連系によって得られる経済的利益が送電連系の投資額を下回るのであれば、連系をする意味はない。

本研究では幾つかの有望と見られるルートについて、送電連系によって得られる利益とコストの評価を行った。その結果、特にベトナムーラオスータイをつなぐルートで大きな利益を得られる可能性が高いことが分かった。たとえば、2011 年のラオスの名目 GDP は 8,162 百万ドル、カンボジアは 12,890 百万ドル、ブルネイは 16,693 百万ドルである。算定した経済的便益はこれらの GDP を上回る額となっており、送電連系線の整備によって得られる経済的利益は十分に大きい。実践に向けた検討をする意義は十分にあると言えるだろう。

但し、連系線の投資額そのものも非常に大きく、資金調達はもちろん、計画を進めるために必要な技術者や労働者、資機材の量も非常に多くなる。このため、例えば試算したルートの建設全てを同時に着手するのは、物理的に困難であることが予測される。したがって、幾つかある候補ルートに、得られる便益や実現可能性に応じて優先順位を付け、段階的に整備を進めるのが現実的であろう。

ASEAN 地域では既に HAPUA による送電連系計画が進行中である。本研究が抽出したいずれのラインも HAPUA 計画でも取り上げられており、両者は概ね整合している。但し HAPUA の計画は概ね 2020 年をターゲットとした整備計画であるのに対し、本研究ではその延長線上となる 2020 年から 2035 年の累積便益を評価している。すなわち本研究は、HAPUA が進める計画の次の展開を検討するものと言える。今後はより詳細な計画の策定に資するべく、特に追加的水力ポテンシャルについて、その導入可能量やコストを更に精査し、また個別のラインについてより綿密な検討のもとに経済性や事業としての可能性を評価する必要がある。

## 謝辞

本研究は東アジア・アセアン経済研究センター (Economic Research Institute for ASEAN and East Asia: ERIA) の支援により実施された。関係各位に対し、甚深なる謝意を表するものである。

## 参考文献

- 1) International Energy Agency (IEA), “Energy Balances of non-OECD countries”, IEA Publications, (2013).
- 2) Ibrahim, S.B., HAPUA Secretary, “Barriers and Opportunities for Electricity Interconnection the Southeast Asian Experience”, (2014).  
[http://aperc.ieej.or.jp/file/2014/4/4/S2-2-2\\_IBRAHIM.pdf](http://aperc.ieej.or.jp/file/2014/4/4/S2-2-2_IBRAHIM.pdf)
- 3) ASEAN Centre for Energy (ACE), “ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation 2010-2015”.  
[http://aseanenergy.org/media/filemanager/2012/10/11/fi/file\\_1.pdf](http://aseanenergy.org/media/filemanager/2012/10/11/fi/file_1.pdf)
- 4) Kimura, S. et al., “Analysis on Energy Saving Potential in East Asia Region”, ERIA Research Project Report 2011, No.18, (2012).
- 5) Platts, “World Electric Power Plants Database”.  
<http://www.platts.com/products/world-electric-power-plants-database>
- 6) Poch, K., “Renewable Energy Development in Cambodia: Status, Prospects and Policies”, ERIA Research Project Report 2012-26 (2013), pp.227-226.
- 7) Chimklai, S., Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT), “ASEAN Interconnection Briefing on ASEAN Power Grid”, (2013).  
<http://portal.erc.or.th/aern/images/Panel%201-1%20Briefing%20on%20ASEAN%20Power%20Grid.pdf>
- 8) Ministry of Energy (Thailand), “Thailand Power Development Plan 2012-2030 (PDP2010: Revision 3)”, (2012).
- 9) Government of India, Ministry of Power, Central Electricity Authority (CEA), “National Electricity Plan”, (2012).
- 10) 海外電力調査会, 『海外電気事業統計 : 2012 年版』, 海外電力調査会, (2012).
- 11) OECD/NEA, IEA, “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”, (2010).
- 12) IEA, “Energy Technology Perspectives 2012”, (2012).
- 13) U.S. Energy Information Administration (U.S.EIA), “Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants”, (2013).
- 14) IEA, “Coal Information 2014”, IEA Publications, (2014).
- 15) Bot Sosani, HAPUA Secretariat, “ASEAN Power Grids Interconnection Projects for Energy Efficiency and Security Supply”, (2013).
- 16) Zhai Y., “Energy Sector Integration for Low Carbon Development in Greater Mekong Sub-region: Towards a Model of South-South Cooperation”  
<http://89.206.150.89/documents/congresspapers/52.pdf>

## 附録 A 試算モデルの概要

### ① 複合最適電源構成モデル

本試算では、線形計画法による最適電源構成モデルを用いて将来の電力需給を推計した。モデルの主要な前提条件及び出力結果を図 A-1 に示す。

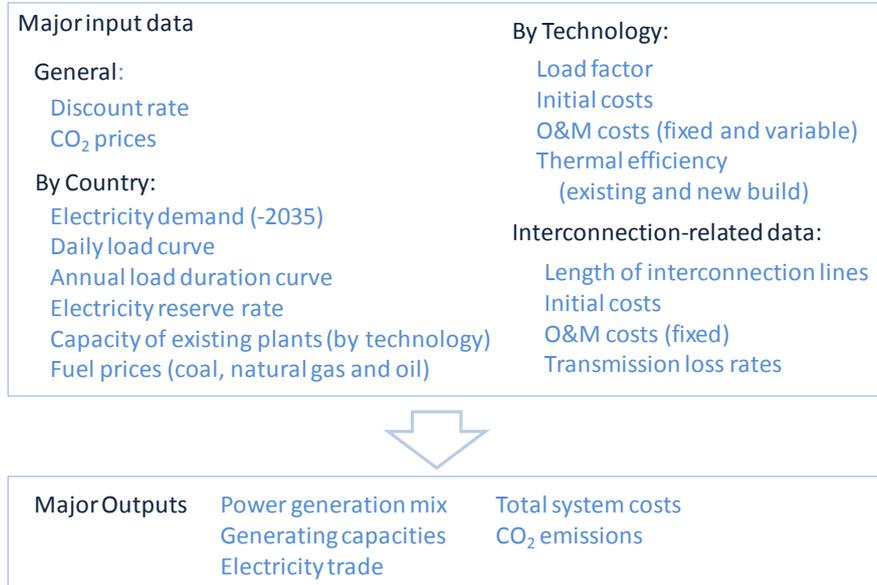


図 A-1 最適電源構成モデルの前提条件と出力

このモデルでは国ごとの電力需要や負荷曲線、発電技術ごとのコストや効率等を前提条件として、各国におけるコスト最適な（即ち、総システムコストを最小とする）電源構成を推計する。

石炭火力発電と天然ガス火力発電とを比較した場合、前者の方が初期投資額が高く、燃料費が安いため、一般的には図 A-2 右に示す通り、設備利用率が高い場合には石炭火力が、低い場合には天然ガス火力がコスト上有利となる。このため、コスト最小化計算により、同図左に示す年負荷持続曲線において、年間の稼働量の大きな領域（図中下側）では石炭火力が、小さな領域（図中上側）では天然ガス火力もしくは石油火力が選択されることとなる。

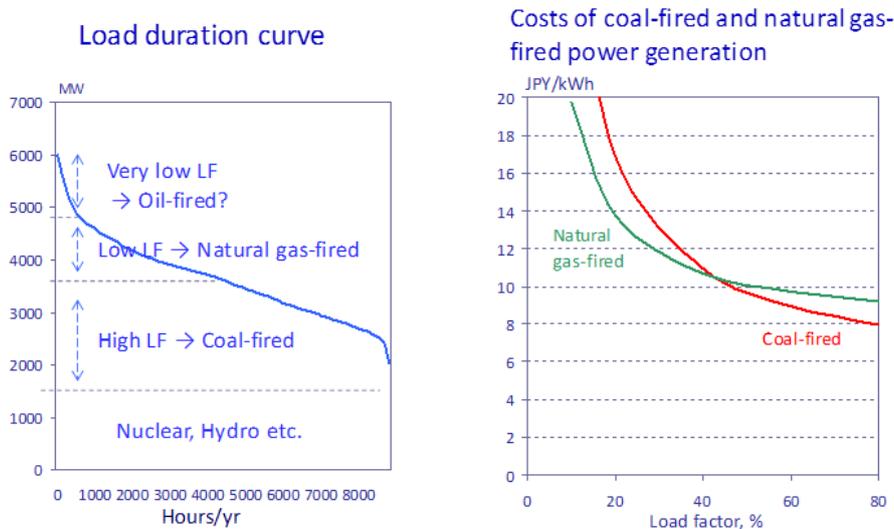


図 A-2 最適電源構成モデルにおける電源選択

また、本試算では国際連系線の利用による電力融通を模擬できるようにした。具体的には、ある日のある時点において A 国から B 国へ Z (MW) の電力融通が行われる場合、A 国における発電設備の稼働量は電力需要よりも Z だけ大きくなくてはならない一方で、B 国の発電設備稼働量は需要よりも Z×(1-送電ロス率) 分だけ小さくて良いこととなる。但し Z は送電線容量を上回ることとはできず、送電線の建設にはコストがかかるとともに、送電線容量上限を設定した場合には Z はその上限を上回ることとはできない。

目的関数及び主要な制約式は、以下の通りである。なお、ここに示される変数のうち発電設備の稼働量、電力融通量及び電力消費量は日  $d$  及び時刻  $t$  に依存する変数であるが、簡単のためこれらの添字は省略している。

(目的関数)

$$TC = \sum_{r,i,T,d,t} \frac{1}{(1+dr)^T} \left\{ Xe_{r,i,T} \left( Cv_{r,i} + \frac{P_{i,T}}{Ee_{r,i}} \right) + \sum_{T' < T} Xn_{r,i,T,T'} \left( Cv_{r,i} + \frac{P_{i,T}}{En_{r,i,T'}} \right) \right\} \\ + \sum_{r,T',d,t} \frac{1}{(1+dr)^{T'}} \left\{ \sum_i Yn_{r,i,T'} \left( I_{r,i} + \sum_{T' < T} \frac{Cf_{r,i}}{(1+dr)^{T-T'}} \right) + \sum_{r'} W_{r,r',T'} \left( II_{r,r'} + \sum_{T' < T} \frac{Cif_{r,r'}}{(1+dr)^{T-T'}} \right) \right\}$$

但し、

$T$ : 稼働年、 $T'$ : 建設年、 $r, r'$ : 地域番号、 $i$ : 発電技術別番号、 $dr$ : 割引率、  
 $Xe$ : 既設設備稼働量、 $Xn$ : 新設設備稼働量、 $Yn$ : 新設設備容量、 $W$ : 連系線増設量、  
 $Cv$ : 可変運転維持費 (発電設備)、 $Cf$ : 固定運転維持費 (発電設備)、  
 $Cif$ : 固定運転維持費 (連系線)、 $P$ : 燃料価格、 $I$ : 建設単価 (発電設備)、  
 $II$ : 建設単価 (連系線)、 $Ee$ : 既設設備発電効率、 $En$ : 新設設備発電効率、  
 $d$ : 日、 $t$ : 時刻

(電力需給) 全ての  $d$  及び  $t$  に対し、

$$D_{r,T} < \sum_i \left( Xe_{r,i,T} + \sum_{T'} Xn_{r,i,T,T'} \right) (1 - ir_i) + \sum_{r'} \left\{ (1 - lr_{r'}) Z_{r',r,T} - Z_{r,r',T} \right\}$$

但し、

$D$ : 電力消費量 (送配電ロス等含む)、 $ir$ : 所内率、 $Z$ : 電力融通量、 $lr$ : 送電ロス率、

(既設設備発電量制約) 全ての  $d$  及び  $t$  に対し、

$$Xe_{r,i,T} < F_{r,i} Ye_{r,i,T}$$

但し、

$Ye$ : 既設設備容量、 $F$ : 設備利用率上限

(新設設備発電量制約) 全ての  $d$  及び  $t$  に対し、

$$Xn_{r,i,T} < F_{r,i} \sum_{T' < T} Yn_{r,i,T'}$$

(電力融通量制約) 全ての  $d$  及び  $t$  に対し、

$$Z_{r,r',T} < \sum_{T' < T} W_{r,r',T'}$$

(供給予備力)

$$PD_{r,T}(1+s_r) < \sum_i F_{r,i} \left( Ye_{r,i,T} + \sum_{T' < T} Yn_{r,i,T'} \right)$$

但し、

$PD$ : 最大需要、 $s$ : 供給予備率

## ② 供給信頼度評価モデル

本試算では複合最適電源構成モデルと併用して、モンテカルロ法を用いた供給信頼度評価モデルを利用した。このモデルの概念図を図 A-3 に示す。

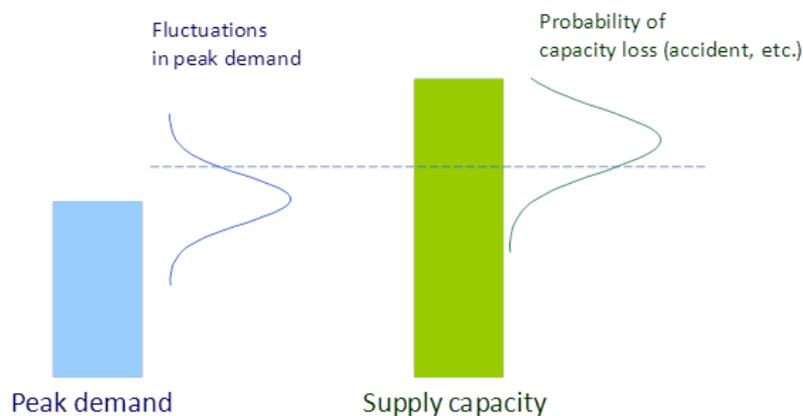


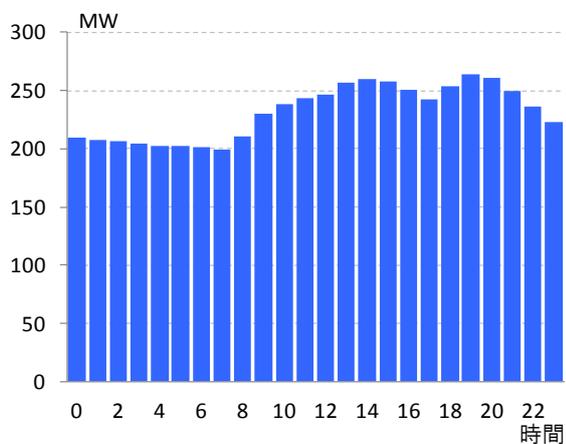
図 A-3 供給信頼度評価モデルの概念図

通常、電力供給はある一定の予備率を想定し、ピーク需要よりも大きな設備容量を設定することにより、余裕ある発電設備の運用が可能となっている。しかし実際には、一定の確率で発電設備がトラブルを起こして実質的な供給力が低下する一方で、予測された電力需要がある標準偏差をもって変動し、後者が前者を上回った場合には停電が発生することとなる。本モデルでは1つのプラントのトラブル発生確率を5%、電力需要変動の標準偏差を±1%として、複合最適電源構成モデルの出力結果をもとに、停電時間期待値 (Loss of load expectation: LOLE) を計算する。これをフィードバックし、結果として LOLE が年間 24 時間になるように、最適電源構成モデルの前提条件となる各国・地域の供給予備率を設定する。

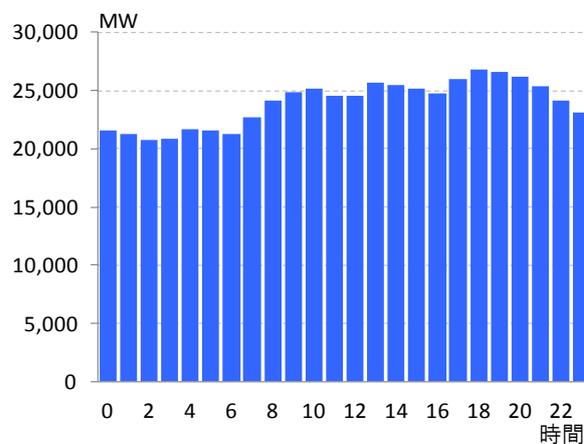
国際系統連系がない場合には、国内のみの発電設備で電力需要の変動に対応するため、LOLE が比較的高い結果となる。これに対し、国際系統連系を想定すると国内の発電設備がトラブルを起した場合でも電力輸入により停電を回避できる可能性があるため、LOLE が著しく低下する。または、LOLE を 24 時間と設定した場合、それに対応する供給予備率が低下し、その分の初期投資や固定運転維持費が節約できることになる。

## 附録 B 日負荷曲線の例

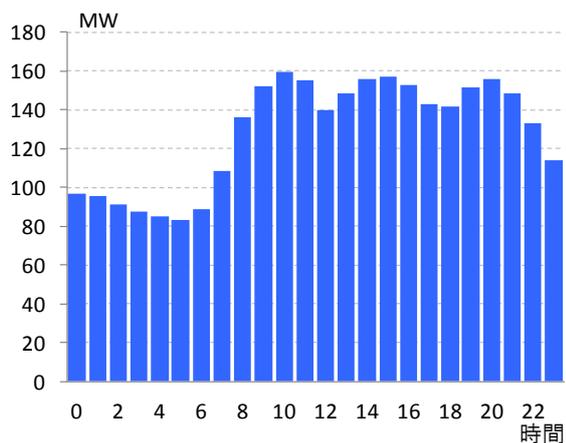
本研究で用いたピーク日の日負荷曲線の例を以下に示す。一部、ピーク日のデータが得られない国については代用として年平均等のデータを利用した。試算モデルの内部では、これらの曲線の形状のみを利用し、高さ（ピーク出力）については適宜規格化をして試算を行っている。



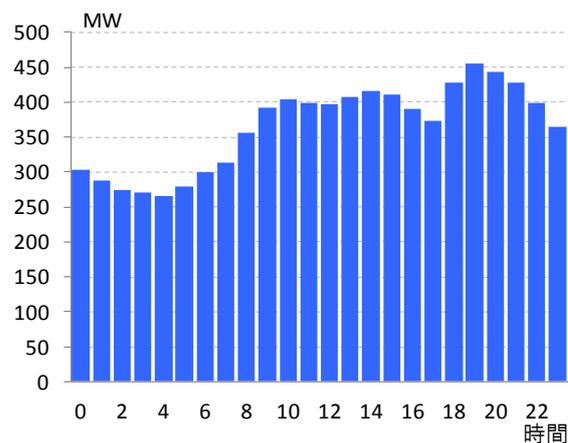
ブルネイ (2006 年平均)



インドネシア (2013 年乾季ピーク日)



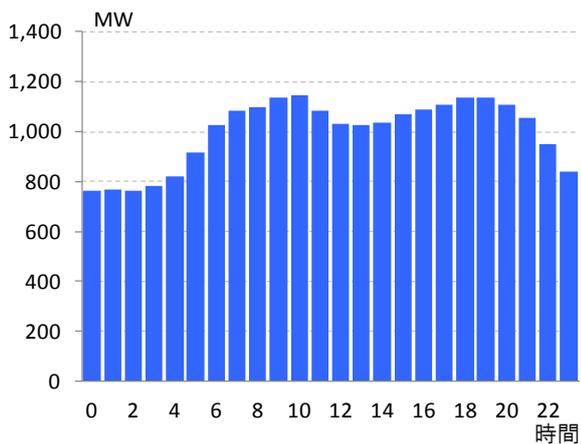
カンボジア (2007 年平均)



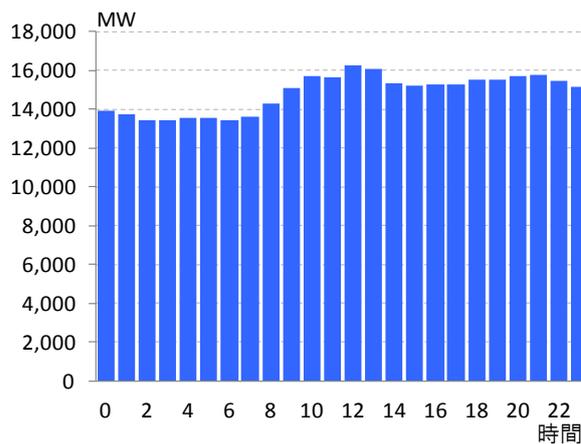
ラオス (2012 年乾季ピーク日)

(出所) ERIA Research Project Report 2013-23.

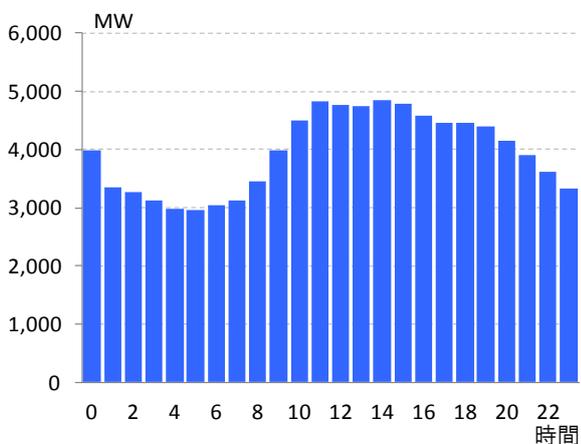
図 B-1 日負荷曲線の例 (1)



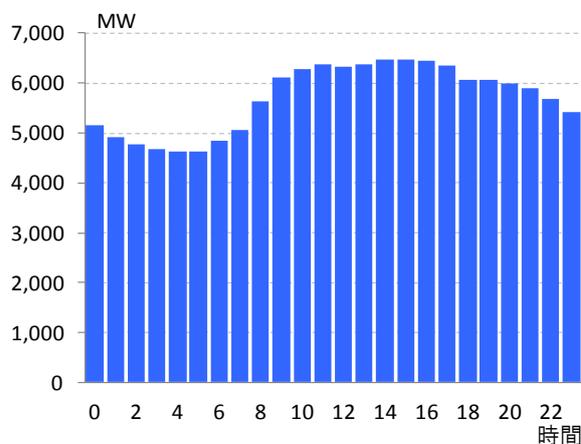
ミャンマー (2007年雨季ピーク日)



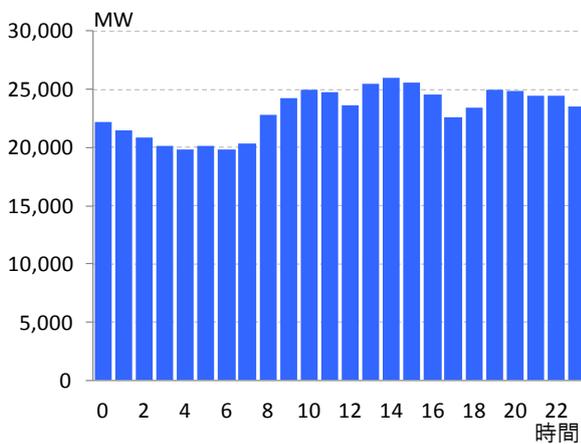
マレーシア (2012年6月ピーク日)



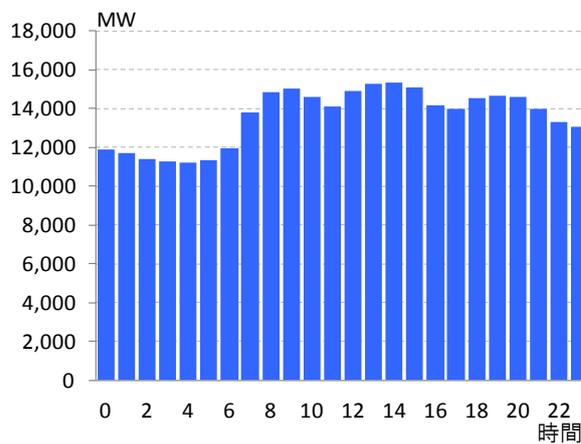
フィリピン (2011年標準日)



シンガポール (2010年5月ピーク日)



タイ (2012年4月ピーク日)



ベトナム (2010年ピーク日)

(出所) ERIA Research Project Report 2013-23.

図 B-2 日負荷曲線の例 (2)

お問い合わせ : [report@tky.ieej.or.jp](mailto:report@tky.ieej.or.jp)