

東アジア地域の電力問題と 送電連系がもたらす効果

2013年9月25日

(一財)日本エネルギー経済研究所
戦略研究ユニット 深澤 一能

ERIA(東アジア・アセアン経済研究センター)の概要

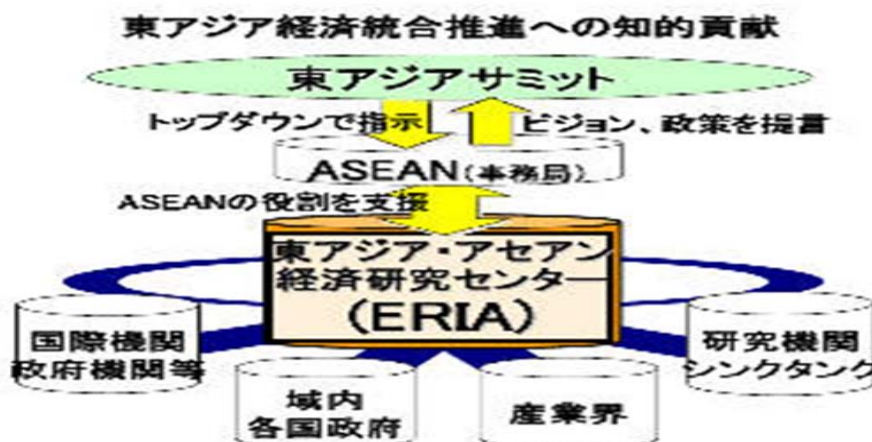
※本テーマ「東アジア地域の電力問題と送電連系がもたらす効果」は、ERIAの研究プロジェクトとして実施したものであり、報告に当たりERIAから許可を得ております。

ERIAの概要

- ◆ 東アジア経済統合の推進を目的として、政策研究・政策提言を行う国際的機関。
- ◆ 2008年、ASEAN事務局において設立総会が開催され、設立。
- ◆ [本部] インドネシア・ジャカルタ
- ◆ [参加国] ASEAN10カ国(ブルネイ、カンボジア、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)に加え、日本、中国、韓国、インド、豪州、ニュージーランドの計16カ国


ERIAの主な活動内容

- ◆ 東アジア経済統合の推進 (Deepening Economic Integration)
- ◆ 域内経済発展格差の是正・縮小 (Narrowing Development Gaps)
- ◆ 持続可能な経済成長の実現 (Sustainable Economic Development)



研究の背景と目的

- 東アジア諸国では、大規模な電源開発を着実かつ経済性、環境性に配慮した形で行うことが喫緊の課題。
 - ◆ 堅調な人口増加と旺盛な経済成長⇒電力需要が急増
 - ◆ 一部の富裕層を除き、依然低い所得水準⇒低コスト電源への期待
 - ◆ 民主化進展により権利意識の強まった国民感情⇒環境への配慮の必要性
- 一方で、各国の電源開発は依然として、自国内での自給自足・最適化を前提に推進。
 - ◆ エネルギー安全保障の観点からは当然の判断ではあるが・・・。
 - ◆ 供給安定性、経済性、環境負荷低減の面からみて、最適・効率的？

- 
- 地域協力(=国際送電連系)は課題解決のための一方策。
 - ◆ 東アジア地域全体での電力インフラ(電源・送電網)形成の可能性と効果を定量的に提示。

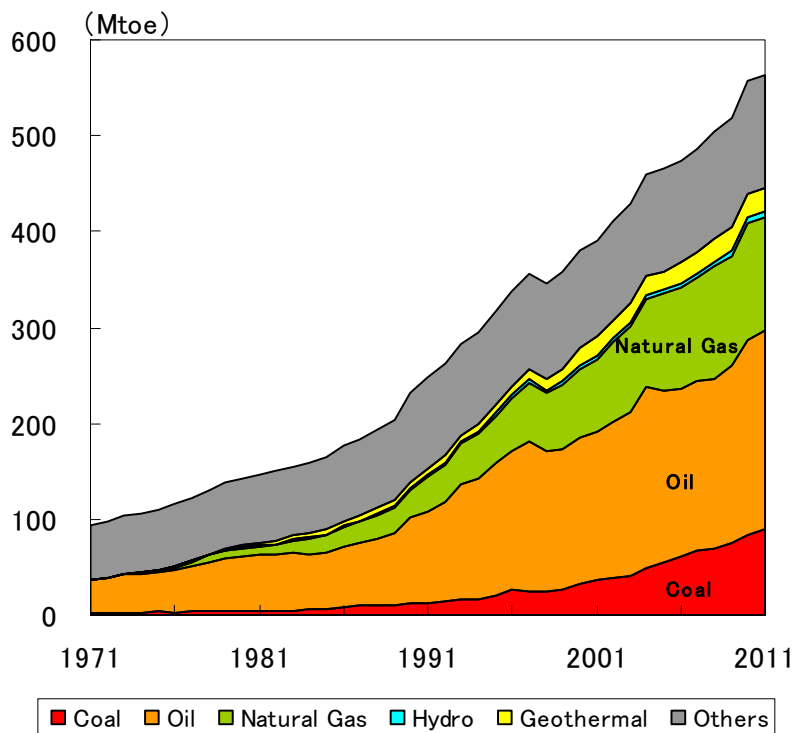
【分析対象国】

ASEAN10カ国(ブルネイ、カンボジア、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) + 中国(雲南省・広西壮族自治区)、インド(北東部)、バングラデシュ

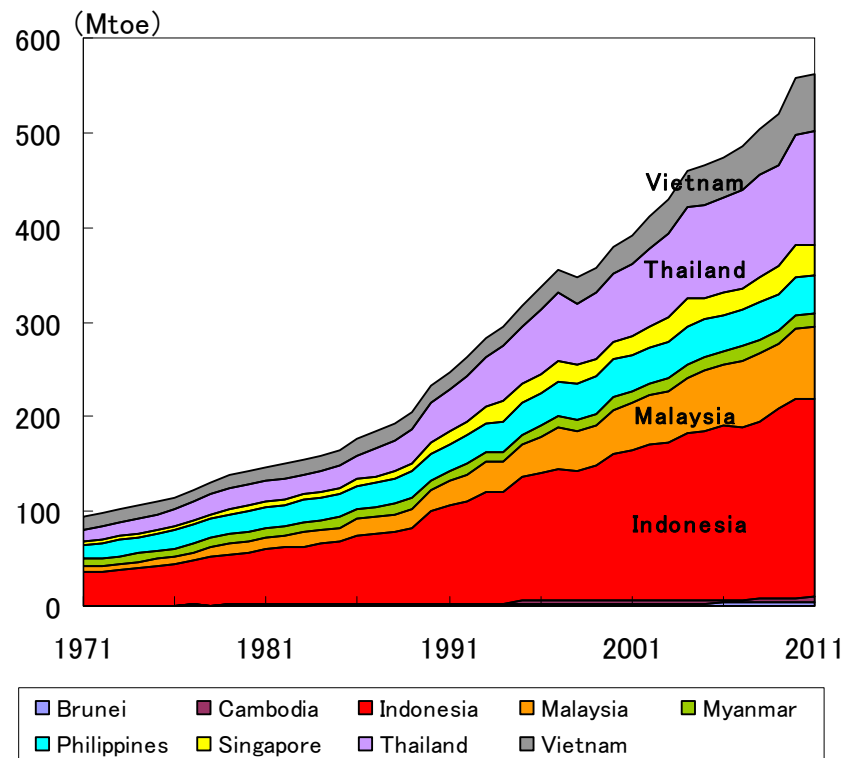
東アジア地域の一次エネルギー供給の推移

- TPES(エネルギー源別)では、石炭および天然ガスの需要が急速に拡大。
 - ◆ ASEAN全体のTPESの年平均伸び率
[2001年-2011年]石油:3.0%、石炭:9.4%、天然ガス:4.6%
- TPES(国別)では、インドネシア、マレーシア、タイ、ベトナムを中心に増大。
 - ◆ [1991年-2001年]それぞれ1.5倍、1.9倍、1.6倍、1.7倍の伸び
 - ◆ [2001年-2011年]それぞれ1.3倍、1.5倍、1.6倍、2.0倍の伸び

エネルギー源別のTPES推移(ASEAN)



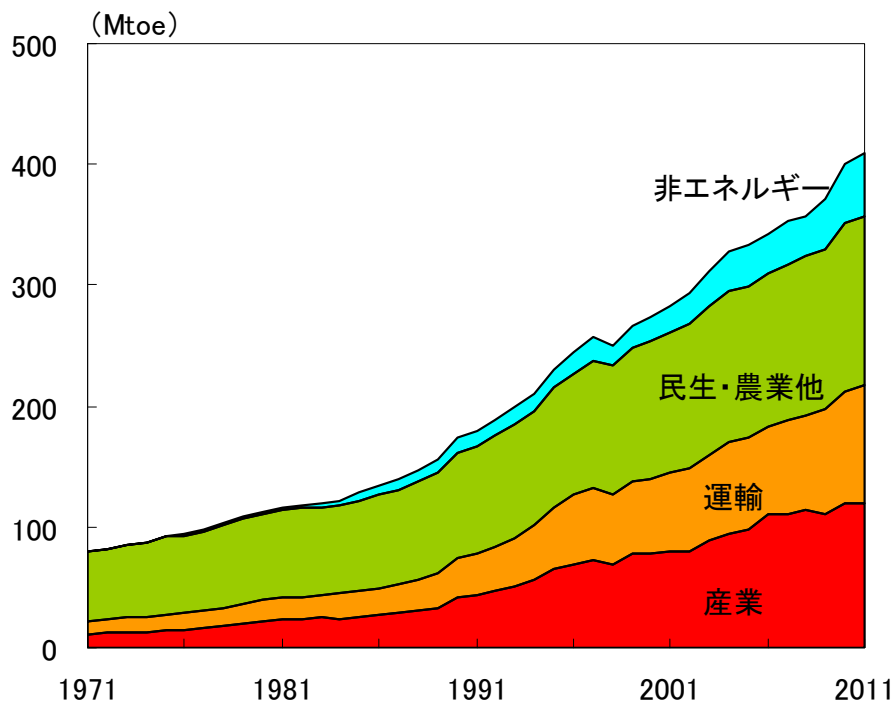
国別のTPES推移(ASEAN)



東アジア地域の最終エネルギー消費(1)

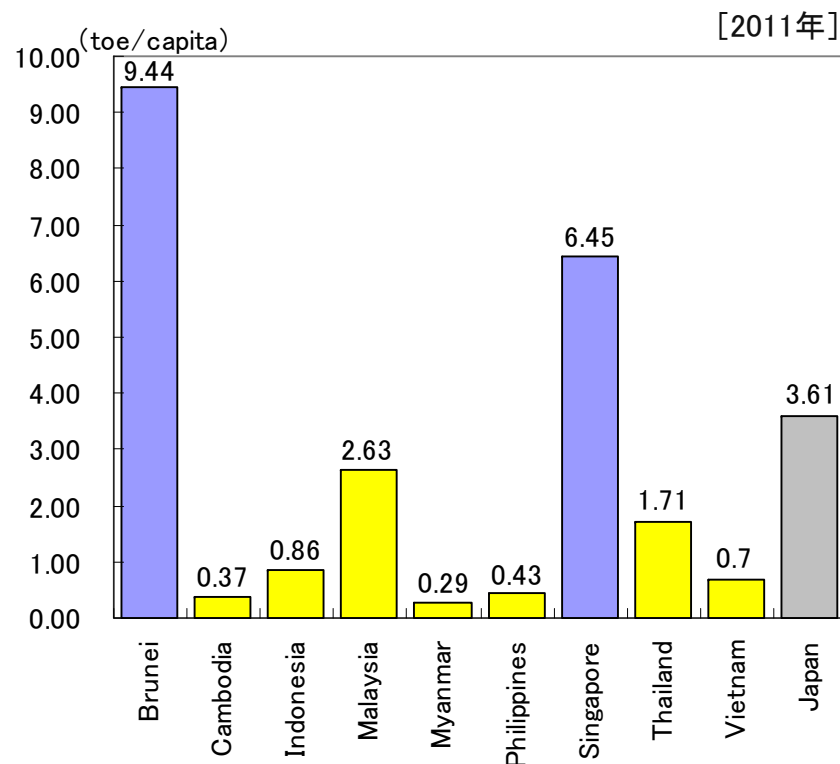
- TFEC(部門別)では、産業向けと運輸向けがエネルギー需要の伸びを牽引。
 - ASEAN全体のTFECの年平均伸び率
[2001年-2011年]産業:4.2%、運輸:4.1%、民生・農業他:1.8%
- 人口1人当たりのエネルギー消費はまだまだ増える余地。
 - 都市国家であるブルネイ、シンガポールを除き、大きく拡大する可能性。

部門別のTFEC推移(ASEAN)



Mtoe: 石油換算百万トン

人口1人当たりのエネルギー消費量

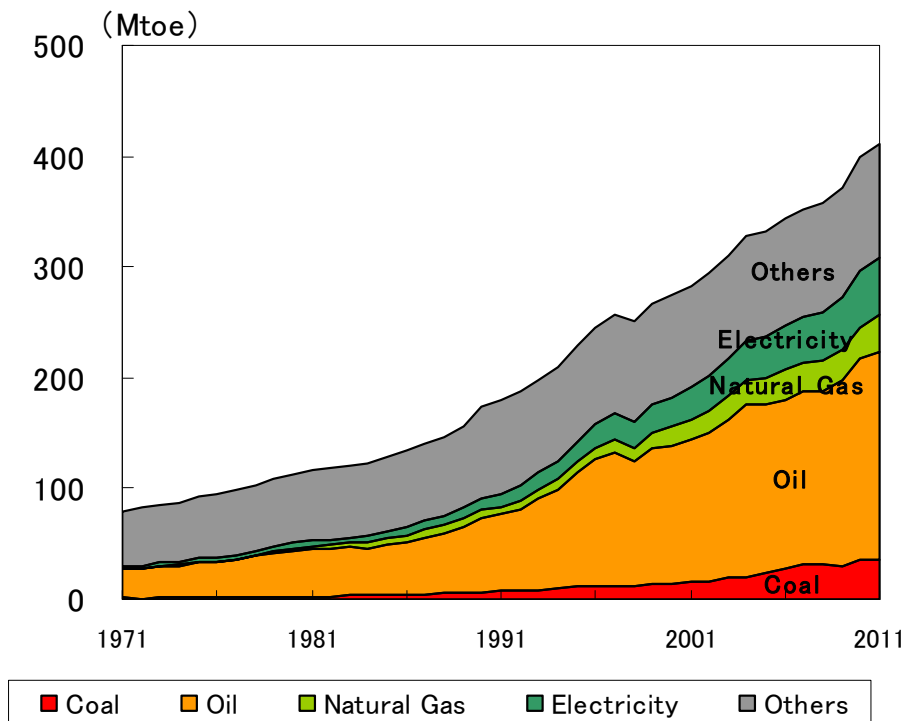


出所)IEA, Energy Balances of non-OECD 2013

東アジア地域の最終エネルギー消費(2)

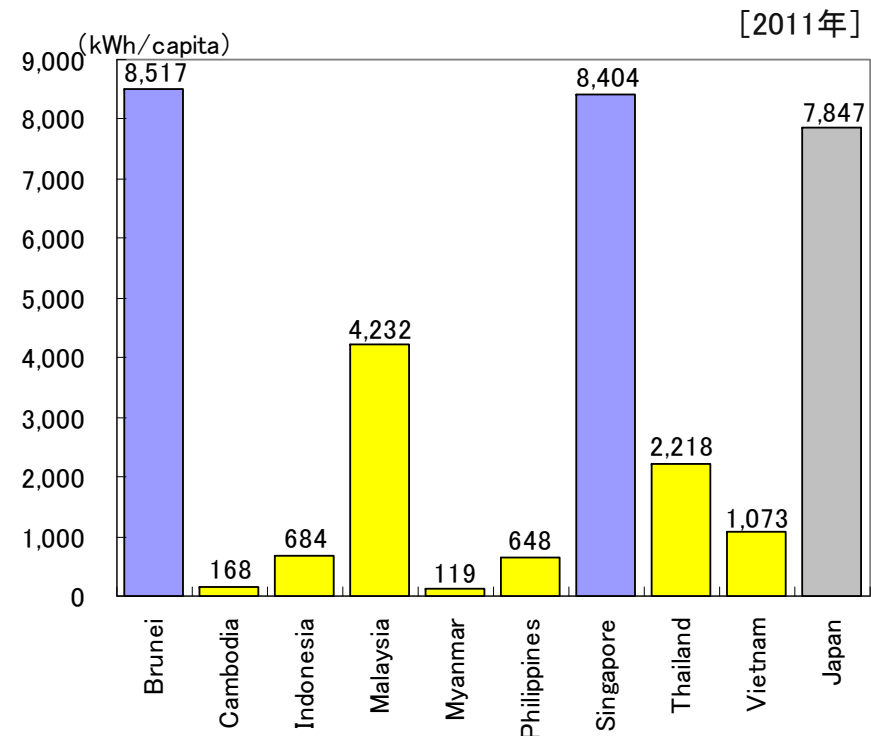
- TFEC(エネルギー別)は、近年、石炭・ガス・電力の伸びが堅調。
 - ASEAN全体のTFECの年平均伸び率
[2001年-2011年]石油:3.8%、石炭:8.9%、天然ガス:6.4%、電力:6.1%
- 人口1人当たりの電力消費量は日本と比較すると、かなり低い水準。
 - 今後、ブルネイとシンガポールを除き、電力消費量が大きく伸びる余地。

エネルギー別のTFEC推移(ASEAN)



Mtoe: 石油換算百万トン

人口1人当たりの電力消費量

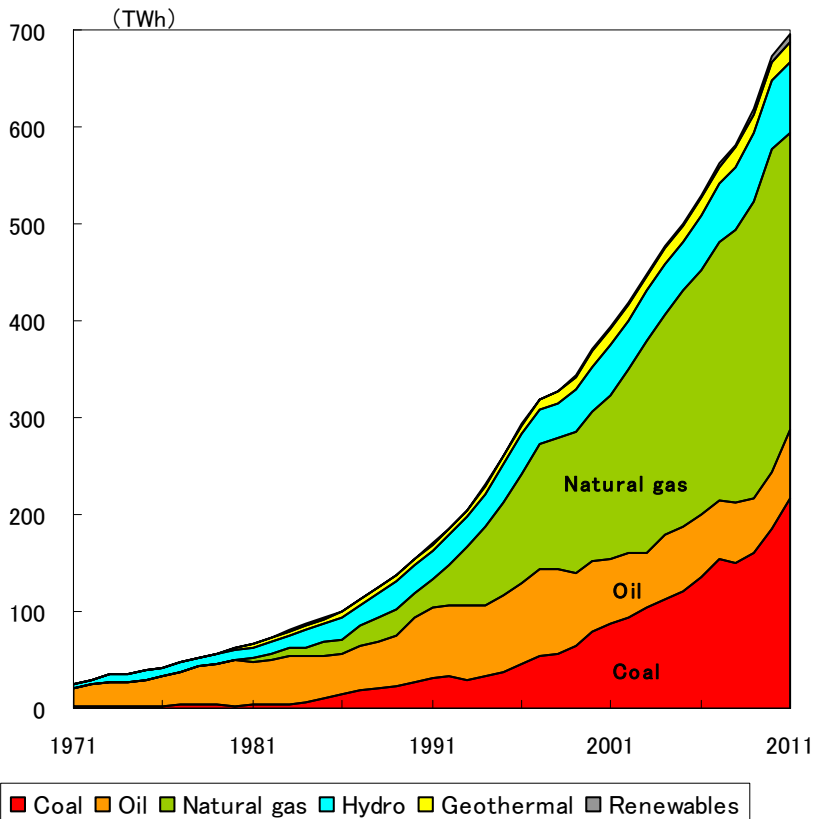


出所)IEA, Energy Balances of non-OECD 2013

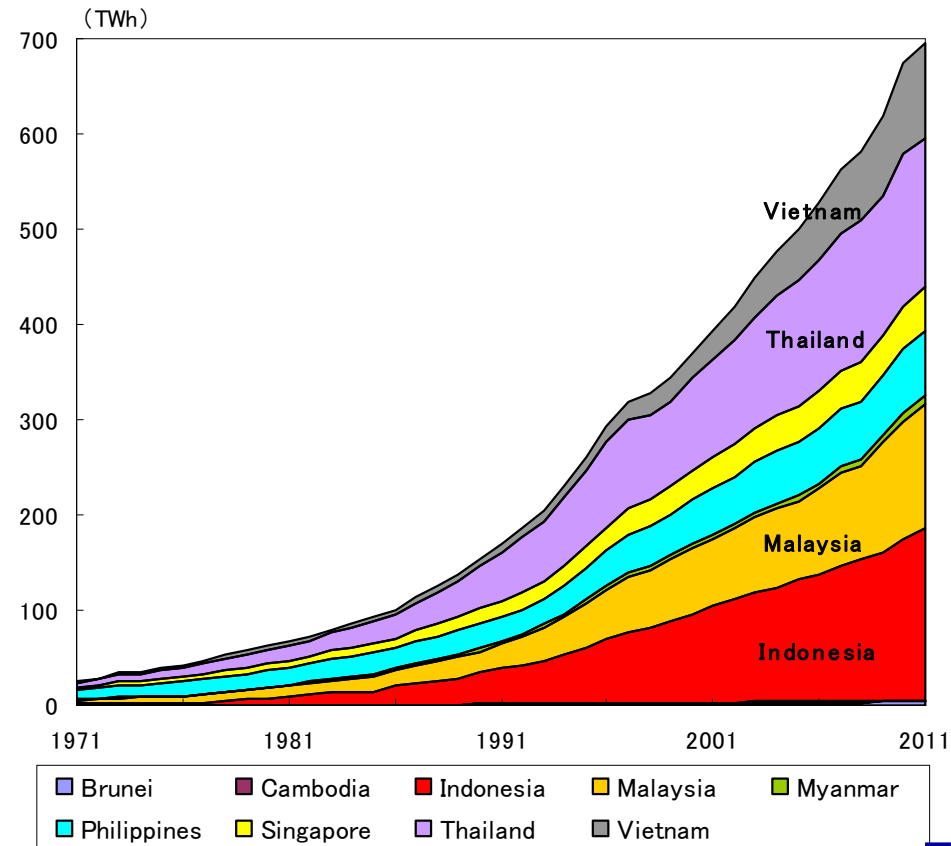
東アジア地域の発電電力量の推移

- 石炭および天然ガスを中心に、旺盛な電力需要へ対応。＝「脱石油」
 - ◆ 年平均伸び率[2001年-2011年]石油:1.0%、石炭:9.3%、天然ガス:6.1%
 - ◆ 電源構成比[2011年]石油:10.4%、石炭:31.0%、天然ガス:44.2%
- 再生可能エネルギーもシェアは小さいものの、急速に増大。
 - ◆ 年平均伸び率[2001年-2011年]水力:3.4%、地熱1.6%、その他:18.6%

電源種別・発電電力量の推移(ASEAN)



国別・発電電力量の推移(ASEAN)

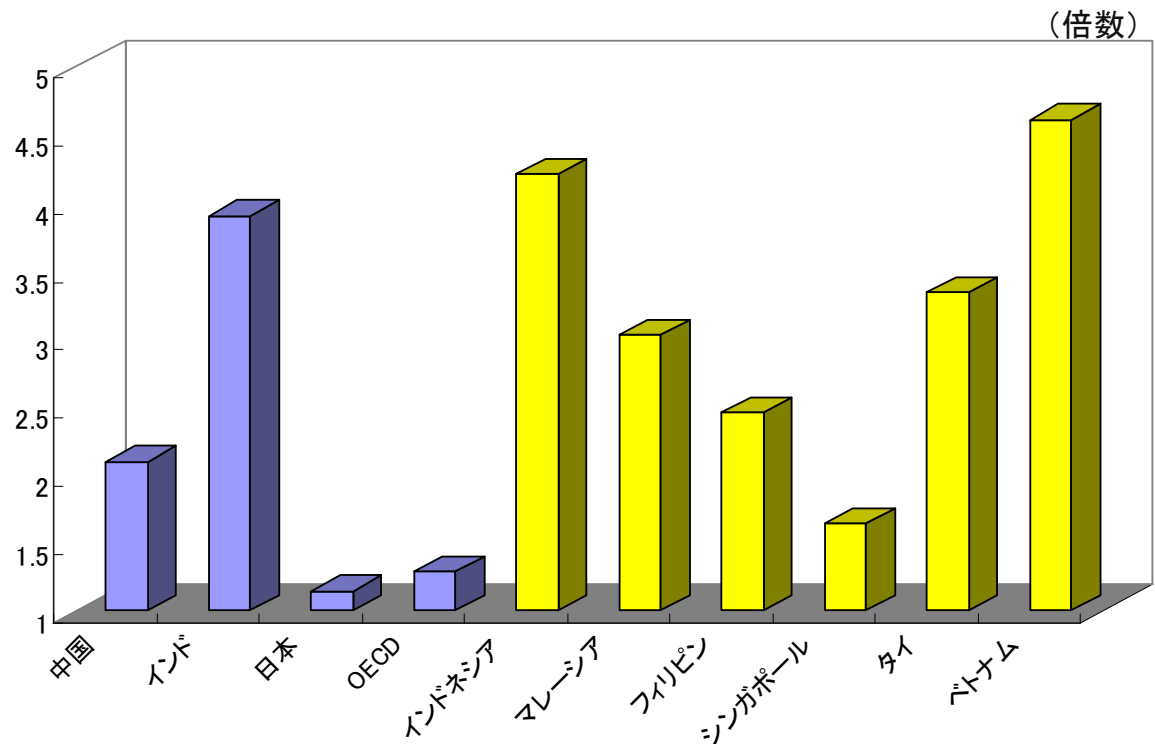


東アジア地域の電力需要見通し

- インドネシアやベトナムをはじめ、ASEANの多くの国で、中国・インドと同等あるいは上回る電力需要の増大が見込まれている。
- 需要の増加が自国のリソース(製造、人材、資金、資源など)供給能力を上回る速度で進む可能性。

発電電力量の見通し(2035年)

	2010年	2035年	年平均 伸び率
中国	4,208	8,818	3.0%
インド	960	3,746	5.6%
日本	1,111	1,269	0.5%
OECD	10,796	13,859	1.0%
インドネシア	170	715	5.9%
マレーシア	125	378	4.5%
フィリピン	68	167	3.7%
シンガポール	45	74	2.0%
タイ	160	535	4.9%
ベトナム	95	438	6.3%

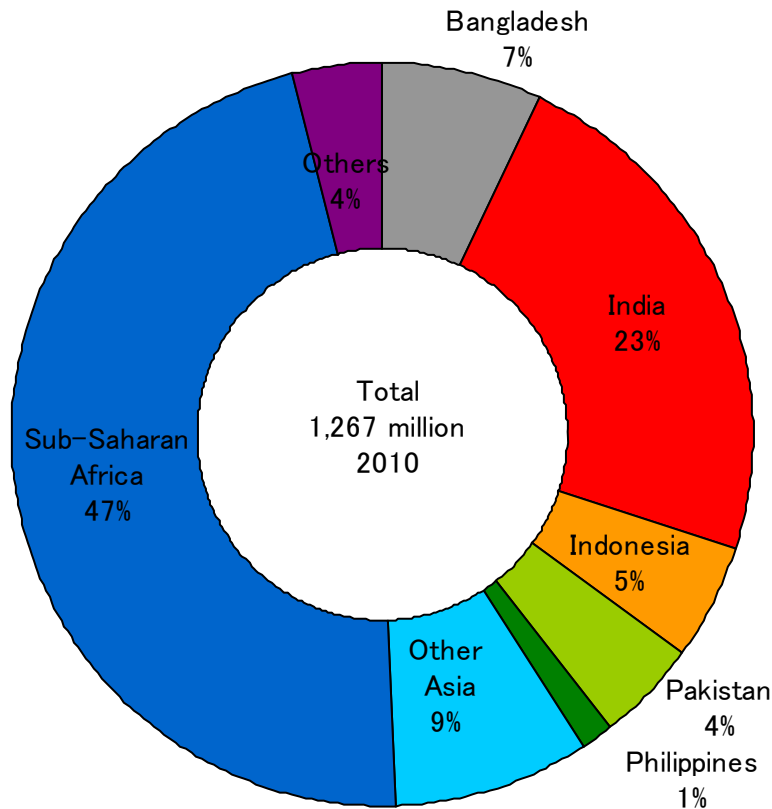


出所)アジア/世界エネルギーアウトック2012(日本エネルギー経済研究所)

課題① 需要拡大に追い付かない電源開発

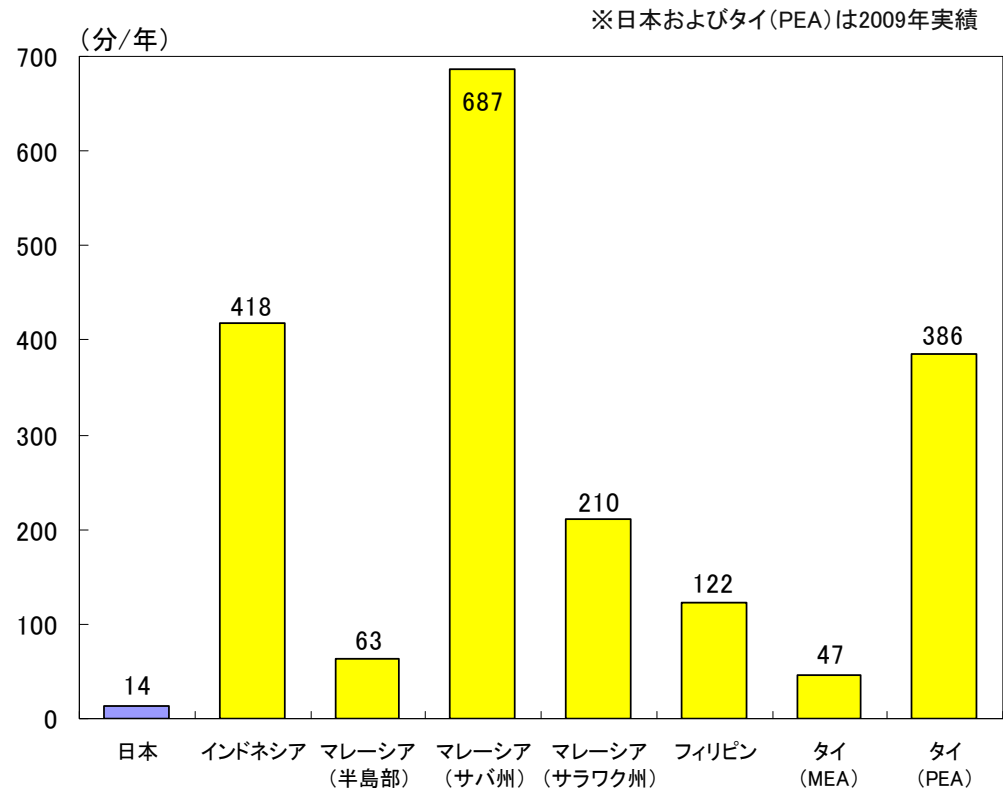
- 世界の未電化人口のうち、約半数はアジア地域が占めている。
- 東アジア諸国では、インフラ整備の遅れによる停電が発生。
 - ◆ 発電所の増設や送電網の整備が急務。

世界の未電化人口(2010年)



出所)IEA, World Energy Outlook 2012

停電時間の比較(2010年)

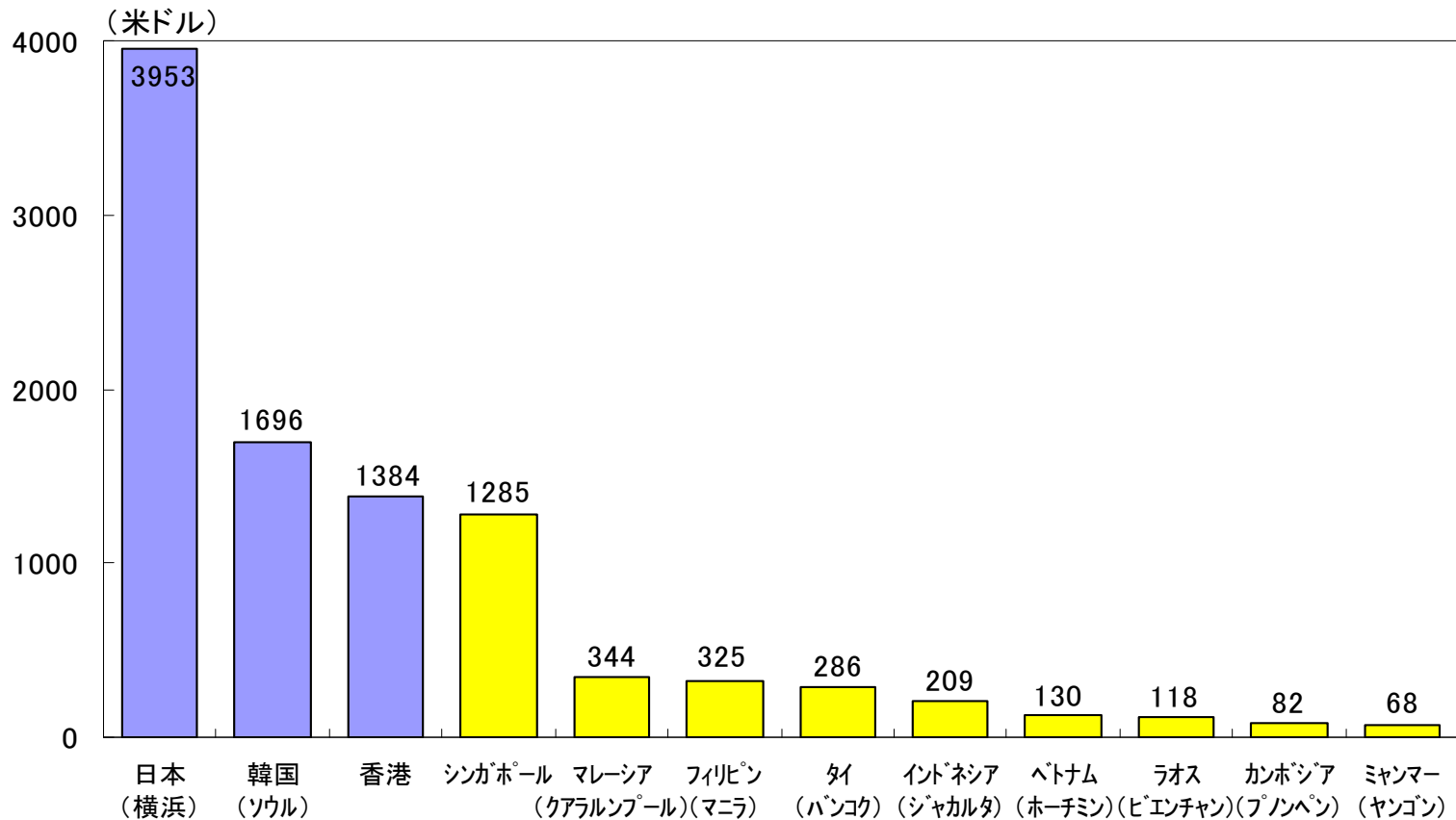


出所)海外電気事業統計2012

課題② 経済性のある電力供給の必要性

- 東アジア諸国では、一部富裕層を除き、一般的な所得は依然として低水準。
- 極力低コストでの電力供給に対する期待。

アジア主要都市のワーカー(一般工職)の月額基本給

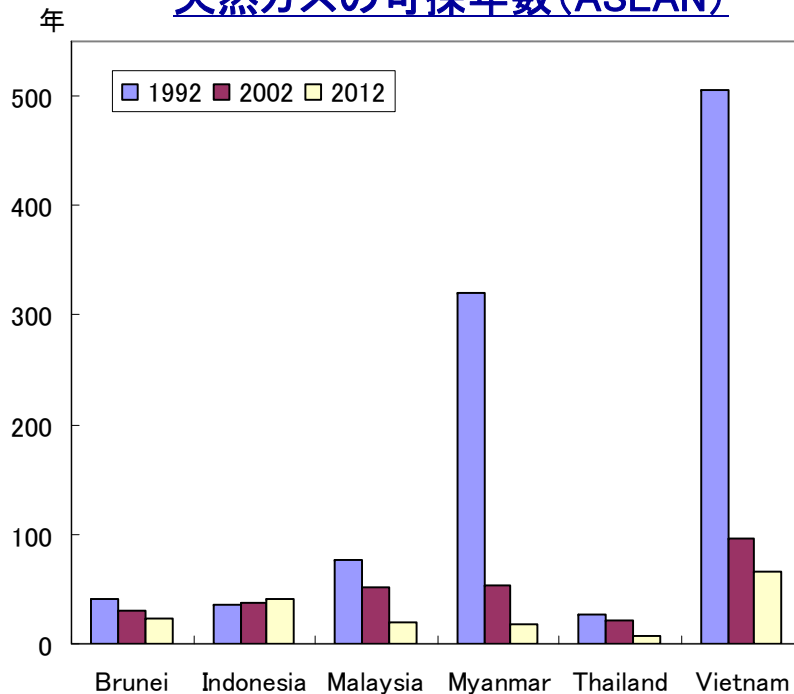


出所)JETRO「アジア・オセアニア主要都市・地域の投資関連コスト比較」2012年4月

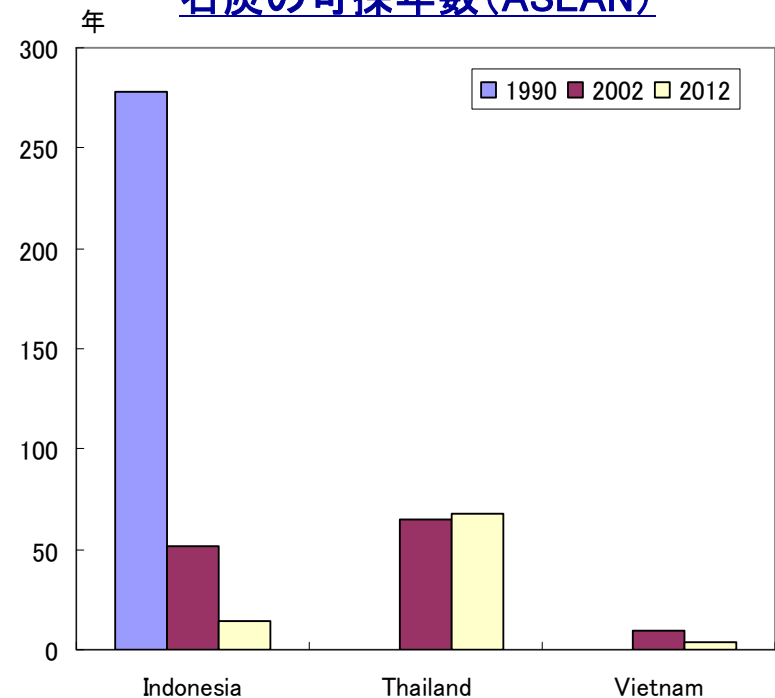
課題③ 減少する自国資源

- 発電用燃料である天然ガス、石炭の可採年数が東アジア地域の多くの国で減少傾向。
 - ◆ 経済成長に伴い、国内消費が拡大。
 - ◆ 外貨獲得のため、海外への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。
- エネルギー資源の輸入の必要性が増したことで、電力コストが高騰。
 - ◆ ASEAN諸国では、相次いで新規LNG輸入基地が稼動を開始。

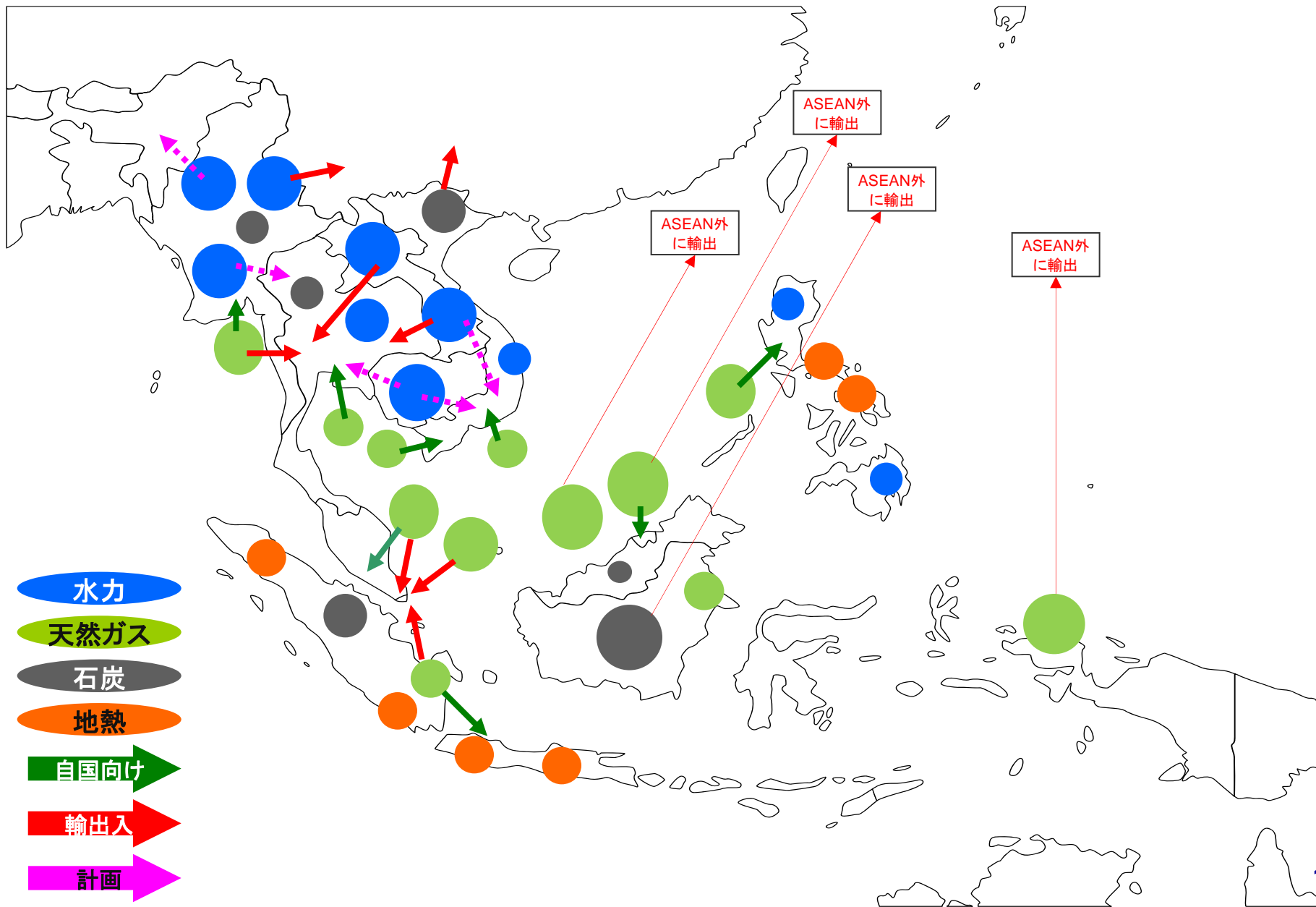
天然ガスの可採年数(ASEAN)



石炭の可採年数(ASEAN)



東アジア諸国のエネルギー資源分布図



東アジア諸国のエネルギー資源に関する状況(1)

	発電用の資源を取り巻く状況	制約等
Brunei	- <u>国内産の天然ガス</u> により、ほぼ全ての発電が賄われている。	- <u>可採年数の低下</u> が懸念。既存資源の温存と新規開発による安定生産維持が重要。
Cambodia	-水力、石油、ガス、褐炭が存在するが、開発が進んでおらず、輸入に依存。 -特に <u>水力資源が豊富</u> で、ポテンシャル10,000MWに対し、開発は3%程度。	-発電設備容量の <u>9割以上をディーゼル</u> が占めており、今後も輸入に依存する可能性大。 -石炭・ガス火力利用では、燃料資源の探査に加え、国内の供給インフラ整備が必要。
Indonesia	-ガスは東アジア地域で最多の埋蔵量。輸出向けが多く、 <u>国内供給量が不足</u> 。 -枯渇が予想される石油の代替、また輸出財源として、石炭生産量が急増。 - <u>地熱のポテンシャル</u> は世界最大。	- <u>島嶼国家</u> であり、外島部では独立系統が多く、ディーゼル発電の割合が高い。2004年に石油の消費量と生産量が逆転。 - <u>資源の賦存と需要地がミスマッチ</u> 。 -天然ガス開発の難易度・コストの高まり。
Lao PDR	- <u>豊富な水力資源</u> を有し、膨大な開発余地を残している。(26,000MWのポテンシャルに対し、開発は1割程度。) -乾季の需給ギャップに備え、褐炭の利用を計画している。	-主要電源は全て水力発電であり、 <u>乾季には供給力が低下</u> する。 -山岳地帯が多く、オフグリッドによる再生可能エネルギーの導入が不可欠。 -内陸国であり、資源の輸入は経済性に課題。
Malaysia	- <u>国産天然ガスの枯渇化進展と需要の拡大</u> に伴い、供給が不足。2013年からLNG輸入を開始。 -石炭火力は <u>輸入炭に依存</u> 。	-半島部沖の産出ガスは全て国内向け、サラワク州沖の産出ガスはほぼ輸出LNG向け。 -石炭資源はインフラが整備されていない内陸部に賦存、採掘コストに課題。

東アジア諸国のエネルギー資源に関する状況(2)

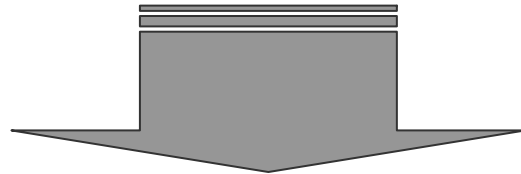
	発電用の資源を取り巻く状況	制約等
Myanmar	<ul style="list-style-type: none"> -膨大な水力資源を有し、電源開発も水力中心。一方、ガスの大半は輸出。 -近年、石炭生産が徐々に増えてきているが、埋蔵量は不明。 	<ul style="list-style-type: none"> -天然ガス生産量の減退と輸出向けをコミットしており、国内需要向けが限られている。結果、ガス火力は供給量次第での運転調整を余儀なくされている。
Philippines	<ul style="list-style-type: none"> -石炭は国内需要の75%を輸入。 -天然ガスは2000年代より大規模開発・利用を開始。 -地熱資源が豊富で、地熱発電所の設備容量は米国に次ぐ世界第2位。 	<ul style="list-style-type: none"> -天然ガスの資源量が小さく、ガス火力の維持・拡大にはLNG輸入が必要。 -領海問題を巡り、ガス田開発が遅滞。 -地熱資源の多くは地方に存在するため、開発には多額の資本が必要。
Singapore	<ul style="list-style-type: none"> -資源はほとんどなく、ほぼ全量を輸入。 -発電電力量の約8割が天然ガス。パイプラインに加え、2013年からLNG輸入。 	<ul style="list-style-type: none"> -エネルギー源の多様化と高い電力コストの低減に向け、ガス焚き傾斜の改善が急務。 -国土の制約から、石炭火力の導入は困難。
Thailand	<ul style="list-style-type: none"> -石炭、石油、ガスの生産はあるが、国内需要が多く、輸入依存度が高い。 -電源別では、特にガスの依存が高く、パイプラインに加え、LNG輸入も開始。 	<ul style="list-style-type: none"> -環境面の制約(公害、国民からの反発)が強く、石炭火力や水力の開発は難しい。 -福島第一原発の事故を受け、原子力導入時期の延期と規模の縮小を決定。
Vietnam	<ul style="list-style-type: none"> -石炭は純輸出。ただし、国内消費を賄うため、関税引上げ、輸出量を抑制。 -ガスは100%国内需要向け。需要の伸びが大きく、2015年からLNG輸入。 	<ul style="list-style-type: none"> -石炭生産量を上回る発電所建設を計画。将来的には、純輸入国に転じる見通し。 -水力の割合が高く、旱魃の影響を受けやすい。開発ポテンシャル自体も減少。

地域単位の電源政策の可能性

＜現状＞

各国には固有のエネルギー政策、エネルギー資源を取り巻く状況があり、電源の選択に影響を及ぼしている。

- 基本的には、自国内での自給自足を前提とした電源開発で対応。
- 国内で賄いきれない電力は、IPP事業者が発電した電力を輸出入するために連系線を建設。



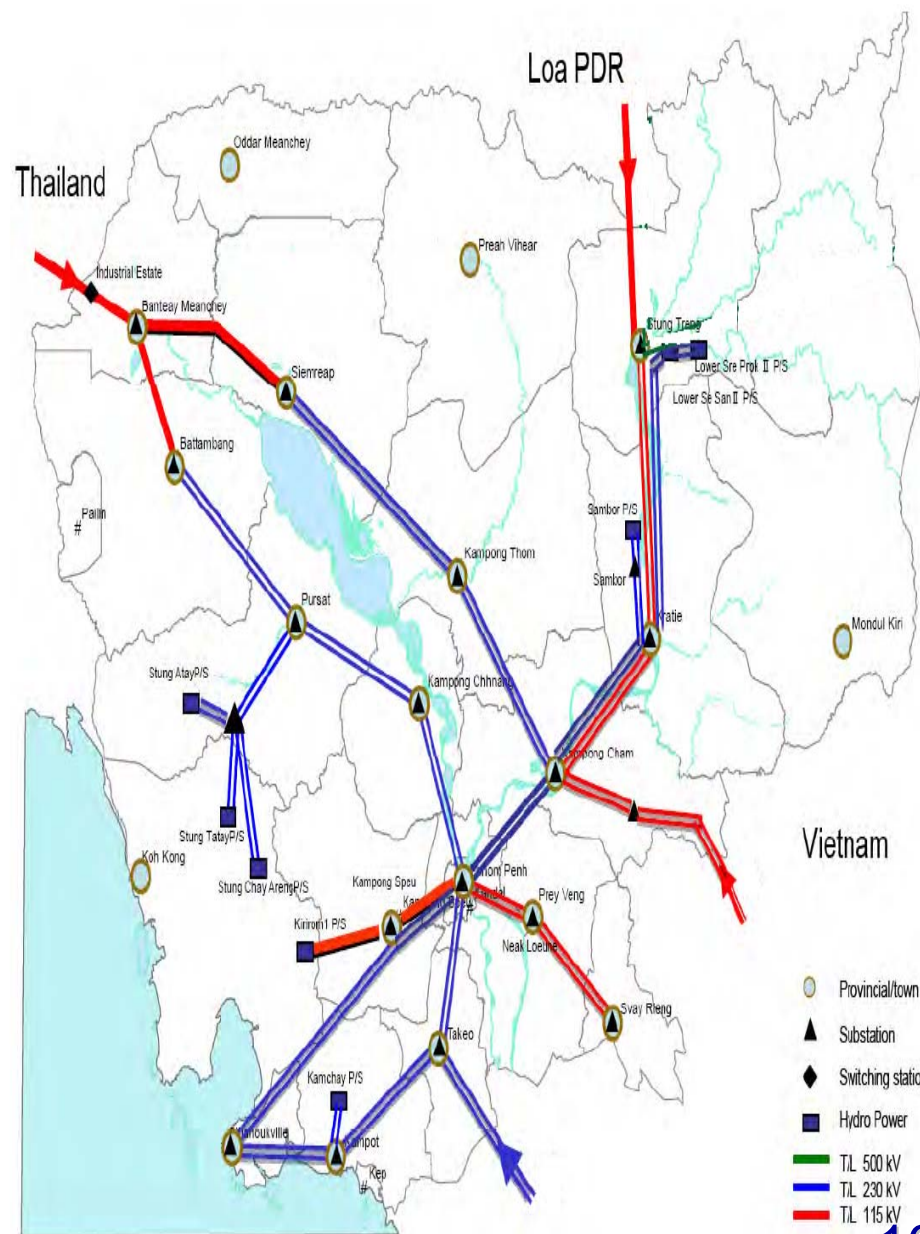
《今後》

域内の電力需給を考慮して、系統連系を構築することで、地域全体でバランスの取れた電源ミックスの実現を検討する必要も。

- 各国間のエネルギー資源あるいは電力需要の過不足を調整できる可能性。
- 地域全体で供給安定性、経済性、環境性を高められる可能性。

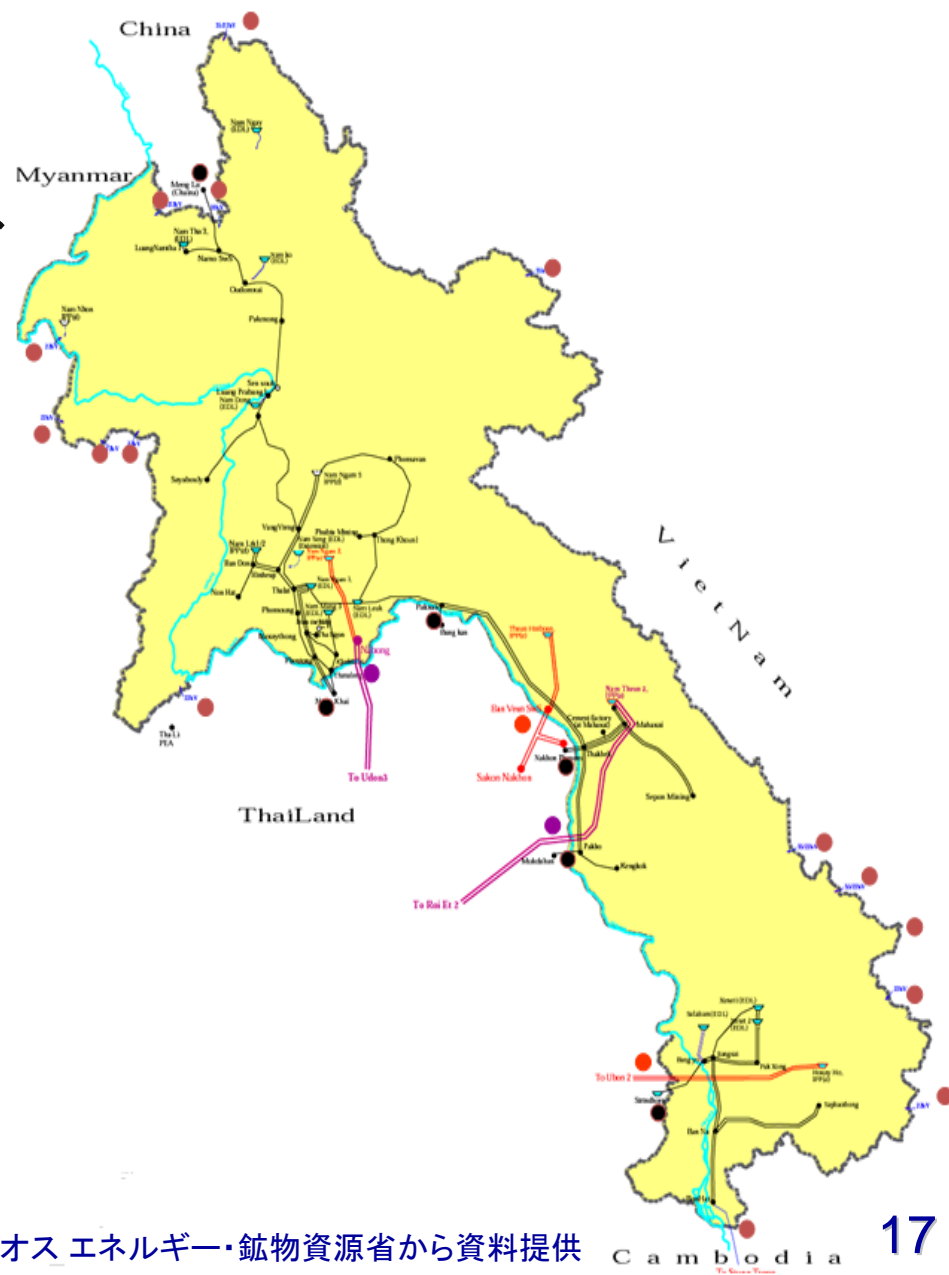
電力輸出入の状況(カンボジア)

- 送電系統は主に2系統あり、各々が独立系統。
 - 首都 Phnom Penh 周辺
 - 第2の電力需要地 Siem Reap 周辺
- Phnom Penh 周辺の系統は、ベトナムと接続(輸入)。
- Siem Reap 周辺の系統は、タイと接続(輸入)。
- 他に、Steung Treng エリアと ラオスが接続(輸入)。
- 将来的には、「ポテンシャルの高い水力発電の開発推進」と、「国内／国際連系の両面における送電線拡張計画の推進」により、近隣諸国への電力輸出を計画。



電力輸出入の状況(ラオス)

- 水力発電による電力輸出はラオスの主要産業。
- ただし、国内系統が分散しているため、電力の余剰地域と不足地域とが混在している状況。
- 現在、タイへの電力輸出用として、複数の水力発電所と送電線が接続。
- 一方で、中国・ベトナム・タイとの送電線を通じ、電力を輸入。
- 電力輸出に関する覚書(MOU) :
 - タイEGATに7,000MW[2020年]
 - ベトナムEVNに5,000MW[2020年]



電力輸出入の状況(タイ)

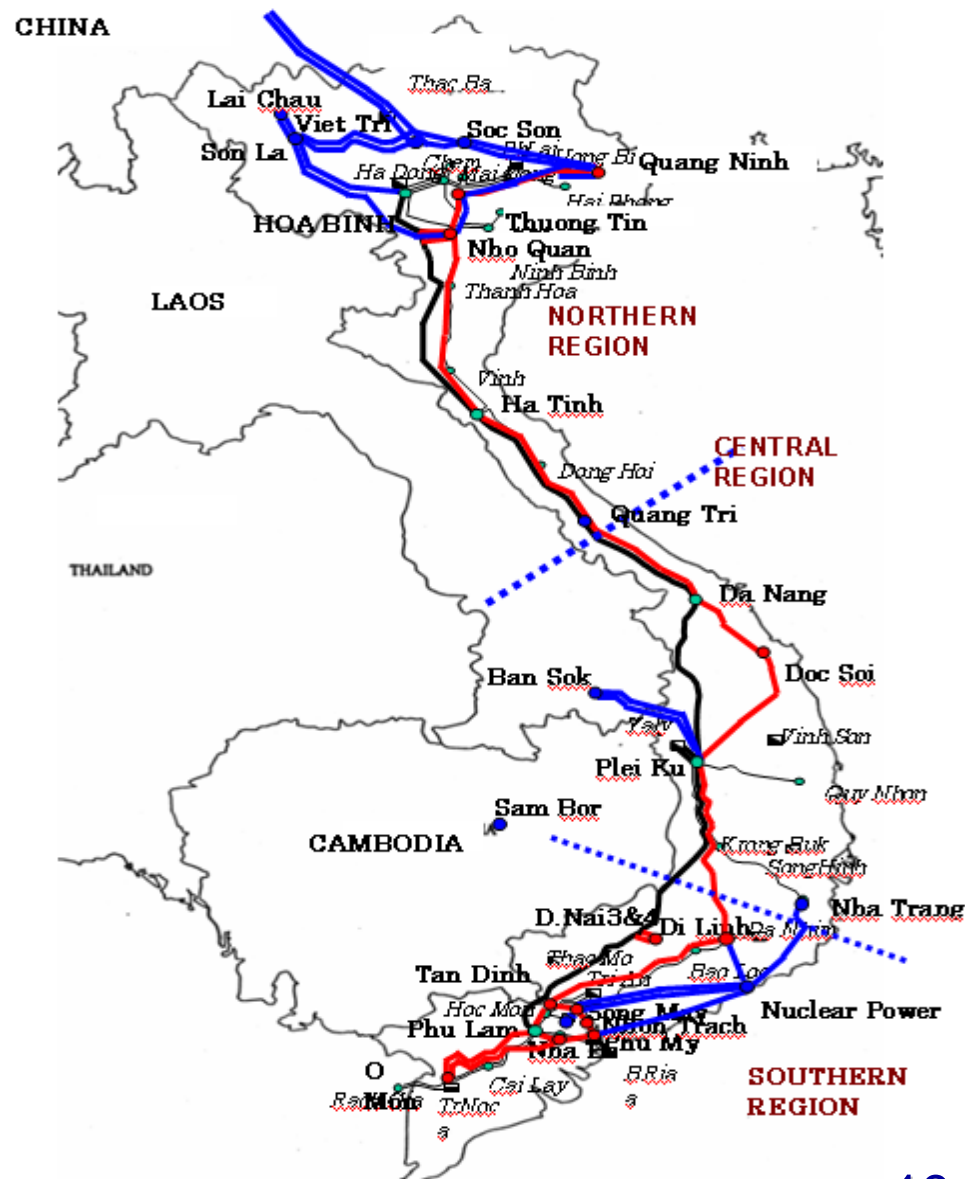
- 電力輸入[2013年7月時点]:
 - ラオスから2,105MW(全体の6%)
 - TNBから300MW(同1%)
- 現在、タイへの電力輸出のための発電所建設プロジェクトが隣接する各国で予定されている。
- それに合わせて、国際連系線の建設も計画中。
- 電力輸出に関する覚書(MOU):

相手国	MOU締結日	MOU記載電力
Myanmar	1997.7.4	1,500MW
China	1998.11.12	3,000MW
Cambodia	2000.2.3	未定
Lao PDR	2007.12.22	7,000MW



電力輸出入の状況(ベトナム)

- 電力の安定供給に対する一つの策として、2004年から中国より電力輸入。
- ラオス、カンボジアとも少量であるが、電力取引を実施(ベトナムから輸出)。
- ただし、両国とは水力発電所の建設案件への投資により、将来的に輸入を計画。
- 第7次電力マスタープラン：
 - 隣国との効果的な電力の輸出入、相互の利益保護、ラオス・カンボジア・中国をはじめ水力発電のポテンシャルが高い国との情報交換を通じて、送電網の安定を確保、輸入を強化。
 - 輸入電力の予定は、2020年に約2,200MW、2030年に約7,000MW。



電力輸出入の状況(その他)

<マレーシア>

- タイEGATとの間に300kV直流送電線(送電容量300MW)および緊急時の電力融通を目的とした132kV送電線(送電容量80MW)で連系。
- シンガポールPower Grid社との間に275kV海底ケーブル(送電容量450MW)で連系。現在のところ、電力輸出入の実績はなし。

<ミャンマー>

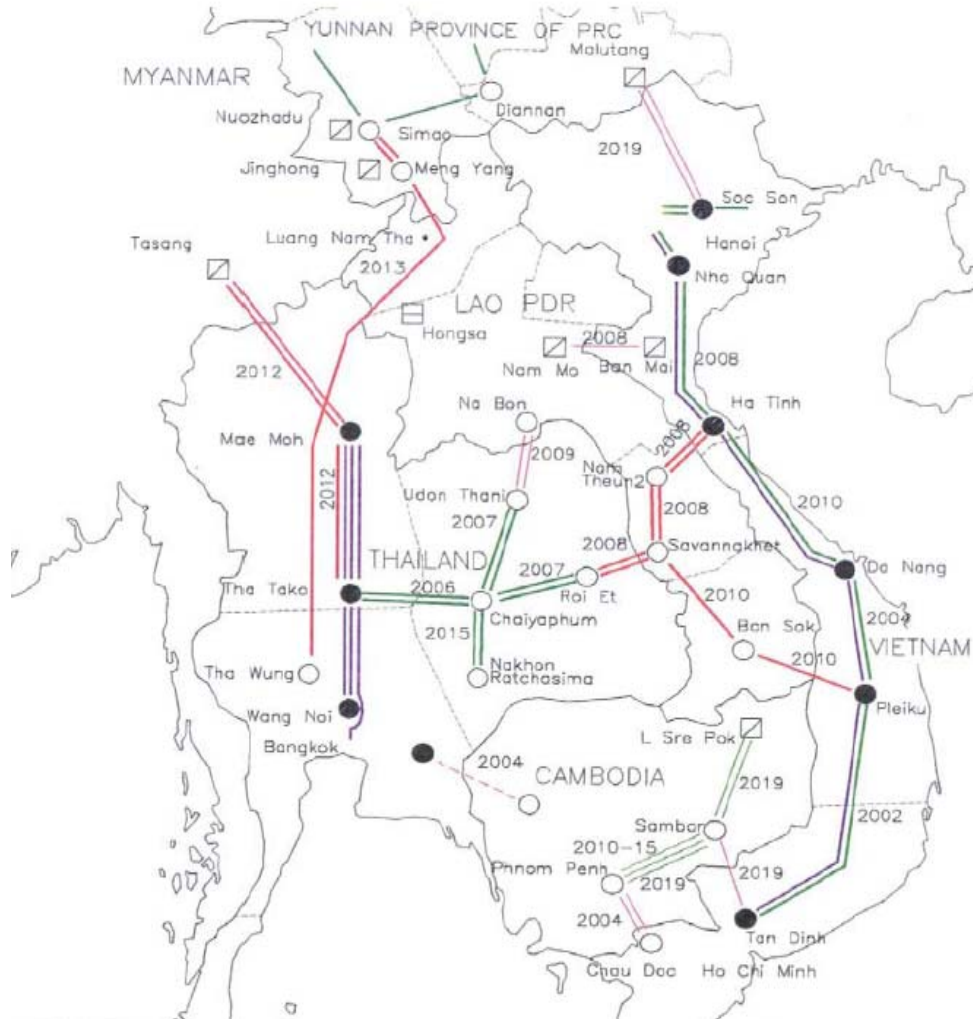
- ミャンマー北東部と中国雲南省の間に送電線が存在。中国資本による水力開発が進められ、電力輸出が開始されている。
- 南東部ではタイ資本による開発、西部ではインド資本による開発が計画されている。

<シンガポール>

- 2011年、EMA(Energy Market Authority)により、「電力輸入規制フレームワーク(Regulatory Framework for Electricity Imports)」のコンサルテーションペーパーが開示。
- 概要は、①1国あたり最大600MWの電力輸入枠を想定、②電力輸入の入札と落札事業者決定を2013年目処に完了、③2017～2018年に輸入を開始。

送電連系に関する既存の取り組み①

GMS (Greater Mekong Sub-region) プログラム

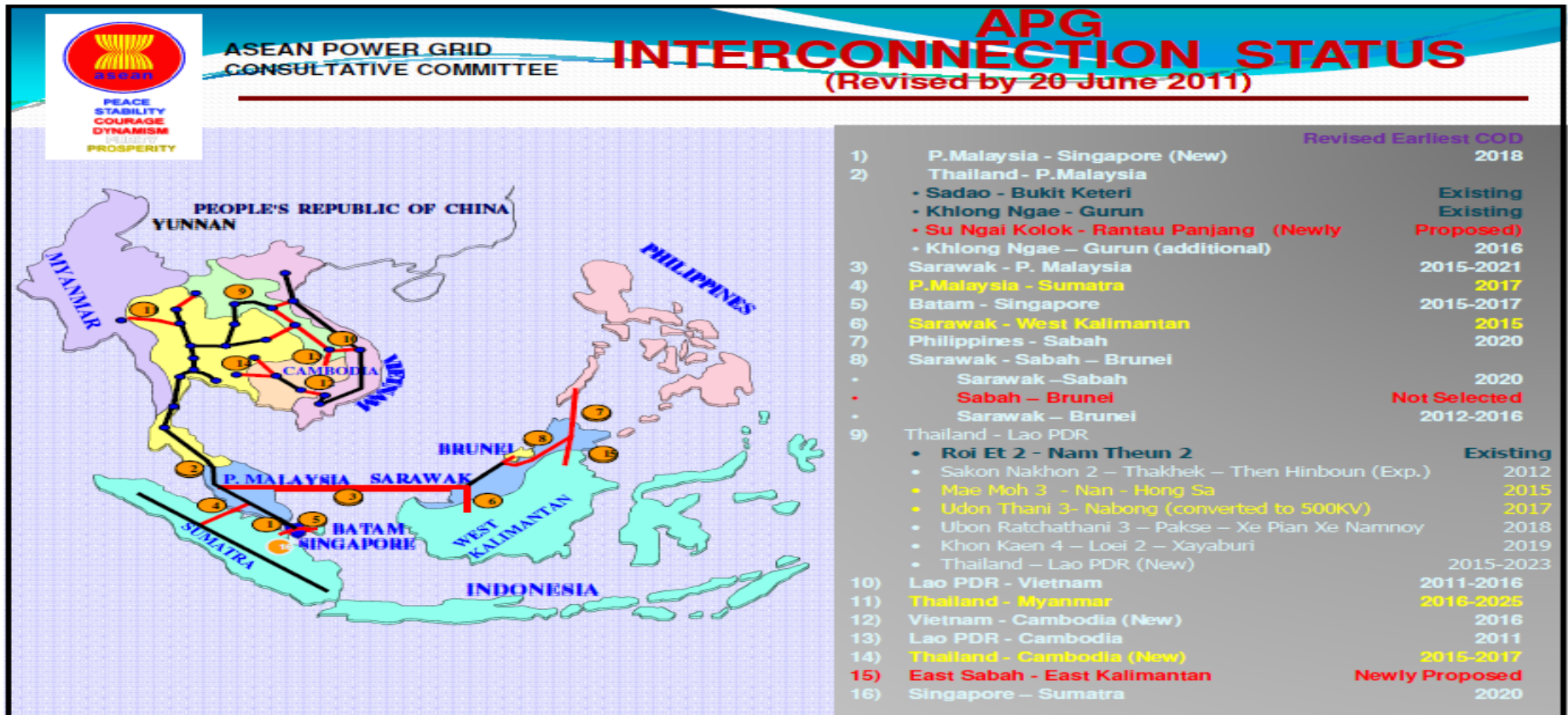


- 1992年にADBが主導して開始されたメコン川流域圏の包括的な地域協力プログラム。
- 政治協力や安全保障協力を目的とせず、交通輸送・エネルギー・通信など経済面での連係に特化。
- 対象国は、タイ、ラオス、カンボジア、ミャンマー、ベトナム、中国雲南省の6カ国。
- エネルギー分野での取り組みは、国際連系線の整備を中心に進行。2008年、地域電力取引のロードマップに関するMOUが調印。
- 現在のところ、電力潮流はほとんどが一方通行。主に固定の発電所における電力の売買を行なうもので、系統連系というよりはプロジェクト単位の電源線という位置づけ。

Source) "GMS Road Map and Work Plan for Expanded Energy Cooperation" presented at the 2nd Sub-Regional Forum

送電連系に関する既存の取り組み②

ASEAN Power Grid構想



Source) The 27th Meeting of HAPUA Council

- 1997年のASEANサミットで採択された「ASEAN Vision 2020」において、各国のエネルギーインフラを相互に接続する2つの計画として、ASEAN Power Grid構想(電力)とTrans-ASEAN Gas Pipeline構想(天然ガス)が採択。
- 電力分野の事務局は、HAPUA (Heads of ASEAN Power Utilities/Authorities)。
- 対象国は、ASEAN10カ国。
- 2010年にアップデートされた「AIMS II Report」が最新のマスタープラン調査。

送電連系がもたらす効果に関する定量分析

【分析の背景と目的】

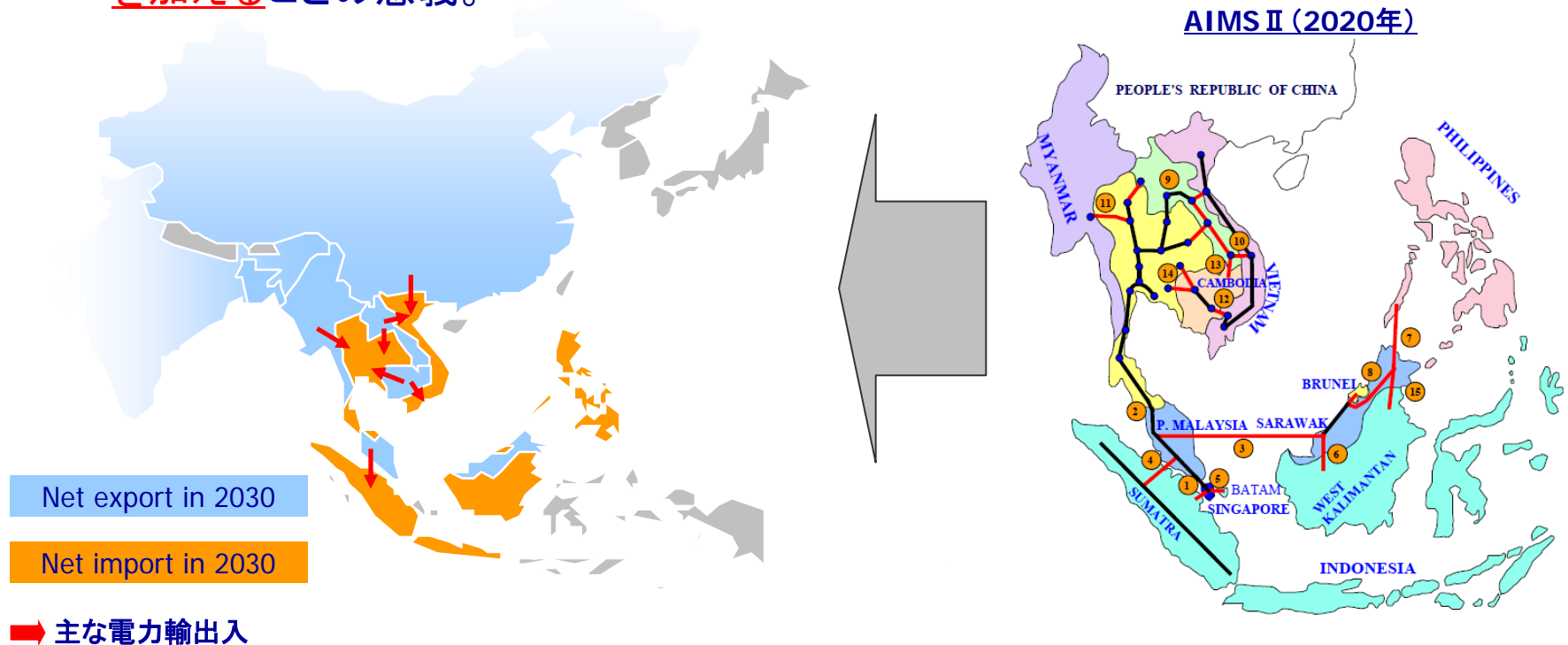
①東アジア諸国がそれぞれ有する資源の利用可能性と需要との間にはミスマッチが存在。

⇒ 地域全体で電力インフラの最適化を検討する余地が残されているのではないか？

②既存の取り組みは、2020年程度までの構想。また、地理的範囲はASEANに限定。

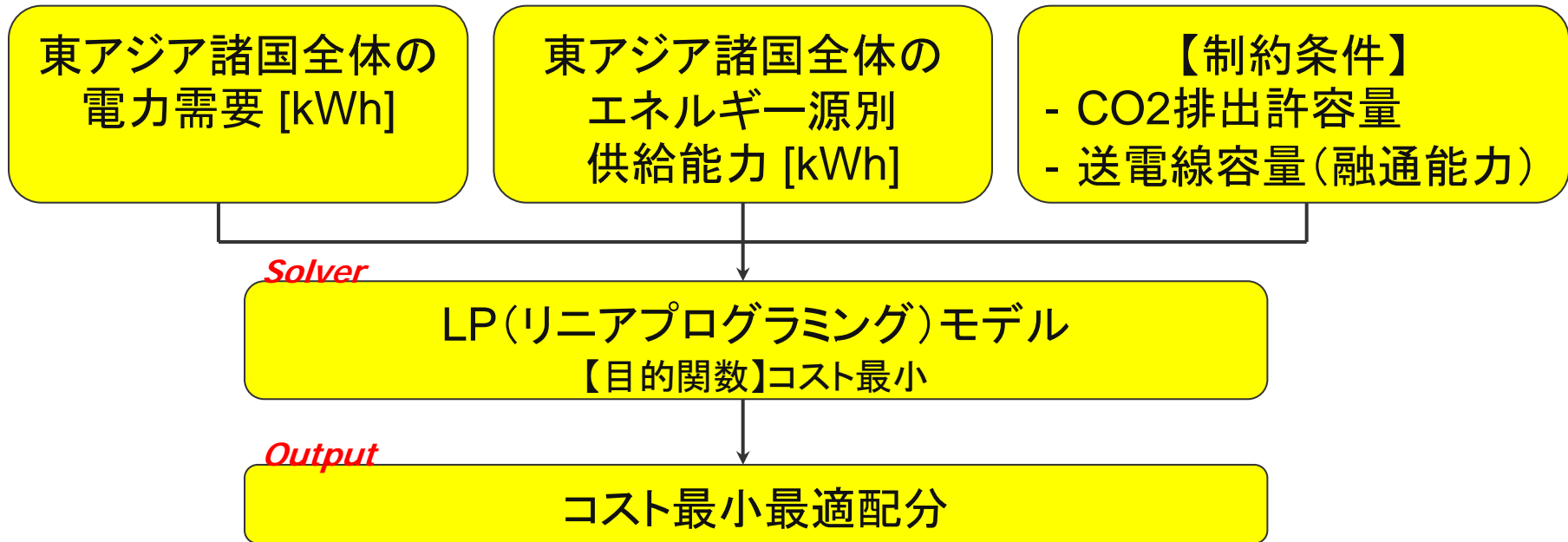
⇒ 2020年に加え、2030年を見据えた最適バランスの分析の必要性。

⇒ 地理的範囲に 中国(雲南省・広西壮族自治区)、インド(北東部)、バングラデシュを加えることの意義。



国家間最適電力供給モデル

【分析の手法】



このモデルでは・・・

- 2020年時点および2030年時点における東アジア諸国のエネルギー源別発電能力と発電コストを想定し、各国の総需要を満たす電力供給の全体最適化を試みる。
- 目的関数はコスト最小。
- 制約条件は以下のとおり設定。
 - ◆ 域内の電力需要 = 域内全体の電力供給量
 - ◆ 域内の電力供給量 \leq 域内全体の電力供給能力
 - ◆ 各国の輸出入電力量 \leq 送電線容量(各国の融通能力)
 - ◆ 域内全体のCO2排出量 \leq 域内全体のCO2排出量目標値
 - ◆ 各国の再生可能エネルギー発電量 = 各国の再生可能エネルギー導入目標値

モデルの前提条件(1)

①電力需要[GWh]

- 各国の電源開発計画およびWGメンバーからの情報等を基に推定。

(GWh)

	Bangladesh	Brunei	Cambodia	China Yunnan	India NE	Indonesia	Lao PDR	Malaysia	Myanmar	Philippines	Singapore	Thailand	Vietnam
2020年	90,950	5,500	8,200	393,723	21,560	355,862	15,234	130,000	48,900	94,995	60,700	246,164	330,000
2030年	191,933	7,524	13,489	541,980	41,491	956,929	35,863	160,000	95,068	149,067	71,500	346,767	675,000

②国際連系線の送電能力(融通能力)[GWh]

- 「Base Case」と「Accelerated Case」を設定し、「Status quo Case」との比較、検討を実施。
- 2020年時点の定量分析は、「Base Case」と「Status quo Case」の比較。
- 2030年時点の定量分析は、「Base Case」および「Accelerated Case」と「Status quo Case」の比較。

	2020年	2030年
Status quo Case	現在と同じ国際融通能力	
Base Case	AIMS II が計画する国際融通能力	
Accelerated Case	—	AIMS II の2倍の国際融通能力

(GWh)

	Bangladesh	Brunei	Cambodia	China Yunnan	India NE	Indonesia	Lao PDR	Malaysia	Myanmar	Philippines	Singapore	Thailand	Vietnam
Base Case	8,760	1,752	35,890	76,825	8,760	33,288	99,198	41,172	46,682	8,760	31,536	141,036	26,254
Accelerate Case	17,520	3,504	71,780	153,650	17,520	66,576	198,396	82,344	93,364	17,520	63,072	282,072	52,508

モデルの前提条件(2)

③電源別供給能力[GWh]

- 各国の所有する発電設備による最大の供給能力。
- 定検など最低限の停止のみを考慮した稼働率を基に算定。(≠電源開発計画等における稼働率)
- これにより、域内で利用可能な電源と国際連系を最大限活用してのエネルギーバランス最適化をシミュレーション。

【 2020年 】 (GWh)

	Bangladesh	Brunei	Cambodia	China Yunnan	India NE	Indonesia	Lao PDR	Malaysia	Myanmar	Philippines	Singapore	Thailand	Vietnam
Nuclear	10,512	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5,256
Gas	28,524	8,872	0	0	12,525	98,119	0	52,034	21,245	26,075	70,634	192,314	65,043
Coal	84,446	0	7,979	194,856	2,218	348,221	13,161	77,088	3,627	39,434	0	41,249	252,288
Hydro	1,301	0	19,410	264,362	21,523	35,411	26,199	14,585	39,767	16,210	0	16,107	75,292
Oil	3,863	0	0	0	0	11,826	0	0	0	3,416	19,053	1,656	0
Diesel	3,774	0	0	0	752	28,761	11	0	0	18,096	0	21	0
Geothermal	0	0	0	0	0	52,574	0	0	1,402	16,083	0	0	0
Renewable	0	0	11	648	799	2,656	28	10,512	3,620	378	1,556	7,251	4,415

【 2030年 】 (GWh)

	Bangladesh	Brunei	Cambodia	China Yunnan	India NE	Indonesia	Lao PDR	Malaysia	Myanmar	Philippines	Singapore	Thailand	Vietnam
Nuclear	28,032	0	0	0	0	0	0	14,016	0	0	0	14,016	56,064
Gas	46,516	12,138	0	0	24,998	176,770	0	52,560	21,245	37,113	87,593	265,687	87,323
Coal	137,707	0	13,124	268,492	4,426	627,363	13,161	88,301	5,203	62,876	0	51,768	509,152
Hydro	1,301	0	31,934	364,261	42,960	63,793	50,020	16,651	83,756	26,037	0	16,280	87,142
Oil	6,302	0	0	0	0	11,826	0	0	0	3,416	19,053	1,656	0
Diesel	6,155	0	0	0	752	28,761	11	10,512	0	31,236	0	3,963	0
Geothermal	0	0	0	0	0	94,720	0	0	1,402	24,941	0	0	0
Renewable	0	0	11	648	799	2,656	28	18,396	3,620	378	1,929	10,047	13,913

モデルの前提条件(3)

④電源別発電コスト[US\$/kWh]

- 発電コストのデータは秘匿性が高く、大半の国において入手が困難。
- 本モデルでは、(WGメンバーより入手した)タイの電源別発電単価をベースに国別の推定額を設定。
- 石炭火力およびガス火力の発電コストに関しては、産出国と輸入依存国との間に単価差を設けた。

【 2020年 】

(US\$/kWh)

	Bangladesh	Brunei	Cambodia	China Yunnan	India NE	Indonesia	Lao PDR	Malaysia	Myanmar	Philippines	Singapore	Thailand	Vietnam
Nuclear	0.134	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.134
Gas	0.100	0.100	—	—	0.180	0.100	—	0.127	0.100	0.180	0.180	0.180	0.180
Coal	0.144	—	0.144	0.144	0.144	0.080	0.144	0.100	0.144	0.144	—	0.144	0.080
Hydro	0.053	—	0.053	0.053	0.053	0.016	0.059	0.150	0.053	0.053	—	0.053	0.053
Oil	0.334	—	—	—	—	0.334	—	—	—	0.334	0.334	0.334	—
Diesel	0.483	—	0.483	—	0.483	0.267	0.483	—	—	0.483	—	0.483	—
Geothermal	—	—	—	—	—	0.083	—	—	0.083	0.083	—	—	—
Renewable	—	—	0.169	0.169	0.169	0.169	0.169	0.110	0.169	0.169	0.169	0.169	0.169

【 2030年 】

(US\$/kWh)

	Bangladesh	Brunei	Cambodia	China Yunnan	India NE	Indonesia	Lao PDR	Malaysia	Myanmar	Philippines	Singapore	Thailand	Vietnam
Nuclear	0.146	—	—	—	—	—	—	0.146	—	—	—	0.146	0.146
Gas	0.150	0.150	—	—	0.216	0.150	—	0.127	0.150	0.216	0.216	0.216	0.216
Coal	0.161	—	0.161	0.161	0.161	0.120	0.161	0.100	0.161	0.161	—	0.161	0.120
Hydro	0.064	—	0.064	0.064	0.064	0.016	0.058	0.150	0.064	0.064	—	0.064	0.064
Oil	0.399	—	—	—	—	0.399	—	—	—	0.399	0.399	0.399	—
Diesel	0.583	—	0.583	—	0.583	0.267	0.583	0.583	—	0.583	—	0.583	—
Geothermal	—	—	—	—	—	0.083	—	—	0.083	0.083	—	—	—
Renewable	—	—	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200	0.100	0.200	0.200	0.200	0.200	0.200

モデルの前提条件(4)

⑤電源別CO2排出係数[kt-CO2/GWh]

- 各国の発電所の発電効率により左右。
- 本モデルでは、ERIA Research Project Report 2011「ANALYSIS ON ENERGY SAVING POTENTIAL IN EAST ASIA REGION」における国別の火力発電所の熱効率を基に算出。
- 算定の基となるエネルギー源別の排出係数は以下の数値を利用。
 - 石炭(一般炭) : 3.7927 Gg-CO₂ / 10¹⁰kcal
 - 天然ガス : 2.0675 Gg-CO₂ / 10¹⁰kcal
 - C重油 : 2.9992 Gg-CO₂ / 10¹⁰kcal

【2020年】

(kt-CO2/GWh)

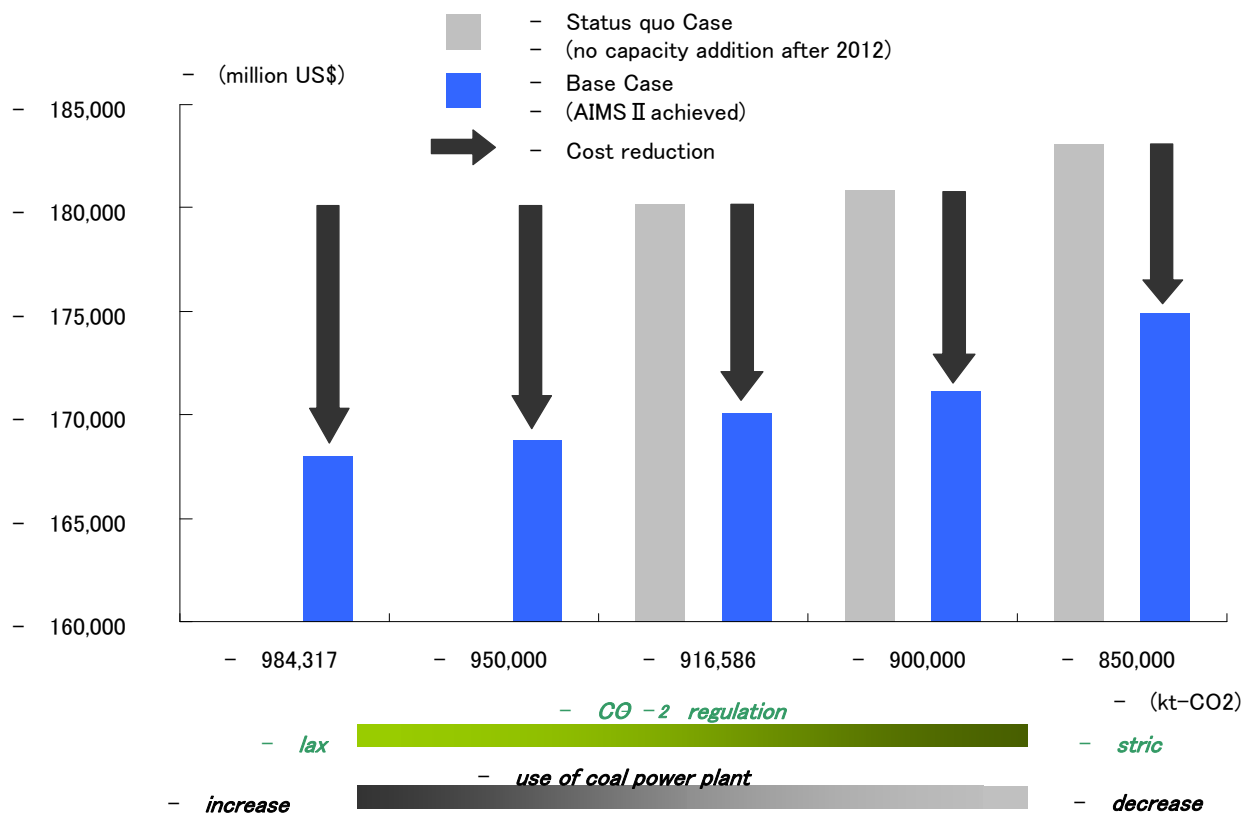
	Bangladesh	Brunei	Cambodia	China Yunnan	India NE	Indonesia	Lao PDR	Malaysia	Myanmar	Philippines	Singapore	Thailand	Vietnam
Gas	0.415	0.744	—	0.423	0.415	0.512	—	0.361	0.642	0.329	0.379	0.386	0.376
Coal	1.059	—	1.087	0.858	1.059	1.029	0.932	0.852	1.087	0.932	—	0.854	0.849
Oil	0.789	0.752	1.146	0.665	0.789	0.794	—	0.772	—	0.705	0.727	0.727	0.799
Diesel	0.789	0.752	1.146	0.665	0.789	0.794	—	0.772	—	0.705	0.727	0.727	0.799

【2030年】

(kt-CO2/GWh)

	Bangladesh	Brunei	Cambodia	China Yunnan	India NE	Indonesia	Lao PDR	Malaysia	Myanmar	Philippines	Singapore	Thailand	Vietnam
Gas	0.407	0.744	—	0.395	0.407	0.512	—	0.349	0.642	0.329	0.359	0.374	0.362
Coal	0.870	—	1.087	0.796	0.870	1.029	0.932	0.834	1.087	0.896	—	0.777	0.834
Oil	0.733	0.752	1.146	0.629	0.733	0.794	—	0.750	—	0.705	0.679	0.727	0.789
Diesel	0.733	0.752	1.146	0.629	0.733	0.794	—	0.750	—	0.705	0.679	0.727	0.789

計算結果(2020年時点)



- 国際送電網を增強することにより、域内の総発電コストを抑制することが可能に。
- ただし、二酸化炭素の排出量制約が強まるにつれて、発電コストの削減幅は減少。

【東アジア諸国全体の総発電コスト(2020年時点)】

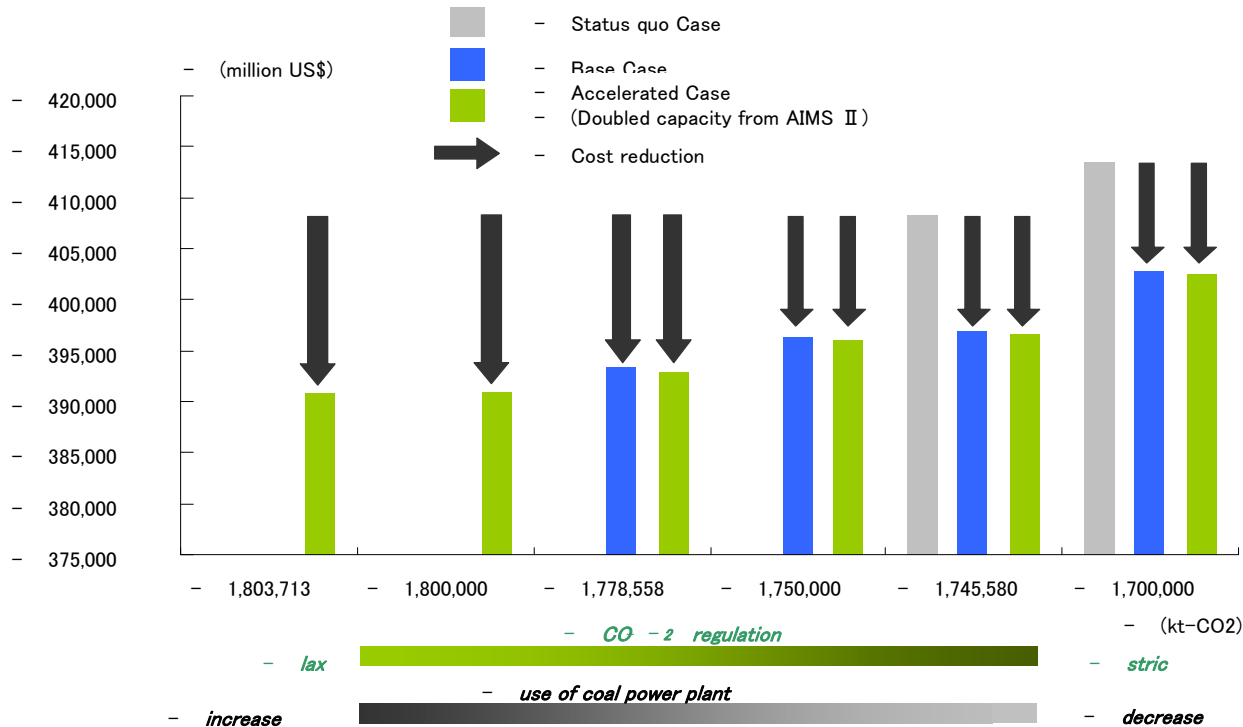
(million US\$)

CO2排出量目標値(kt)	984,317*	950,000	916,586*	900,000	850,000
Status quo Case[①]			180,199	180,841	183,077
Base Case[②]	168,057	168,830	170,129	171,139	174,921
発電コスト削減幅[=②-①]	▲12,142	▲11,369	▲10,070	▲9,702	▲8,156

* 984,317kt-CO₂ = Base CaseにおけるCO₂排出量最大値

** 916,586kt-CO₂ = Status quo CaseにおけるCO₂排出量最大値

計算結果(2030年時点)



- 国際送電網を増強することにより、域内の総発電コストを抑制することが可能に。
- ただし、融通能力の拡大により得られるコストメリットには限界が。
- 二酸化炭素の排出量制約が強まるにつれて、発電コストの削減幅は減少。

【東アジア諸国全体の総発電コスト(2030年時点)】

(million US\$)

CO ₂ 排出量目標値(kt)	1,803,713*	1,800,000	1,778,558**	1,750,000	1,745,580***	1,700,000
Status quo Case[①]					408,281	413,542
Base Case[②]			393,446	396,336	396,894	402,785
Accelerated Case[③]	390,871	391,025	392,880	395,999	396,575	402,516
発電コスト削減幅[=③-②]	▲2,575	▲2,421	▲566	▲337	▲319	▲269
発電コスト削減幅[=③-①]	▲17,410	▲17,256	▲15,401	▲12,282	▲11,706	▲11,026

* 1,803,713kt-CO₂ = Accelerated CaseにおけるCO₂排出量最大値

** 1,778,558kt-CO₂ = Base CaseにおけるCO₂排出量最大値

*** 1,745,580kt-CO₂ = Status quo CaseにおけるCO₂排出量最大値

送電連系がもたらす効果・留意点(1)

- ① 単一のエネルギーで全ての電力需要を満たすことはできない。
- 複数の電源を適切に組み合わせたミックスが必須。
 - 各電源の持つメリットを最大限に活かし、デメリットを最小化するための努力が必要。

【電源別の特性(メリット・デメリット)】

	資源調達 安定度	電力供給 信頼度	発電 コスト	環境 負荷	課題等
石炭	○	○	○	×	・大気汚染物質の抑制 ・発電効率の向上
天然ガス	△	○	△	△	・調達価格の引き下げ ・調達先の多様化
水力	△	○	○	○	・大規模な開発が必要 ・住民移転等の問題
バイオマス ・地熱	△	○	△	○	・資源燃料の確保 ・ファイナンス
風力・ 太陽光	○	×	×	○	・系統安定化対策 ・コスト低減に向けた対策要

送電連系がもたらす効果・留意点(2)

- ② 電力融通は、各国・地域全体の電源ミックスに変化を与える。
 - 年間電力需要の過不足を調整することが可能。
 - 地域内で利用可能な低コスト電源を最大限に活用することが可能。
 - 地域内で利用可能な低炭素電源の積極的な活用が可能。

- ③ 電力融通により、電源に対する総投資額を抑制できる。
 - 電力インフラの総投資額の抑制効果とCO2排出規制の強度はトレードオフの関係。
 - 環境規制の強度が発電用燃料の選択に大きな影響。

- ④ 電力融通により、各国が抱える、エネルギー資源と電力需要の不一致を緩和できる。
 - 国際連系線の融通能力拡大により、地域全体で電力供給を安定させることが可能。
 - エネルギー輸入依存度を低減することが可能。
 - 地域全体のエネルギー安全保障の向上に。

- ⑤ 国際連系線の整備と同時に、国内送電網の充実も。
 - 国内の送電網自体が不十分な地域では、国際連系線がそれを補完することも期待。
 - 一方で、地域内に腑存する資源の最大限活用にあたり、国内送電網の整備も必要。

今後の電源開発における留意点

- ① 各国が有する発電用燃料資源を最大限に活用すべく、その開発を推進すべき。
 - 経済性や環境性(建設時を除く)の両面で優れ、ラオスやカンボジアを中心に多くの未開発ポテンシャルが残されている水力発電を開発。
 - インドネシアやベトナムを中心に、資源量と経済性の面で優れる石炭火力を開発。
 - 地熱やバイオマスなど、比較的経済性に優れる再生可能エネルギーの開発。

- ② エネルギー利用のクリーン化に向けた取り組みを強化すべき。
 - 石炭火力の高効率化により、大気汚染物質の排出抑制を推進。(=石炭利用における環境面でのデメリット軽減)
 - 天然ガス調達価格の引き下げ努力を継続し、環境性能に優れるガス火力の利用拡大を図る。(=天然ガス利用における経済面でのデメリット軽減)

国際連系線の拡充に向けた課題(1)

- ① 地域内の電力市場の統合を、最終的にどの程度まで深化させるかを明確にする必要。
 - EUのように国家の枠組みを越えた単一電力市場を目指すか。
 - あくまで国単位の電力市場を原則とし、政治的、経済的に合理的な範囲内で電力融通を行なうか。

- ② 地域内の利害を調整して方向性を示すコーディネータ役としての規制機関を組織する必要。
 - 地域電力市場の創設に向けた制度、技術基準策定機能
 - 電源開発や国際送電連系に係る計画立案機能
 - 立案した計画の各国での執行状況のモニタリングと指導
 - 日々の需給調整機能

- ③ 電力融通に係る制度や技術基準の統合を進める必要。
 - 送電設備の標準取り合い条件(接続方法、計量方法、所有・管理区分)
 - 融通電力の品質基準(電圧、周波数)
 - 運用ルール(給電指令の方法、連絡方法)
 - 緊急時の取り扱い、対応ルール
 - 融通契約における標準契約条件(枠組み)、料金算定基準、税制

④プロジェクト投資に要する資金調達スキームを構築する必要。

- 融資に対する関係国政府による債務保証
- 電力インフラ整備を目的とした、融資または債務保証機能を有する地域ファンドの創設(←東アジア諸国政府が出資)
- ADBなど国際金融機関による融資
- 先進国の開発銀行による融資(ただし、当該先進国への裨益が条件)

ご清聴ありがとうございました。

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp