

アジア太平洋研究所資料

14—05

**東南アジアにおける電力市場の発展と日本企業
研究会報告書**

**タイの将来の発電事情と日本企業の事業機会
(2013年度)**

2014年3月

一般財団法人 アジア太平洋研究所

〈アブストラクト〉

東南アジアにおける電力市場の発展と日本企業研究会は、2013 年度タイの電力需給見通しを調査した。その目的の一つはタイに進出する日本企業の現地工場に将来も安価で安定的な電力供給が可能かどうかを見極めることにあった。また、タイ国内の電力供給のかなりの部分を、国内の太陽光、バイオガス発電などの再生可能エネルギーが担う一方、隣国ミャンマーとラオスも将来水力、火力発電から供給を行うことになると見られている。既に中国企業が両国では水力発電所建設に乗り出しているが、日本企業も発電設備納入を含め発電所建設に携わるチャンスがあるように思われる。本レポートは、タイに進出する日本企業の方に電力インフラの基本的な問題を理解いただく資料として活用いただけるものと思う。

2013 年 3 月

〈キーワード〉

タイ電力需給、再生可能エネルギー、気候変動、ガス火力発電、水力発電

〈研究体制〉

リサーチリーダー	山本隆三	常葉大学経営学部教授
リサーチャー	秋元圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー
リサーチャー	和田謙一	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ主任研究員
リサーチャー	飯沼芳樹	一般社団法人海外電力調査会 調査部長
リサーチャー	渡里直広	一般社団法人海外電力調査会 電力国際協力センター業務部副部長
リサーチャー	竹内純子	NPO 法人国際環境経済研究所 主席研究員
リサーチャー	上野貴弘	一般財団法人電力中央研究所 社会経済研究所主任研究員

〈執筆者〉

第 1 章	タイ王国の概要とエネルギー・電力問題の見方	山本隆三
第 2 章	タイの技術ニーズと投資環境	和田謙一
第 3 章	タイのエネルギー・電力事情とその計画	飯沼芳樹、渡里直広
第 4 章	タイにおける再生可能エネルギービジネス	竹内純子
第 5 章	タイの電力事情が日本企業の進出に与える影響	山本隆三、上野貴弘、竹内純子
第 6 章	タイにおける日本企業の事業展開の可能性	上野貴弘

まえがき

東洋のデトロイトとも微笑みの国とも呼ばれるタイでは、2010年からタクシン派と反タクシン派の対立による、政治的な混乱がしばしば引き起こされている。13年11月からは首都バンコクを中心に、再度政治的な混乱が続き死者も出る事態になっている。現地に進出している日本企業には気掛かりな状況が続いているが、混乱のなかタイに進出を決めた日本企業も出てきている。

企業が海外に進出する際には、政治的なリスクを含め様々な事項が検討される。政治情勢、体制は当然のこととして、法制度、税制度、労働力、労働者の質、物価水準などだが、重要な検討事項の一つはインフラの整備である。輸送のための道路、上下水道供給は無論のこと電力供給の安定性、さらにエネルギー価格も極めて重要な要素の一つである。

アジア太平洋研究所の「東南アジアにおける電力市場の発展と日本企業研究会」は、12年度ベトナムの電力事情の調査を行った。その目的の一つはベトナムの電力供給の安定性、将来の価格見通しを得ることと同時に、今後電力需要が大きく成長すると予想されている同国での、日本企業による発電設備などの供給の可能性を探ることだった。

13年度の調査はタイを対象にして行われた。調査の目的はベトナムと同様に、タイに進出する日本企業にとって大きな関心事の一つである、将来の電力供給の安定性と電力価格の見通しを得ることと、日本企業が供給可能な発電設備などの供給の可能性を探ることであった。前年度のベトナムとの調査の違いは、将来のタイへの電力供給のかなりの部分は、水資源の豊富な隣国ラオスとミャンマーにより賄われる予定であり、周辺国からの供給の可能性についても考慮する必要があったことである。また、発電量が多くなっているタイでは日本企業による発電事業への進出も具体化してきている。事業への進出に伴う事項も検討課題の一つになる。

さらに、タイは東南アジア諸国のなかでは再生可能エネルギーの導入について熱心な国であり、太陽光、風力、バイオガス発電などについて目標値を設定し、将来発電のかなりの部分を再生可能エネルギーで賄う計画を立てている。この分野における日本企業との協働の可能性を探ることも研究目的の一つであった。

13年10月に研究チームのメンバーにてタイを訪問し、タイ政府エネルギー省などの政府機関、在バンコク日本大使館、JETRO、日本の電力会社の現地事務所などを訪問し、様々な意見交換を行い、また貴重な資料もご提供戴いた。研究チームにとっては、初めて聞くこともあり、また最新の情報を入手できる貴重な機会となった。ご協力戴いた関係機関、企業の方には衷心より御礼申し上げます。

本レポートは6章より構成されている。第1章「タイ王国の概要とエネルギー・電力問題の見方」では、タイ経済の現状を概観し、タイのエネルギー、電力供給分野での日本企業のビジネスチャンスにも触れている。

第2章「タイの技術ニーズと投資環境」では、洪水などの自然災害のリスクを含めたタイ

のビジネスリスクを分析すると共に温暖化対策を含む投資の問題にも触れている。

第3章ではタイの電力供給の現状と将来見通しを「タイのエネルギー・電力事情とその計画」としてまとめている。

第4章「タイにおける再生可能エネルギービジネス」では、東南アジア諸国の中では最も活発なタイの再生可能エネルギー導入の現状、政策の概要に触れている。

第5章「タイの電力事情が日本企業の進出に与える影響」では、タイの電力供給の将来像を周辺諸国の発電事情にも触れながら、解説している。第6章「タイにおける日本企業の事業展開の可能性」では、発電設備別に、日本企業のビジネスチャンス进行分析している。

第1章は、山本が担当した。第2章は和田が、第3章は飯沼、渡里が、第4章は竹内、第5章、第6章は主に上野が担当した。全体を通してお読み戴ければ、タイの電力供給の現状と将来見通し、日本企業のビジネスチャンスについて理解が深まるものと思う。タイに進出を検討している企業の方、あるいは発電設備、省エネ設備などの供給に関心のある企業の方のお役に立つことがあれば、大変幸甚です。

2014年3月

一般財団法人 アジア太平洋研究所

東南アジアにおける電力市場の発展と日本企業研究会

リサーチリーダー 山本隆三

(常葉大学経営学部教授)

第1章	タイ王国の概要とエネルギー・電力問題の見方	1
1-1	タイ王国概要	1
1-2	タイのエネルギー事情と問題点	2
1-3	タイの電力供給と日本企業の役割	4
第2章	タイの技術ニーズと投資環境	5
2-1	投資環境	5
2-2	技術ニーズ	9
2-3	技術普及障壁	14
第3章	タイのエネルギー・電力事情とその計画	16
3-1	エネルギー関係の行政機関	16
3-2	エネルギー政策	16
3-3	エネルギー需給	18
3-4	エネルギー資源	20
3-5	電力需給バランス	24
3-6	電気事業体制	26
3-7	電力設備拡張計画	30
3-8	電気料金	36
第4章	タイにおける再生可能エネルギービジネス	39
4-1	背景：タイのエネルギー政策（温暖化を含めて）	39
4-2	再生可能エネルギーに関する目標とポテンシャル	39
4-3	再生可能エネルギー普及政策	42
4-4	日本企業の電力事業参画事例	44
4-6	日本企業への期待	48
第5章	タイの電力事情が日本企業の進出に与える影響	49
5-1	2013年4月の電力危機	49
5-2	電力輸入の可能性	50
5-3	電気料金上昇のリスク	53
5-4	まとめ	55
第6章	タイにおける日本企業の事業展開の可能性	56
6-1	天然ガス火力発電（大型 CCGT）	56
6-2	石炭火力発電	57
6-3	電力輸入	58
6-4	再生可能エネルギー	59
6-5	熱電併給	60
6-6	省エネ家電・LED照明	62
6-7	業務部門の省エネルギー	63

6-8	産業部門の省エネルギー	64
6-9	低燃費の小型車.....	65

第1章 タイ王国の概要とエネルギー・電力問題の見方

山本 隆三

タイでは近年政治的な混乱が見られるものの、経済は順調に成長しており、エネルギー、電力需要も拡大を続けている。タイでは、石油、天然ガスの生産が行われているが、今後生産は徐々に減少し自給率が低下する。一方、エネルギー需要は引き続き大きく拡大すると予測されている。

旺盛なエネルギー需要を支えるために、今後天然ガスと石炭を主とする化石燃料の輸入が増大し、さらにラオス、ミャンマーから電力の輸入も行われることになる。エネルギー供給の多様化は行われるものの、発電の主体は輸入が中心の石炭と天然ガスになる。周辺国からの電力輸入が必要なこともあり、エネルギー安全保障と価格面では不安定感が増すものと思われる。

一方、タイをはじめとする東南アジア諸国でのエネルギー需要増は、発電設備、液化天然ガス受け入れ設備、パイプライン、送配電網などでの巨額なインフラ投資を引き起こす。その投資額は電力部門だけで 2035 年までに 9900 億ドルと予想されており¹、日本企業にとっても大きなビジネスチャンスになる。

1-1 タイ王国概要

タイ王国は 13 世紀のスコータイ王朝により基礎が築かれ、その後独立を保ち、東南アジア諸国の中では唯一欧州諸国の植民地にならなかったことがない国である。(注1) 1932 年の無血革命により立憲君主制となった。第二次世界大戦後は米国の同盟国となり、朝鮮戦争、ベトナム戦争にも派兵を行った。

2005 年以来政治的な混乱が続き、06 年には軍部のクーデターにより、当時のタクシン首相が国を追われることになった。その後も混乱は続き 10 年には治安部隊と親タクシン派との衝突により 92 名が死亡し、混乱に伴う放火により 15 億ドルの建物の被害が発生した。11 年の総選挙の結果、タクシン元首相の末の妹インラックが率いるタイ貢献党が下院の過半数を占め、インラック首相が誕生した。

インラック首相就任後には、多くの日系企業の工場も被災した大洪水が発生し、バンコク市内でも浸水が見られる災害に見舞われた²。13 年 11 月から反タクシン派の野党民主党主導による大規模なデモがバンコクを中心に行われ、死者がでる混乱が続いたが、14 年 3 月になりデモ隊が規模を縮小したことにより小康状態になっている。

タイの国土は日本の約 1.4 倍の 514,000 平方キロメートル、人口は 6,593 万人であり、国内総生産 (GDP) は 3656 億ドル (購買力平価では 6225 億ドル)、1 人当たり GDP (購買力

¹ IEA ERIA(2013), Southeast Asia Energy Outlook

² 2013 年版「関西経済白書」第 3 章第 4 節参照

平価)は9700ドルであり、中進国に近づいている。

日本との貿易額は、日本の12年の輸出額が約3兆5000億円で第5位、輸入額が1兆8900億円で第11位であり、タイの輸入額では日本は20%を占め、1位、輸出額では10.2%であり、中国の11.7%に次ぐ第2になっている。また、日本企業の進出が多いため、在バンコク日本人商工会議所の会員数は13年9月現在1506社に達し、12年の日本の直接投資額もタイ政府認可ベースで約3500億バーツ(約1兆1000億円)に達している。

失業率は0.7%と極めて低く、15歳から24歳の若年層でも2.7%となっている。タイに進出している日本企業にとっては、労働力確保の面と将来の人件費上昇の可能性がある気掛かりな数字だが、産業別の就業者数では、GDPの12.3%を占める農業部門で約4000万人の労働者の38.2%が働いており、中進国としては農業部門の労働人口の比率が極めて高くなっている。今後農業部門から産業部門への労働力の移動があるかどうか注目される。

1-2 タイのエネルギー事情と問題点

国際エネルギー機関(IEA)によると、2035年のタイの一次エネルギー供給は表1-1の通り予測されている。化石燃料の消費量は大きく増加するが、タイ政府エネルギー省によると、何も対策が行われない場合には35年には自給率は5%まで低下する。

表1-1 タイの一次エネルギー需要予測

エネルギー	2011	2035	伸び率/年(%)
石炭	18	47	4.0
石油	47	74	1.0
ガス	31	51	2.1
原子力	0	2	n.a.
水力	0.7	1.2	2.1
バイオマス	2.2	3.0	1.4
その他	0.0	0.9	21.2
合計	118	206	2.3

注:石油換算100万トン

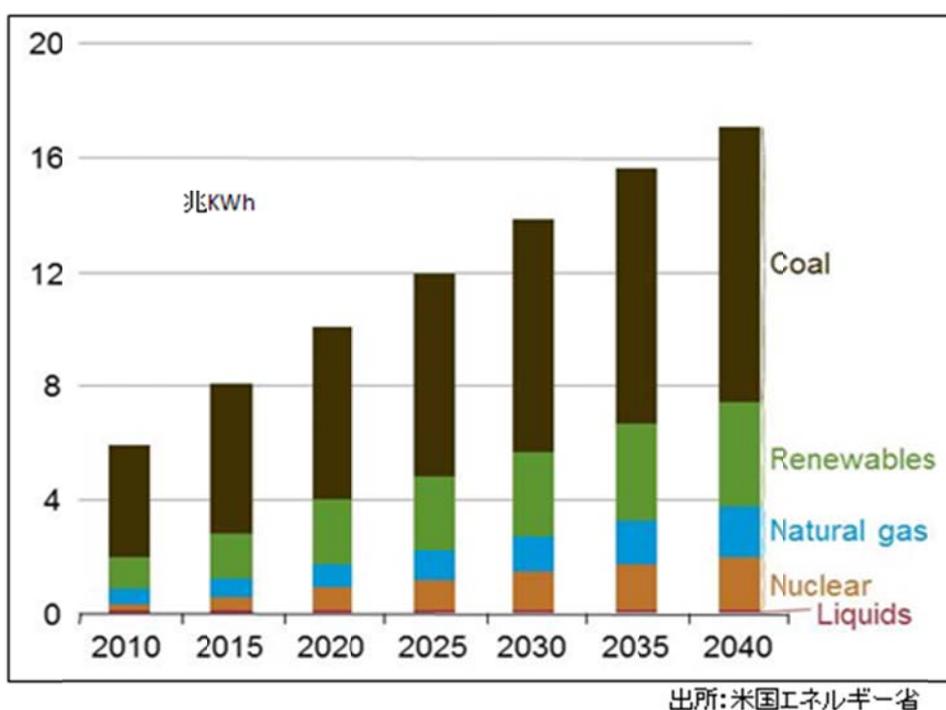
出所:国際エネルギー機関

エネルギー自給率の向上を目指してタイ政府が採用した政策が、風力、太陽光、バイオガスなどの再生可能エネルギー導入だが、その効果は限定的である。さらに、タイ政府は原子力の導入も計画しているが、国内では反対もあり導入は30年前後になると予想されている。当面タイの一次エネルギー供給の主体は化石燃料にならざるを得ない。

タイ以外の東南アジア諸国でも、一次エネルギー需要は大きく伸び、ASEAN 諸国の11年の需要量、石油換算5億4900万トンは、35年には10億400万トンになると予測されている。特に発電用を主体に価格競争力のある石炭の需要は35年まで年平均4.8%で成長し、20年には天然ガスの需要量を上回り35年には一次エネルギー供給の28%を石炭が占めるとみられている。

ASEAN10カ国のなかでは、インドネシアが世界最大の一般炭の輸出国であるが、東南アジアに加え、図1-1が示す通り、アジアでは、中国、インドを含め石炭に対する大きな需要増が予想されることから、石炭の需給環境については不透明感がある。また、炭質の良い石炭の埋蔵量は世界的に減少しており、炭質の良い石炭の安定的な確保が、競争力のある価格で可能か疑問もある。

図 1-1 アジアの電源別発電量予想



天然ガスも ASEAN 内に、マレーシア、ブルネイ、インドネシアという輸出国があるが、やはり需要量が大きく増加すると予想される。米国からのシェールガスの輸出に期待する声もあるが、液化設備への投資額、液化コスト、輸送コストを考えると、米国産の天然ガスが東南アジアに競争力のある価格で輸出される可能性は少ないとみられる。

タイの35年までの一次エネルギー供給の主体は化石燃料になるとみられることから、

エネルギー自給率をどのように向上させ、エネルギー安全保障の問題に取り組むかは難しい課題になる。電力供給では、さらに難しい課題がある。

1-3 タイの電力供給と日本企業の役割

タイの電力供給の現状と将来計画については、第2章以下で詳細に触れているが、他の東南アジア諸国との大きな違いは、将来の電力供給のかなりの部分を近隣諸国に依存することである。特に、水力についてはラオスから大きな輸入が見込まれている。また、ミャンマーからは水力に加え火力も輸入される計画がある。

タイと隣接するラオス、ミャンマーはメコンの豊富な水資源を保有するが、カンボジアを加えた3カ国はASEANの中では最も開発が遅れており、表1-2の示す通り、まだ多くの無電化地区を抱えている。またマキなどのバイオマスの利用も多い。3カ国の近代化の発展によっては、安定的な電力供給が中断する、あるいは競争力のある電気料金が維持されなくなる可能性もある。

表1-2 アジア4カ国の無電化率

国名	電力供給がない人口	無電化率 (%)
カンボジア	900	66
ラオス	100	22
ミャンマー	2500	51
タイ	100	1

出所：国際エネルギー機関

東南アジア諸国では、2035年までにガスパイプライン、液化天然ガス関連設備と電力事業でのインフラ整備のための巨額な投資が必要とされる。総投資額は1兆7000億ドルと見込まれており、そのうち9900億ドルが電力部門での投資になる。4400億ドルが発電設備への投資であり、そのうち40%は石炭火力、23%は水力への投資になる。また、5500億ドルは送配電設備への投資になる。25万キロメートルの送電網と、400万キロメートルの配電網が必要になると予想されている。投資額が最も多いのはインドネシアであり、投資額は3000億ドル、次いでタイでの投資が多く、35年までの必要投資額は2240億ドルと予想されている。

地球温暖化問題に取り組み、二酸化炭素の発生を抑制する必要があるために、高能率の石炭火力とCCGTのガス火力の導入が主体になるとみられていることから、日本企業に設備納入のチャンスがある。また、ラオス、ミャンマーの水力発電所の建設は現在中国企業が主体になっているが、いくつかの現場では、地元住民との間で環境問題を理由にしたトラブルが発生している。環境問題への取り組みが得意な日本企業にもビジネスチャンスがある。

第2章 タイの技術ニーズと投資環境

和田 謙一

2-1 投資環境

東南アジア諸国連合（ASEAN）の経済統合を2015年に控え、ベトナムやミャンマーを結ぶ東西経済回廊や南部経済回廊の中央に位置するタイは、ASEAN市場のなかでも、重要な役割を担うことが期待されている。2000年代に入り、タイ経済は2008年のリーマン・ショックと2011年の大洪水という二度のショックを除き、概ね5-7%/年程度の成長を維持している（表2-1）。一人当たりGDP（名目）も10年の間に約2.5倍になり、国全体では5000ドル/人を越え、バンコクに限れば13000ドル/人に達していると言われている。これまでバンコク近郊に工業が集まっていたが、都市部と地方の格差が拡大しており、国の持続的な発展に向け、これからは農村の開発、産業育成が鍵となる。なお、タイは中進国として2000年以降、ODAの受け入れを停止している。

表2-1 タイの主要な経済指標

	2003年	2004年	2005年	2006年	2007年	2008年	2009年	2010年	2011年	2012年
実質GDP成長率 (%)	7.1	6.3	4.6	5.1	5.0	2.5	-2.3	7.8	0.1	6.5
名目GDP総額 (単位：100万ドル)	142,640	161,340	176,352	207,089	246,977	272,578	263,711	318,908	345,672	365,966
一人あたりのGDP (名目)ドル	2,261	2,603	2,825	3,296	3,918	4,300	4,151	4,992	5,395	5,678
消費者物価指数	87.0	89.4	93.4	97.8	100.0	105.4	104.5	108.0	112.1	n.a
失業率 (%)	2.17	2.08	1.85	1.52	1.38	1.39	1.50	1.04	0.68	0.66
経常収支 (単位：100万ドル)	4,784	2,767	-7,642	2,315	15,682	2,157	21,896	10,024	5,889	2,728
貿易収支 (単位：100万ドル)	3,759	1,460	-8,254	994	12,782	-371	32,620	29,751	16,989	8,337
外貨準備高 (単位：100万ドル)	41,077	48,664	50,691	65,291	85,221	108,661	135,483	167,530	167,389	173,328
対外債務残高 (単位：100万ドル)	51,909	58,790	59,295	69,973	74,415	76,102	75,306	100,561	104,592	133,676
為替レート (対ドル)	41.4846	40.2224	40.2201	37.8820	34.5182	33.3133	34.2858	31.6857	30.4917	31.0831

(資料) JETRO

失業率はきわめて低く、2011年以降は1%を切っており、労働需給の逼迫が喫緊の問題の一つとなっている。タイ国内の農村地帯から都市部への人口移動もあるが、外国人労働者も労働力不足に悩むタイ経済を下支えしている。タイの労働人口約3,000万人に対し、ミャンマーからの労働は約300万人に達しており、タイ政府はミャンマーの経済発展にともない労働力が自国に戻ることを懸念している。また、人口構成からみて、そろそろ人口ボーナス期が終わるとみられており、中長期的には経済が十分に成熟しないまま高齢・人口減

少社会に突入することが懸念材料になる。³

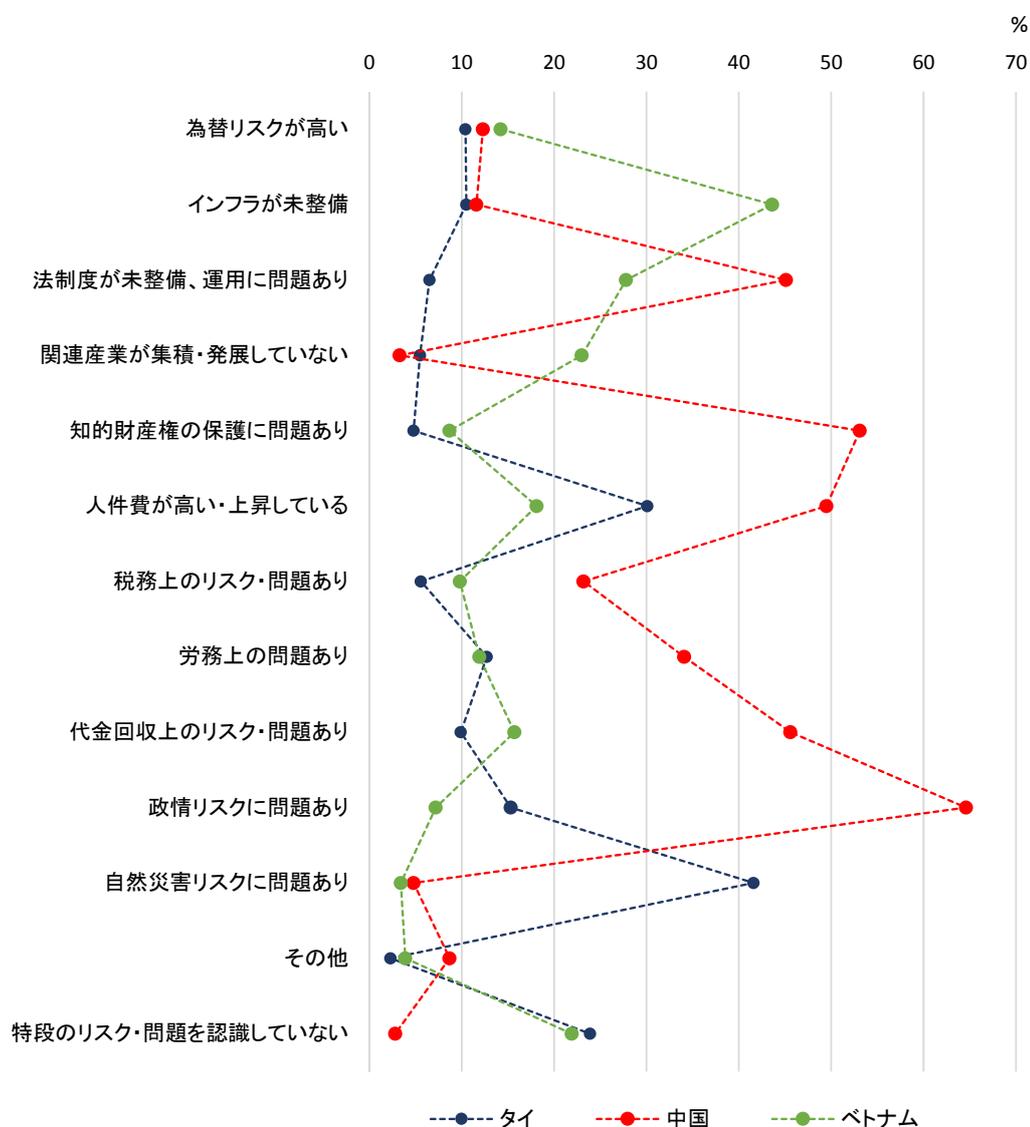


図 2-1 ビジネスリスクの国別比較

(資料) 2012 年度日本企業の海外事業展開に関するアンケート調査 (JETRO)

タイは親日国として知られ、マーケットとしての成長性も期待されることから、日本からタイへの投資は増加傾向にある。ただし、1997 年のアジア通貨危機、2011 年の洪水被害、2010 年から現在までくすぶり続けている反政府デモなどビジネスリスクも少なからず存在する。

図 2-1 は JETRO が日本の企業を対象に (6531 社のうち有効回答が得られたのは 1957 社)、新興国のビジネス環境などについてアンケート調査を行った結果である。ここではタ

³ 国連の人口推計によればタイの人口は 2033 年をピークに減少すると予想されている。

イの他に比較対象として中国、ベトナムにおけるビジネスリスクについて抽出、整理した。中国やベトナムと比べると、概ねタイのビジネスリスクは小さい。ただし、自然災害リスクに関しては突出して高くなっており、洪水被害の記憶が生々しく残る 2013 年 1 月にこの調査が実施されたことが結果に影響している可能性がある。逆に、知的財産権の保護や税務、法制度の整備・運用、代金回収といった社会制度関連のリスクについては他の 2 カ国に比べてかなり低くなっている。ヒアリング調査でも「現地事業者の方とパートナー組むにあたって、契約内容が急に変更されるなどの大きなトラブルになるケースは少なく、事業・投資環境は比較的良好」という声が聞かれ、ビジネス環境の社会制度的側面はかなり整備されている状況がうかがえる。

図 2-2 はタイにおけるビジネスリスクの認知が 2008 年から 2012 年にかけてどのように変化したかを見たものである。為替リスクや税務リスクなどは年々軽減し、法制度の整備や産業集積が進んでいる。他方、労務上の問題はここ数年高止まりしており、特に人件費の高騰に対する危機意識が近年急速に高まっており、労働需給の逼迫から労働者側の売り手市場となっていることがその一因と考えられる。今回のヒアリング調査でもこの数字を裏付けるように「公務員の賃金引き上げ、最低賃金の引き上げなどが影響し、特に最近では賃金が大きく上昇しており、普通のタイ人で 5 万バーツ、英語ができて 7 万バーツ、日本語ができると 10 万バーツと言われている」という指摘があった。

以下では、改善が進んでいる為替リスクと、逆に懸念が高まっている自然災害リスクおよび政治不安の背景について考察する。

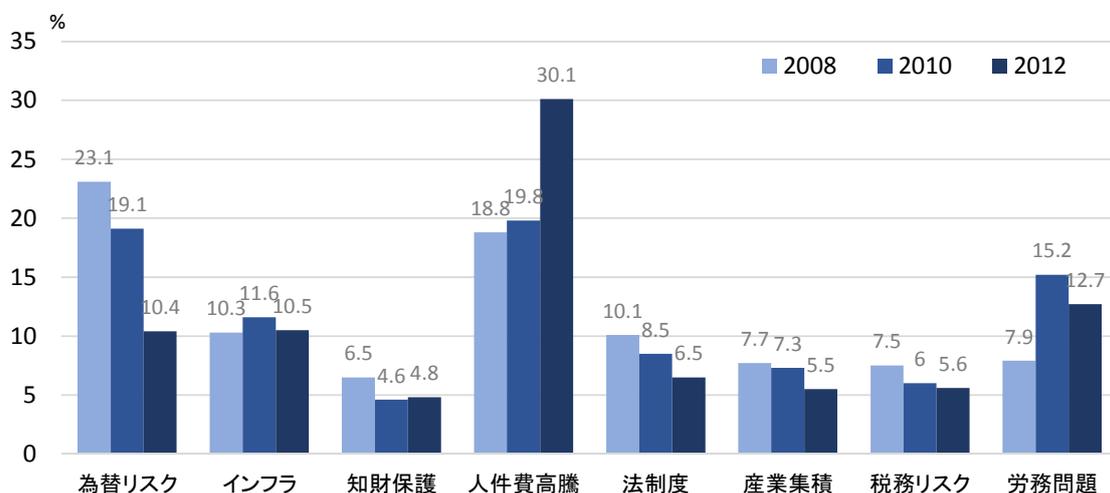


図 2-2 ビジネスリスクの経年変化

(資料) 2012 年度日本企業の海外事業展開に関するアンケート調査 (JETRO)

1997 年 7 月にタイでの通貨下落を皮切りにアジア通貨危機が発生し、世界的な金融不安の引き金となった。1990 年代前半、タイ経済は 9%/年程度の経済成長率が続いていたが、1996 年に入り成長が伸び悩みを見せ始め、貿易収支が赤字に転じたことを契機に、ヘッジ

ファンドによるバーツを売り浴びせる動きが出た。タイの外国為替管理は財務省とタイ中央銀行（BOT）が行っているが、通貨の空売りを買い支えられなくなり、米ドルとリンクしたドル・ペッグ制に代わり、1997年に実質的な変動相場制に移行した。当時の為替レートは約25バーツ/US\$であったが、変動相場制移行後29バーツ/US\$台まで急落、その後一時は50バーツ/US\$を下回るまで通貨価値が下落した。これにより対外資金によってファイナンスされていた不動産バブルが弾け、IMFが政府支出の削減と利子率の引き上げを融資条件として課したことも相まって、タイ経済は大きな不振に陥った。

ただし、現在では状況が改善され、通貨危機の再発リスクは大幅に低下している。その理由は第一に、為替制度がドル・ペッグ制から変動相場制に移行したため、適正水準から乖離した水準に為替レートが固定されて通貨危機が起こる可能性が低くなっていること。第二に、経常収支が黒字基調であり、安定的に外貨が供給され、外貨準備高も積み上がっていること。第三に資本取引規制の強化、金融システム整備、緊急支援のための通貨スワップ網の構築（チェンマイ・イニシアティブ）など、通貨危機再発防止の制度構築が多面的に進んだことがあげられる。なお、2014年2月時点での為替レートは32.6バーツ/US\$となっている。

自然災害リスクは、モンスーンの影響が大きい熱帯性の気候と、高低差の小さい広大な低平地が広がる国土構造に起因している。タイの首都バンコクはチャオプラヤー川の河口部に位置するが、その約100km上流のアユタヤとは標高差はわずか2mしかなく、水害に脆弱な土地柄である。2011年、インドシナ半島では平年より降雨量が多く、タイでは77都県中63都県で洪水が発生した。その過程で7つの工業団地が浸水、入居企業の約800社（日系450社）が被害にあった。国内のサプライチェーンが分断され、それまでタイ経済を支えてきた設備投資、民間消費などが落ち込み、主要産業である自動車、電機・電子産業の生産及び輸出が減ったため、タイの実質GDP成長率は当初予測の+3.8%から+0.1%へ押し下げられた。翌2012年には多くの産業で生産活動が洪水前の水準に戻り、実質GDP成長率は+6.5%を記録している。タイ政府は今後の対策として、上流での植樹とダム管理の改善、中流域での貯水地域の設定と防水壁の強化、下流域では主要河川と運河のしゅんせつ、堤防道や水門の強化、工業団地の防水壁建築などを行うことを明らかにし、より災害に強い国土整備が進められる模様である。ただし、その効果は未知数であり、自然災害に対する企業の警戒心はいまだに根強い。

現下、顕在化しつつある最大のリスクは国内の政情不安である。2001年、中小企業や農村重視の姿勢を打ち出したタクシンを党首とするタイ愛国党が総選挙で勝利し、4党連立のタクシン政権が発足、2005年には下院総選挙でもタイ愛国党が圧勝し、一党単独による第2期タクシン政権が発足した。しかし、ポピュリスト的な首相の政策に対する反発も高まり2006年2月にタクシン政権は崩壊したが、それ以降、政治・社会の混乱が続いている。2007年12月の総選挙でタクシン派の国民の力党が第1党となると、反タクシン派勢力である民主化市民連合（PAD、黄シャツ）の反政府抗議活動が活発化、バンコクのスワン

ナプーム国際空港が占拠される事態に陥った。その後、野党第一党であった民主党を中心に連立政権が樹立されると、今度は逆にタクシン元首相を支持する反独裁民主戦線(UDD、赤シャツ)の反政府抗議デモが激化、2010年4月にはバンコク周辺地域に非常事態宣言が発令された。2011年8月にタクシン元首相の実妹であるインラックを首相とする新政権の発足以降しばらく事態は落ち着いていたが、汚職罪で実刑判決を受けているタクシン元首相も対象にした恩赦法案の強行採決をきっかけに再び反政府運動が活発化、2014年1月に再び非常事態宣言が発令され、現在も混乱は続いている。

このような政情不安を繰り返す背景には社会階層対立という構造的な問題がある。タクシン元首相を支持している赤シャツ派は貧困層・低所得者層・農民などに人気がある一方、反タクシンの黄シャツ派は都市部・軍部・司法の一部などに支持されており、両派の対立の根元には都市住民と農村住民の経済格差の問題がある。国民のマジョリティは農民であり、彼らはタクシン在任中、手厚く保護されていた。他方、タイの政治を伝統的に動かしてきたのは官僚や貴族などの黄シャツ派であるが、数の上で多数を占める赤シャツ派に選挙で勝つことができない。そのため彼らはクーデターによる政権交代か選挙のボイコットという手段に訴える。現在は辛うじて国王がシンボルとして国民の精神的支えとなり破局的な局面は回避されているが、現国王は高齢で健康不安をかかえ、皇太子の評判もよくないため、当面、この構造的な対立がくすぶり続けるものと考えられる。

このようなリスクが潜在的にあるものの、ASEAN諸国の中では相対的にリスクの小さい国であるということもあり、日系企業をはじめ外国資本によるタイへの投資意欲は引き続き旺盛である。それに対応するように、タイ政府も投資環境の整備を着実に進めている。2010年からは持続的発展、科学技術分野におけるタイ国の国際競争力向上、製造業の質の改善、環境負荷の軽減を目的とした投資奨励政策も採用している。具体的には省エネルギー及び代替エネルギー関連業種、環境にやさしい素材及び製品の製造、高度技術を使用した事業について税制上の特典を付与し、生産効率向上を図るために機械輸入税の免除などの措置を講じている。

2-2 技術ニーズ

タイでは経済の成長にともない耐久消費財が普及し、消費の質も徐々に高度化している。一般的に、所得水準の向上にともない食料、衣類などの基礎的支出から、電化製品や自動車などの耐久財、旅行や教育といったサービス支出へと高度化していくと言われ、現在、タイのテレビ、携帯電話、冷蔵庫の普及率は90%を超えている(図2-3)。他方、乗用車の普及率は14.8%、エアコンは14.6%にとどまっており、今後の普及拡大が見込まれる。温暖化政策という点では、いかにしてより燃費のよい乗用車、より効率のよいエアコンを導入していくかが鍵になる。またインフラの整備状況について、電化率はほぼ100%に達し、エネルギーアクセスの問題は解消されており、今後は電力需要増大に伴う供給拡大や低廉で安定的な電力供給が課題となる。

以下では、タイの「タイ 低炭素社会ビジョン 2030」と「タイ 気候変動対策のための技術ニーズ評価報告書（緩和編）」という2つの文献を参考に、エネルギー及び温暖化政策の文脈において具体的にはどのような技術が必要とされるのか検討する。

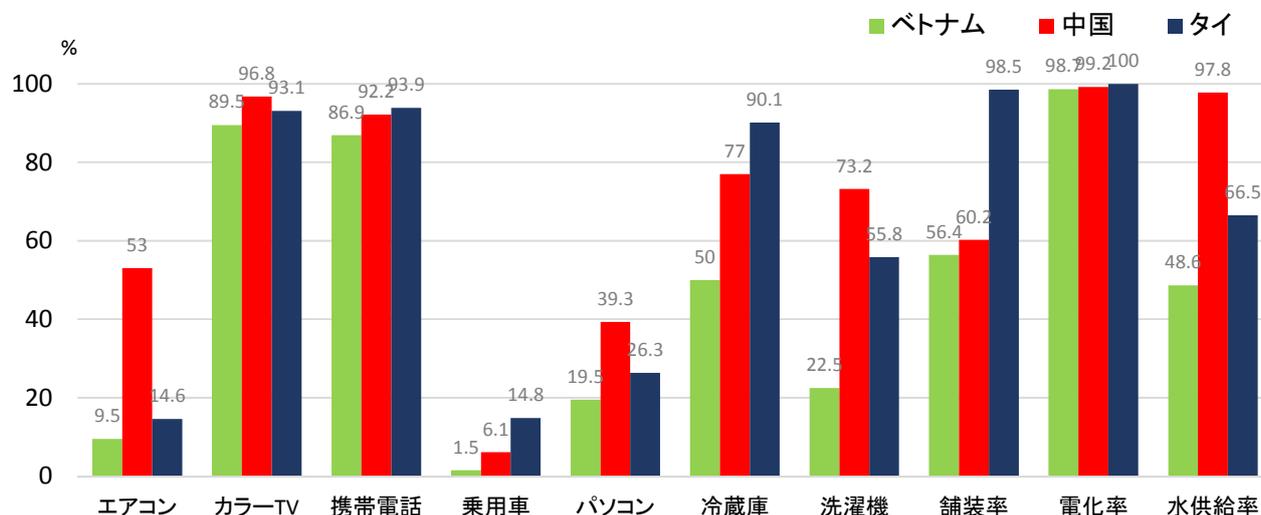


図2-3 耐久消費財の普及率とインフラ整備状況
 (資料) 2013年版 ジェトロ世界貿易投資報告 (JETRO)

(1) 低炭素社会シナリオ

タマサート大学、アジア工科大学院、国立環境問題研究所、京都大学、みずほ情報総研の研究者は共同で、2030年までの低炭素社会ビジョンを策定している。これはタイ国内の官公庁が発表したGDPや人口など社会経済見通しにもとづき、産業セクター別GDP、延床面積、輸送需要の人・キロなどの需要想定を行い、その上で二つのシナリオについて2030年までのエネルギー需要やGHG排出のモデル試算を行っている。シナリオの一つはBAUケースで、もう一つが対策ケースである。対策ケースは、GHG排出のドライバーとなる経済活動の水準に関してはBAUと共通の前提条件としつつ、コスト効率的と判断される緩和策を導入したシナリオになっている。コスト効率性の定義は明らかにされていないが、限界削減費用が0パーツ以下の、いわゆるネガティブコストの対策が考慮されているものと考えられる。

タイにおける2005年(シナリオ基準年)の一次エネルギー需要は約7万5千ktoeであったが、2030年にはBAUケースではその3倍近い約22万6千ktoeに達し、対策ケースではBAUケースより30%以上低い約15万6千ktoeにとどまると試算されている(図2-4)。GHG排出については、2005年に186Mt-CO₂であったものが、2030年にはBAUケースで563Mt-CO₂に達すると見込まれ、対策ケースはそれよりも42.5%少ない324Mt-CO₂となっている(図2-5)。

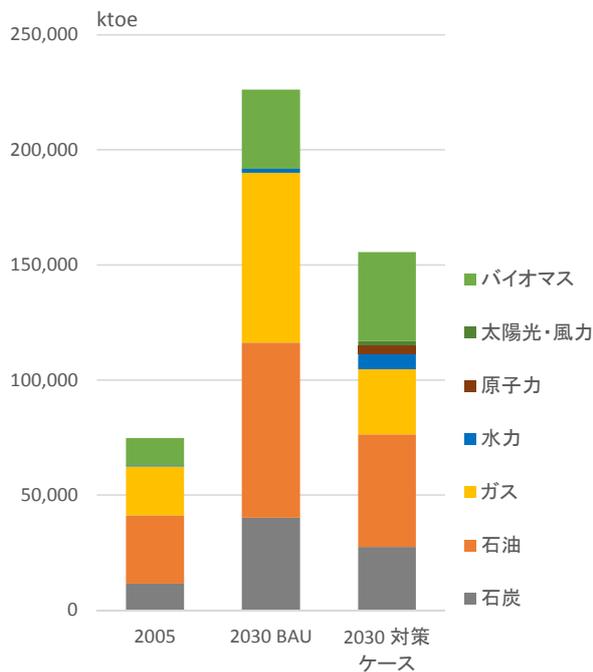


図 2-4 一次エネルギー需要

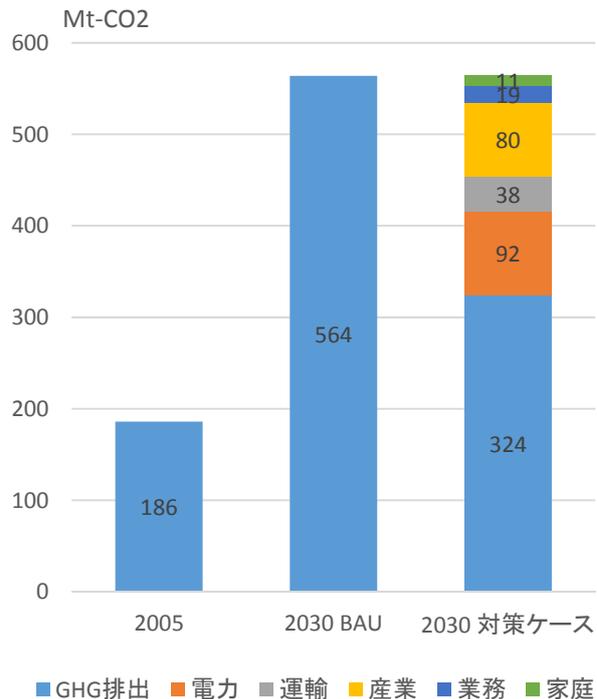


図 2-5 GHG 排出とセクター別削減ポテンシャル

(資料) Thailand's Low-Carbon Society Vision 2030

両ケースの差、240Mt-CO₂ は低炭素技術の導入の違いに由来するものだが、セクター別にみると電力部門の寄与が 92Mt-CO₂ と最も大きく、全体の削減幅の約 38%を占めており、次いで産業部門の 80Mt-CO₂ (33%) となっている。これを対策別にもう少し細かく見たものが表 2-2 で、主な対策はエネルギー効率の向上と燃料転換であることがわかる。なお、電力部門の燃料転換には原子力発電も含まれており、2030年に BAU ケースでは原子力の導入が見込まれていないが、対策ケースでは 3,618tcoe 相当の原子力発電が必要となり、コスト効率的に排出を削減していくには原子力発電の貢献も必要となってくる。

表 2-2 BAU比GHG削減量（2030年）

対策	GHG 削減 (Mt-CO ₂)
家庭部門での省エネ	11.0
建物のエネルギー効率改善	16.4
建築基準	2.4
産業部門の省エネ	38.7
産業部門の燃料転換	41.3
運輸部門の燃費向上	10.7
運輸部門の燃料転換	10.0
モーダルシフト	17.6
電力部門の燃転・省エネ	91.6
2030年BAU比GHG削減量	239.6

(資料) Thailand's Low-Carbon Society Vision 2030

(2) 技術ニーズ評価

気候変動政策においてどのような技術が必要とされているか、GEFの資金的なサポート、及びUNEPの技術的なサポートにより、タイの「技術ニーズ評価レポート」がとりまとめられている。2012年に出された技術ニーズ評価レポートは緩和編と適応編の2部に分かれ、緩和編では主にエネルギーセクターにおいて、どのような緩和技術⁴があり、優先順位が高い技術は何か、技術を導入するにはどのようなバリアがあるかなどが分析されている。その結果、スマートグリッド、廃棄物発電、第二世代及び第三世代バイオ燃料、産業部門の省エネ、CCSの5技術が、排出緩和に対するインパクトが大きく重要な技術と評価されている。以下、その技術が特定された手順について概略を記す。

⁴ 温暖化対策として、温室効果ガスの排出を抑制する技術

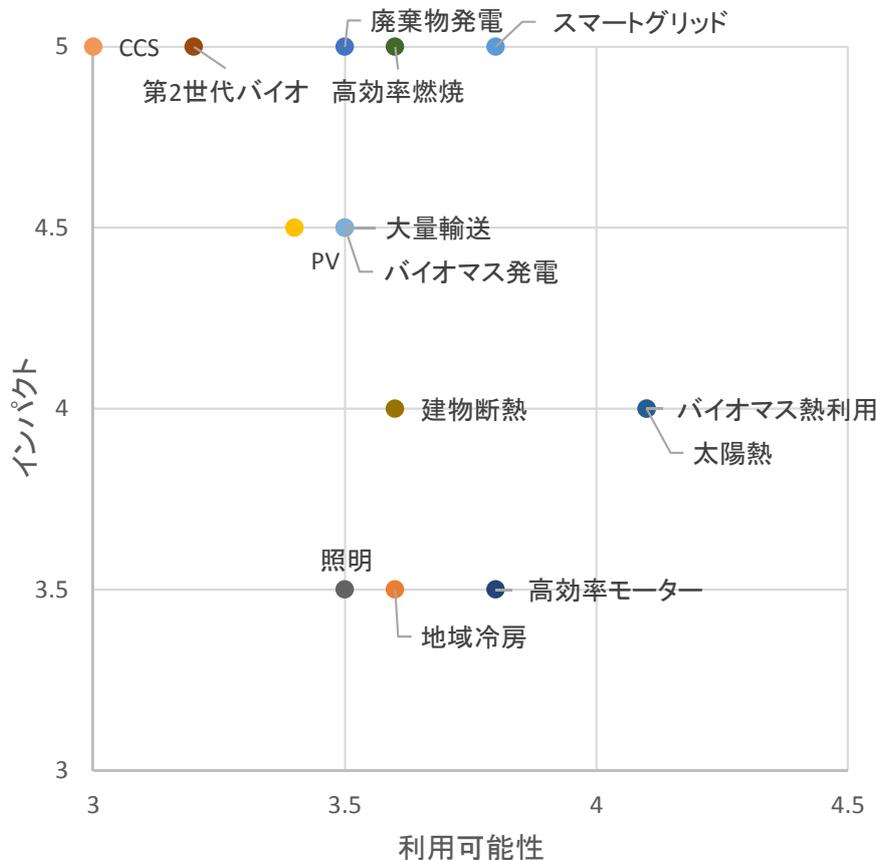


図 2-6 ニーズの高い技術のインパクトと利用可能性

(資料) Thailand technology needs assessments report for climate change mitigation (National Science Technology and Innovation Policy Office)

緩和技術の優先順位付けを行うにあたり、まずはエネルギー関連の技術オプションを、エネルギー供給、再生可能エネルギー、エネルギー効率向上、その他の4グループに分類し、それぞれのグループにおいて期待される技術がリストアップされた。その上で、政策インフラ、コストベネフィットなど8つの基準について重み付けを評価し、一定のスコアを超えた技術を利用可能(Readiness)なものとして抽出している。その基準を満たしたものは、図2-6で示したスマートグリッド、地域冷房(以上、エネルギー供給)、太陽熱、PV、廃棄物発電、バイオマス発電、バイオマス熱利用、第二世代・第三世代バイオ(以上、再生可能エネルギー)、照明、建物断熱、高効率モーター、高効率燃焼、大量輸送(以上、エネルギー効率向上)、CCS(以上、その他)の14技術であった。その上で、社会経済的なインパクトと緩和ポテンシャルの大きさという2つの基準で各技術を評価し、最もインパクトの大きいと評価されたものが、スマートグリッド、廃棄物発電、第二世代及び第三世代バイオ燃料、産業部門の省エネ、CCSの5技術であり、これらがタイにおいてニーズが

高いという評価になっている。ただし、CCS はやや先の技術であり、当面は特にスマートグリッド関連の技術に関心が集まるものと思われる。ヒアリング調査でも「タイがもっとも必要としているのはマイクログリッド技術とエネルギー貯蔵技術、第 2 世代バイオ。現在、再エネ導入によって、分散電源があちこちに出来ており、これらをコミュニティ内をつないだマイクログリッドが需給のバランスをとるのにも役立つ。タイは周辺国と陸続きではあるものの、隣国との接続は弱く、再エネ変動を吸収するために自国の電力システムを強化する必要がある。また、タイは農業国なので、第 2 世代バイオ燃料（ジェトロファなど）も必要な技術である」、「再生可能エネがたくさん入ってきたときに電力システムの制御は将来的に不安があり、そこに一つ商機があるのではないか。モノ、技術単体というよりシステムをコントロールするアプリーチがいいのではないか」という指摘があり、技術ニーズ評価を裏付けるコメントが得られている。

2-3 技術普及障壁

タイへの事業進出機会を考える場合、エンドユース側では乗用車やエアコンなどの耐久消費材の普及拡大が見込まれ、サプライ側ではコンバインドサイクルや IGCC など高効率発電やスマートグリッド、あるいは新交通システムの整備などのニーズが高まると考えられる。ただし、省エネ・環境製品については、国固有の事情や国民性を反映した技術普及障壁も存在する。ここではヒアリングによって得られた情報をもとに、「温暖化政策の優先順位」、「NIMBY(Not In My Back Yard:自分の裏庭ではお断り)」、「投資回収年数」の 3 点からタイにおける技術普及障壁を考察する。

タイにおいても気候変動問題は政策イシューの 1 つになってはいるが、そもそもその問題を引き起こしたのは先進国の責任というスタンスに立っており、温暖化政策の優先順位はそれほど高くない。再生可能エネルギーの導入は比較的進んでいるが、バイオなどの国内資源ポテンシャルに比較的恵まれていることもあり、気候変動への対応というよりもエネルギー安全保障への対応から導入を促進している面がある。省エネルギーの重要性も認識され、対策のメニューはそろっているが、「それほど熱心に取り組んでいる様子はない」という声も聞かれ、これも気候変動対策というより急増する国内エネルギー需要を緩和することが動機になっているようである。したがって、温暖化緩和だけを謳った技術は訴求力に欠け普及が進まない可能性がある。むしろエネルギーコストの低減や、安定的なエネルギー供給確保といったコベネフィットの側面の関心の方が高い。

現在、タイの電源構成はガス主体（7 割）だが、国内ガス資源のピークアウトが懸念されており、今後、(1) 石炭火力の導入、(2) 輸入の増大、(3) 再生可能エネルギー拡大、(4) 原発推進、の 4 対策を重点的に進める方針が打ち出されている。しかし NIMBY の問題により計画通りに物事が進まない可能性も留意しておく必要がある。「タイは政権基盤が脆弱なので環境問題や地域住民の反対などがある発電所はつくれない」、「NGO の力が強く、NGO の反対があると政府はすぐ腰砕けになる」といった点はインタビューの中で何度か言及され

た。特に石炭火力に対しては根強い反対がある。1990年代、Mae Moe 発電所が増設時に排煙処理施設をつけなかったため、周辺住民に喘息のような症状が発生し、政府が公害問題で補償する案件の第1号となった。そのイメージが全国に広まり、現在でも石炭火力への反対につながっている。また、原子力発電は増大するエネルギー需要を満たすため重要な電源の一つと位置づけられているが、現状では建設を決定してはおらず、あえて計画に織り込むことで国民にその存在を知らしめている段階と言える。実際の建設に際しては国民の受容が不可欠であり、国民からの反対があれば国や事業者は計画を進めることができない。低炭素社会シナリオでも対策ケースでは2030年までに原子力が入ってくるようになってきているが、社会的な受容性の問題などモデル試算では想定外のリスクが生じる可能性も考慮しておく必要がある。

タイではエネルギー需要やCO₂排出を緩和し、エネルギーコストの低減をもたらすエネルギー効率向上技術に期待が寄せられている。しかし、机上の計算ではコスト的にメリットがあったとしても、人々が想定している投資回収年数が短いため、現実には計算通り導入が進まないこともある。「タイは経済が伸びているため、10年もかけて回収する気はなく、3年でも長いと考えられる。投資回収は1-2年でないと魅力的に見えない」、「投資回収期間が短いというのは、国民性の方が大きいのではないか。基本的には『マイペンライ』な国民性（タイ語で「気にしない」）がある」という。省エネ製品は通常の製品よりもやや高価であるが、日々のエネルギーコストが節減され、将来的には増分コストが回収できると見込まれるものが多い。しかし人々が考える投資回収期間が短いと、省エネのメリットが十分に認識されず、多少効率が劣っていても初期投資額が小さな技術が選択されてしまう傾向がある。人々の近視眼的な投資・購買行動は先進国でも観察されているが、途上国では資金的制約、高い市場金利、情報やキャパシティの不足といった要因が加わり、想定される投資回収期間はさらに短くなる。したがって、製品のパフォーマンスだけでなく、コスト競争力のある技術を開発し、市場に投入することが求められる。

[参考文献]

- 1) 大泉啓一郎 (2007) 「老いてゆくアジア 繁栄の構図が変わるとき」 中央公論新社
- 2) 国際協力銀行 (2012) 「タイの投資環境」
- 3) 日本貿易振興機構 (2012) 「2012年度日本企業の海外事業展開に関するアンケート調査」
- 4) 日本貿易振興機構 (2013) 「2013年版 ジェトロ世界貿易投資報告 国際ビジネスを通じて日本再興を」
- 5) Sirindhorn International Institute of Technology, Thammasat University, et al. (2011). Thailand's Low-Carbon Society Vision 2030
- 6) National Science Technology and Innovation Policy Office, (2012). Thailand technology needs assessments report for climate change mitigation

第3章 タイのエネルギー・電力事情とその計画

飯沼 芳樹、渡里 直広

3-1 エネルギー関係の行政機関

タイでは、エネルギー省（Ministry of Energy）がエネルギー部門を統括しており、その下に再生可能エネルギーや省エネルギー等を管掌する代替エネルギー開発・効率化局（DEDE：Department of Alternative Energy Development and Efficiency）等の部局が置かれている。エネルギー省以外の電力関係組織としては、エネルギー関係の政策を策定する国家エネルギー政策委員会（NEPC：National Energy Policy Council）等がある。また、いずれにも属さない独立した機関としてエネルギー規制委員会（ERC：Energy Regulatory Commission）がある。主な組織の概略は下記のとおり。

(1) 国家エネルギー政策委員会（NEPC）

首相が委員長を務めており、首相が指名したメンバーから構成される国のエネルギー政策の最高意思決定機関であり、電気料金の最終決定も行っている。

(2) エネルギー省

電気事業を含むエネルギー部門を統括している。

(3) 代替エネルギー開発・効率化局（DEDE）

もともと首相府直轄であったNational Energy Authority（NEA）を再編する形で、2003年にエネルギー省の部局として設置された組織である。

DEDEは、エネルギーの効率化、省エネルギーに関する規制、代替エネルギーの普及に関する技術移転等を実施している。

(4) エネルギー規制委員会（ERC）

2007年12月に設立された独立機関であり、電力分野における事業ライセンスの交付や電気料金の査定などもここで行われている。

3-2 エネルギー政策

3-2-1 エネルギー政策の概要

タイのエネルギー政策は、原子力・再生可能エネルギー・省エネルギーと、領域毎に計画が設定されている。近年における電力設備拡張計画（PDP：Power Development Plan）は、各領域における計画の目標を踏まえた形となっているが、その上位に立つエネルギー全般を俯瞰した具体的な戦略はない状況である。

現時点で、タイのエネルギー政策において中心的な位置を占めているものは、省エネルギー政策と代替エネルギー政策である。以下でその両政策を概観する。

3-2-2 省エネルギー政策

タイ政府は2011年12月に「Thailand 20-Year Energy Efficiency Development Plan (2011-2030)」を閣議決定した。この計画では、2030年における単位GDP当りのエネルギー消費量を2005年比で25%改善するとともに、消費量についても年率3.9%増加を想定したBAU (Business-As-Usual) ケースに対して20%削減(3万ktoe相当)を目標としている。

2030年時点での削減目標を部門別に振り分けたものを表3-1に示す。電力量としては、工業部門で33,500GWh、商業ビルおよび家庭部門で50,640GWhの削減余地があると見込まれている。

表3-1 セクター別エネルギー削減可能量(2030年時点)

部門	技術的可能量			目標 (ktoe)	割合 (%)
	熱 (ktoe)	電気 (GWh)	計(ktoe)		
工業	10,950	33,500	13,790	11,300	37.7
商業ビル ・家庭	大規模商業ビル	410	27,420	2,300	7.6
	小規模商業ビル・家庭	1,690	23,220	3,670	10.0
運輸	16,250	—	16,250	13,400	44.7
合計	29,300	84,140	36,450	30,000	100.0

[出所] Ministry of Energy, Thailand 20-Year Energy Efficiency Development Plan (2011-2030)をもとに作成。

3-2-3 再生可能エネルギー政策

タイ政府は、再生可能エネルギー利用に向けたタイ国内外における関心の高まりを受けて、2009年から矢継ぎ早に再生可能エネルギー導入計画を発表している。以下にその概要を述べる。

(1) 再生可能エネルギー開発計画 (REDP 2008-2022) の策定(2009年)

DEDEは、以下に示す5項目を目的として、「15カ年再生可能エネルギー開発計画 (REDP: Renewable Energy Development Plan (2008-2022))」を作成、同計画は2009年1月に閣議決定された。同計画では、2022年までの15年間でエネルギー消費中の再生可能エネルギー比率20.3%を目標としている。

(2) 代替エネルギー開発計画 (AEDP 2012-2021) の策定(2011年)

タイ政府は、その後の再生可能エネルギーに対する関心の更なる高まりを受けて2011年12月、REDPを改訂して代替エネルギー開発計画 (AEDP: Renewable and Alternative Energy Development Plan (2012-2021)) を閣議決定した。

AEDPは、2年前に策定されたREDPの目標に大きく上乗せして、エネルギー消費に占める再エネシェアの目標値を20.3%から25%とするとともに、最終目標年限を1年前倒しして2021年とした(電力に関する目標は表3-6参照)。

(3) 代替エネルギー開発計画（AEDP 2012-2021）の改訂(2013年)

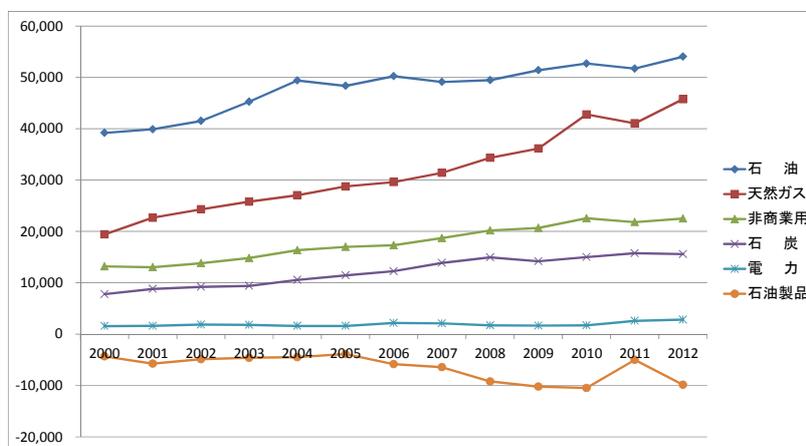
2013年7月に改訂されたAEDPの中で、全体の目標である「エネルギー消費に占める再エネのシェアを2021年時点で25%」は据え置いたものの、バイオガス発電の大幅な積み増し等、分野別に見ると大幅な見直しが図られている。バイオガス発電に関して、象などの飼料として栽培されるネピアグラス（イネ科の多年草で成長が非常に速い）の利用により従前の600MWから6倍の3,600MWに引き上げられている他、水力発電から揚水発電の部分が除外されている（電力に関する目標は表3-6参照）。

3-3 エネルギー需給

3-3-1 一次エネルギー供給

2012年の一次エネルギー供給量は約13.8万石油換算1,000トン（ktoe）となっている。このうち、国内生産量は約7.7万ktoeで、エネルギー自給率は58.9%となっている。2000～2012年の一次エネルギー供給量は一貫して増加しており、2012年は2000年の7.7万ktoeに対し、およそ1.7倍に拡大している。中でも天然ガスの拡大は顕著で、2000年には約1.9万ktoeであったものが、2012年には4.6万ktoeと、約2.4倍に増加している。

図3-1 一次エネルギー供給量
(単位：ktoe)



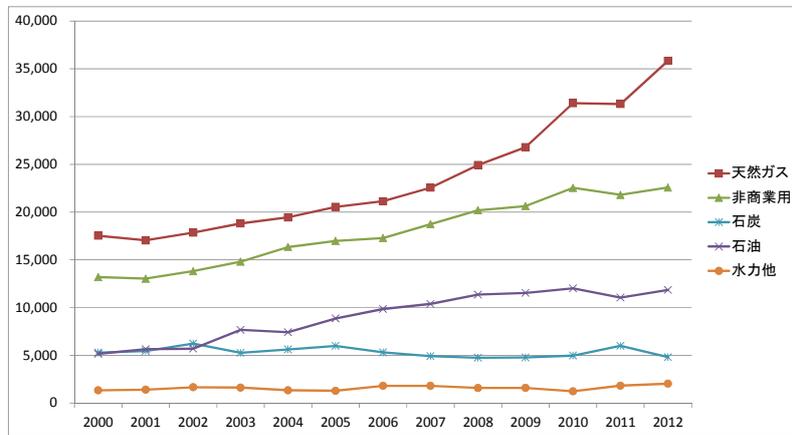
注：石油にはコンデンセートを含む。電力には水力発電を含む。

[出所] DEDE, Thailand Energy Situation 各年版をもとに作成。

3-3-2 一次エネルギー国内生産

2012年におけるタイの一次エネルギー国内生産量は約7.7万ktoeで、うち半分弱の約3.6万ktoeを天然ガスが占める。2011年は大洪水の影響による需要減等の影響で横ばいとなっているものの、2012年には再び生産が急伸しており、特に石油と天然ガスの生産量は2000年から2012年までの間にそれぞれ約2.3倍、2.1倍に増加している。

図 3-2 一次エネルギー国内生産量
(単位：ktoe)



注：石油にはコンデンセートを含む。

[出所] DEDE, Thailand Energy Situation 各年版をもとに作成。

3-3-3 一次エネルギー輸入

一方、2012年における総輸入量は約7.0万ktoeで、うち6割強の約4.3万ktoeを石油が占めている。天然ガスは、ミャンマーから輸入を開始した1998年以降ほぼ一貫して増加してきたが、2011年には対前年で減少。これは、同年に発生したガスパイプラインのトラブルによる供給量の減少等によるものと考えられる。その他、石炭についても2000年以降ほぼ一貫して増加傾向にある他、電力についても、ラオスからの輸入増により年々増加する傾向にある。

3-3-4 一次エネルギー輸出

一次エネルギーの輸出量は、2011年には大洪水の影響により対前年7.5%の減少となったが、2012年には約1.3万ktoeと、2010年を上回る水準にまで回復している。なお、2011年に石油製品の輸出が大きく減少したのは、大洪水の影響により、軽油・灯油の国内需要が急増したためである。

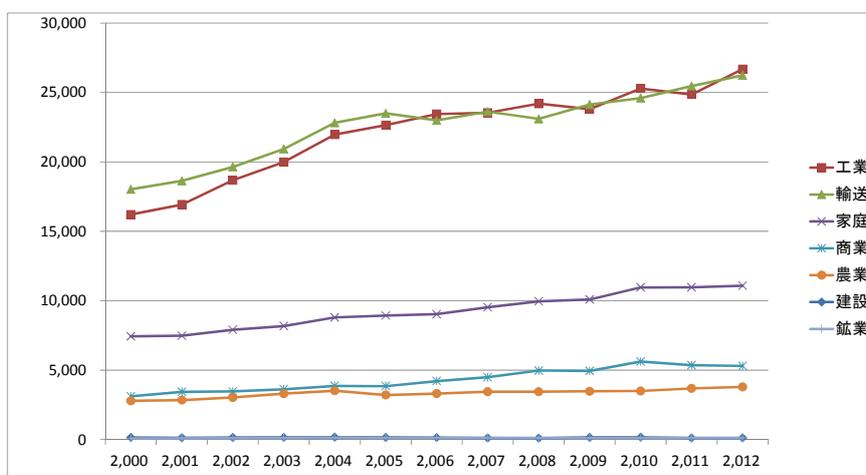
3-3-5 最終エネルギー消費

最終エネルギー消費量は、大洪水の影響で2011年こそほぼ横ばいとなったものの、これを除くとほぼ一貫して増加傾向となっており、2000年から2012年までの12年間で約53%の増加となっている。

2012年の消費量をエネルギー源別に見ると、工業用が36.4%、輸送用が35.8%と合計で7割を超えており、世界各国の企業が工場を設置する同国の特徴を表す数値となっている。

図3-3 最終エネルギー消費量（用途別）

（単位：ktoe）



〔出所〕 DEDE, Thailand Energy Situation 各年版をもとに作成。

3-4 エネルギー資源

タイは、天然ガスをはじめとして一定量の資源を有しているが、いずれも長期間にわたり国内需要を満たす量は確認されていない。政府は国内資源の開発に注力しているものの、一次エネルギー供給の5割近くを輸入に依存している。

3-4-1 再生可能エネルギー（除く：水力）

(1) 太陽光・太陽熱

タイは、太陽照射に恵まれており、DEDE と Silpacorn 大学が共同で行った調査では、全土における太陽照射量は、一日当たり 18.2MJ/m^2 と推定されている。

特に、電力需要のピーク期である4～5月の照射量は $20\sim 24\text{MJ/m}^2$ に達すると分析されている。こうした豊富なポテンシャルを背景に、タイ政府は、天然ガス依存低減と地球温暖化対応を企図した再生可能エネルギー発電の推進の切り札のひとつとして太陽光・太陽熱利用を挙げている。

(2) バイオマス

米国農務省統計によると、タイの砂糖生産量はブラジル、インド、EU、中国に次いで世界第5位に入り（2010/11年度）、コメ生産量でも世界第6位（2011年度）となる等、タイは世界的な農業国であり、再生可能エネルギー発電でもバイオマス利用が非常に大きな位置を占めている。

バイオマス燃料としては、サトウキビの搾りかす（バガス）、米もみ殻のほか、パーム等の農業残渣が用いられている。このうち、現在、最も利用されているのがバガスであり、バガスは砂糖工場用の電力・熱源として既にかなり利用が進んだ状況にある。ただし、現状におけるバガスの電力変換効率はかなり低く、ボイラーあるいはタービンを更新するだ

けで、発電電力量の倍増（現状は 1,000GWh 強）も可能という分析もある。

(3) 風力

タイにおける風況は、モンスーンの影響を受け、平均風速は南部および中部において比較的強くなっている。

(4) バイオガス

前述のとおりタイは大農業国であり、また養豚など畜産業も盛んである。このため、例えば、澱粉工場の有機排水や豚の堆肥からはメタン等が出るが、これが大気中に放出されて周辺住民からの苦情となっているケースも散見された。

これを回収して発電用に利用することは、再生可能資源の有効利用のみならず、周辺への環境対策や、大気中へのメタン放出削減という観点からも関心を集めており、先般発表された AEDP 改訂版ではネピアグラスの活用により目標値が大幅に上方修正された。

3-4-2 水力

タイはその国土の大半を平野が占め、また流域が国土の 3 割を占める大河川の勾配が非常に小さいことから、タイ全体で水力の適地が限られていることが想像できる。よって、タイの電源開発計画においては国内では揚水以外の大規模な水力開発は計画されていない。また、水力開発が計画されないもう一つの要因として、タイ国内での電源開発に対する反対運動が挙げられる。タイでは電源開発に対する地元地域や NGO 等の反対の機運が非常に高く、特に大規模な土地改変を伴う水力開発が反発を受けることは必至である。

3-4-3 石炭（含む褐炭）

2010 年末の石炭確認埋蔵量は 11.8 億トンであり、2011 年の生産量 2,133 万トンを基準とすると可採年数は 55 年となり、石油（可採年数=5 年）や天然ガス（可採年数=10 年）に比べ豊富にみえる。しかし、その品位は水分が多く発熱量も非常に低い所謂、褐炭である。

最大の国内炭鉱は、チェンマイの南東に位置する Mae Moh 炭鉱である。同炭鉱は、褐炭ではあるが、タイ全体の約半分にのぼる豊富な埋蔵量を有し、生産量も年間 1,500 万トンを超えてタイ国内における総生産量の 8 割強を占めている。同炭鉱の生産者は、EGAT であり、全量が炭鉱近傍の Mae Moh 石炭火力発電所（総出力 2.4GW）における発電用燃料として使用されている。

タイは石炭の輸入も行っており、至近ではその量も増加、2011 年には 1,600 万トン強に達し、石炭消費量全体の半分近くを占めるに至っている。発電用石炭について特徴的なのは、EGAT が褐炭を使用しているのに対し、IPP や SPP は輸入された瀝青炭や亜瀝青炭を利用していることである。

3-4-4 石油

2011 年における石油（原油およびコンデンセート）の国内生産量は日量 22 万バレル強と、

前年比微減となった。2010年までは僅かながらほぼ毎年増加を続けていたが、確認埋蔵量は2010年末時点で4.42億バレルとなっており、可採年数も約5年と、非常に短いものとなっている。

石油生産は、Sirikit油田など内陸部でも行われてはいるが、タイ湾における海底油田開発が進んだ結果、現在では、生産の87%は洋上生産である。なお、タイでは、有形製品(tangible products)の生産事業に関し外資規制は原則存在しない。実際、油ガス田の探鉱・開発に関しては、外資が進出しており、特にシェブロンは最大手となっている。

タイにおける石油需要は生産量を大きく上回っており、大量の原油が輸入されている。輸入量は、需要抑制策と国内生産増加で、2004年以降は日量80万バレル強程度でほぼ横ばいで推移している。一方、石油精製設備は2010年時点で能力合計が日量120万バレル弱に達しており、90年代後半以降は製品生産量が国内需要を上回っている。この結果、石油製品に関しては輸出国となっており、輸出量も2008年以降日量20万バレルを超えている。なお、その半分近くはディーゼルである。

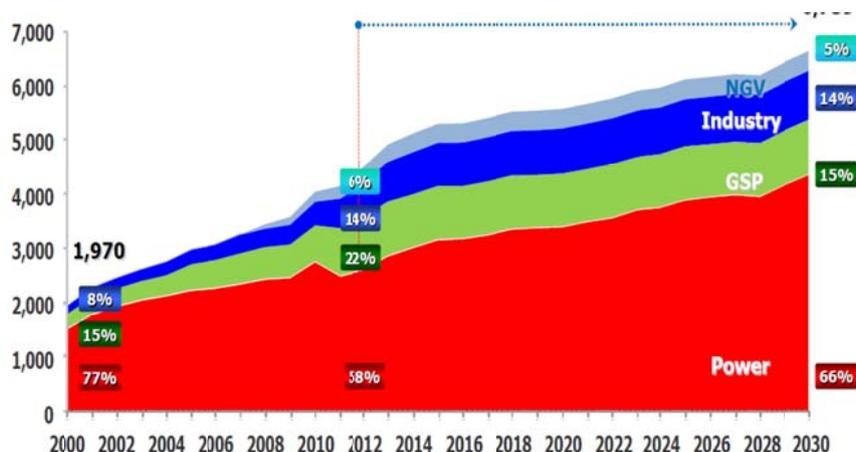
3-4-5 天然ガス

(1) 天然ガス供給と国内生産

2011年の天然ガス国内生産量は日量35.8億立方フィート(CF/日)に達し、ガス供給量の約8割を占めている。天然ガス生産量は、タイ湾における洋上開発が進んだことにより、近年ではガス需要の増加をほぼ吸収する形で増加を続けているが、同国の天然ガス確認埋蔵量は2010年末時点で10.6兆CFであり、可採年数は約10年と、資源量には限界がある。

一方、タイにおける天然ガス需要を用途別にみると、発電用が全体の8割以上を占める。図3-4のとおり発電用需要の増加は今後も継続する見通しであり、需要増を国内生産だけで賄うことは困難になるとみられる。

図3-4 タイにおける天然ガス需要予測(単位:百万CF/日)



[出所] 海外電力調査会資料(PTT資料をもとに作成)。

(2) 天然ガス輸入

こうした状況を踏まえ、タイは隣国であるミャンマーからの天然ガス輸入に早くから積極的に取り組んだ。現在では、アンダマン海に位置する Yadana ガス田-Ratchaburi (1998 年完成) と同じくアンダマン海の Yetagun ガス田-Rachaburi (2000 年完成) という 2 本のパイプラインでミャンマー産の天然ガスが輸入されている。ミャンマー産天然ガスの輸入量は、2005 年以降は 9 億 CF/日前後に達しており、タイにおけるガス需要の 2~3 割を賄っている。ただし、ミャンマーのオフショア・ガス田からのガスは、単位発熱量が低く、取扱いの困難さも指摘されている。

3-4-6 今後の石油・天然ガスの国内生産見通し

政府は石油・天然ガスの国内生産見通しについて、その資源量制約等から将明るい見通しは持っていない。DMF は先行き 5 年の石油・天然ガス供給計画を作成しているが、2010 年に発表された同計画では、天然ガスは 2012 年、石油は 2010 年を境に頭打ちとなることが想定されている。

3-4-7 今後の対応策（国外資源開発への進出と LNG 受入開始）

タイ国内の資源には上記のとおり限界があることから、国営企業である PTT グループが実施主体となり、周辺国をはじめとする国外での資源開発に進出するとともに、LNG 受入基地を建設・受入を開始するなどの対応策を取っている。

(1) 国外（含む隣国との共同開発）における資源開発への進出

国営タイ石油開発公社 (PTTEP) は、タイへの供給を視野に置きつつ、近隣諸国を中心とした海外資源投資を積極的に行っている。PTTEP が参画しているタイ国外における主な資源開発案件は、12 か国 23 案件にのぼる。中でも特に注目されるのが、マレーシアとの共同開発案件とミャンマー案件である。

① マレーシアとの共同開発案件

マレーシアとの国境海域 7,250km² におけるオフショア・ガス田 (MTJDA : Malaysia-Thailand Joint Development Area) を、タイ・マレーシアが共同開発しているもの。MTJDA からの天然ガス生産は 2005 年から開始され、その後、順調に増加しており、2011 年における生産量は、タイの引取分だけで 7.6 億 CF/日に達し、国内生産量の 20% 強を占めるまでに至っている。

② ミャンマー案件

現在、ミャンマーから輸入している天然ガスは、Yadana、Yetagun 両ガス田からのものである。PTTEP は、両ガス田でのオペレーターではないものの、Yadana では 25.50%、Yetagun でも 19.32% の権益を有している。両ガス田からタイへの輸入は、共に 30 年間の長期売買契約 (タイ側契約当事者は PTT) に基づいたもので、2020 年代後半までカバーされている。両ガス田で生産される天然ガスのうち、Yadana からは生産の約 8 割、Yetagun

からは生産のほぼ全量がタイに輸入されている。

両ガス田に加え、PTTEP では、他のガス田開発に積極的に取り組んでいる。まず、Yadana ガス田のさらに沖合の M9 (Zawtika) ガス田を開発し、80%の権益を握るとともに、PTT 向けに 30 年契約を締結した。なお、同ガス田からは 2016 年以降には生産量の 8 割に相当する 2.4 億 CF/日がタイに輸出される見込みであった。しかし、急激な経済発展に伴う ミャンマー側からの要求で、その後タイ側は同国輸入量を 1.8 億 CF/日へ削減することに応じている。これに加えて、2013 年 4 月には、ミャンマーガス田における施設の定期検査がタイの電力不足をもたらす懸念が生じて大問題となった。

(2) LNG 基地建設と受入の開始

2011 年 9 月に商業運転を開始した、タイ湾沿岸の Map Ta Phut における LNG ターミナルは、年間 500 万トンの受入れ能力を有している。同ターミナルについては、さらに年間 1000 万トンへの拡張を内容とするフェーズ 2 が 2016 年の完成を目指して進められている。なお、2011 年の同ターミナルの LNG 受入量は合計 70 万トン強となっており、輸入相手国はカタール、ペルー、ロシア、ナイジェリア、インドネシア等と多岐にわたっている。

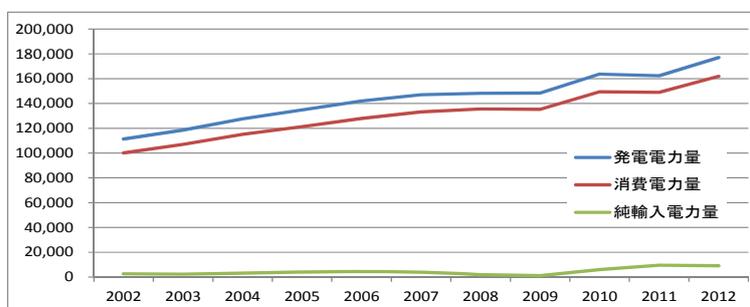
3-5 電力需給バランス

3-5-1 概要

発電電力量、消費電力量は、2000 年代はリーマン・ショック後の 2009 年を除き、ほぼ一貫して増加傾向にあったが、2011 年には共に減少に転じた。これは 2011 年後半に発生した大洪水の影響で、バンコク市内や多くの工業団地が被災して需要が減少（対前年▲0.3%）、同時に数カ所の発電所が浸水被害を受けて停止したこと等により同時に発電量も減少した（同▲0.8%）ことによる。同国では輸入電力量を増加（同+49%）させてこれに対応した。なお、2012 年には発電量が対前年+9.0%、需要量が同+8.7%となり、前年の大洪水から経済が順調に回復していることを示している。

図 3-5 電力需給バランスの推移

(単位：百万 kWh)



[出所] EPPO

3-5-2 隣国との電力取引

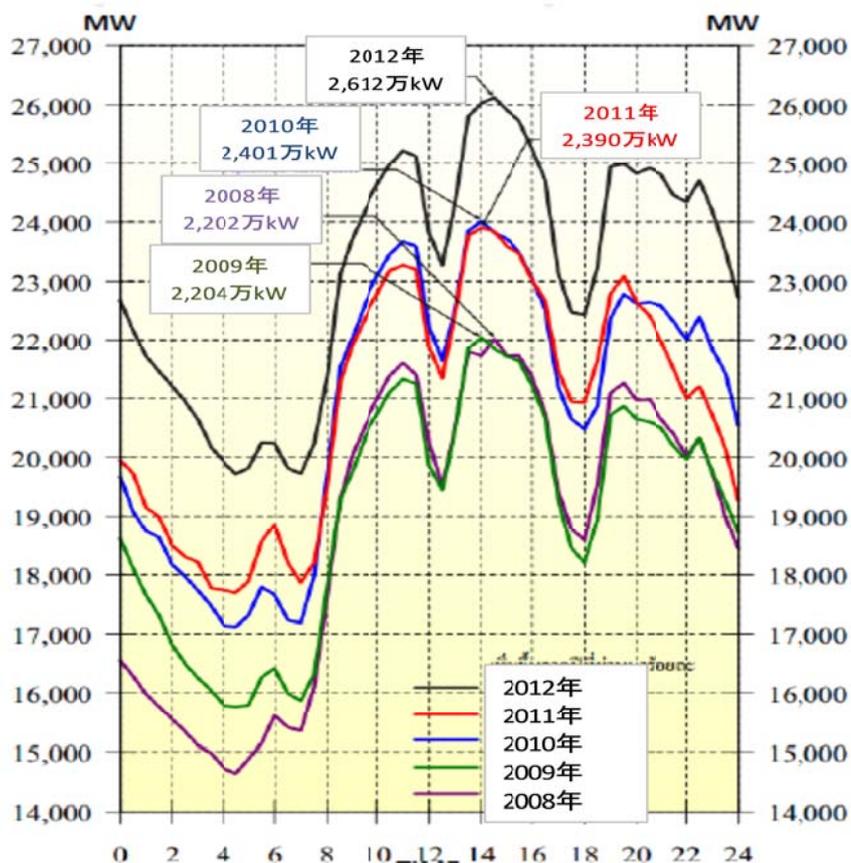
隣国からの電力輸入は、2012年には2002年の約3.7倍にあたる10,527GWhに達している。これは、ラオスとの間で電力購入契約（PPA：Power Purchase Agreement）が締結されているNam Theun2水力発電所（出力948MW）が2010年に、Nam Ngum2水力発電所（出力596.6MW）が2011年に運転を開始していること等によるものである。

3-5-3 最大電力の推移

2008～2012年の最大電力発生日における日負荷曲線の推移を図3-6に示す。最大電力は2010年には対前年+8.9%の2,401万kWを記録。2011年は対前年0.5%減の2,390万kWと足踏みしたものの、大洪水後の2012年には、経済の回復基調を反映して、対前年9.2%増の2,612万kWを記録している。

なお、2013年についても5月16日に2,660万kWの最大電力を記録、前年記録を更に更新した。

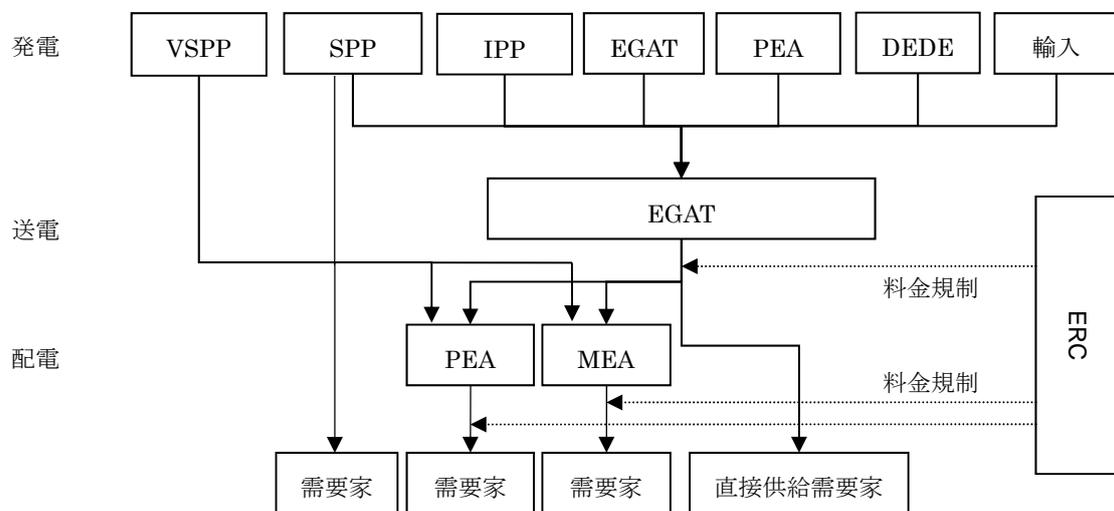
図3-6 最大電力発生日の日負荷曲線（2008～2012年）



[出所] EGAT 資料

3-6 電気事業体制

図3-7 タイの電気事業体制図



[出所] EGAT 資料等をもとに作成。

現在のタイの電気事業体制は図3-7のようになっている。これに基づきタイの電気事業体制に関して以下に概観する。

3-6-1 電気事業者

(1) タイ発電公社 (EGAT)

EGAT は、1969年5月に「ヤンヒー電力公社」(YEA)、「褐炭公社」(LA)、「東北電力公社」(NEEA)の3社が合併して設立された公営の発送電事業者である(管轄はエネルギー省)。その後、長らく国内の発送電事業を独占してきたが、後述する電気事業自由化の流れで1992年から独立系発電事業者(IPP)や小規模発電事業者(SPP)が発電部門に参入したため、以降はオフテーカー(電力購入者)としての役割も果すようになった。

2011年末時点で、EGATは電気事業者全体(自家発を除く)の発電設備容量の51.3%(14,998MW)を所有・運転している。また、IPPやSPP、近隣諸国より電力を購入し、配電事業者(MEAとPEA)に卸供給を行うとともに、大口需要家への直接供給も行っている。さらに、送変電設備や給電設備を保有し、系統運用も行っている。

(2) 首都圏配電公社 (MEA)

MEAは、EGATが設立される以前の1958年に「バンコク電気会社」と政府の「発電局」が合併し設立された(管轄は内務省)。2012年現在、MEAは、首都バンコクと隣接する2つの県で配電事業を行っている。

(3) 地方配電公社 (PEA)

PEAは、1960年に地方電化の推進を目的に設立された(管轄は内務省)。MEAの管轄以外の地域(73県)を4つのグループに分けて配電事業を行っており、営業区域はタイ全土

の99%を占めている。

(4) 独立系発電事業者 (IPP)

タイでは、1992年から発電分野への民間資本参加が可能となった。まず、EGATから分離・独立する形で Electricity Generating Public Co., Ltd (EGCO) が設立された後、1994年にはIPPの公募(第一次)が開始された。公募はフェーズI(1996年～2000年運開、3カ所出力計1,750MW)とフェーズII(2001年以降運開、4カ所出力計4,927.5MW)に分けられ、7つのプロジェクトが選ばれた。

次いで、2007年12月に第二次(2012年～2014年運開分)の公募が行われ、新たに4プロジェクト(総出力4,400MW)が選定された。そして、2012年12月4日には、5,400MWにのぼる第三次(2021～2026年運開分)の公募が発表され、2013年7月に5,000MW分が最終リストに残っていることが明らかにされた。

IPPは、EGCOやRatchaburiのようなEGATから分離された事業者と、それ以外の事業者とに大別される。

(5) 小規模発電事業者 (SPP)

SPPは、10MW超90MW以下の電力をEGATに売却する発電事業者である。天然ガス、石炭等の従来型燃料を用いたコージェネや、ゴミ、バイオマス、太陽光・太陽熱等の再生可能エネルギーを利用してエネルギー利用効率を上げるとともに、石油輸入・使用の削減を図ること等を目的として1992年に導入された。

2012年3月時点でのSPPの状況は、SPPからEGATへの売電容量合計が2,554MWとなっている。なお、日系企業では中部電力、関西電力、電源開発等が参画している。

(6) 極小規模発電事業者 (VSPP)

VSPPは、10MW以下の電力を配電会社(MEAまたはPEA)に売却する極小規模発電事業者である。再生可能エネルギーの開発を促進するため、2002年5月にVSPPに関する法律が制定された。VSPPの対象は、2006年にそれまで1MWであった売電容量の上限が10MWまでに拡大されるとともに、コージェネにも適用されることになった。

2012年3月時点でのVSPPの状況をみると、売電容量は682MWに達している。

3-6-2 電気事業政策の経緯

(1) アジア危機の影響とEGAT民営化への動き

1997年のアジア危機は、タイ経済に大きな打撃を与え、非常に厳しい情勢となった。IMFに要請を余儀なくされたタイ政府は、「Master Plan for State Sector Reform」を作成、そこでは、全面自由化を追求する内容が盛り込まれた。

しかしながら、2001年に政権の座に就いたタクシン首相は、政権獲得直後に前政権の電力プール案を放棄する方針を固め、構造的な変更は殆ど行わず、EGATを株式会社化して株式を市場で売却する方針を示した。

タクシン首相は2005年3月に再選を果たすと、同年6月にはEGATを株式会社化して株

式公開の方針を具体化させた。これに対して、消費者団体は、これは公益侵害に当たるとして最高行政裁判所（Supreme Administrative Court）に提訴、裁判所側は、この訴えを認め、2006年3月に上場差止めと組織転換を命令した。これに基づき、EGAT 民営化は中止され、公社体制に復帰している。

3-6-3 電力分野における再生可能エネルギー支援策

(1) 再生可能エネルギー発電支援策の概要

タイでは、発電分野における天然ガス依存の軽減と国産資源の活用の観点から、再生可能エネルギー発電の利用促進へ向け、2005 年前後から様々な方策が講じられている。中でも SPP・VSPP の再生可能エネルギー電力に対する電力買取割増金制度（Adder）が注目されているが、再生可能エネルギー発電事業者への助成としては、Adder の他、税制優遇などの措置が講じられた。

(2) Adder の概要

Adder は、SPP や VSPP が再生可能エネルギーを利用して発電した電力を、SPP の場合 EGAT に、VSPP の場合 MEA あるいは PEA に売電する際に、通常の売電価格に割増金として上乗せされるものである。

Adder は、電気料金の自動調整条項（Ft）の算入項目のひとつであり、需要家の電気料金に転嫁される。このため、Adder の水準および Adder 申請者の水準には行政当局にとっても重要事項である。燃料種別ごとの Adder の割増金を表 3-2 に、Adder の導入決定以降の経緯を表 3-3 に示す。

表 3-2 燃料種別ごとの Adder 割増金（単位：パーツ/kWh）

燃料種別	売電容量/ 発電方法	Adder		Adder 割増 【注】	期間 (年)
		VSPP 向け	SPP 向け		
バイオマス	1 MW 以下	0.5	—	1.0	7
	1 MW 超	0.3	Bidding	1.0	7
バイオガス	1 MW 以下	0.5	—	1.0	7
	1 MW 超	0.3	Bidding	1.0	7
MSW（ゴミ）	埋立等	2.5	2.5	1.0	7
	焼却	3.5	3.5	1.0	7
風力	50kW 以下	4.5	—	1.5	10
	50kW 超	3.5	3.5	1.5	10
小水力	50-200kW	0.8	—	1.0	7
	50kW 未満	1.5	—	1.0	7
太陽光・太陽熱		8.0→6.5	8.0→6.5	1.5	10

注:以下の何れかに該当する場合、Adder に割増が追加される。①南部 3 県に所在する場合、
②設置によりディーゼル発電が代替される場合

[出所] DEDE, Overview of Biomass Power Project in Thailand

表 3-3 Adder を巡る動き

年 月	主な動き																																	
2006 年 12 月	NEPC、Adder 制度の導入を決定。 なお、NEPC は 2006 年 9 月、VSPP の売電容量上限を 1MW から 10MW に拡大、12 月には SPP の募集数量を 3,200MW から 4,000MW に拡大するなど、Adder 適用対象となる SPP/VSPP 自体の枠組を拡大。																																	
2007 年 2~4 月	MEA と PEA は Adder を加えた買電価格をベースとした VSPP を募集、EGAT は Adder を加えた買電価格をベースとした SPP を募集。当初の Adder のレートは以下の通り。適用期間は何れも 7 年間。 <SPP 向け> <table border="1" data-bbox="459 999 1155 1256"> <thead> <tr> <th>Fuel</th> <th>Adder (Baht/kWh)</th> <th>Purchase Capacity (MW)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>MSW</td> <td>2.50</td> <td>100</td> </tr> <tr> <td>Wind</td> <td>2.50</td> <td rowspan="2">115</td> </tr> <tr> <td>Solar</td> <td>8.00</td> </tr> <tr> <td>Other RE Types</td> <td>0.30</td> <td>300</td> </tr> <tr> <td colspan="2">Total</td> <td>530</td> </tr> </tbody> </table> <VSPP 向け> <table border="1" data-bbox="459 1352 1134 1675"> <thead> <tr> <th>Fuel/Technology</th> <th>Adder (Baht/kWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Biomass</td> <td>0.30 (US¢ 0.88)</td> </tr> <tr> <td>Biogas</td> <td>0.30</td> </tr> <tr> <td>Mini-hydro (50-200 kW)</td> <td>0.40 (US¢ 1.18)</td> </tr> <tr> <td>Micro-hydro (< 50 kW)</td> <td>0.80 (US¢ 2.35)</td> </tr> <tr> <td>MSW</td> <td>2.50 (US¢ 7.35)</td> </tr> <tr> <td>Wind</td> <td>2.50</td> </tr> <tr> <td>Solar</td> <td>8.0 (US¢ 23.53)</td> </tr> </tbody> </table> [出所] いずれも Dr. Pallapa (ERC) , Thailand's Approach to Promoting Clean Energy in the Electric Sector. このうち、SPP 向けがバイオマス等の Adder レートは、入札により決定された。(但し、0.3 バーツ/kWh を上限値として設定)	Fuel	Adder (Baht/kWh)	Purchase Capacity (MW)	MSW	2.50	100	Wind	2.50	115	Solar	8.00	Other RE Types	0.30	300	Total		530	Fuel/Technology	Adder (Baht/kWh)	Biomass	0.30 (US¢ 0.88)	Biogas	0.30	Mini-hydro (50-200 kW)	0.40 (US¢ 1.18)	Micro-hydro (< 50 kW)	0.80 (US¢ 2.35)	MSW	2.50 (US¢ 7.35)	Wind	2.50	Solar	8.0 (US¢ 23.53)
Fuel	Adder (Baht/kWh)	Purchase Capacity (MW)																																
MSW	2.50	100																																
Wind	2.50	115																																
Solar	8.00																																	
Other RE Types	0.30	300																																
Total		530																																
Fuel/Technology	Adder (Baht/kWh)																																	
Biomass	0.30 (US¢ 0.88)																																	
Biogas	0.30																																	
Mini-hydro (50-200 kW)	0.40 (US¢ 1.18)																																	
Micro-hydro (< 50 kW)	0.80 (US¢ 2.35)																																	
MSW	2.50 (US¢ 7.35)																																	
Wind	2.50																																	
Solar	8.0 (US¢ 23.53)																																	
2007 年 6 月	NEPC、最南部に位置するヤラー、パッターニー、ナラーティワート三県で適用される Adder に優遇レートを適用 (1~1.5 バーツ/kWh を上乘せ)。上記																																	

	三県は遠隔地であり、隣接した再生可能エネルギー発電の普及でコストダウンが期待できるとの理由。
2007年11月	NEPC、風力に対する Adder を引き上げ (2.5 バーツ/kWh→3.5 バーツ/kWh)、さらに風力と太陽光・太陽熱の Adder 適用期間を延長 (7→10 年間)
2008 年下半期	太陽光発電関連機器等の価格が世界的に下落、Adder 適用申請が急増。太陽光・太陽熱利用の Adder 適用申請は、設備量ベースで 2,000MW 超 (その後 3,400MW 弱に達した) と、当時の再生可能エネルギー開発計画(Renewable Energy Development Plan)の 2022 年目標値 500MW を遥かに上回った。但し、中小企業による転売目的の契約申請が大多数との見方。
2009 年 3 月	NEPC、8 月以降の Adder 申請には、200 バーツ/kWh の申込み保証金が必要となる旨を決定。他方、Adder の水準を一部引き上げ、加えてディーゼル火力近隣におけるプロジェクトに関しては優遇レートを適用 (1~1.5 バーツ/kWh を上乘せ)。
2010 年 6 月	NEPC、申請中で売電契約未締結の太陽光・太陽熱案件に対する Adder を 8 バーツ/kWh から 6.5 バーツ/kWh に引き下げるとともに、新規申込み受付の見合わせを決定。同日、NEPC は再生可能エネルギー発電案件の管理強化のため Managing Committee を設立、Adder 申請における必要書類が、財務面・土地収用面をはじめ大幅に増加。また、プログレスレポートの提出も義務化。

3-7 電力設備拡張計画

タイの電源開発計画は、送電系統開発計画も含む内容であり、Power Development Plan (PDP) と呼ばれる。PDP は、最近では、3 年を 1 期間として抜本的な見直しが行われ (最新のもの「PDP2010」)、期中でも計画内容の一部見直しが必要となった場合には、適宜修正 (Revision) が実施される。

3-7-1 電力需要想定

現時点で最新の計画である「PDP2010 R3」の策定にあたっては、国家経済社会開発庁 (NESDB : National Economic and Social Development Board) が 2011 年 11 月に推計した経済指標 (2012~2030 年までの年平均実質 GDP 成長率 4.4%) に加え、①省エネルギー効果 (2011 年 12 月に承認された「エネルギー効率化推進計画」における、「2030 年までに単位 GDP あたりエネルギー消費量を 2005 年比 25%削減する」との内容)、②2012 年の電力需要 (ピーク需要、電力量) の急伸、を反映したものとなっている。

3-7-2 電源開発計画

(1) 近年における電源開発計画の概要

① PDP2010

2010年3月に成立したPDP2010の内容を表3-4に示す。再生可能エネルギー発電の検討にあたり、2009年1月に閣議決定された「再生可能エネルギー推進15年計画(REDP: Renewable Energy Development Plan, 2008-2022)」の内容も考慮したこと、また、DSM効果も計画内容に反映したことから、「グリーンPDP」とも呼ばれている。

表3-4 PDP2010の概要

<設備容量>	[MW]	<新規電源内訳>	[MW]
2009年末現在	29,213	原子力	5,000
新規電源(～2030年)	54,005	コンバインドサイクル	16,670
廃止電源(～2030年)	▲17,671	石炭火力	8,400
2030年時点設備容量	65,547	水力	512
		コージェネ	7,137
		再生可能	4,617
		電力輸入	11,669

[出所] PDP2010

② PDP2010R1 および R2

PDP2010の決定後、2010年11月にはPDP2010R1が、福島第一原子力事故後の2011年5月にはPDP2010R2がそれぞれ成立した。これらの小規模改訂では、一部火力の運開が前倒しされた他、2020年に予定されていた原子力発電の初号機の運転開始が2023年に繰り延べられるとともに2030年までの原子力新設も5,000MWから4,000MWに縮小された。

③ PDP2010R3

PDP2010R3は2012年6月に成立した。今回改訂にあたっては、1) Energy Efficiency Development Plan (2011-2030)の内容との整合性、2) 電力需要想定の見直し、3) Alternative Energy Development Plan (AEDP 2012-21)との整合性、4) 福島第一原子力事故以降の原子力情勢の反映とその影響への対応、5) 供給信頼度確保面からの検討、等の諸条件が検討され、主たるポイントは以下のとおりとなっている。

- 1) 電力需要は、省エネ効果を加味しても増加を続け、ピーク需要は、2030年度には、2011年度よりも28,186MW増加して52,256MWに達する見込み。
- 2) 再生可能エネルギー発電設備(含む揚水発電)を大幅に拡充。2030年度までに、14,580MW(うち隣国における立地分5,099MW)を新設。期間中、廃止が見込まれる設備もあるが、既存の6,340.2MW(ラオスからの輸入分1,900MW弱を含む)と併せ、2030年における再生可能エネルギー発電設備は、20,546.3MWとなり、発電設備全体の29%を占める見込み。
- 3) 原子力建設計画は更に3年延期。1号機の運転開始は2026年度とし、2030年までの建設予定も2,000MWに削減(PDP2010では5,000MWを予定)。

- 4) 石炭火力の新設予定を大幅に削減。2030 年度までの新設分は 4,400MW にとどめる (PDP2010 では、8,400MW を予定)。
- 5) 輸入電力の増加を抑制。総発電設備に占める輸入電力シェアの上限について、PDP2010 においては 25%としていたが、R3 ではこれを 15%に引き下げ。この結果、2030 年度における輸入電力の予定量は 8,631MW にとどめる (PDP2010 では 11,969MW を予定)。
- 6) ガスコンバインドの建設予定を大幅に上方修正。PDP2010 では新設分 16,670MW であったが、これが PDP2010R3 では、25,451MW へと増加。

(2) 再生可能エネルギー発電の開発

PDP2010R3 の目玉の一つが再生可能エネルギー発電設備の増加である。PDP2010R3 には、AEDP が大きな影響を与えている。PDP2010R3 には AEDP との整合性が記載されており、PDP2010R3 の再生可能エネルギー発電設備計画量と AEDP における 2012 年から 2021 年までの目標量を比較すると表 3-5 のとおりとなり、合計値は極めて近い水準となっている。

表 3-5 PDP2010R3 の計画値と AEDP の目標値との比較 (単位: MW)

	PDP2010 R3 (A) [2021 年まで]	AEDP (B)	差 異 (A-B)
太陽光・太陽熱	1,806	2,000	▲194
風力	1,774	1,200	574
水力	3,061	1,608	1,453
バイオマス	2,379	3,630	▲1,251
バイオガス	22	600	▲578
ゴミ	335	160	175
その他 (水素・地熱等)	0	3	▲3
合計	9,377	9,201	351

[出所] 海電調資料(DEDE 資料をもとに作成)。

また、PDP2010R3 では、2021 年以降も各エネルギーのポテンシャルをベースに開発が継続されるとの見通しで計画が作成されており、今後 2030 年までに 14,580MW もの再生可能エネルギー発電設備の新設が計画されている。

更にタイ政府は 2013 年 7 月に AEDP の改訂版を発表。バイオガス発電に関して、象などの飼料として栽培されるネピアグラス (イネ科の多年草で成長が非常に速い) の利用により従前の 600MW から 6 倍の 3,600MW に引き上げられている他、水力発電から揚水発電の部分が除外されている。

表 3-6 AEDP (代替エネルギー開発計画) 2012-2021 (改訂版)

	最終目標値(2021年時点)	
	設備容量 (MW)	熱量 (Mtoe)
電力	13,927	5,370
風力	1,800	分野別は不詳
太陽光・熱	3,000	
水力	324	
バイオマス	4,800	
バイオガス	3,600	
ゴミ	400	
新エネルギー	3	

[出所] DEDE 訪問時入手資料をもとに作成。

(3) 原子力発電の開発

2010年3月に成立したPDP2010では、タイにおける原子力発電所初号機の運転開始が2020年、2030年断面で原子力発電の容量を5,000MWに拡大する計画となっていた。しかし、2011年3月の福島第一原子力発電所事故の影響で、2011年5月に承認されたPDP2010R2、さらに2012年6月に承認されたPDP2010R3では、初の原子力発電所運開時期が各3年(合計で6年)後倒しされた。

(4) 輸入電源の開発

タイでは自国での電源開発の難しさから、近年は隣国で電源開発を行って電力を輸入するスタイルが増えている。PDP2010でも隣国での開発計画が多く計上されていたが、PDP2010R3ではエネルギー安全保障の観点から、国内の電力を他国の電源に過度に頼らないよう、他国の電源の上限比率を引き下げている。

表 3-7 他国からの電力輸入の上限比率

輸入先の国数	他国電源の上限比率 (総設備容量に占める他国電源の設備容量の比率)	
	PDP2010	PDP2010R3
1 か国	13%	15%
2 か国	25%	
3 か国	33%	
4 か国	38%	

[出所] 海外電力調査会資料 (PDP2010 および R3 をもとに作成)。

他国での電源開発計画については、Xayaburi 水力を始めとして3プロジェクト(合計設備

容量 2,913MW) が電力購買契約まで完了、Nam Ngiep 水力を始めとして 3 プロジェクト (合計設備容量 1,099MW) が MOU 締結済である。これらが計画通りにいけば、2019 年までに 4,012MW の電力が隣国から調達可能となる。ただし、Xayaburi 水力については、市民団体から訴訟が提出された他、ベトナム政府がラオス政府に工事中断を求める等、開発は順調とは言い難い。

3-7-3 流通設備開発計画

(1) 送配電設備開発計画

EGAT は、PDP2010R3 の電源開発計画に沿って系統増強を進めている。総合すると、現在 500kV 系統が未整備の北東部地域では、建設中のラオス Nam Ngum3、Nam Theun1、Xayaburi 等の水力からの 500kV 送電線が当該地域を經由して北部地域南端に位置する Tha Tako で既存の 500kV 系統に接続される計画となっており、当該地域の系統強化につながると考えられる。

(2) 国際連系設備開発計画

① 国際連系の現状

タイは現在、ラオス (IPP の Nam Theun2 水力発電所と 500kV2 回線、Theun Hinboun 水力発電所・Houay Ho 水力発電所とそれぞれ 230kV2 回線で連系。また、水力発電所からの電力輸入あるいはラオスへの電力輸出のため Nam Ngum1 水力発電所系統、Khammouane 系統等と 115kV6 箇所計 10 回線で連系)、マレーシア (300kVHVDC (300MW)、132kV 連系 1 回線 (80MW) で連系)、カンボジア (115kV 送電線 1 回線 (契約容量 80MW) で連系) と接続している。

② 将来プラン

政府は、ラオス、マレーシア、ミャンマーおよび中国との間で電力取引に関する覚書を交わしており、2015 年までにラオスから 7,000MW、2011 年までにミャンマーから 1,500MW、さらに 2017 年までに中国から 3,000MW をそれぞれ受電することとなっている。

③ アセアン・パワーグリッド

ASEAN 全体において各国の電力会社を中心に「アセアン・パワーグリッド計画」が検討されている。

図 3-8 ASEAN POWER GRID プロジェクトの経過 (2011 年 6 月現在)



No.	区間		運開予定(最速)
1	マレーシア (マレー半島) - シンガポール (新規)		2018
2	タイ マレーシア	<ul style="list-style-type: none"> • Sadao - Bukit Keteri • Khlong Ngae - Gurun • Su Ngai Kolok - Rantau Panjang • Khlong Ngae - Gurun (2nd Phase, 300MW) 	運開済 運開済 2014 2016
3	マレーシア (サラワク州)-マレーシア (マレー半島)		2015~2021
4	マレーシア (マレー半島) - インドネシア (スマトラ)		2017
5	インドネシア (バタム島) - シンガポール		2015~2017
6	マレーシア (サラワク州) - インドネシア (西カリマンタン)		2015
7	フィリピン - マレーシア (サバ州)		2020
8	マレーシア (サラ ワク州) - マレー シア (サバ州) - ブルネイ	<ul style="list-style-type: none"> • Sarawak - Sabah • Sabah - Brunei • Sarawak - Brunei 	2020 未定 2012~2016
9	タイ - ラオス	<ul style="list-style-type: none"> • Roi Et 2 - Nam Theun 2 • Sakon Nakhon 2 - Thakhek - Theun Hinboun (増強) • Mae Moh 3 - Nan - Hong Sa • Udon Thani 3 - Nabong (500kV 昇圧) • Ubon Ratchathani 3 - Pak Xe - Xe Pian Xe Namnoy • Khon Kaen 4 - Loei 2 - Xayaburi • Thailand - LaoPDR (新規) 	運開済 2012 2015 2017 2018 2019 2015~2023
10	ラオス - ベトナム		2011~2016
11	タイ - ミャンマー		2016~2025
12	ベトナム - カンボジア (新規)		2017

13	ラオスーカンボジア	2013～2014
14	タイーカンボジア（新規）	2015～2017
15	マレーシア（東サバ）ーインドネシア（東カリマンタン）	未定
16	シンガポールーインドネシア（スマトラ）	2020

〔出所〕 EGAT、ホームページをもとに作成。

3-8 電気料金

電気料金については、卸売料金はエネルギー政策局（EPPO）、小売電気料金は国家エネルギー政策委員会（NEPC：National Energy Policy Council）がそれぞれ規制している。小売料金については、MEAとPEAは一部のメニューを除き、同一の料金体系を採用している。

3-8-1 卸売料金

EGATからMEAおよびPEAへの卸売料金については、発電料金・送電料金（kWhあたりの従量料金）、接続料金（MVA・年あたりの容量料金）及び力率料金（基準力率から逸脱した場合に徴収される）で構成される。発電料金・送電料金についてはピーク・オフピークの時間帯別に料金が異なる。

3-8-2 自動調整料金（Ft）

Ftは燃料費や電力購入費用（IPPからの購入や輸入を含む）などにおいて、事業者によるコントロールが困難な項目を電気料金に反映させるもので、4カ月を一つの期間として設定されており、各年の5～8月をベース期として期ごとに計算され、自動的に料金に反映される。

3-8-3 小売料金

タイの電気小売事業はMEAとPEAの2つの配電会社が行っている。電気料金改定にはNEPCの承認が必要となる。料金算定構造は、基本固定費（Base Tariff）にFtを加えて算出され、2年ごとに見直しが行われる。

小売料金は、家庭用、小規模需要家用、中規模需要家用、大規模需要家用、特定事業用（ホテル、ゲストハウス等）、非営利組織用、灌漑用の7種別に分かれている他、臨時供給用、予備供給用、および自家発補給用などの契約が存在する。以下に中規模需要家用料金表を示す。

表 3-8 中規模需要家用小売電気料金一覧 (2012年7月)

料金種別	標準料金		時間帯別料金 (TOU)	
	供給電圧	料金単価	供給電圧	料金単価
中規模需要家用	22kV未満	デマンド料金 (パーツ/kW) 221.50 基本料金 (パーツ/月) 312.24 従量料金 (パーツ/kWh) 2.7160	22kV未満	デマンド料金 (パーツ/kW) 210.00 基本料金 (パーツ/月) 312.24 従量料金 (パーツ/kWh) ピーク 3.8254 オフピーク 2.2092
	22～33kV	デマンド料金 (パーツ/kW) 196.26 基本料金 (パーツ/月) 312.24 従量料金 (パーツ/kWh) 2.6880	22～33kV	デマンド料金 (パーツ/kW) 132.93 基本料金 (パーツ/月) 312.24 従量料金 (パーツ/kWh) ピーク 3.6796 オフピーク 2.1760
	69kV以上	デマンド料金 (パーツ/kW) 175.70 基本料金 (パーツ/月) 312.24 従量料金 (パーツ/kWh) 2.6506	69kV以上	デマンド料金 (パーツ/kW) 74.14 基本料金 (パーツ/月) 312.24 従量料金 (パーツ/kWh) ピーク 3.5982 オフピーク 2.1572

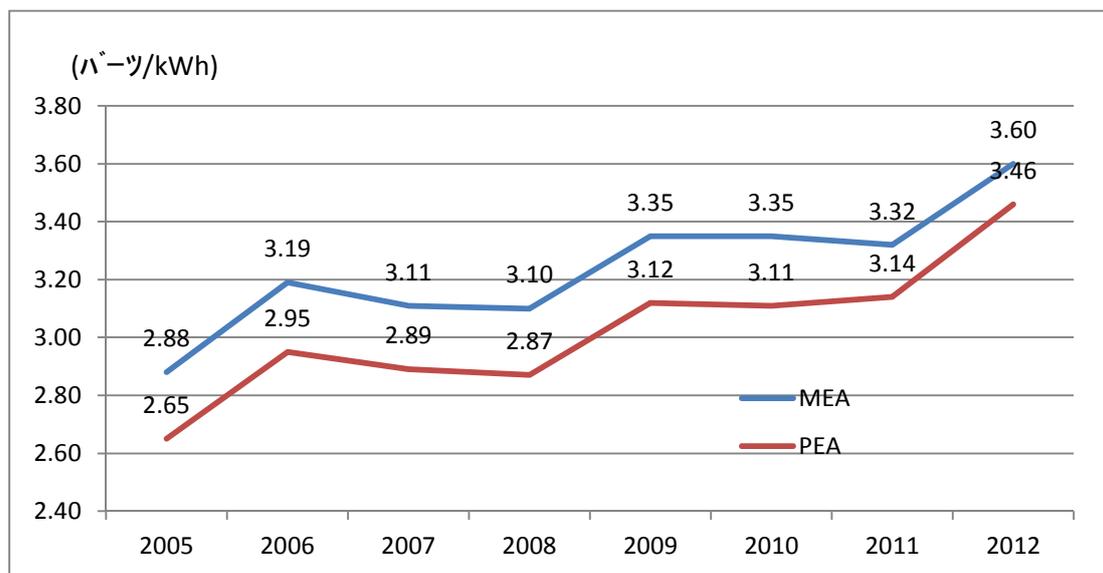
※ピーク：9:00～22:00 (月曜日～金曜日)

[出所] MEA、PEA資料をもとに作成。

3-8-4 平均販売単価

MEAとPEAは同一の電気料金体系を使用しているが、平均販売単価はMEAがPEAを上回る。平均販売単価は緩やかな上下を繰り返しながら、燃料費や電力購入費用の上昇を反映して全体的に上昇しているが、実際の料金単価は、自動調整料金 (Ft) の条項で規定された計算値よりは低く抑えられている (燃料費や電力購入費用の上昇分を料金に全て転嫁しきれていない) のが現状である。

図 3 - 9 平均販売単価の推移



[出所] MEA, Annual Report各年版およびPEA, Annual Report各年版。

第4章 タイにおける再生可能エネルギービジネス

竹内 純子

4-1 背景：タイのエネルギー政策（温暖化を含めて）

タイの電力セクターの市場規模を概観すると、2010年の年間発電電力量が159,518GWh、設備容量31,485MWとなり、ほぼ中部電力一社のそれと同程度である⁵。電源構成は7割を天然ガスに依存しており、電源多様化に対する希求が強い。そのため、エネルギー政策の方針は、

- ①石炭火力の導入を進める
- ②近隣国からの輸入電力量を増やす
- ③再生可能エネルギーの導入拡大を図る
- ④原子力発電の導入を進める

の4つの柱となっている。しかし、石炭火力については第2章でも言及している通り、タイにおける公害問題の原点ともいえるのが石炭火力発電による大気汚染が引き起こした健康被害であったために、地域住民や国内の環境NGOの反対が強固で現実的な進展は期待できず、原子力発電についても石炭を上回る抵抗感があるとされる。そのため、政府の定める電源開発計画(PDP)には、2026年に原子力初号機(1,000MW)が運転開始し、2030年までに2基(計2,000MW)を開発することが盛り込まれてはいるが、政府部内でも現実味を持った計画ではないと認識されている。EGATでのヒアリングでも、「原子力発電は一つの重要な電源ではあると考えてはいるものの、現状では建設を決定してはおらず、計画に織り込むことで国民にその存在を知らしめている段階。実際の建設に際しては国民の受容が不可欠であり、仮に国民が反対すれば、我々としては建設する意思はない」とのことであった。電源開発計画(PDP)2010が当初原子力開発を「2020年以降、計5,000MW」としていたものの、そのリバイス3で上述の通り「2026年以降、計2,000MW」としていることも、その発言を裏付けている。

そのため、再生可能エネルギーの導入拡大は一つの有効な電源多様化策として期待されている。同じく電源開発計画(PDP)2010では、再生可能エネルギー導入量を4,750MW(2012～2021年)としているものの、リバイス3では6,656MW(同期間)に拡大していることから明らかである。

4-2 再生可能エネルギーに関する目標とポテンシャル

タイの再生可能エネルギー政策は、国家エネルギー政策委員会(NEPC: National Energy Policy Council)とエネルギー省(DOE: Department of Energy)の代替エネルギー開発・効率

⁵ JEPIC・ICC、Electric Industry Statistics in Asia(FY2010)

化局（DEDE : Department of Alternative Energy Development and Efficiency）が策定している。2003 年以降、政府が様々な戦略や計画の中で掲げてきた目標は下記のとおりである。

再生可能エネルギーの最終エネルギー消費総量に占める割合

- ・ 2011 年までに 8%（「競争力強化のためのエネルギー戦略」、2003～2011 年）
- ・ 2022 年までに 14%（「代替エネルギー開発計画（AEDP）」、2008～2022 年）
- ・ 2021 年までに 25%（AEDP 修正版、2012～2021 年）

最新の「再生可能エネルギー開発計画（REDP:Renewable Energy Development Plan）により掲げられる⁶再生可能エネルギー導入拡大の目的は下記の 5 点である。

- ①再生可能エネルギーを国の重要なエネルギー源として開発することで、将来の化石燃料の代替とし、石油輸入量の削減を図る。
- ②国のエネルギー安全保障の強化
- ③再生可能エネルギーを地域コミュニティレベルで活用することでグリーンコミュニティ化を図る
- ④国内再生可能エネルギー技術産業へのサポート
- ⑤再生可能エネルギー技術の研究・開発・促進により、国際市場での競争力強化を図る

タイ政府は地球温暖化に対する配慮も掲げており、人口当たりの温室効果ガス（GHG）排出量を 2027 年までに 5CO₂ 換算トン以内に抑制することとしているが、国連気候変動交渉枠組条約締約国会議（COP）でのタイ政府発言を聞く限り、温暖化対策当局は温暖化の原因は先進国にあり、先進国が削減を図ることが先決であるとの立場を崩していない。DEDE のヒアリングでは、気候変動問題は「重要なイシュー」としながらも、「エネルギー安全保障と経済が優先。気候変動は附属書 I 国（筆者補：米国、EU、日本など先進国）の責任である」と述べている。再生可能エネルギー普及拡大政策に積極的である理由は、温暖化対策というよりはエネルギー源の多様化にある。

⁶ http://www.dede.go.th/dede/images/stories/dede_aedp_2012_2021.pdf

表 4-1 : タイの再生可能エネルギー導入目標と現状

Alternative and Renewable Energy : Facts & Figures
Performance on Alternative and Renewable Energy Policy Q₁- Q₂ / 2013

TYPES OF ENERGY	Unit	Target 2021	2012	2013				
				Q ₁ - Q ₂	Q ₁	Q ₂	Q ₃	Q ₄
Electricity	MW ^v ktoe	13,927	2,786 1,138	3,343 629	3,012 303	3,343 326		
Solar	MW	3,000	376.72	554.45	486.30	554.45		
Wind	MW	1,800	111.73	215.18	215.18	215.18		
Small Hydro Power	MW	324	101.75	101.75	101.75	101.75		
Biomass	MW	4,800	1,959.95	2,185.05	1,988.85	2,185.05		
Biogas	MW	3,600	193.40	239.64	196.95	239.64		
MSW	MW	400	42.72	46.68	42.72	46.68		
New energy	MW	3	-	-	-	-		
Heat	ktoe	9,800	4,886	2,618	1,249	1,373		
Solar ^v	ktoe	100	4	3	4	3		
Biomass	ktoe	8,500	4,346	2,334	1,112	1,222		
Biogas	ktoe	1,000	458	241	113	128		
MSW	ktoe	200	78	40	20	20		
Biofuels	mL/day ktoe	39.97	4.1 1,270	5.3 761	5.1 375	5.3 386		
Ethanol	mL/day	9	1.4	2.5	2.3	2.5		
Biodiesel	mL/day	7.20	2.7	2.8	2.8	2.8		
New Energy Replacing Diesel	mL/day	3.00	-	-	-	-		
Compressed Bio-methane Gas	ton	1,200	-	-	-	-		
%AE		25%	9.9%	10.6%	10.3%	10.8%		

^vData was accumulated.

Energy in Thailand :Facts& Figures⁷より

再生可能エネルギー導入目標は、技術別にブレークダウンされている（太陽光、風力、バイオエネルギー、バイオ燃料、水力、潮力・地熱）。なお、省エネについては、2030年にエネルギー原単位を25%削減するとの目標があり、さらに、産業部門、運輸部門、商用ビル、小ビジネス・住宅にブレークダウンされている。

タイは南北に長く、かつ海岸線が長いこと、山岳地帯もあることから再生可能エネルギーポテンシャルも分散している。北部では小水力、中部はバイオマス・バイオガスが多く、北東部では太陽光やバイオマス・バイオガスの導入が多く見込まれている。

⁷http://www.dede.go.th/dede/images/stories/stat_dede/Factsq1_q2_2013/facts%20%20figures%20q2_2013.pdf

農林業が盛んであることから農林業廃棄物を活用したバイオマス・バイオガスが現在の設備容量においても、また将来的な導入目標においても主力となっている（表4-1参照）。

ネピアグラスというイネ科の植物は1年に3回収穫が可能なほど成長が早く、バイオガスの原料として期待されている。しかし既にタイにおける発電事業に参画している日本企業からの聞き取りでは、バイオ燃料を安定的に調達することは、籾殻・ネピアグラスとも難しいとのこと。ネピアグラスについては集めるだけでなく発酵させる手間が必要であり、燃料調達に必要な時間と手間が非常に大きいとのことであった。

なお、再エネによる熱の多くは、食品産業で使われている。熱源はライスマイルやシュガーミルである。バイオ燃料については、ディーゼルとエタノールの両方について一定量が使用されている。

4-3 再生可能エネルギー普及政策

エネルギー省はこれまでも3-6-3「電力分野における再生可能エネルギー支援策」で述べた Adder と呼ばれる制度等によって再生可能エネルギーの普及を支援してきた。それをさらに拡充させ、現在は下記のような様々な政策支援を行っている。

- ・再生可能エネルギー発電やバイオ燃料に対する直接助成
- ・再生可能エネルギープロジェクトに対する低金利貸付回転資金
- ・ベンチャーキャピタル - ESCO 基金
- ・税制優遇 - 再生可能エネルギー投資優遇
- ・固定価格買取制度

政府は2013年秋時点で再生可能エネルギー法の公聴・公開議論を行い、再生可能エネルギー普及を加速し始めようとするところであった。その主力政策としているのは固定価格買取制度である。2007年から、変動する電力買取価格に一定の割増価格を加算する「Feed in Premium」を導入していたが、それを2013年7月16日、太陽光発電について同国初の「Feed in Tariff」（固定価格買取制度）を制定、同8月16日より施行している。

7月16日の国家エネルギー政策委員会(NEPC)が決定したルーフトップ(導入目標:200MW)に関する買取価格は下記の表2の通り。(なお、買取期間は25年)

表4-2 ルーフトップ太陽光の買取価格

住宅用	10kw 以下	6.96 バーツ/kwh
小規模工場用	10 超~250kw	6.55 バーツ/kwh
中大規模工場用	250 超~1,000kw	6.16 バーツ/kwh

海外電力調査会資料

中小企業や工場用のPVはFIP制度下において「利益の保証された投資」と見て転売を目的とした企業の申込などが多かったために、政府が積極的に支援したいと考えているのは、家庭用あるいはソーラーコミュニティであるとされ、その導入目標は800MWが掲げられている。ソーラーコミュニティとは、村単位のコミュニティが直接に投資して太陽光発電を導入し、利益もその構成員（村民）が受け取る仕組みである。ソーラーコミュニティについては、個別の買取価格が設定されており、プロジェクト初期（3年目まで）に高めの買取価格（9.75 バーツ/kWh）として、以降、10年目まで6.5 バーツ/kWh、25年目まで4.5 バーツ/kWhとしている。

表4-3 ソーラーコミュニティ 買取価格とROI

プロジェクトの期間	買取価格	ROI(million baht/year)	
		800MW project	1MW project
Year 1-3	9.75	1,629	2.04
Year 4-10	6.5	1,576	1.97
Year 11-25	4.5	3,179	3.97
total		63,598	79.5

EGAT 提供資料より

なお、FIT 賦課金による電気料金上昇懸念はドイツやスペインの事例を含めて認識しているものの、EGATは「最大に見積もっても、10スタン/kWh（0.1 バーツ）くらいだろう」と見込み、それほど懸念材料とは認識していなかった。むしろ DEDE へのヒアリングで聞かれたように、今後 LNG 火力の比率が上昇によるコスト上昇が懸念されるため、初期投資はかかったとしても再生可能エネルギーへの投資を加速させたいとの意向であった。現在の LNG 火力の発電コストが5 バーツ/kWh なので、ソーラーコミュニティの10~25年目に適用される4.5 バーツ/kWh がほぼグリッドパリティの水準と考えられるとのことである。

なお、ESCO 基金によるプロジェクト支援も一定の存在感を示している。

現在第3フェーズにあるESCO基金は、これまでの第1、第2フェーズでそれぞれ2年の時間枠で、5億バーツの資金規模のエクイティ投資またはリースを行ってきた。第1フェーズでは、34件のプロジェクトが支援されており、このなかには京セラの太陽光発電システムを導入した案件への投資も含まれている。ESCOファンドによる政府関与があると、プロジェクトディベロッパーは案件をマーケティングしやすくなるため、事業関係者からの要望が高い。資金の充実が求められているとされる。

EGATの基金運営方針としては今後、エクイティ投資を減らして、リースを増やそうとしているとのことであるが、タイの国民は中古機器を好まない性質にあるとのこと、リースという手法自体が流行りにくいという課題があるとのことであった。しかし一方で、現在はエクイティ投資の出資比率は15%までと制限されていることも課題となっている。50%まで引き上げることも議論されているが、そうすると政府保有となってしまうため、

なかなか政府内でのコンセンサスも取れていない。政府が投資することは、銀行のその案件に対する評価を高め、ファイナンスを容易にするので、いずれにせよ政府の投資は必要であると認識されている。

4-4 日本企業の電力事業参画事例

タイにおける発電事業には、早くから電源開発株式会社、中部電力株式会社が参画している。現地事務所を訪問してヒアリングしてきた、それぞれの事業戦略についての調査結果を紹介する。

電源開発株式会社は1960年代からODAのもとで海外の電力に関する技術協力を実施してきた。現在63カ国334件のコンサルティングを実施している。

タイでは、現在までに火力の排煙脱硫装置の設計、送配電システムの最適化など約40件のコンサルティング事業を実施し、同国における事業環境やニーズを的確に把握し、投資事業に軸足を移したのは2000年代に入ってからである。

投資事業も当初は、ロイエットの籾殻発電（1万kW。出資比率25%程度）など小型案件へのマイナー出資でリスクを限定しつつ、新市場での経験値を重ね、その後、大型案件へのメジャー出資に展開している。転機となったのはカエンコイ2（ガス火力IPP 150万kW 出資比率49%）の事業参画であり、この成功を受けて大型案件へのメジャー出資に事業展開を始めるという、丁寧な経験値の積み重ねにより事業領域を拡大してきたことがわかる。現在、タイ、中国、米国、フィリピンなどにおいて35件の発電事業会社に関与しているが、中でもタイは3大市場の一つとして国際事業の柱となっているとのことであった。

2013年10月時点、運転中の発電事業は14プロジェクト、建設中が2プロジェクト（160万kWのガス火力、IPP）であった。建設中の2プロジェクトはそれぞれ2014年、2015年の運開が予定されている。

再生可能エネルギー事業に対する見通しは、事業知見のある風力についてはそれほどポテンシャルが見込めず、逆にポテンシャルの見込めるメガソーラーについては知見が無いとして、現在は事業検討の対象になっていないとのことである。可能性があるとするれば、プロジェクトへの出資経験もある籾殻発電あるいはゴム木廃材などのバイオマスが有力であろう。しかし、バイオマスの燃料調達には商流が出来ておらず安定調達ができないことはタイにおいても同じであるとされる。また、政府が農家支援政策として米は高い価格で買い取っており、その高値故に輸出が出来ず倉庫にだぶついてしまい、精米されないため籾殻が供給不足となって値段が上がってしまう事態も頻発しているとのことで、バイオマス発電事業はFIT等の価格支援策だけでは事業参画しづらい状況があるとのことである。

中部電力株式会社も海外事業はコンサルティング事業からスタートしている。1996年以来、アジアの国々を中心にコンサルティング事業を行い、電力開発計画策定や電力設備の

設計・施工監理や運転保守支援を中心に、2010年までで35ヶ国、123件を手がけたという。投資事業は2001年度タイのラチャブリガス IPP プロジェクトの OM サービスに参画したのが皮切りとなった。

発電事業会社ラチャブリパワー・カンパニーには15%の出資を行っているが、この事業成功の鍵はラチャブリパワー・カンパニーとタイ発送電会社（EGAT）の間で25年の長期にわたる電力購入契約が成立したことである。

中部電力株式会社は、再生可能エネルギー事業への参画も幅広く行っている。

①AT バイオパワープロジェクト：20MW の籾殻バイオマス発電

中部電力出資比率：34%

②コラート風力発電プロジェクト：180MW（90MW×2サイト）の風力発電

中部電力出資比率：20%

③ガンクル太陽光発電プロジェクト：30.9MW(5サイト)のメガソーラー

中部電力出資比率：49%

同社はガスコジェネなど既存の大規模電源の方がより強みを発揮できるとしながらも、その場合には IPP、SPP で案件を獲得しなければならないという障壁があるが、再エネはボランティアに参入できるのでビジネスチャンスをつかみやすいというメリットを活かして、これまでこれらの事業に参画してきた。

①の籾殻バイオ発電（2万kW）は同社のタイにおける初めての事業参画であったが、バイオ燃料の調達に非常に苦労したとされる⁸。籾殻はいかんせんシーズンもので価格がボラタイルであることと、他のバイオ発電事業者だけでなく米を蒸して半製品に加工したうえで輸出する精米業者も熱源として使用するため競合需要が多いことが調達を難しくしているとのことであった。20MWの発電規模で1日500トンの籾殻が必要となるため、文字通り購買の担当者がかけずり回ることとなるとのことであった。

メガソーラービジネスについても、同社が事業進出した当時は相当高額の補助金を受けられる契約（8パーツ/kWh プラス、10年継続）であったが、現在は相当補助金レベルも下げられており、例えば中国から相当安い太陽光パネルを調達することに成功したとしても事業化は難しいのではないかとの話も聞かれた。

政府が再生可能エネルギーの柱と掲げるバイオマス・バイオガスについては燃料調達の困難さがあり、その他の再生可能エネルギーはどの程度経済合理性が見込めるか不透明であることから、今後再生可能エネルギーの事業参画の予定は特に定まっていなかったとのことであった。

⁸ <http://www.yokogawa.co.jp/energy/casestudy/stories2.htm>
http://www.chuden.co.jp/corpo/publicity/press2005/1221_2.html

4-5 再生可能エネルギー・省エネ産業への日本企業の食い込み

タイでは太陽光パネル製造業者のシェアに関するデータは存在しないとのことで、定量的な評価は不可能であった。

DEDEの太陽光発電担当者からは現状(554.45MW)導入済みの設備の約7割は中国製であり、日本製は残り3割程度、台湾・韓国製は少ないとの感触が示された。日本企業の中でも多いのはシャープと京セラであり、シャープはタイに工場を持ち現地生産しているため、認知度は高いとのことである。しかし自動車産業と比較すると、家電製品や再生可能エネルギー産業はサプライチェーンの広がりが圧倒的に小さくその中にローカルの工場を取り込む余地があまりないため、現地に工場を持つだけでは国民への浸透度・定着度が高まらないことも指摘されている。タイが生産場所でありここからの輸出が主であった時代はそれでも問題がなかったが、タイが経済成長しマーケットとして考えると浸透度・定着度は大きなネックとなる。

では、省エネルギー技術に対するニーズはどの程度見込めるのか。タイの電気料金はほぼ日本と同程度と東南アジア諸国の中では高いものの、「節電」「省エネ」といった意識は低いとされる。

パナソニックなど省エネ技術で一定の存在感を示している日本企業もあるとのことだが、タイは初期投資のコストに敏感で、かつ、経済成長段階にあるため、投資回収期間は3年でも長いと考えられている。1～2年程度で投資回収が見込めないと投資対象として魅力的とは判断されないのもそもそも省エネルギー技術で勝負することは厳しい。

日本からの温室効果ガス排出削減・吸収への貢献を、定量的に評価し、日本の削減目標の達成に活用することで、途上国への優れた温室効果ガス削減技術・製品・システム・サービス・インフラ等の普及や緩和活動を加速し、途上国の持続可能な開発に貢献するとともに、日本の技術導入促進を図る「二国間オフセット・クレジット制度」について、タイでは全体の約2割に当たる関連委託調査(環境省、経済産業省、NEDO等の実施)が行われた。

表 4-4 タイにおける二国間オフセット・クレジット制度関連委託調査

平成22年度	タイにおける車両管理装置によるエコドライブF/S調査
	IT技術を活用したプラントのエネルギー消費最適化に関する調査
	化学プラントにおける自家発電設備・CHP設備の導入
平成23年度	【NEDO】タイ王国・ベトナム社会主義共和国におけるコンビニエンスストア・エコ店舗化プロジェクトの案件発掘調査
	【NEDO】タイ国における次世代型(ゼロエミッション)太陽熱利用空調システムによる温室効果ガス削減事業案件組成調査 ～ソーニー工場モデル
平成24年度	【NEDO】タイ国における食品飲料工場への冷温同時取出ヒートポンプ導入によるGHG削減プロジェクトの案件組成調査
	【NEDO】タイ王国・ベトナム社会主義共和国におけるコンビニエンスストア・エコ店舗化プロジェクトの案件組成調査
	【NEDO】タイ、ベトナム、マレーシアにおける規模別商業施設向け省エネシステム導入プロジェクトの案件組成調査
	【NEDO】ベトナムおよびタイ等における水処理施設へのマイクロ水力発電設備導入案件発掘調査

経済産業省 http://www.meti.go.jp/policy/energy_environment/global_warming/jcm_fs.html

平成 24 年度実施の、バンコクの名門ホテル「アマリウォーターゲートホテル」への BEMS 導入は、多くの日本企業（アズビル、照明はパナソニックと東芝、チラーは三菱が関与し、中国電力がとりまとめ）が関与しており、技術の展示場所としての機能も果たし、受注拡大のきっかけとなっているとのことであった。

また、「コンビニエンスストア天国」と言われるタイにおいては、コンビニエンスストアの省エネ案件も期待されている。2012 年末のコンビニ店舗数はタイ全体で 12,000 店を越えており、また、コンビニ各社の出店計画によると、セブン-イレブンは 18 年までに 1 万店、日系のファミリーマートは 17 年までに 3000 店（12 年末時点で 620 店）、地場系ミニビッグ C（同 111 店）は 16 年までに 850 店の達成を目指しているとされ、タイのコンビニ店舗数は今後 5～10 年で 3 万店に達する可能性がある」と報じられている⁹。平成 23 年度の NEDO 実証事業では高効率機器への置き換え等によって、コンビニエンスストアの電力消費量の 3.5 割程度の削減が見込めると検証結果が示されている¹⁰。

しかし、4-2 で述べた通り、タイ政府の地球温暖化問題担当部局は、地球温暖化対策は先進国が実施すべきものであると認識しており、二国間オフセット・クレジットへの関心は高くない。日本政府の事業として利益を享受する限りにおいて「お付き合いする」というスタンス以上では無いことはヒアリングをしたタイ政府関係機関、日本政府関係機関・企業の全てにおいて聞かれた。

⁹ <http://www.sankeibiz.jp/macro/news/130430/mcb1304300801024-n1.htm>

¹⁰ http://www.nedo.go.jp/library/seika/shosai_201305/20130000000340.html



至るところにコンビニエンスストアが出店している。バンコクにて筆者撮影

4-6 日本企業への期待

このように、再生可能エネルギーや省エネルギー、いずれにしてもタイの市場に入り込むことは簡単ではない。二国間オフセット・クレジットもそのドライブとして期待することは難しく、追加的・補助的な仕組みと考える必要がある。タイへの事業参入の難しさは、ヒアリング調査時に日本企業の方から聞かれた「ある程度経済成長しているので競争が激しい（みんながやりたい）」に尽きるであろう。欧米からは特にドイツ企業が進出機会を伺っている模様である。

日本企業に期待する技術としては、

- ①再生可能エネルギーが大量に導入された場合の電力制御技術
- ②マイクログリッド技術
- ③エネルギー貯蔵技術

といった回答が寄せられた。

今後再生可能エネルギーの導入が拡大して行けば必要になる技術であり、既にその電源の約2割を再生可能エネルギーでまかなうドイツからそうしたコントロール技術について、売り込みがかけられているという。しかし、日本と同じく南北に長い国土を持ち、周辺国と陸続きではあるものの隣国との接続が弱いタイは、「ドイツとは違う」ことも認識されている（DEDEでのヒアリング調査より）。再生可能エネルギーの変動を自国の電力システムで吸収できるよう強化する技術の移転が望まれている。

第5章 タイの電力事情が日本企業の進出に与える影響

山本隆三、上野貴弘、竹内純子

海外生産拠点の立地を検討する際に考慮すべき点として、電力料金と電力の供給安定性がある。タイは日本と比べてエネルギーコストが安く、ベトナムなど他の東南アジア諸国と比べて停電頻度も小さいことから、電力の観点では比較的優れた立地点であった。

しかし、3章で述べたように、発電の大半が天然ガス火力である中、国産天然ガスの生産量が今後下降する見通しである一方、4章で述べたように石炭火力発電所や原子力発電所の新規立地が困難であることから、将来的に増加する電力需要に供給が追いつかなくなるリスクが以前から指摘されてきた。

5-1 2013年4月の電力危機

そのような中、2013年4月に電力危機が起きた。タイはミャンマーからも天然ガスを輸入しているが、ミャンマーの主要ガス田であるYadanaガス田のオペレーターであるトータルが、2013年の定期修理を4月4日から12日にかけて実施するとタイに通告した。このガス田からの供給がストップすると、タイ西部におけるガス火力6000MW分が影響を受けると見られた。これまでの定期修理は、電力需要が下がる4月12日から15日のタイ正月に合わせて実施されていた。しかし正月期間を外すと、例年、4月のこの時期に電力需要がピークを迎え、2013年もこの時期に26,300MWのピークが予想されていたことから、大問題に発展した。タイ側からの延期要請により定期修理の時期は、4月5日正午から15日に延期されたが、それでも、2月時点の見通しでは、4月5日の供給力は27,067MWであり、予備力が767MW（2%）にまで低下する見通しであった。

政府やEGATはこの状況を踏まえて停電回避の緊急対策を実施した。具体的には、

- ①マレーシアからの買電量増（200MW）
- ②石油火力の増出力
- ③西部における水力の増出力（5MW）
- ④大口産業用需要家（サイアムセメントなど）の稼働減要請（56MW）

である。同時に、インラック首相は省エネを求める声明を発表し、公務員のジャケット非着用や冷房温度の25度～27度への引き上げ等を進めた。2月23日にはテレビでバンコク及び南部における停電の可能性を示唆するとともに、産業界や家庭に対して省エネを要請した。

結果的には、節電や出力増強などの努力を通じて、停電は回避されたが、2013年10月にバンコクで実施したインタビュー調査では、日本人の関係者から、「ミャンマーからのガス

が止まるということで今年4月に電力危機が騒がれたが、実は定期点検によるガス供給の停止は一年前から計画されていたもので、実際にも問題は起こらなかった。エネルギー省が電力危機を煽って代替電源建設の機運を高めたかったのではないかと勘繰られている」、「電力危機の加熱報道に辟易した。報道が過熱したからといってバンコク市民の省エネマインドが飛躍的にあがったとも見えない。電源足りないのはわかるが暑ければ電気を使う、電源足りないから作らなければいけないとしても自分の敷地近くに作って欲しくないという心理が働いている」というように、危機を煽りすぎではないかとの指摘があった。

また、「もし供給をとめられたら、備蓄として持っているディーゼル発電を稼働させるが（3日間分くらいの備蓄あり）コスト高いのであまりやりたくはない。しかし、やれる体制はとっていた」というように、危機を乗り越えるだけの体制は事前に整っていたという指摘もあった。

一方、「電力ピークの時にミャンマーからのガス供給が止まったことは以前にもあった。エネルギー大臣が近隣各国からの電力輸入や国内発電所建設のドライブにしようとした、とも言われているが、実際に工場停止などの要請が発出され、大手自動車メーカーなども操業停止した」というように、危機を煽りすぎたという見方があることに留意しつつも、実際に日本企業の工場が操業停止を求められたなど、具体的な影響があったとの指摘もあった。

今回の件が実際にどれほど深刻なリスクであったのかは、今後の評価を待たなければならないが、タイの電力供給に将来的な不安があることは事実と考えざるを得ない。

5-2 電力輸入の可能性

もちろん、タイ政府も対策を検討しておる。2013年10月にバンコクを訪問した時点では、供給不足の解消策として電力輸入への関心が高まっていた。

3章で紹介したように、電力開発計画における電力輸入の位置づけは頻繁に変更されてきた。2010年に成立したPDP2010では輸入先の国数に応じて、輸入電力の上限比率を高めていく計画が示されており（たとえば、4か国の場合は2030年時点で38%など）、電力輸入の拡大に積極的な姿勢を示していた。しかし、2012年に承認されたPDP2010R3では、エネルギーセキュリティ上の観点から国数によらず、一律で上限15%とされた。この上限のもとでの電力輸入の見通しは、表5-1の通りである。

表5-1 電力輸入の現状と滯通し

	容量 (MW)
現状 (2012 年)	2,411
計画 (2013-2030 年)	
2013-2020 年	3,352
2021-2030 年	3,000
合計	8,763

出典： Jiraporn (2013)

しかし、最近、天然ガス火力以外の電源開発が進まない一方で電力需要が伸び続けている状況を踏まえ、再度、電力輸入への関心が高まっている。バンコク訪問時に面談したタイの電気事業に詳しい関係者によると、「現在のエネルギー大臣が電力輸入に積極的であり、ラオス・カンボジアとも電力系統をつなげてタイがその中心となり、イニシアティブをとっていかうという考えを持っている」とのことであった。

電力輸入先の有力候補は、ミャンマー（石炭火力、水力）、ラオス（水力）、カンボジア（水力）である。これら3か国とかつて電力輸入が検討された中国について、バンコクでのインタビュー調査と報道資料等に基づいて、電力輸入の検討・実証状況を整理してみよう。

①ミャンマー

タイは、1997年にミャンマーと電力輸入のMOUを結んだが、いまだ買電契約成立にはいたっていない。しかしながら、現時点で水力プロジェクト（120万kW）、水力プロジェクト（700万kW）、石炭（輸入炭）火力プロジェクトの3つが検討されており、少なくとも一つは成立するとの期待がある。ただ、水力発電については、少数民族の問題とも絡むという難しさもある。

②ラオス

ラオスは水資源が豊かであり、粛々と開発を進めば、ある程度の輸入量確保を見込め、実際に多くの水力プロジェクトが進んでいる。ただし、インタビュー調査では、環境NGOの反対も強く、今後、どうなるか不確実なところもあるとの意見も聞かれた。

最近では、関西電力が、子会社を通じて現地に合弁企業を設立し、メコン川の支流であるナムニアップ川において、約290MWの水力発電を建設している。発電した電気は、タイとラオスの両方に供給することになっており、運転開始は2019年1月の予定である¹¹（詳しくは6章を参照）。

¹¹ 下記リンクの関西電力のプレスリリース資料を参照。
http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2013/0827_2j.html

また、2014年3月24日に、Xe-Pian Xe-Namnoy Power Company Limited (PNPC)がラオス南部で開発するセピアン・セナムノイ水力発電ダム（発電容量は410MW）に、タイの金融機関（タイ輸銀を含む）が7億ドルのファイナンスを提供するとの報道があった。なお、PNPCは、韓国企業SK Engineering and Construction、Korea Western Power、タイIPPのRatchaburi Electricity Generating Holding、及びLHSEの合弁企業である。

③カンボジア

タイとカンボジアの間には国境紛争があるため、現時点では、国としての関係はあまり良好ではない。しかし、日々トラブルが起きているわけでもなく、最近では、タイ Ratchaburi Electricity Generating Holding がカンボジアからの電力輸入に関するフィージビリティスタディを実施した¹²。

④中国

タイは、1998年に中国と電力購入に関するMOUを締結しているが、現時点では中国からの電力購入実績は皆無であり、いまだ交渉段階にあるという。

一方、2014年10月の李克強首相のタイ訪問時に、タイと中国の間で新たなMOUが締結され、大メコン圏におけるエネルギー開発や技術開発について協力を進めていくことになったと報じられている¹³。

近隣諸国からの輸入電力価格については、EGATは「自国で電源開発をした場合のコストと同等もしくは下回ることが買電の条件」との見解であり、この際、国境受電に付随して発生する国内送電線増強コストも考慮される（輸入電力価格との比較の際、自国電源コストから控除される）とのことであった。

なお、2013年時点で決定している電力輸入は表5-2の通りである。

¹² 下記リンクにある Aurecon によるニュースリリースを参照。

“Power export project for Aurecon in Cambodia / Thailand”

<http://www.aurecongroup.com/en/about/latest-news/2012/oct/power-export-project-for-aurecon-in-cambodia-thailand.aspx>

¹³ 下記リンクにある ASIAN POWER のニュース記事（2013年10月14日）を参照。

“Thailand, China to boost energy security in Greater Mekong Subregion”

<http://asian-power.com/project/news/thailand-china-boost-energy-security-in-greater-mekong-subregion>

表 5-2 周辺国からの電力購入

	容量 (MW)	運転開始
1. 完工案件		
Theun-Hinboun	220	1998年3月
Houay Ho	126	1999年9月
Nam Thuan 2	948	2010年4月
Nam Ngum 2	596.6	2011年3月
Theun-Hinboun 拡張	220	2012年12月
2. 電力購入契約調印済み・建設中案件		
Hong Sa	1473	2015年6月-16年3月
Xe-Pian Xe-Namnoy	354	2019年2月
Xayaburi	1220	2019年10月
Nam Ngiap 1	269	2019年7月
合計	5426.6	

出典： Jiraporn (2013)

5-3 電気料金上昇のリスク

①天然ガス輸入による料金の上昇

タイに進出する日本企業にとって、電気料金の上昇もリスクである。国産天然ガスの生産量が頭打ちとなり、今後は液化天然ガス（LNG）の輸入を拡大せざるを得ない状況になると見込まれているが、LNGは国産ガスやパイプラインからの輸入ガスよりも割高であり、やがてその影響が末端の電気料金にも反映されていく可能性が高い。

3章で述べたように、電気料金制度の中に燃料費の変動を料金に反映させる仕組みがあるが、2012年は燃料費の増加を受けて、電気料金が上昇した（3章の図3-9を参照）。また、2013年4月の報道によると、タイ発電公社（EGAT）は、現時点で平均3.7バーツ/kWhであった料金が、2年後には、天然ガス輸入の増加により5バーツ/kWhとなる可能性があると発表した¹⁴。

②再生可能エネルギーの導入による料金の上昇

ドイツやスペインでは再生可能エネルギーFIT賦課金によって電気料金が高騰しているが、タイにおいても同様の懸念がある¹⁵。政府の代替エネルギー開発計画では、各種再生可

¹⁴ 下記リンクにあるバンコクポストの記事を参照。

“You will pay more for electricity soon” (2013年4月2日)

<<http://www.bangkokpost.com/learning/learning-from-news/343582/you-will-pay-more-for-electricity-soon>>

¹⁵ ドイツの例については、竹内純子（2014）「岐路に立つドイツの再エネ政策－FIT先進国の「憂うつ」」国際環境経済研究所ウェブサイト（下記リンク）を参照。

能エネルギー電源（大型水力を除く）の導入量を 2021 年までに大幅に拡大させることになっており、その合計量は 13,927MW になると見込まれている（表 5-1）。電力開発計画（PDP2010R3）では、2021 年の発電設備容量が 52,913MW になると想定されており、計画通りに再生可能エネルギーが導入されれば、その比率が 4 分の 1 程度となる（表 5-2）（ただし、発電量ではなく、設備容量でみた比率である）。これほどの量の再生可能エネルギーが FIT をインセンティブに導入されると、その賦課金は無視できないレベルに達する可能性がある。

表 5-3 タイ政府の代替エネルギー開発計画における 2021 年の各種再生可能エネルギーの導入量見通しと 2013 年上期時点の導入量

	2013 年上期時点の導入量 (MW)	2021 年時点の導入計画量 (MW)
太陽光・太陽熱	554.45	3000
風力	215.18	1800
小水力	101.75	324
バイオマス	2185.05	4800
バイオガス	239.64	3600
都市廃棄物	46.68	400
新エネルギー	—	3
合計	3,343	13,927

出典： DEDE 資料より作成

表 5-4 タイの全発電設備容量に占める再生可能エネルギーの割合

	2013 年	2021 年
全発電設備容量 (MW)	36,491	52,912
再生可能エネルギー電源の容量 (MW)	3,343	13,927
再生可能エネルギーの比率	9.2%	26.3%

出典： PDP2010R3 および DEDE 資料より作成

（注）全設備容量については PDP2010R3 の計画値を、再生可能エネルギーについては表 5-1 の値を用いた。後者の 2013 年の容量は、上期時点のものである。

ただし、4 章でも述べたように、タイの関係者は「賦課金は最大に見積もっても、10 スタン/kWh (0.1 パーツ) くらいだろう」と見込み、懸念材料との認識ではなかった。さらに、再生可能エネルギーを推進する DEDE は、再生可能エネルギーへの投資によって将来的には天然ガス火力よりも競争力が高まるとの認識を示した。現在の LNG 火力の発電コストは

5 バーツ/kWh であるが、ソーラーコミュニティの 10～25 年目に適用される買取金額 4.5 バーツ/kWh がほぼグリッドパリティの水準と考えられるとのことである。

5-4 まとめ

このように最近のタイの電力事情は、タイに進出する日本の製造業にとって、リスク要因となってきている。2013 年の電力危機の際には、一部企業の工場が稼働停止を要請された。また、天然ガス輸入の増加に伴い、電気料金が押し上げられており、今後は再生可能エネルギーFIT 賦課金によって料金がさらに高まる可能性もある。現地調査の際には、「エネルギー価格にセンシティブな製造業がタイに魅力を感じなくなる可能性を感じている。実際に、ミャンマーやカンボジアに拠点を移す企業も出てきている」との意見があった。電気料金の上昇は、タイの経済発展の足かせになると同時に、日本企業にとっても生産立地点としてのタイの魅力が弱まる要因の 1 つになっている。

そのため、石炭火力や原子力発電など発電単価の安い電源の開発が期待されるが、ローカルな反対が強く、なかなか進まないのが現状である。再生可能エネルギーも将来的な低コスト化への期待があるものの、現時点ではかなりの高コストであり、しかも出力が安定しない。そうすると、周辺国からの電力輸入への期待感が高まるが、拡大し過ぎるとセキュリティ上のリスクが生じる。

タイ政府は 2010 年以降、電力開発計画を何度も改訂してきたが、今までのところ、状況を改善する道筋は残念ながら描かれていない。2013 年 10 月のバンコク現地調査時には、2014 年にも次の改訂版が発表されるのではないかとの見解があった。2013 年の電力危機の経験も踏まえて、今後の方向性が示されることを期待したい。

一方、この状況を日本企業の商機とすることもできよう。電気料金が高まっていけば日本が得意とする省エネ製品への需要が高まる。また、周辺国からの電力輸入プロジェクトに対して、日本企業が事業として関わる事例も出てきている。こうした取り組みを通じて、電力事情が少しでも改善されれば、タイで操業する日本の製造業にとってもプラスになることから、今後の事業展開や政府間協力が期待される場所である。

参考文献

Jiraporn, Sirikum (2013), “Thai’s Perspective on Power Import from Myanmar,” ERI-PARI Joint Workshop: The Evolving Energy Relationship between Thailand and Myanmar, December 16th, 2013.

第6章 タイにおける日本企業の事業展開の可能性

上野貴弘

5章では電力事情がタイに進出する日本企業に与えるリスクを論じたが、本章では、エネルギー環境分野での事業機会を考察する。2章では長期的な温暖化対策の観点からの技術ニーズを、4章では省エネ・再エネ分野での日本企業のビジネスの事例をとりあげているが、本章では、それらを踏まえつつ、発電分野（再エネを含む）と省エネルギー分野における日本企業の事業展開の可能性を考察する。

6-1 天然ガス火力発電（大型 CCGT）

1章で述べたように、東南アジア諸国では、今後も、二酸化炭素の発生を抑制しながら火力発電を使うために、高効率の石炭火力発電とコンバインドサイクルガスタービン（CCGT）発電の導入が重要な位置づけを担い、この分野で日本企業に事業機会がある。

2章で指摘したように、タイでは石炭火力発電の新設が困難であることから、また5章で述べたように国産天然ガスの生産量が減少に転じると見込まれていることから、天然ガスを効率よく使って発電する大型 CCGT の役割が大きい。上野・山口・本部（2013）が分析しているように、この分野では、日本企業が出資者として、またはガスタービン供給メーカーとして事業を展開している。表6-1は、2000年代後半以降の大型 CCGT の所有、EPC（Engineering, Procurement, and Construction）、ガスタービン供給を整理したものである。出資者として日本の発電事業者・電力会社（J-POWER や中部電力）、EPC コントラクターとして商社（三井物産、丸紅、住友商事）や日本メーカー（三菱重工、日立）、ガスタービン供給メーカーとして三菱重工が実績をあげている。

三菱重工が供給しているガスタービンは、M701F という入口燃焼温度 1300°C 級の F 型ガスタービンであるが、近年は M701F4 や M701F5 といった F 型の改良版が使われており、時間とともに少しずつ熱効率が向上している。最新鋭の J 型ガスタービンはまだタイに導入されていないが、LNG 輸入の拡大によって燃料コストが増大することから、より高効率な J 型タービンへの関心が高まる可能性がある。また、三菱重工と日立製作所は 2014 年 2 月 1 日に火力部門を統合して、三菱日立パワーシステムズを発足させた。新会社設立によって、日本企業の競争力向上が期待される。

表6-1 タイにおける大型 CCGT の所有、EPC、ガスタービンの整理
(2000年代後半以降)

発電所	所有者(出資者)	EPC	ガスタービン (型番)	設備容量 (MW)	運転開始
カエンコイ2	Gulf Electric社 (EGCO Thailand(51%)、 J-POWER 49%)	Alstom, 三井物産	Alstom (GT26B2)	1468	2007年
Rachaburi Power	Rachaburi Power 社 (香港電燈 25%, 中部電力 15%, 豊田 通商 10%, RATCH 25%, タイ石油公社 15%, Shaha Union 10%)	三菱重工, Sino-Thai	三菱重工 (M701F)	1400	2008年
チャナ(1号機)	EGAT	Siemens, 丸紅	Siemens (SGT5-4000F)	710	2008年
サウスバンコク	EGAT	三菱重工, Sino-Thai	三菱重工 (M701F)	710	2008年
バンパコン(5号機)	EGAT	Siemens, 丸紅	Siemens (SGT5-4000F)	710	2009年
ノースバンコク	EGAT	日立, 住友商事, Italian-Thai Development	GE (MS9001FA)	700	2010年
ノンセン	Gulf JP NS (J-POWER 90%)	三菱重工, Sino-Thai	三菱重工 (M701F4)	1600	2014年度 (予定)
ウタイ	Gulf JP UT (J-POWER 90%)	三菱重工, Sino-Thai	三菱重工 (M701F4)	1600	2015年度 (予定)
ワンノイ(4号機)	EGAT	Siemens, 丸紅	Siemens (SGT5-4000F)	769	2014年 (予定)
チャナ(2号機)	EGAT	Siemens, 丸紅	Siemens (SGT5-4000F)	782	2014年 (予定)
ノースバンコク (2号機)	EGAT	Alstom, 住友商事	Alstom (GT26 upgrade)	850	2016年 (予定)
カノム	KEGCO	三菱重工	三菱重工 (M701F5)	977	2016年 (予定)

出典：上野・山口・本部（2013）をもとに著者作成

6-2 石炭火力発電

現状では、タイ国内での石炭火力新設は困難であり、日本企業の事業機会はあまり大きくはない。しかし、将来的に大規模な導入が現実となった場合には、発電設備を供給する重電メーカーや発電所を運転する電力会社など、優れた環境技術を有する日本企業の果たす役割は大きいだろう。また、超超臨界圧（USC）と呼ばれる高効率プラントでは、高温高圧の蒸気に耐える特殊な材料（高クロム鋼）が不可欠であり、ボイラーチューブには住友金属（現・新日鉄住金）が開発した材料が使われていることから、鉄鋼メーカーの事業機会にもなる。

ただし、この分野は近年、中国企業が国産化を成し遂げ、海外展開を図ろうとしており、欧米企業や韓国企業も強力であることから、競争環境が厳しい。上野・鄭（2013）は高効率石炭火力をめぐる中国企業との競争に向けた課題と対応を論じており、さらに上野（2013）はこの状況をベトナムの文脈で詳しく分析している。これらの文献も参考にしていきたい。

6-3 電力輸入

一方、5章でも述べたように周辺国からの電力輸入への関心が高まっており、ここに日本企業が関与するチャンスがある。

最近では、関西電力が、その子会社 KPIC Netherlands BV を通じて、EGAT International (発電公社 EGAT の子会社) 及び Lao Holdings State Enterprise (LHSE : 政府系投資会社) と、合弁企業 Nam Ngiep 1 Power Co. (NN1PC) を設立して、メコン川の支流であるナムニアップ川において、約 290MW の水力発電を建設している。発電した電気は、タイとラオスの両方に供給予定であり、2013 年 8 月 27 日には NN1PC と EGAT およびラオス電力公社の間で売電契約が締結された (図 6-1) ¹⁶。また、2013 年 11 月 14 日は、大林組が同発電所の建設工事を受注したと発表した。「総貯水量は、黒部ダム (約 2 億 m³) の約 11 倍、国内最大の貯水量を誇る徳山ダム (6.6 億 m³) の 3 倍以上」という大型の建設プロジェクトになる¹⁷。運転開始は 2019 年 1 月の予定である¹⁸。

また、2013 年 11 月 22 日に、日本経済新聞は、EGAT 系 IPP の Electricity Generating Company (EGCO)、三菱商事、タイ建設大手のイタリアンタイ・デベロップメントの 3 社の合弁により、ミャンマー南部のダウエー経済特区で合計 700 万 kW 分の火力発電所 (2~3 割を天然ガス火力、残りを石炭火力) を建設し、400 万 kW 分をタイに売電するとの計画があると報じた¹⁹。ただし、三菱商事や EGCO はこの件について、プレスリリースを発表していない状況である。

¹⁶ 下記リンクにある関西電力のプレスリリース資料を参照。

http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2013/0827_2j.html

http://www.kepco.co.jp/corporate/pr/2013/_icsFiles/afieldfile/2013/08/27/0827_2j_01.pdf

¹⁷ 下記リンクにある大林組のプレスリリース資料を参照。

http://www.obayashi.co.jp/press/news20131114_01

¹⁸ なお、ラオスでは、中国も水力発電を開発して、中国に電力を輸出している。しかし、下記リンクの記事にあるように、環境・社会配慮が不足している点などが懸念されている。Urban, Frauke and Johan Nordensvard (2014), “China Dams the World: The Environmental and Social Impacts of Chinese Dams,”

<http://www.e-ir.info/2014/01/30/china-dams-the-world-the-environmental-and-social-impacts-of-chinese-dams/>

¹⁹ 下記リンクにある日本経済新聞の記事を参照。

「三菱商事など、ミャンマーで大型発電 1 兆円規模」(2013 年 11 月 22 日)

http://www.nikkei.com/article/DGXNASGM2102T_R21C13A1MM8000/

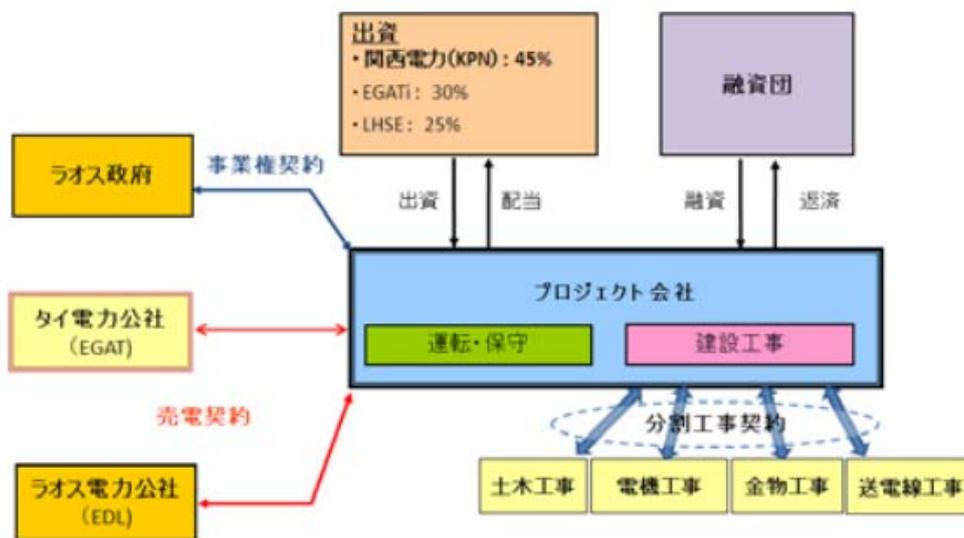


図 6-1 ナムニアップ 1 水力発電事業のスキーム

出典：関西電力プレスリリース資料

なお、2013 年 9 月のバンコクでの調査の際には、EGAT がオフテーカーとなれば、事業展開リスクが相当程度、減少するとの指摘があった。この点が、電力輸入プロジェクトへの民間投資を動機付けているものと考えられる。

6-4 再生可能エネルギー

4 章で取り上げたように、この分野では中部電力が靱殻発電、風力発電、メガソーラー発電の事業展開をしている。

再生可能エネルギー発電の収益性は、電気の買取価格制度に大きく依存する。3 章で指摘したように、タイでは、2006 年以降、Adder（買取割増金制度）が採用されているが、2008 年頃から太陽光・太陽熱利用の案件が転売目的で大量に申請されて問題となった。2010 年 6 月には売電契約未締結の案件についての Adder 金額を引き下げ、さらに新規案件の申し込み受付の見合わせも決定された。その後、2013 年 7 月に全量買取制度（FIT）が導入されたが、支援対象はルーフトップ PV とソーラーコミュニティに限定された。

このように、Adder の受付が見あわせれ、FIT も対象範囲が狭いことから、新規事業の立ち上げが難しくなっている。現時点においては、日本企業による新規事業への投資機会は以前ほどには大きくないと考えられる。一方、5 章で述べたように野心的な再エネ導入計画を打ち立てていることから、近い将来に新たな優遇措置が検討される可能性を否定はできず、その場合には、チャンスが広がる。

売電契約済みの再エネ発電事業については、これから建設が始まる案件もあり、これら

への EPC に商機が残っている。京セラは、新興の SPCG 社の発電所の大半に太陽光パネルを供給した。SPCG は太陽光発電事業で急成長した企業であり、現在、36 か所で合計 260MW の発電所を運営している²⁰。シャープはタイにおいて累積 10 件のメガソーラー発電所建設を受注しており²¹、最近では、SSP 社がロッブリ県で行う約 52MW の大規模太陽光発電所の EPC を、タイのゼネコン大手イタリアンタイとともに受注し、保守・メンテナンスおよび運転管理のサービスも子会社を通じて提供することが決まった²²。

新規事業については Adder の受付停止により難しくなっているが、SPCG 社はルーフトップ PV 事業を強化しており、新たに Solar Power Roof 社を設立した。インターネット上にある SPCG のボードミーティングの資料によると、同社には京セラが投資を検討しているという²³。

6-5 熱電併給²⁴

タイ政府は、1990 年代より、熱電併給（コジェネレーション）を行う小規模発電事業者（small power producer: SPP）から電気を優遇して買い取る政策を実施している。具体的には、EGAT が、予め定められた計算式に基づく優遇価格で、SPP が発電した電気を、90MW を上限に買い取ることが制度的に定められている。ただし、一定量の蒸気を熱として利用することが条件とされており、これを満たせない場合には、優遇買取価格が適用されない。（上野・山口・本部 2013）。

各 SPP について、①出資者、②ガスタービンのメーカーと型番、③設備容量、④EGAT への売電量を、営業運転中の案件と営業運転前の案件に分けて整理すると、表 6-2（2012 年 9 月の時点で営業運転中のもの）と表 6-3（2012 年 9 月の時点で運転開始前のもの）のようになる。これらの表をみると、日本企業が多くのお客様に出資者として参画していることがわかる。

²⁰ ギフォード（2014）、及び下記リンクの newsclip の報道記事（2013 年 6 月 26 日）を参照。

「タイの太陽光発電会社 SPCG、合計出力 137 メガワットに」

<http://www.newsclip.be/article/2013/06/26/18120.html>

²¹ 下記リンクにある産経ニュースの報道記事（2014 年 1 月 27 日）を参照。

<http://sankei.jp.msn.com/economy/news/140127/biz14012717020014-n1.htm>

²² 下記リンクにあるシャープのプレスリリース資料を参照。

<http://www.sharp.co.jp/corporate/news/140127-a.html>

²³ 下記リンクを参照。

<http://www.set.or.th/set/pdfnews.do;jsessionid=2CAB38E5AA44B939CB9F1CB87D997E3D.itnpi-set05?file=http%3A%2F%2Fwww.set.or.th%2Fdat%2Fnews%2F201312%2F13068411.pdf>

²⁴ 以下の記述は、主に上野・山口・本部（2013）に基づく。

表6-2 営業運転中（2012年9月時点）の
SPPの出資者、ガスタービン等の整理

企業名(案件名)	主な出資者	ガスタービン	設備容量 (MW)	EGATへの 売電(MW)	運転開始
Glow SPP 1 Co.,Ltd. (1)	Glow Energy (GDF Suez 69% 等)	Alstom(GT8C)	67.68	55	1998年
Glow SPP 1 Co.,Ltd. (2)		Alstom (GT8C)	66.345	55	1998年
Glow SPP 2 Co.,Ltd. (1)		GE(MS6001B)	70	60	1999年
Glow SPP 2 Co.,Ltd. (2)		GE(MS6001B)	70	60	1999年
Thai National Power Co., Ltd.		GE(MS6001B)	120	90	2000年
Gulf Cogeneration Co.,Ltd.	Gulf Electric (EGCO 50%, J-POWER 49%)	GE(MS6001B)	111	90	1997年
Samutprakarn Cogeneration Co.,Ltd.		GE(MS6001B)	128	90	1999年
Nong Khae Cogeneration Co., Ltd.		GE(MS6001B)	131	90	2000年
Amata B.Grimm Power 1 Limited	Amata Power (B Grim 51%, 住友商事 30%, Amata Corporation 13.8%)	Siemens (V 64.3)	168	90	1998年
Amata B.Grimm Power 2 Limited		Alstom(PG 6561B)	108	90	2005年
Rojana Power Co.,Ltd.	Rojana Power (ロジャナ工業団地 41%、 関西電力 39%、住金物産 20%)	石川島播磨重工 (GE LM6000PC)	122	90	1999年
PTT chemical Co.,Ltd.	その他	GE(MS6001B)	171	32	1997年
Thai Oil Power Co., Ltd.		GE(MS6001B)	138.88	41	1999年
Sahacogen (ChonBuri) Co.,Ltd.		石川島播磨重工 (GE LM6000PC)	139	90	1999年
Bangkok Cogeneration Co.,Ltd.		GE(MS6001FA)	115.3	90	1999年
Sime Darby Power Co. Ltd.		Alstom(PG6561B)	100	60	2001年
EGCO Cogeneration Co., Ltd.		GE(MS6001B)	120	60	2003年
Siam Power Generation Public Co.,Ltd.		GE(MS9001E)	168.43	90	2010年
District Cooling System and Power Plant Co., Ltd.		石川島播磨重工 (GE LM6000)	55	50	2006年

出典：上野・山口・本部（2013）

表6-3 運転開始前（2012年9月時点）の
SPPの出資者、ガスタービン等の整理

主な出資者	会社名	ガスタービン	設備容量 (MW)	EGATへの 売電(MW)
Gulf-JP (J-POWER 90%ほか)	Saraburi A Cogeneration Co., Ltd.	Siemens (SGT-800)	106.2	90
	Saraburi B Cogeneration Co., Ltd.	Siemens (SGT-800)	106.2	90
	Industrial Cogen Co., Ltd.	Siemens (SGT-800)	113.3	90
	Combine Heat & Power Co.,Ltd.	Siemens (SGT-800)	109.1	90
	Chachoengsao Cogeneration Co., Ltd.	Siemens (SGT-800)	107.789	90
	Phatum Cogeneration Co., Ltd.	Siemens (SGT-800)	118.89	90
	RIL Cogeneration Co., Ltd.	Siemens (SGT-800)	124.13	90
Amata Power (B Grim 51%, 住友商事 30%, Amata Corporation 13.8%)	Amata Steam Supply Co., Ltd.	Siemens (SGT-800)	165.82	90
	Amata Power Co., Ltd. (Pluakdaeng)	Siemens (SGT-800)	108.74	90
	Amata Power Co., Ltd. (Amata Nakhorn)	Siemens (SGT-800)	165.82	90
Glow Energy (GDF Suez 69%ほか)	Thai National Power Co., Ltd.	石川島播磨重工 (GE LM6000F)	101.18	90
Rojana Power (ロジャナ工業団地 41%、 関西電力 39%、住金物産 20%)	Rojana Power Co.,Ltd.	石川島播磨重工 (GE LM6000PD)	106	90

出典：上野・山口・本部（2013）

このうち、ロジャナパワーは、アユタヤのロジャナ工業団地で SPP を運営しており、当初は、表6-2にあるように、約122MWの規模であったが、徐々に拡張して、現在の設備容量は264MWとなっている。出資者は、ロジャナ工業団地（41%）、関西電力（39%）、住金物産（20%）である。また、J-POWER が出資する案件が多いことも特徴的である。

一方、導入されたガスタービンをみると、石川島播磨重工（IHI）がパッケージ化したGEの航空機転用タービンLM6000がロジャナパワーを中心にいくつかの案件で採用され

ている。最近も 2013 年に、LM6000 を用いた SPP 向け CCGT を IHI が受注したと報じられている²⁵。

ただし、全体的には、GE と Siemens のガスタービンの採用割合が大きい。SPP の制度的な要件を満たすためには、出力が 40～50MW 程度のガスタービンが最も適しており、従来は、GE の MS6001B と LM6000 がこの条件に合う機種であった。2007 年の制度変更で、熱効率の規定が変わったことも一因となって、最近では、より効率的なシーメンスの SGT-800 が採用されやすくなった。一方、日本メーカーのガスタービンには、ちょうどよい出力の機種がない（上野・山口・本部 2013）。

日本企業の事業機会を考えてみると、ガスタービン供給では制度上の困難があるが、出資者としては一定の魅力がある事業である。

また、タイに進出する製造業企業にとっては、立地した工業団地次第では、ローカルの電力会社以外に、SPP からの電力購入の選択肢があるという点が重要である。また、SPP は熱利用のための蒸気も販売している。既に述べたように、SPP 優遇制度の適用を受けるには、一定量の蒸気の熱利用が要件とされている。それゆえ、SPP 事業者にとって、蒸気の販売は事業の採算性を確保するために不可欠の条件となっており、逆に購入者の立場からみると、蒸気を有利な条件で購入できる可能性があるということになる。

6-6 省エネ家電・LED 照明

2013 年 10 月のバンコクでのインタビューによると、タイでは、投資回収年数が 3 年以内でなければ、省エネの設備・技術が導入されないという。一部には、「3 年でも長い。1～2 年でなければ魅力的ではない」という意見もあった。2 章でも述べたように、途上国では資金的制約、高い市場金利、情報やキャパシティの不足といった要因が加わり、想定される投資回収期間が短くなるが、タイもその例外ではない。そのため、日本から省エネ技術を体化した製品・設備を輸出したのでは、高価すぎてこの条件を満たせないことから、現地生産（あるいは他の途上国での生産）が前提とならざるを得ないという意見があった。

タイ政府は、エネルギーの経済効率を 2030 年までに 2005 年比で 25%改善、最終エネルギー消費を 2030 年までに 20%または 30,000ktoe 削減といった目標を掲げており、省エネルギーを推進するための政策も一通り揃っているが、現時点においては実効性が高まらない政策も多いようである。

たとえば、バンコクでの現地調査時にショッピングセンターを訪ね、家電への省エネラベルの添付状況を視察したが、最高ランクである「ランク 5」のラベルがついた製品しかなかった。その後のインタビューで明らかになったことは、

- エネルギー効率の最低基準よりは効率がよいが、ランク 5 の効率に満たないときは、

²⁵ 下記リンクにある日刊工業新聞の記事（2013 年 3 月 1 日）を参照。

「IHI、タイでガス発電設備を受注－4 系列 500 億円、出力 40 万キロワット」
<http://www.nikkan.co.jp/news/nkx0120130301aabd.html>

ランク3やランク4となる。しかし、タイでは、省エネラベル添付の義務がなく、あくまで自主的な添付であるので、メーカーはランク3やランク4のラベルをつけたがらない

- もともと、エアコンと冷蔵庫は、9割の製品がランク5となっている

ということであった。消費者が省エネ製品とそうではない製品を区別できるようにするというラベリング制度の目的が果たされていない。

一方、今後は、末端のエネルギー価格が上昇して、省エネルギーが進みやすくなると考えられる。5章でも述べたように、天然ガス価格の上昇に伴い、今後、電気料金が上がる見通しである。唯一の燃料補助金であった調理用ガスの補助金もフェードアウトに向かっている。

そのため、日本企業が有する省エネ技術に対する需要が高まっていくと予想される。

たとえば、タイにおけるエアコンの世帯普及率は15%であり、今後の普及拡大が見込まれるが、電気料金が高まれば、ダイキンやパナソニックといった日本メーカーが販売するインバーターエアコンへの需要が高まるだろう。冷蔵庫などの他の家電機器についても、電気料金があがれば、省エネ製品の魅力もあがる。日本メーカーも需要を掘り起こすべく、省エネ製品を投入しており、報道によると、パナソニックはセンサー制御による省エネ家電（エコナビ製品）のラインナップをタイで拡充させていくとのことである²⁶。

最近、活況を呈しているのは業務用LED照明である。現地の配電公社や有力企業がLED照明を積極導入しているためである。たとえば、2013年には、地方電力公社（PEA）が150億バーツを投じて、街路灯など800万個以上の照明をLED照明に交換する方針を明らかにした。交換は2013年から2014年にかけて行われる予定である。大企業でも照明をLEDに交換する動きが出てきている。このなかで事業を拡大しているのが、大阪の中小企業である遠藤照明である。遠藤照明はタイのサムットプラカン県の工業団地に2件の工場を所有し、年間10万台の照明器具を販売しているが、2013年に第3工場が竣工して年間25万台の製造能力となった²⁷。この分野は他の先進国企業も強く、たとえば照明大手のオランダ企業フィリップスも価格を半額以下にして、家庭用にLEDを販売している²⁸。

6-7 業務部門の省エネルギー

4章でも取り上げたように、NEDOの実証事業として、アマリウォーターゲートホテル

²⁶ 下記リンクのグローバルインターフェイスジャパンの記事（2014年1月17日）を参照。
「パナソニック、タイでエコナビ家電の新商品発表」

<http://hri.hidajapan.or.jp/u/news/g4dz1ify5oervw>

²⁷ 下記リンクのnewsclipの記事（2013年12月24日）を参照。

「タイ遠藤照明 第3工場竣工、オープン」

<http://www.newsclip.be/article/2013/12/24/20218.html>

²⁸ 下記リンクの日経産業新聞の記事（2013年8月30日）を参照。

「LED照明、タイで脚光、フィリップス、半額以下、家庭に的。」

<https://messe.nikkei.co.jp/ld/news/124229.html>

で日本企業の技術で構成する BEMS が導入された (図 6-2)。この実証を足掛かりに、受注が増えているという。また、2014 年 3 月には、アズビルが大型複合ビルに BEMS を導入して ESCO 事業を開始した²⁹。また、タイはコンビニエンスストアが多く、コンビニでの省エネにも商機があると見られる。

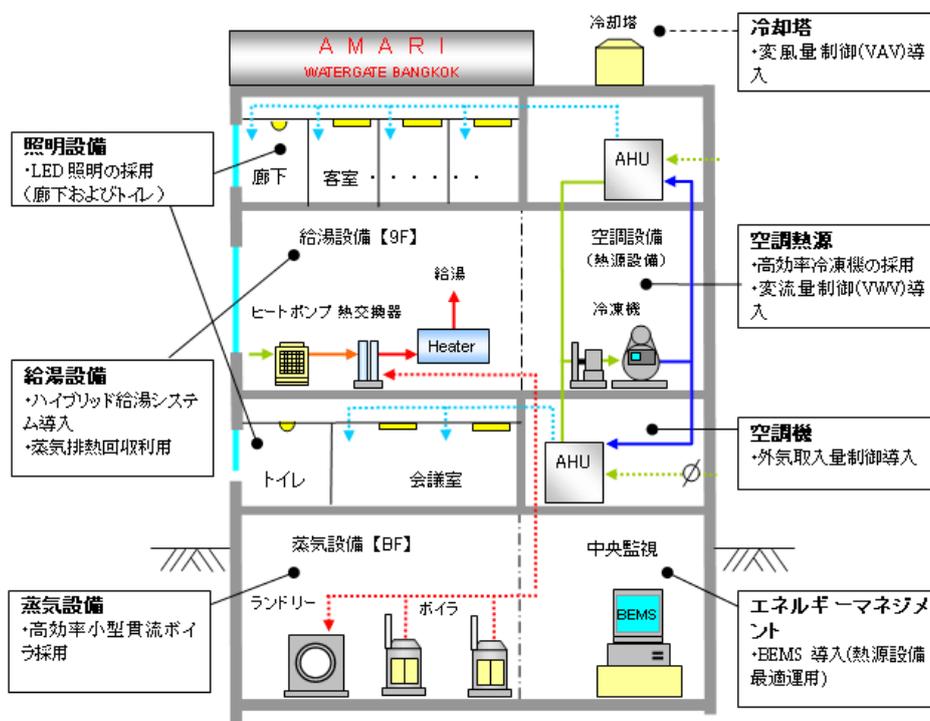


図 6-2 民生ビル省エネルギー実証事業の概念図

出典： NEDO プレスリリース資料³⁰

6-8 産業部門の省エネルギー

日系企業の工場では既に省エネルギーが進んでいるところが多いが、さらなる省エネ対策で、日本企業にビジネスチャンスがある。6-1⑤で紹介した SPP は工業団地でのエネルギー効率化を促進するスキームであり、既に多くの日本企業が投資している。千代田化工は NEDO の実証事業として、マプタプット工業団地における工場間でのエネルギー融通を通じた省エネの可能性を解析し、対象となる工場に提案を行った。また、大阪ガスは、2013 年 12 月に「初期投資を行わず、仕様エネルギー量に応じた料金を支払うだけで、天然ガス設備を導入できるサービス」を開始すると発表した。重油から天然ガスへの燃料転換を促すことで省エネの促進に貢献するとしている³¹。

²⁹ 下記リンクのアズビルのニュースリリース資料を参照。

<http://www.azbil.com/jp/news/140324.html>

³⁰ 下記リンクの NEDO プレスリリース資料を参照。

http://www.nedo.go.jp/news/press/AA5_100030.html

³¹ 下記リンクの大阪ガスのプレスリリース資料を参照。

6-9 低燃費の小型車³²

タイでは、長年にわたる日本企業の直接投資により、自動車産業が発達した。1960～1970年代に日本の完成車メーカーが直接投資による本格的な組立工場を稼働させて以来、子会社に対して、多様な技術移転が行われてきた。同時に、日系の完成車メーカー及び日系の部品メーカーがタイに進出して、直接投資を通じた技術移転を行うとともに、タイ資本の自動車部品メーカーに対する技術指導も行われた。こうした取り組みを通じて、タイにおいてもピラミッドが形成された。

タイ政府は近年、低燃費の小型車を「エコカー」と位置付けて、生産奨励政策を進めている。車両の燃費や環境性能、工場への追加投資、生産台数、部品国産化などの条件をクリアする自動車メーカーに対して、法人税や輸入関税を免除し、燃費や環境性能の条件に適合するエコカーに対する物品税を減免するものである。この政策に応じる形で、日本の自動車メーカーがこれまでの技術移転の延長上でエコカー適合車の生産を開始した。生産された小型車はタイや周辺国で普及するだけでなく、日本にも輸出されている（長島・上野・本部 2013）。

参考文献

- 上野貴弘（2013）「ベトナムの火力発電建設市場—石炭火力発電を事例に」アジア太平洋研究所資料 13—05 『東南アジアにおける発電・送電事情と将来計画研究会 報告書—東南アジアの電力需要に関する研究—（2012年度）』、68-89頁。
- 上野貴弘・鄭方婷（2013）「高効率な石炭火力発電—中国企業との競争に向けた課題と対応」上野貴弘・本部和彦編『狙われる日本の環境技術—競争力強化と温暖化交渉への処方箋』エネルギーフォーラム、34-64頁。
- 上野貴弘・山口健介・本部和彦（2013）「ガスタービンコンバインドサイクル発電 - 日本企業の事業展開とタイへの貢献」上野貴弘・本部和彦編『狙われる日本の環境技術—競争力強化と温暖化交渉への処方箋』エネルギーフォーラム、65-97頁。
- ギフォード、ジョナサン（2014）「タイ—太陽光発電市場の虎」『pv magazine』2014年2月、10-12頁。
- 長島美由紀・上野貴弘・本部和彦（2013）「タイにおける日本自動車メーカーの技術移転とエコカー生産奨励政策」上野貴弘・本部和彦編『狙われる日本の環境技術—競争力強化と温暖化交渉への処方箋』エネルギーフォーラム、151-176頁。

http://www.osakagas.co.jp/company/press/pr_2013/1206962_7831.html

³² 以下の記述は、主に長島・上野・本部（2013）に基づく。

研究会記録

2013年8月5日（月） 第1回 研究会

- ・昨年度の研究の振り返りとレポートの反省、改善点
- ・今年度の研究の進めたかた、重点課題
- ・今年度の海外調査先についての議論

2013年9月2日（月） 第2回 研究会

- ・海外現地調査に関する議論
- ・海外調査の役割分担とスケジュール打合せ

2013年12月3日（火） 第3回 研究会

- ・海外調査結果のまとめについて議論
- ・年度報告書の内容・項目について、意見交換

2013年10月6日（日）～10月11日（金） タイ現地調査

2014年3月27日（木） 第4回 研究会

- ・年度報告書の調整、最終確認

東南アジアにおける電力市場の発展と日本企業研究会報告書
－ タイの将来の発電事情と日本企業の事業機会 －

発 行 日 2014（平成 26）年 3 月
発 行 所 〒530-0011
 大阪市北区大深町 3 番 1 号
 グランフロント大阪 ナレッジキャピタル
 タワーC 7 階
 一般財団法人 アジア太平洋研究所
 Asia Pacific Institute of Research (APIR)
 TEL (06) 6485-7690（代表）
 FAX (06) 6485-7689
発 行 者 岩 城 吉 信

ISBN 978-4-87769-357-2

ISBN 978-4-87769-357-2