

サマリー

タイにおける太陽光発電の固定価格買取制度実施の影響と今後の課題◆

戦略・産業ユニット 新エネルギーグループ

研究員 伊藤葉子

本稿は、タイで実施されている再生可能エネルギー電力の固定価格買取制度（通称“Adder”）を中心に、同国における再生可能エネルギー政策を紹介するとともに、太陽光発電に焦点をあて、Adder 実施による導入動向への影響と、今後の課題について整理した。

Adder とは、民間事業者による再生可能エネルギー発電電力を、国営電力会社等が固定プレミアムを上乗せした価格で買い取る制度である。ASEAN 諸国では初の本格的な固定価格買取制度として注目される。特に、ソーラー（太陽光・太陽熱）発電に対しては、最も高額な買取価格を10年間に亘り保障する内容となっている。これまでのタイの太陽光発電導入は、小規模のオフグリッド設備の導入が主であったのに対し、Adder は、系統連系型プロジェクトを増大させ、また、関連分野への投資を促進する施策として、国内外の関係者の関心を集めている。

実際に、太陽光発電事業の Adder 申請は、件数及び設備容量ともに政府の予想を大きく上回る規模に達しており、事業者の反響の大きさを窺わせる。しかしその一方で、資金調達をはじめ事業者が抱えるリスクや、系統接続に関する容量等の物理的制約、あるいは電気料金の高騰を回避する必要性といった政策面での事情等、実際の事業展開の面では不安要因もある。このため Adder に申請された発電規模と、実際に系統連系に至る発電規模には大幅な乖離が予想される。

こうした現状をふまえ、今後、太陽光発電等の導入拡大を本格的に進めるにあたっては、制度運営及び事業実施の両面において諸課題の解決が求められる。具体的には、発電設備コストの低下に伴う買取価格の減額調整に関するルール整備や、事業者の資金調達リスクへの対処、導入拡大に呼応した系統容量の整備等々があり、これら諸条件を一体的に整えて行くことが肝要である。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

◆ 本稿は、平成21年度に経済産業省資源エネルギー庁より受託して実施した受託研究「平成21年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（新エネルギー人材育成事業）－新エネ人材育成ニーズ調査」の一部について、経済産業省より許可を得て、加筆・修正し、公表できることとなった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に謝意を表す。

タイにおける太陽光発電の固定価格買取制度実施の影響と今後の課題◆

戦略・産業ユニット 新エネルギーグループ

研究員 伊藤葉子

はじめに

タイ政府は、再生可能エネルギー電力の固定価格買取制度（通称“Adder”）を2007年4月に導入した（2009年3月改定）。Adderとは、民間事業者による再生可能エネルギー発電電力を国営電力会社等が固定プレミアムを上乗せした価格で買い取る制度である。本格的な固定価格買取制度としては、ASEAN諸国では初の導入事例として注目される。特に、ソーラー（太陽光・太陽熱）発電には最も高額な買取価格が規定されており、日本企業を含む外資系企業が太陽光発電の巨大プロジェクトを計画する等、民間投資が活発化する動きがある。

一方、タイの政情は、大規模な反政府デモが展開される等、流動的である。しかしながら、タイでは再生可能エネルギーの導入推進を長年に亘り続けており、2009年1月には、2022年までに最終エネルギーの20.3%を代替エネルギーとする長期目標を策定する等、着実な取組を進めている。今後の政権に関わらず、再生可能エネルギーの促進は優先度の高い政策分野であることには変わりはないと考えられる。

そこで本稿では、固定価格買取制度（以下、Adder）を中心にタイにおける再生可能エネルギー政策を紹介するとともに、太陽光発電に焦点をあて、Adder実施による導入動向への影響と、今後の課題について整理する。

1. Adder 導入の背景

1-1. エネルギー状況

タイにおける直近（2008年）の一次エネルギー供給は1億1,296万石油換算トン（以下toe）であり、石油、天然ガスが、それぞれ3割以上を占める。再生可能エネルギーは約17%を占めるが、薪や木炭等の伝統的利用が主である。一次エネルギー供給の53%が輸入によりまかなわれており、石油の輸入依存度は82%である¹。

エネルギー長期予測によれば、タイの一次エネルギー供給は²、現状（2007年）の8,560万toeから、2035年には2億3,351万toeに増大し、化石燃料消費は2010年から2035年

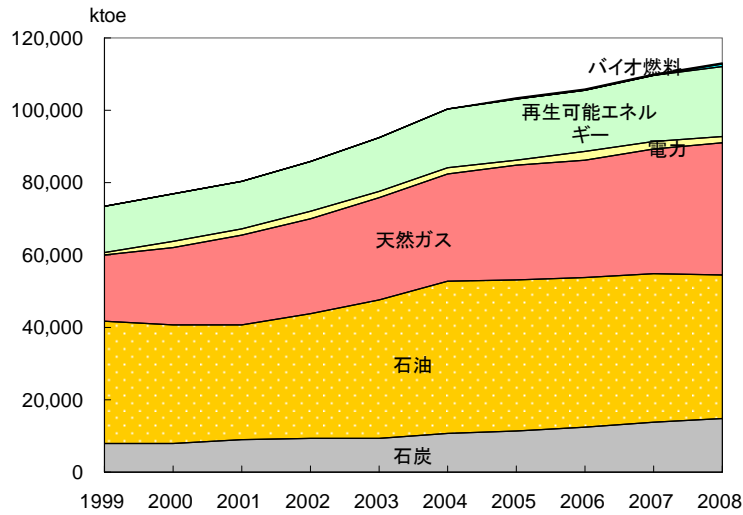
◆ 本稿は、平成21年度に経済産業省資源エネルギー庁より受託して実施した受託研究「平成21年度国際エネルギー使用合理化等対策事業（新エネルギー人材育成事業）－新エネ人材育成ニーズ調査」の一部について、経済産業省より許可を得て、加筆・修正し、公表できることとなった。経済産業省関係者のご理解・ご協力に謝意を表す。

¹ Thailand Energy Situation 2008, Department of Alternative Energy Development and Efficiency (DEDE)

² ここでは非商業エネルギー（薪、木炭等の燃焼用再生可能エネルギー）を含まない。

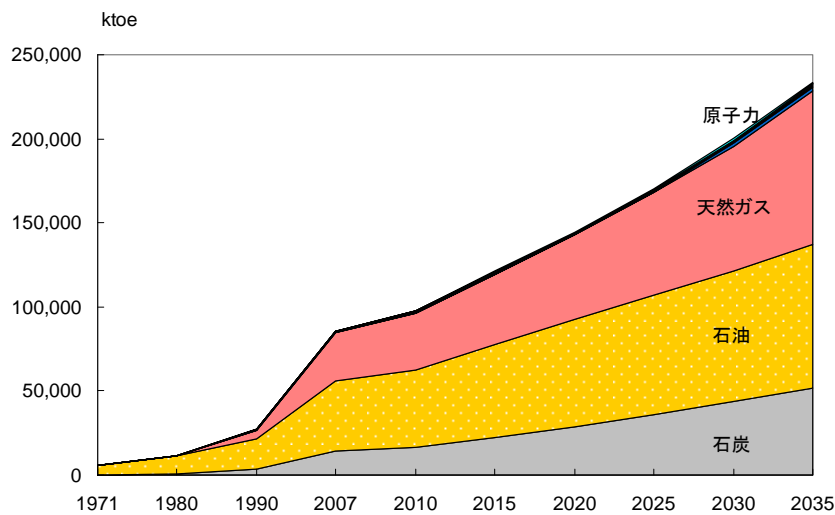
の間におよそ2.7倍となる見通しである。石油の輸入依存度（ただし純輸入依存度）は2007年の66%から2035年には93%に達する予測であり、再生可能エネルギーの重要性は今後ますます高まることが予想される。

燃料別に見た系統電力の構成（2008年）では、天然ガスが7割以上を占め、石炭、石油とあわせて95%が化石燃料である。再生可能エネルギー発電は、現在までのところ僅少である。



（出所）Thailand Energy Situation 2008, DEDE より作成

図1 エネルギー源別一次エネルギー供給の推移



（注） 燃焼用再生可能エネルギー（薪、木炭等）を含まない（上図1では再生可能エネルギーとして計上）。
（出所）「アジア／世界エネルギーアウトック 2009」、日本エネルギー経済研究所

図2 エネルギー源別一次エネルギー供給予測

	(百万kWh)				
	2004	2005	2006	2007	2008
水力	6,040	5,798	8,125	8,114	7,113
石油	7,138	8,244	8,350	3,646	1,454
ディーゼル	551	414	143	174	180
石炭	17,993	18,334	22,051	28,716	29,480
天然ガス	80,489	85,703	86,339	881,660	94,549
再生可能エネルギー等*	2	2	3	3	5
合計	112,213	118,495	125,011	128,819	132,781

(*)地熱、太陽光、風力等

(出所) Electric Power in Thailand 2008, DEDE より作成

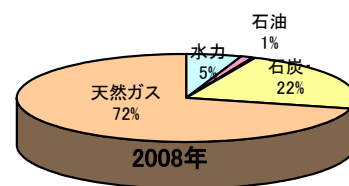


図3 系統電力のエネルギー源別構成 (2008年)

1-2. エネルギー政策の枠組みと再生可能エネルギーの導入目標

1-2-1. エネルギー政策の枠組み

タイにおける現在のエネルギー政策³の枠組みは、「タイのエネルギー政策及びエネルギー戦略」⁴に示されている。政策の柱は、①エネルギー安全保障、②エネルギー価格及び安全管理、③代替エネルギーの生産及び利用促進、④省エネルギー及び効率化、⑤環境保護の5項目である⁵。今後エネルギー需要の増大が見込まれる中、原油価格の高騰等のリスクに対処し、石油及び天然ガスへの依存軽減を目指しており、国内で利用可能な再生可能エネルギー資源の導入促進が重要な政策課題のひとつとなっている。

タイ政府はこれまでも、再生可能エネルギーの利用拡大を重視し、導入促進策を継続的に実施してきた。そうした施策のひとつに、民間の小規模発電事業者からの電力購入制度がある。1992年に導入されたもので、民間の小規模発電事業者 (Small Power Producer (SPP)、設備容量1万kW以上9万kW以下) が再生可能エネルギーまたはコジェネレーションにより発電した電力の購入を、国営電力会社 (EGAT)⁶及び各地域における配電公社⁷に対し義務付けている。また、2002年には、買取対象に極小規模発電事業者 (Very Small Power Producer (VSPP)、同1万kW以下) が含まれ、制度の拡充が行われた⁸。こうした民間事業者からの電力購入制度 (「SPP・VSPPプログラム」) は、Adder 導入の素地となった。

³ エネルギー政策の執行機関はエネルギー省 (Ministry of Energy, MOEN) である。再生可能エネルギーの利用促進に関する政策は、同省所轄のエネルギー政策計画局 (Department of Energy Policy and Planning Office, EPPO) が基本計画を立案し、代替エネルギー開発・効率化局 (Department of Alternative Energy Development and Efficiency, DEDE) が具体的な施策の遂行にあたる体制となっている。

⁴ Thailand's Energy Policy delivered to the National Assembly on 30 December 2008 by Prime Minister of Thailand and Energy Strategy directed by Minister of Energy on 12 January 2009

⁵ 「タイのエネルギー政策及びエネルギー戦略」の概要については巻末資料【1】を参照されたい。

⁶ Electricity Generating Authority of Thailand。タイの電気事業体制については巻末資料【2】を参照されたい。

⁷ 首都圏配電公社 (MEA, Metropolitan Electricity Authority) 及び地方配電公社 (PEA, Provincial Electricity Authority)

⁸ 「SPP・VSPPプログラム」の概要については、巻末資料【3】を参照されたい。

一方で、2004年には再生可能エネルギー導入義務割当制度（Renewables Portfolio Standard, RPS）が導入された。RPSは、新規に建設される発電能力のうち5%を再生可能エネルギー発電とすることを発電会社に義務付ける内容であったが⁹、Adderの導入に伴い廃止となった。

1-2-2. 再生可能エネルギーの導入目標

政府は、今後15年間（2008年～2022年）の再生可能エネルギー等の導入計画を示す「再生可能エネルギー開発計画（Renewable Energy Development Plan 2008-2022, REDP）」を2009年1月28日に閣議決定した。REDPは、2022年までに最終エネルギー消費の20.3%を代替エネルギー（①自然エネルギー（太陽光、風力、水力）、②バイオエネルギー（バイオマス、バイオガス、都市ごみ）、③バイオ燃料（エタノール、バイオディーゼル）、④運輸用天然ガス）でまかなうとしている。

導入目標は段階的に設定されており、短期（2008-2011年）で15.6%、中期（2012-2016年）で19.1%、長期（2017-2022年）で20.3%となっている（天然ガス自動車を除いた2022年の目標値は14.1%）。再生可能エネルギー電力の設備導入量は、2008年の実績1,839MWに対し、2022年までに5,608MWと、約3倍に拡大する計画である¹⁰。また、短期的（2011年まで）にはエネルギー種別の導入目標が示されており、太宗をバイオマス発電としつつ、ソーラー発電55MW、風力発電115MW等としている。

また政府は、REDPをふまえた「2010年電力計画（Thailand Power Development Plan, PDP2010）」を作成中である¹¹。PDP2010は、2010年から2030年までの計画を示すもので、電力需要の伸びを年率4.3～4.5%と想定し、現在発電のおよそ70%を占める天然ガスのシェアを42%に削減しつつ、再生可能エネルギー、コジェネレーション及び隣接国からの輸入で発電能力の25%をまかなうとしている。さらに、原子力発電所を今後10年間で5基建設し、合計67,547MWの発電容量を確保するとしている。ただし、原子力発電所の建設推進の要件として、①経済性、②安全性、③国民受容の3点を挙げている。報道によれば、アシピット首相は、国民の反対により原子力発電所の建設が実現しない場合に備え、グリーンエネルギーでこれを代替することを想定した補完的なPDPを策定するよう、エネルギー大臣に指示している¹²。

⁹ Global Status Report, REN21

¹⁰ 閣議決定により策定されたREDPは、政権が交代するような場合にも容易に修正されるものではなく、また、再生可能エネルギーは重要性の高い政策分野であることから、政権如何に関わらず、今後も再生可能エネルギー促進の政策的基盤となることが予想される（Dr. Weerawat Chantanakome（前タイエネルギー省審議官、現アジア太平洋エネルギー研究所上級チームリーダー）コメント、2010年5月14日）。

¹¹ PDPは、エネルギー省の政策枠組みのもとにEGATが作成し、タイ国家エネルギー政策委員会（NEPC）が承認を行う。2010年3月にNEPCがドラフトを承認した。現時点ではタイ語のみ。

¹² National News Bureau of Thailand (NNT), 20 March 2010

表 1 「REDP 2008-2022」に示された再生可能エネルギー等の導入目標

	2008年実績	2011年	2016年	2022年	2022年目標
実績・目標	6.4%	15.6%	19.1%	20.3%	
電力 (MW)	1,839	3,273		2.4%	5,608
ソーラー	38.68	55			
風力	5.13	115			
バイオマス	1,644	2,800			
中小水力	67	165			
その他	85.2	138			
熱 (ktoe)	3,007	41.5		7.6%	7,433
バイオ燃料 (万ℓ/日)	エネルギー 124	300		4.1%	エネルギー 900
	バイオエーゼル 156	300			バイオエーゼル 450
水素					10万ks
天然ガス自動車	108 mmscfd			6.2%	690 mmscfd

(注)

1. 電力の導入量実績は 2009 年 9 月 30 日時点、ただしソーラーは 2009 年 12 月末時点。このため 2008 年の実績シェアと整合しない。
2. mmscfd : million standard cubic feet per day
(出所) "Thailand's Renewable Energy Development Plan and PV Development in Thailand", DEDE, March 3, 2010 より作成

2. Adder の概要

政府は「REDP 2008-2022」の目標達成に向けた主たる促進策として Adder を位置づけて、再生可能エネルギー電力の導入目標 (2022 年までに 5,608MW) のうち、3,858MW を当該制度の実施により達成するとしている。Adder は、2007 年 4 月に導入された再生可能エネルギーの固定価格買取制度であり、民間の事業者 (SPP、VSPP) による再生可能エネルギー電力を国営電力会社及び配電公社が固定価格で買い取ることを義務付けるものである。

買取価格は、従前の「SPP・VSPP プログラム」における電力の買取価格¹³に、エネルギー種別に定められた再生可能エネルギーの固定プレミアム (表 2) を上乗せした価格とされる。さらに、ディーゼル発電を代替する事業や、国内の南部 3 地域及び遠隔地における事業に対してはさらなる上乗せ金の支給を規定している。2009 年 3 月に制度の改定が行われ、小規模バイオマス発電等を対象にプレミアム価格の引き上げが行われた。買取期間は、ソーラー発電及び風力発電は 10 年間、その他は 7 年間である。

Adder の審査は、土地利用の可能性、技術専門性、資金調達、環境影響等を基準として行われる。事業者は、電力の販売先 (SPP は EGAT、VSPP は各地域の配電公社) へ Adder の申請を行い、申請先及びエネルギー規制局 (Energy Regulatory Commission, ERC) で

¹³ 2006 年 1～9 月のデータによると、SPP で 2.10～2.56 パーツ/kWh、VSPP で 2.0～3.8 パーツ/kWh。
"An emerging light: Thailand gives the go-ahead to distributed energy", March/April, 2007, Chris Greacen

の審査を経て、Adder 適用の承認を受ける。その上で電力購入契約（Power Purchase Agreement, PPA）を締結し、グリッドへの供給を行う。制度導入の発表が行われた 2007 年 2 月以降であれば、PPA を締結済みのプロジェクトも対象とされる。

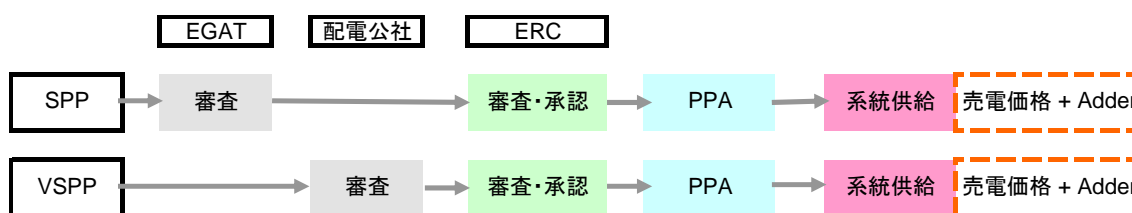
Adder 実施の費用は、全国レベルで電力料金に転嫁される。従前より、燃料費調整（FT, fuel tariff）による電力料金への価格転嫁の枠組みが存在しており、電気料金は、使用量に応じた料金に、燃料費調整及び Adder の費用負担（サーチャージ）により構成される。

表 2 Adder の固定プレミアム

(ハーツ/kWh)					
	Adder 2007-08年	Adder 2009年	ディーゼル発電を置換 する場合の上乗せ	南部の特定3地域への 上乗せ	期間(年)
ソーラー	8.00	8.00	1.50	1.50	10
風力					
50kW未満	3.50	4.50	1.50	1.50	10
50kW以上	3.50	3.50	1.50	1.50	10
バイオマス					
1MW未満	0.30	0.50	1.00	1.00	7
1MW以上	0.30	0.30	1.00	1.00	7
バイオガス					
1MW未満	0.30	0.50	1.00	1.00	7
1MW以上	0.30	0.30	1.00	1.00	7
都市ゴミ					
埋立地・分解	2.50	2.50	1.00	1.00	7
熱処理	2.50	3.50	1.00	1.00	7
小水力					
50kW～200kW	0.40	0.80	1.00	1.00	7
50kW未満	0.80	1.50	1.00	1.00	7

(注) 2009 年の価格は、2009 年 3 月の改定により同年 4 月より適用。

(出所) "Thailand's Renewable Energy Development Plan and PV Development in Thailand", DEDE, March 3, 2010 より作成



(注) PPA: Power Purchase Agreement

(出所) 各種資料及びヒアリングに基づき作成

図 4 Adder 申請からグリッド供給までのおおまかな流れ

3. 太陽光発電の動向と Adder 実施の影響

3-1. 太陽光発電に対する Adder

Adder のうち、ソーラー（太陽光・太陽熱）発電に対するプレミアムが最も高額であり、kWh あたり 8 バーツ（約 22 円）となっている。また、バイオマス等と比較しより長期（10

年間)に亘る買取を保障している。ソーラー発電の種類や用途別の優先分野等は想定され
ておらず、規模に応じた価格差も設けられていない。

政府は、プレミアムの設定に関する算定根拠を公式には示していないが、関係者の間で
は、ソーラー発電については、IRRを12%、投資回収を10年と想定し策定されたものと
考えられている。また、政府関係者によれば、Adderの検討開始当初(2001年頃)は、上
記前提では16バーツ/kWhのプレミアムが必要と算定されたが、今後PVのシステム価格
は急激に低下するとの見通しから、半額の水準に決定された経緯がある¹⁴。

エネルギーの輸入依存度が高いタイでは、太陽エネルギーの利用は、“国産エネルギー”
のポテンシャルを活かすための取組の一環として位置づけられる。タイのソーラーマップ¹⁵
によれば、タイの年間平均日射量は18.2メガジュール/m²であり、DEDE資料によれば、イ
ンド、豪州、米国に続いて好条件である¹⁶。また、太陽光発電のシステム利用率は、わが国
では12%であるのに対し、タイでは14.7%と推計される¹⁷。

3-2. 太陽光発電事業の導入実績と Adder による今後の見通し

タイにおける太陽光発電の累積導入量は、2003年には4.5MW程度であったのに対し、
2009年には38.68MWに増大した。過去3年間の伸びはゆるやかであるものの、これまで
のAdder申請の動向から、今後は太陽光発電の導入はより急速に進むことが予想される。

政府はこれまでに、Adderの申請受付を2回に亘り実施した(2007年2月及び2009年
8月)。これまでの申請案件総数(再生可能エネルギー全体)は、1,195件(売電容量合計
7,663MW)にのぼる。このうち、太陽光発電の申請案件は、200件(同852MW)で、全
体の1割以上を占める。現時点ではグリッドへの供給段階に達した太陽光発電プロジェク
トは51件(同7.7MW)にとどまるものの、すでに93件(同415MW)がAdderの承認済
みである。

こうした申請状況を見ると、Adderに対する事業者の反響は極めて大きいことが窺える。
しかし、後述するように(4-1.)、Adderの給付が承認された場合にも、事業者による資金
調達可否や技術的課題等により、計画通りに進まないプロジェクトも発生することが予
想される。政府は、Adder申請の中には“投機的”な案件も含まれるとの観測から、現時
点における2011年までのソーラー発電の導入見込みは145MWとしている¹⁸。これは、申

¹⁴ エネルギー規制局(Energy Regulatory Commission, ERC)ヒアリング、2010年3月4日

¹⁵ 国内各地において、東北モンスーン、南西モンスーンに影響される毎月の太陽放射を計測した国内の日
射量分布。代替エネルギー開発・効率化局(DEDE)と国立シラパコン大学科学学部が1999年に共同で開
発した。

¹⁶ Thailand's Renewable Energy Development Plan and PV Development in Thailand", DEDE, March
3, 2010

¹⁷ システム利用率は、年間カレンダー時間(24×365=8,760時間)に対する稼働率。ここでは出力係数
を0.7と仮定し計算。

¹⁸ Thailand's Renewable Energy Development Plan and PV Development in Thailand", DEDE, March
3, 2010

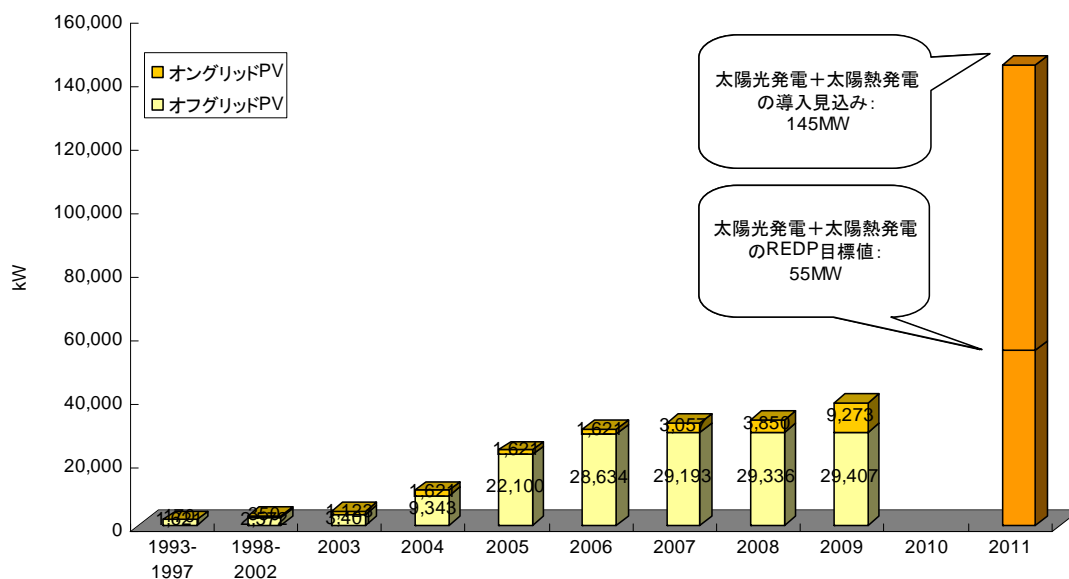
請された容量を大幅に下回る規模であるが、一方で、そうした実現可能性の低いプロジェクトを除外しても尚、REDPの2011年導入目標（ソーラー発電全体で55MW）を大幅に上回る見通しとなっている。

表3 Adder 申請案件の状況

		審査中		承認済み		グリッド供給		合計	
		件数	売電容量 MW	件数	売電容量 MW	件数	売電容量 MW	件数	売電容量 MW
タイ	ソーラー	139	937.6	386	1,765.2	51	7.7	576	2,710.5
	PV	56	429.6	93	415.0	51	7.7	200	852.3
	太陽熱	83	508.0	293	1,370.2	0	0.0	376	1,878.2
	バイオガス	21	61.6	63	113.9	41	43.0	125	218.6
	バイオマス	65	413.7	240	1,825.3	76	637.1	381	2,876.2
	都市ゴミ	24	405.6	27	155.8	8	10.8	59	572.2
	水力	1	0.0	6	6.3	3	0.5	10	6.9
	風力	23	875.3	17	382.9	3	0.4	43	1,258.6
	植物性廃油	0	0.0	1	0.0	0	0.0	1	0.0
	合計	273	2,693.8	740	4,269.6	182	699.6	1,195	7,662.9

(注) データは2009年12月時点。SPP及びVSPP案件の合計。承認済み案件は、PPA締結済み案件とそうでない案件とを含む。

(出所) "Thailand's Renewable Energy Development Plan and PV Development in Thailand", DEDE, March 3, 2010より作成



(注) 2011年の目標及び導入見込みは太陽熱発電を含む値。

(出所) "Thailand's Renewable Energy Development Plan and PV Development in Thailand", DEDE, March 3, 2010より作成

図5 タイにおける太陽光発電システムの設置推移 (1993-2009) と見通し (2011)

3-3. 太陽光発電プロジェクトの質的变化

これまでのところ、タイにおける太陽光発電の設備導入は、小規模のオフグリッド設備（家庭や共同体における小規模発電設備（Solar Home System, SHS）等）が主であり、2009年においては、それらの割合が8割となっている。しかし、そうしたオフグリッド設備の導入量は、近年は横ばいとなっている。一般の消費者レベルで見ればシステム価格が依然として高額であること等から、今後も大幅な増大は見込まれていない¹⁹。

こうした中で、系統接続型設備の導入が目立ち始めている。2009年の導入実績は、前年比5.4MW程度の増大に過ぎないものの、Adderの申請案件の中には、単体で30MWあるいは55MWといった極めて規模の大きい案件もある。こうしたプロジェクトは、資金面においても技術力においても優位な外資系企業が手がけるケースが多く、系統連系型の設備導入を一気に押し上げる可能性がある。このような最近の動向は、Adderによる買取補助の影響によるところが大きいと考えられ、さらに、システムコスト²⁰の低下もあいまって、投資回収年数の短縮等、経済性の改善が指摘されている²¹。こうしたメガソーラープロジェクトは、今後の成長分野として国内外の投資家の関心を集めている。

表 4 タイにおけるメガソーラープロジェクトの事例

企業	設備容量	場所	状況
EGAT	1MW	Ubonrachatani	2009年末運転開始
Bangkok Solar	1.49MW	Chachoengsao（バンコク近郊）	稼働中
	1.563MW	Udonthanee（東北部）	稼働中
	1.136MW	Ang Thong	稼働中
	2.144MW	Petchaburi	稼働中
	1.1MW	Nakonratchasima	建設中
	11MW	Lop Buri（中部）	計画中
Natural Energy Development (NED)*	55MW	Lop Buri（中部）	申請中、2012年電力供給開始予定
Bangchak Petroleum	30MW	Ayutaya（中部）	申請中
Conergy AG（独）・Yanhee Solar	3MW	Ayutaya（中部）	2010年中に建設完了予定

（注）*は三菱商事出資会社（香港）、民間大手 EGCO（タイ）、CLP（香港）が各 33.3%出資（出所）各種資料及び報道（バンコクポスト 2009年 11月 16日付、NNA アジア経済情報 2009年 12月 9日、2010年 3月 11日、2010年 3月 17日付、Power in Asia/Issue 550/April 1,2010等）より作成

大規模な太陽光発電プロジェクトの活発化が今後予想されるものの、タイ国内における関連産業は未成熟である。太陽光発電システム製造企業は5社で、モジュールの年間生産能力をあわせて112MWである（表5、2009年3月時点）。このうち1社（Bangkok Solar社²²）はアモルファス・シリコン型のモジュール製造業者であるが、他の4社は結晶シリコ

¹⁹ ヒアリング、DEDE（2010年3月16日）

²⁰ DEDEによれば、現在の平均システムコストは200,000～250,000 バーツ/kW（55万～69万円/kW）。

²¹ The Nation, December 8, 2009

²² 2003年5月設立（親会社はBangkok Cable社）。国内初の非結晶型シリコン太陽光発電モジュール製

ン型セルを輸入し、モジュールの組み立てを国内で行うアッセンブラーである。上述の大規模プロジェクトをはじめ、設備供給の太宗は海外調達によることが予想される。

表 5 タイ国内の太陽光発電システム製造企業と年間生産能力

	多結晶型セル	多結晶型モジュール	薄膜型セル	薄膜型モジュール
Bangkok Solar			50MW	50MW
Solartron	25MW (計画)	30MW		
Sharp		7MW		
Thai Agency Engineering		5MW	5MW	5MW
Eakarat Engineering	25MW	15MW		

(出所) "Thailand's Renewable Energy Development Plan and PV Development in Thailand", DEDE, March 3, 2010 より作成

政府は、海外からの投資²³を呼び込みたい考えで、投資促進策の運用窓口であるタイ投資委員会 (Thailand Board of Investment, BOI) ²⁴を通じ、優先分野として「公益事業及びインフラ」、「技術・人材育成に関する直接投資」、「環境保護・保全」等を挙げている。これにより太陽光発電をはじめ再生可能エネルギー分野における発電部門及び製造部門への投資に対し、税制面での優遇策が実施される²⁵。Adder とあわせ、これらのインセンティブが奏功し海外企業の関心がさらに高まれば、大規模案件への投資が加速することも予想される。

4. 固定価格買取制度 (Adder) の運営に関する今後のリスクと課題

これまでに述べたように、Adder を中心とした促進策により、タイでは再生可能エネルギーの導入に弾みがつくことが期待される。一方、今後着実に太陽光発電等の普及拡大を進めるためには、制度運営における課題や、事業実施におけるリスク等、検討すべき事柄もある。

造企業。太陽光発電所の建設、運営も進めており、Adder 制度下でグリッド供給を実現した初の事例も含まれる。

²³ タイでは外国人事業法 (1999 年改正、2000 年 3 月施行) に基づき、外国企業 (外国資本 50%以上) の参入を規制しているが、タイ企業が最低 51%を保有する合弁企業設立により参入可能としている。

²⁴ 産業奨励法 (1954 年制定) の運用主体として設置され、首相を委員長、産業省大臣を副委員長として、タイの投資奨励策の決定や、重要な投資案件の許認可等にあたる。

²⁵ 優先分野の事業者に対しては次の外資奨励策が適用される: 1) 法人税の 8 年間免税及びその後の 5 年間の法人所得税の 50%を控除、2) 輸送費、電気料金等は 2 倍の経費計上を認め、また設備などの据え付けまたは建設費について投資額の 25%を上限に純利益から控除可能とする。(日本貿易振興機構 (JETRO) ホームページ。)

4-1. 政策面の課題

制度の安定性

政府は、現状のプレミアム価格を今後2年間(2010年～2011年)は継続する方針とし²⁶、一貫性のある施策として実施して行く考えを示している²⁷。一方で、直近の報道によれば、ワナラット・エネルギー相は、太陽光発電のコスト低下をふまえ、Adder 価格の見直しをエネルギー政策計画事務局(EPPO)に指示し²⁸、今年7月までに見直し作業を完了させる予定としている²⁹。現時点では、価格の減額率や、減額の実施時期等は未定であり、それら措置の如何が“政治的判断”に委ねられていることは、今後の制度運営に重要な検討課題を残しているともいえる。今後はこうした制度運営上の諸規定についての綿密な検討が求められよう。

またタイでは、RPSを2004年に導入したが(前述1-2)、Adder導入に伴い廃止となり、再生可能エネルギーの導入促進策は、量的義務付け(RPS)から、価格インセンティブ(Adder)へと大きく変化した。政府は、そうした施策転換の経緯を含め政策の一貫性、整合性を明確に示すことで、国内外の信頼度をさらに高めることができると考えられる。

量的な不確かさ

Adder申請プロジェクトの中には、“投機的”な案件も多く含まれることが指摘される。プロジェクトの実現可能性は、事業者の技術的習熟度に加え、資金調達や系統接続の物理的条件等、様々な要因により影響を受ける(後述4-2)。これまでのところ、Adder申請と具体的事業計画との関連性が薄いケースが多いため、申請案件からどの程度のグリッド供給を見込めるのか、導入見通しを立てにくい状況となっている。

現行のルールでは、Adder適用の上限(エネルギー種別の総設備容量等)は定められていない。また、これまでのAdder申請動向をふまえ、再生可能エネルギーの導入目標値の上方修正が行なわれることも考えられるが、いずれにせよ、量的な不確実性が高いことは、再生可能エネルギー促進策の舵取りを困難にさせるとともに、事業者にとっても、今後の展望を見えにくくする一因ともなっている。

政府は、投機的な申請を抑制するための対応策として、2009年3月の制度改定において、事業者に対し、200,000バーツ/MW(約80万円/MW)の申請料を課し、2年以内に事業活動が行われない場合には返金しないとする規定を追加した³⁰。

²⁶ 2年後に価格の改定が行われる場合、すで買取契約を締結済み事業には影響しないが、新規の買取案件に対し、減額した価格が買取期間中(現行規定では10年間)適用される。

²⁷ ヒアリング、DEDE(2010年3月3日)

²⁸ NNAアジア経済情報(2010年3月24日)。これによればエネルギー相による発表は3月22日。

²⁹ Bangkok Post(2010年4月3日)

³⁰ 改定以前にも活動開始期限を2年以内とする規定があったものの、申請料の支払いを規定しておらず、抑止効果がなかった。

消費者負担

Adder の実施費用は、電気の消費者に転嫁されるため、政府は、事業者に対し十分なインセンティブを付与する一方で、電気料金の急騰を回避するというバランスの実現を目指し、制度を運営するとしている。政府関係者によれば、現在のところ Adder の費用負担による電気料金への影響は些少であり、消費者からの反発等はない。同様に、2022年までの再生可能エネルギー電力導入目標（5,608MW）を実現した場合にも、DEDE の試算によれば、費用負担の影響は大きくないとしている³¹。

しかしながら、Adder の申請は政府の予想を上回る規模に達しており、高額なプレミアムを維持しつつ、大幅な導入拡大を進めようとする場合には、消費者の費用負担が今後増大する可能性もある。また、発電システムの供給が海外からの輸入でまかなわれる中、国内の経済効果が問われることにもなる。今後、Adder 案件が大幅に増大するのであれば、消費者負担の多寡に加え、制度実施の経済・社会的意義についても、国民の合意形成の重要度が増すことが予想される。

4-2. 事業実施に関する課題

資金調達

事業者は Adder の申請を行いつつ、融資を受けるための準備を進めるが、市中の金融機関においては、太陽光発電では特に、類似プロジェクトへの投資実績が乏しいケースも多い。このため、貸付審査においては、プロジェクトのリスクやリターンについて、相対的に厳格な判断基準を適用する傾向も指摘される。こうした金融機関による審査は、採算性の乏しい案件をスクリーニングにかける一方、堅実な電力供給が見込める優良案件を取りこぼしてしまう可能性もある。

こうした状況に対し、国営電力会社である EGAT は、自らが太陽光発電プロジェクトを実施し、実証データを提供することで、判断材料の蓄積に貢献するとしている。また政府は、売電補助（Adder）だけでなく、融資補助や設備投資補助の施策を併せて実施³²、事業者の参入に向けた一助とする方針である。

電力系統

これまでにグリッド供給が実現している Adder プロジェクトは、全体で約 700MW（太陽光発電では 7.7MW）となっている。関係者によれば、全体的にみれば現時点では系統の容量不足は喫緊の問題とはなっていない。ただし、Adder 申請案件が多数に上る中で、案件によっては、送電網が延伸されておらず高圧の送電線へ連系できないケースがある。ま

³¹ ヒアリング、DEDE（2010年3月3日）

³² 政府は 2008 年に ESCO 基金を設立し、①株式投資、②機器のリース、③炭素クレジット取引、④ベンチャーキャピタル、⑤技術、⑥融資保証に関する支援を実施している。設立当初の基金規模は 1,500 万米ドル。

た、22kv 系統では 8MW、33kv 系統では 10MW までといった容量の上限があるため、系統に接続できない案件も生じ得るのが実情である³³。

長期的には、申請プロジェクトが順次グリッド供給を実現し、その規模及び速度が高まる場合には、系統安定化対策は重要な課題のひとつとなる。政府は、電気料金の急激な上昇や、系統への影響を抑える必要から、Adder 案件の承認動向をモニターする方針である。同時に、規制機関等との議論を進め、発電設備の増強と歩調をあわせた対策や、バックアップ電源の確保についても検討を行うとしている。

設置サイドの技術的問題等

関係者の多くは、太陽光発電システムのメンテナンスに課題があると指摘している。システム設置後の設備維持について、十分な技術、ノウハウが蓄積されておらず、また、太陽電池をはじめ部材を海外メーカーから輸入する場合等は、故障時の対応に時間がかかったり、場合によっては費用がかさむケースもある。前述（3-3）のように、タイ国内では、モジュールの製造事業者は少なく、技術・品質の向上に課題があるとの見方もある。

また、輸入か国産かに係らず、設備性能を担保するための標準の制度整備が、重要な検討課題となっている。現状の制度ルールでは、太陽光発電の技術面での規定は特段設けられていないが、モジュールの発電効率や認証要件等の条件を付加する等により、事業者に技術的な改善努力へのインセンティブを付与するといった対策が必要と考えられる。

まとめ

タイ政府が導入した再生可能エネルギー電力の固定価格買取制度（Adder）は、同国における再生可能エネルギーの普及に弾みをつけるとともに、当該分野への投資を促進する施策として、国内外の関心を集めている。実際に、Adder の申請案件は多数にのぼり、太陽光発電の大規模プロジェクトも次々と計画されている。政情に関する懸念はあるものの、再生可能エネルギーの導入促進は、タイのエネルギー政策において今後も重要な役割を果たすものと考えられる。

一方、具体的な事業の発展に対しては、資金調達をはじめ事業者が抱えるリスクや、系統接続に関する物理的条件、あるいは電気料金の高騰を回避する必要性といった政策面での事情等、様々な制約もある。このため、これまでのところ、Adder に対する期待の高さと実現可能な事業の数量には乖離が生じている。今後、再生可能エネルギー電力の導入拡大を本格的に進めるにあたっては、制度への信頼性を確保するための工夫や、導入拡大に呼応した系統容量の整備、技術面での普及体制の強化等、諸条件を一体的に整えて行くことが肝要である。

³³ エネルギー政策計画局（Department of Energy Policy and Planning Office, EPPO）資料及びヒアリング（2010年3月4日）

Adder の成否は、類似の制度導入を検討している他の東南アジア諸国にも重要な示唆を与えることになろう。地域全体での再生可能エネルギーの持続的な普及拡大を視野に、今後の動向に注目したい。

お問い合わせ：report@tky.ieej.or.jp

資料

【1】「タイのエネルギー政策及びエネルギー戦略」³⁴の概要

(1) エネルギー安全保障	<ul style="list-style-type: none"> ● 原油及びコンデンセートの国内生産の増大 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 2011年の生産目標：25万バレル/日 ● 天然ガスの国内生産及び海外輸入の増大による供給確保と関連インフラの建設 ● 需要増及びエネルギー源の多様化を視野に入れた電力供給事業の育成 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 国営電力会社（EGAT）による発電シェアは50%以上を維持 ➢ 発電における天然ガスの割合上限を70%に設定 ● 他の発電源（原子力発電、クリーンコール、オイルシェール）に関する国民理解の醸成
(2) 代替エネルギー	<ul style="list-style-type: none"> ● 導入目標の策定及び達成に向けた施策の実施 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 再生可能エネルギー発電の促進に向けたインセンティブ制度の実施。現在施行中の補助制度“Adder”の活用 ● バイオ燃料の生産及び利用拡大による石油代替 <ul style="list-style-type: none"> ➢ ガソロール E85 及び FFV（Flexible Fuel Vehicle）の利用実現、FFV 導入 2000 台目標 ➢ 2011年の目標：エタノール 300万リットル/日、ガソロール 24326.6万リットル/日、想定自動車台数 22.2万台 ➢ B100の生産拡大、2011年までに300万リットル/日の需要対応を目指す ● 再生可能エネルギー及びその他革新的技術に関する研究開発の拡充 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 次世代バイオ燃料やバイオ燃料の内燃機関への影響調査 ➢ 太陽光、水素等の先進技術に関する研究助成 ➢ 国産エネルギーの利用拡大 ● 代替エネルギー利用拡大に向けた国民参加の機会創出、地産地消の取組、啓蒙活動 <ul style="list-style-type: none"> ➢ コミュニティレベルでのエネルギープロジェクトの実施 ➢ コミュニティレベルでエネルギーコストを15～20%削減 ➢ 地域に適合したエネルギー選択の促進 ➢ 都市部を対象に“グリーンホームコンセプト”を推進、都市部の居住区やコンドミニアムに適した技術開発
(3) エネルギー価格及び安全管理	<ul style="list-style-type: none"> ● エネルギー価格の監視と安定推移の確保 <ul style="list-style-type: none"> ➢ エネルギー作物の推進に資するエネルギー価格構造の策定、価格の安定、近隣諸国と同水準のエネルギー価格を確保するための対策 ➢ エタノール価格の形成について EPPO 及びエタノール生産者協会との協議を進め、安定した価格形成メカニズムを検討 ● エネルギー事業における保安対策
(4) エネルギー節約及び効率化	<ul style="list-style-type: none"> ● 「省エネルギープログラム（Energy Conservation Programme (ENCON)）」の目標を強化し、エネルギーの節約目標を20%に設定。2012-2016年プログラム策定 ● 「国民参加による省エネルギー11項目」の実施を通じ、年間1000億バーツ（約26億円）を節減

³⁴ Thailand's Energy Policy delivered to the National Assembly on 30 December 2008 by Prime Minister of Thailand and Energy Strategy directed by Minister of Energy on 12 January 2009

(5) 環境保護とエネルギー生産・利用の両立	<ul style="list-style-type: none"> ● 環境面でベネフィットのあるエネルギー調達及び消費のあり方を促進 <ul style="list-style-type: none"> ➢ エネルギー分野の気候変動対策パイロット・プロジェクトを実施 <ul style="list-style-type: none"> ◇ 天然ガス火力発電、石炭火力発電、コンバインドサイクル発電各 1 件ずつにおいて温室効果ガス排出削減を検討 ➢ CDM（クリーン開発メカニズム）を推進し、年間 100 万 t の CO₂ 削減 <ul style="list-style-type: none"> ◇ フレアガスの削減及び有効利用 ◇ 炭素の回収・貯留（CCS）に関する研究開発の促進 ➢ 石油化学工場や製錬所における揮発性有機化合物（VOC）排出の管理・抑制等
------------------------	---

【2】電気事業体制³⁵

タイでは、かつては、3つの公社による電気事業の独占が行われていた。すなわち、タイ発電公社（EGAT, Electricity Generating Authority of Thailand）が発送電を、首都圏配電公社（MEA, Metropolitan Electricity Authority）及び地方配電公社（PEA, Provincial Electricity Authority）が配電と小売を独占し、離島などの独立系地点では、PEA 及びエネルギー省内の DEDE の運営による小規模発電所が電力供給を行うという体制であった。

1990年代に入り電気事業に関する改革が行われた結果、1992年より発電部門への民間資本の参入が可能となり、これに伴い独立発電事業者（IPP, Independent Power Producers）や、小規模発電事業者（9万kW以下の事業者、SPP（Small Power Producer））が、外資も含め参入した³⁶。さらに2002年以降は、極小規模発電事業者（現在の定義では1万kW以下の再生可能エネルギー発電事業者、VSPP（Very Small Power Producer））による MEA 及び PEA への売電が認められている（SPP・VSPPについては下記【3】参照）。

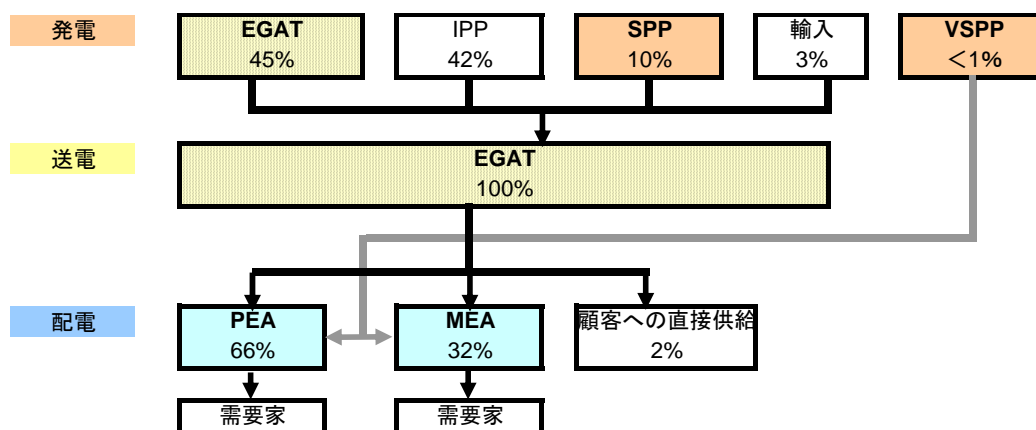
EGAT は、自社設備による発電電力を大口需要家に直接供給するほか、IPP や海外（ラオス、マレーシア）から購入した電力のシングルバイヤーとして、配電公社（MEA、PEA）に卸供給している。また送変電設備や給電設備を保有し、系統運用を担っている。

MEA は、首都バンコク及び隣接する2つの県（サムトラカーン県及びノンタブリ県）を供給管轄区域とし配電・小売事業を行っている。PEA は、MEA の管轄以外の地域（73県）を4つのエリアに分け配電事業を行っている。営業区域はタイ全土の99%を占める。

IPP は、現在、国内の発電シェアの4割以上を占める。IPP の公募は1994年に開始され、現在11社、総設備容量11,077.5MWとなっている（今後の運開予定分も含む）。11社のいずれも火力発電事業者（石炭または天然ガス）である。

³⁵ 「海外諸国の電気事業」、2008年、海外電力調査会

³⁶ SPP には、発電事業者の他、繊維、化学、製糖工場等で自社工場に発電設備を有し余剰電力を売電している企業等がある。発電用燃料として、化石燃料のほかに、バガス、籾殻、木炭、廃棄物等が用いられている（Electric Power in Thailand 2008, Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy）。



(注) 数値は消費電力ベースのシェア
 (出所) Electricity Regulatory Commission 資料 (2009年3月3日) より作成

図 タイの電力事業体制

【3】小規模・極小規模電力事業者 (SPP・VSPP) からの電力購入プログラム

小規模発電事業者 (SPP、10MW～90MW) からの電力購入プログラムは 1992 年に開始された (1994 年に「EGAT 法」を改正)。同プログラムは、発電及び送電における政府の財政負担の軽減や、発電事業における民間参加の促進、地場産業の副生物及び再生可能エネルギーの発電利用の促進等を目的として導入された。購入対象となる電力は、風力、太陽光、小水力等の非在来型エネルギー源によるものや、農業及び産業における廃棄物や副生物、一定条件を満たした天然ガス・石油コージェネレーションである。

極小規模発電事業者 (VSPP、10MW 以下) からの再生可能エネルギー電力の購入プログラムは、2002 年 5 月に策定された。現在 (2007 年 5 月のデータ) 稼働中及び認可申請中の VSPP は 98 件 (合計設備容量 2.5 万 kW) である。VSPP は、制度導入当初は 1,000kW 以下を対象としたが、その後、規模を 1 万 kW 以下までに変更し、電源も再生可能エネルギーに限定せず、コージェネレーションにも拡大することとなった。

現在 (2007 年データ)、SPP、VSPP が国内のエネルギー供給全体に占める割合 (設備容量) は、SPP10%、VSPP1%未満である。