

平成 18 年度円借款事業事後評価業務
(フィリピン、アゼルバイジャン)

特定テーマ評価報告書

平成 19 年 3 月

財団法人日本経済研究所

目 次

評価結果サマリー	1
1 調査の目的と方法	4
1-1 調査の目的	4
1-2 調査の方法	5
2 フィリピンにおける電力政策の評価と本事業への影響	7
2-1 電力セクターの現状	7
2-2 民活・民営化政策に対する公共性および事業性評価	17
3 アゼルバイジャンにおける電力政策の評価と本事業への影響	18
3-1 電力セクターの現状	18
3-2 民活・民営化政策に対する公共性および事業性評価	27
4 わが国民間セクターの関与の状況	28
4-1 フィリピンおよびアゼルバイジャンにおける電気事業への関わり	28
4-2 民間企業等の海外 PPP に対する意見	28
5 民活・民営化政策下での事業に対する円借款のあり方	30
5-1 円借款が求められる事業	30
5-2 円借款実施との連関を考慮すべき政策	32
6 提言	34
参考	35

略語：

AGMO	Autonomous Group Market Operator
AZM	Azerbaijan Manat
DAC	Development Assistance Committee
DOE	Department of Energy
EPIRA	Electric Power Industry Reform Act
ERB	Energy Regulatory Board
ERC	Energy Regulatory Commission
GDP	Gross Domestic Product
GENCO	Generation company
IMO	Independent Market Operator
IPP	Independent Power Producer
IRR	Implementing Rules and Regulations
NEA	National Electrification Administration
NPC	National Power Corporation
REC	Rural Electrification Cooperatives
PEMC	Philippine Electric Market Corporation
PEP	Philippine Energy Program
PPA	Power Purchase Agreement
PPP	Public Private Partnership
PSALM	Power Sector Assets and Liabilities Management Corporation
SOCAR	State Oil Company of Azerbaijan Republic
SPUG	Small Power Utilities Group
TRANSCO	National Transmission Corporation
WESM	Wholesale Electric Spot Market

評価結果サマリー

評価の概要と目的

途上国におけるインフラ整備は、一国の経済社会活動の基盤となるものであり、またインフラを活用した経済活動を通じて経済成長を実現することにより貧困削減に貢献するものである。そのため、わが国は円借款を通じて途上国の経済・社会インフラ整備に対する支援を行っているところであるが、途上国では、財政負担の削減、事業の効率化、民間ノウハウの活用等を目的にインフラ整備に民活・民営化政策を導入しているところも少なくない。

本特定テーマにおいては、フィリピンおよびアゼルバイジャンにおける電力セクター向け円借款事業を通じて、民活・民営化政策が事業効果に与えた影響を分析するとともに当該政策を公共性および事業性の観点から評価するものである。その上で、民活・民営化政策下での事業への円借款の関与のあり方の指針を提言することを目的とする。

対象事業リスト

国名	事業名	承諾額（百万円）
フィリピン	レイターボホール連結送電線事業	8,086
フィリピン	ルソン系統民活支援送電線事業	14,972
アゼルバイジャン	セヴェルナヤガス火力複合発電所建設計画	20,699
アゼルバイジャン	セヴェルナヤガス火力複合発電所建設計画（2）	18,332
合 計		62,089

評価結果

1 電力セクターにおける民活・民営化政策が事業に与えた影響

1-1 フィリピン

フィリピンでは2001年6月に電力産業改革法（EPIRA）が施行され、フィリピン電力公社（NPC）の発送電資産を分割民営化することを目的に、送電部門は新設のフィリピン送電公社（TRANSCO）に移管された。現在、送電事業の運営管理はTRANSCOが行っているが、送電能力増強による電力安定供給の実現、負債移管による財務体質の改善等により対象事業の有効性および持続性は高いと判断された。なお、送電事業の運営管理については、同公社から民間事業者にコンセッション契約により移管されることになっており、過去入札が行われたが事業者選定に至っていない。そのため、民間事業者による送電部門の運営による事業への影響については現時点では不明である。

1-2 アゼルバイジャン

アゼルバイジャンでは1991年の独立以降電力の発電・送電・配電を国営企業であ

るアゼルエナジーが独占してきたが、電気料金の徴収不足等による慢性的な財政赤字のため 1996 年には同社の将来の民営化計画が発表され、政府が 100%株を保有する joint stock company へ組織変更された。その後 2000 年に全国を 5 つの配電地域に分割し、うち 2 地域（バクー市およびスنگアイツ市）について 2002 年から配電網の運営権を民間会社へ委託した。しかし現在まで政府によるアゼルエナジーの民営化は行われておらず、また配電事業についても委託民間会社が契約で定めた電気料金徴収を達成できなかったことから、2006 年から委託事業をアゼルエナジーおよび経済発展省へ戻している。

一方、政府は 2007 年 1 月から電気料金を約 3 倍値上げし、アゼルエナジーに対して今までの補助金による運営からコストをカバーし自立化・効率化を促す政策に変更している。

このような中、対象事業は天然ガスを燃料とする最新の発電所および燃料ガスパイプラインの建設であり、効率的な設備によるコスト削減等が組織の持続性に貢献している。

2 民活・民営化政策の公共性および事業性からの評価

2-1 フィリピン

フィリピンでは、高い経済成長を反映し電力需要も高い伸びを示している。民活・民営化政策導入後、電気料金の上昇はあったものの電力安定供給の実現と需要家のアクセスビリティ拡大に対応していることから公共性に対する貢献は大きい。また、円借款対象事業である送電網を管理運営する事業体についても、旧フィリピン電力公社の資産、負債を電力部門資産・負債管理会社（PSALM）へ移管することを進めており、TRANSCO として設立されたことから財政的な自立度が高まるとともに効率性も進み、事業性も安定している。

なお、現時点では TRANSCO に対する民間フランチャイズ事業者は決定していないが、コスト削減や民間的な営業マインドの発現もみられ、事業性から同政策に対する相応の評価ができる。

2-2 アゼルバイジャン

アゼルバイジャンでは、国営電力会社アゼルエナジーの民営化が一時検討されたが、現在発送電については政府が 100%株を保有するアゼルエナジーが行い、配電については、同社および経済発展省が持つ配電会社が行っている。また、電気料金は 2007 年 1 月の値上げにより受益者負担の原則を進めており、アゼルエナジーに対する政府からの補助金を廃止する政策が取られている。ただ、新規投資促進に対する政府の支援および貧困層等への料金値上げの影響を配慮し、新たな保護政策が取られる予定であるが現時点では未定である（2007 年 2 月現在）。

このようにアゼルバイジャンでは電力セクターの民活・民営化は、未だ民活・民

営化を可能とする環境を整備する段階にあるため、民活・民営化そのものが対象事業に与える影響は評価できない。そのため、本評価では民活・民営化を準備する諸政策が事業に与えた影響を分析している。

3 民活・民営化政策下での事業への円借款の関与のあり方の指針

電力セクターのようなネットワーク型インフラ整備においては、発電、送電、配電各部門のバランスよい整備が必要である。電力セクターのインフラ整備にあたり公益性が担保されないと収益性の高い部分だけの整備が進み、ネットワーク上にアンバランスが発生し適切なインフラサービス提供の仕組みが実現しなくなる可能性がある。また、複数の事業者の参入が成り立たない送電線のような非競争コンポーネントを構成する施設（ボトルネック施設）では公益性が保てない場合の弊害を回避することが求められる。そのため当該国のボトルネック施設を円借款により整備し、バランスよいインフラ整備を図る必要がある。加えて、民活・民営化政策を導入している国に対してはその効果を発現させることができるよう競争環境を整備し、事業者間の競争を促進する政策を併せて支援する必要がある。わが国民間企業との関係からは、海外における PPP が最も進んでいる電力分野が民間企業と円借款の相乗効果が期待できる。

なお、燃料となる資源の保有国と輸入国に対する円借款供与については、資源輸出による外貨獲得手段の有無が事業の安定性に影響を及ぼすことになるが、フィリピンのような石油輸入国では石油確保に不安定性があるため、自国で生産可能な地熱や天然ガス資源を広く活用するような事業（自国産資源を燃料とする発電事業や燃料供給事業等）に円借款を供与し、それを誘導・促進することが求められる。

提言

民活・民営化政策下での事業への円借款への関与のあり方について、以下の提言を行う。

- ・ 電力セクターのようなネットワーク型インフラ整備においては、バランスよいネットワークを実現させることが求められるため、電気事業者に公益性が義務付けられない場合は、収益性の高い部分への投資の集中や独占による料金設定の歪みなどの弊害がでるボトルネック施設の整備のために円借款を活用することが必要である。
- ・ 民活・民営化政策を導入している国に対しては、その効果を発現させるために事業者間の競争を促進する環境整備が求められる。そのためのシステム環境や規制機関等を支援する必要がある。
- ・ 自国に活用可能な資源がある場合、当該資源を広く有効に活用する事業に対し円借款を活用することが必要である。

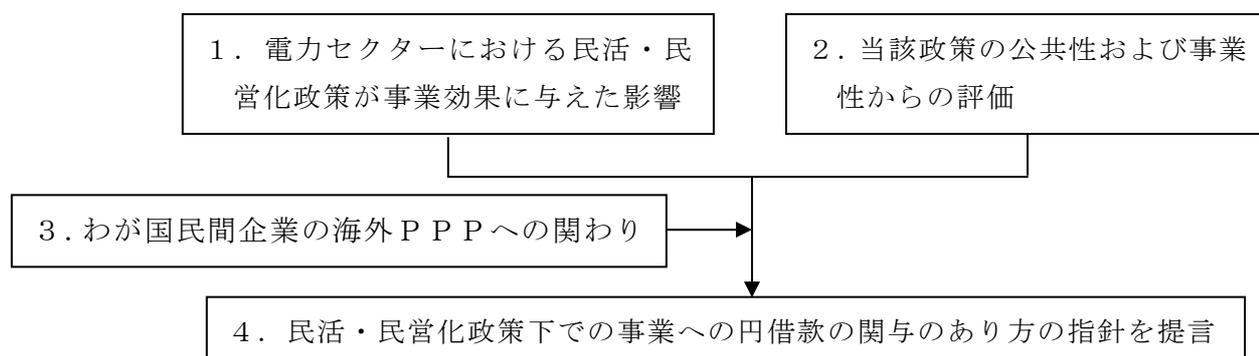
1 調査の目的と方法

1-1 調査の目的

途上国におけるインフラ整備は、一国の経済社会活動の基盤となるものであり、またインフラを活用した経済活動を通じて経済成長を実現することにより貧困削減に貢献するものである。そのため、わが国は円借款を通じて途上国の経済・社会インフラ整備に対する支援を行っているところであるが、途上国では、財政負担の削減、事業の効率化、民間ノウハウの活用等を目的にインフラ整備に民活・民営化政策を導入しているところも少なくない。

本特定テーマにおいては、フィリピンおよびアゼルバイジャンにおける電力セクター向け円借款事業を通じて、民活・民営化政策が事業効果に与えた影響を分析するとともに当該政策を公共性および事業性の観点から評価するものである。加えて、わが国民間企業の事業とのかかわりを調査し、その上で民活・民営化政策下での事業への円借款の関与のあり方の指針を提言することを目的とする。

図1 調査フロー



なお、今回 DAC5 項目評価の対象事業は以下であり、これらの事業に基づき特定テーマ評価を行った。

表1 対象事業リスト

国名	事業名	承諾額 (百万円)
フィリピン	レイターボホール連結送電線事業	8,086
フィリピン	ルソン系統民活支援送電線事業	14,972
アゼルバイジャン	セヴェルナヤガス火力複合発電所建設計画	20,699
アゼルバイジャン	セヴェルナヤガス火力複合発電所建設計画 (2)	18,332
合計		62,089

1-2 調査の方法

本特定テーマの調査にあたっては、以下の現況認識の下、フィリピンおよびアゼルバイジャンにおける円借款対象事業に対する DAC 5 項目評価、既存データ収集および関係者のインタビューに基づき行った。

(1) 現況

一般に電力政策は多くの需要家に対して、低廉な電気料金による効率的な供給と長期的な量的、質的な安定供給の両立を図ることが求められる。電気は蓄積が難しい商品であり、かつ発電、送電、配電といったネットワークにより需要家に届く仕組みとなっている。電力供給整備においては、多額の設備費用がかかりかつ他の目的に転用できないことから、今までは国や公社が独占的に設備建設、管理運営してきた事例が多かった。しかし、近年では民活・民営化政策を導入することで、競争を促進し民間の持つノウハウや経営資源を活用することにより高品質のサービスを効率的に低価格で供給しようとする動きが各国で見られている。また、国によっては財政赤字削減のため国営企業や公社に対する補助金の削減や売却による利益獲得を目的とした民活・民営化政策の導入も見受けられる。

(2) 特定テーマに対する検証内容

以下の内容の検証を行うことにより本特定テーマの評価を行うこととする。

①フィリピンおよびアゼルバイジャンの電力セクターにおいて民活・民営化政策により電力供給の効率化と安定化が実現し、持続的な供給、コスト削減、料金低下、事業体の財務体質の改善等が図られ事業効果の増大が得られたか。

具体的には、

- ・ 民活民営化により電気料金の低下が図られているか¹。
- ・ 需要層、アクセスビリティは拡大しているか。
- ・ 電力の安定供給は実現しているか（停電回数、停電時間等は改善しているか）
- ・ 効率化に伴うコスト削減が実現しているか。
- ・ 組織のサステナビリティ（財務状況、経営体制）は改善しているか。
- ・ 地域経済の活性化（雇用の増加、経済成長）に貢献しているか。

といった点を検証する。

¹多くの公営事業の民営化では補助金の削減が当面の目標と位置づけられ、民活・民営化による効率性改善を通じた料金低下はより長期的な目標とされる。しかしながら、補助金の削減状況についての状況把握が難しかったため、本評価では長期的な目標のみを検討項目とした。

②もし、上記①が実現していないとすれば、どこに問題があるのか。

具体的には、

- ・競争環境の整備状況は進んでいるか。
 - ・民間事業者との連携状況に問題はないか。
- といった観点から問題点の分析を行う。

(3) 分析手法、手順

分析手法としては、(2)の内容について、既存文献調査、ウェブサイトの検索等を行い、かつ現地でのヒアリングおよび入手データから検証する方法を取った。

まず、両国における民活・民営化政策の手順、スケジュール等を把握し、両国の電力セクターの現状（規制、業界動向、料金など）を分析した。

その後、両国の民活・民営化政策の進捗度合いおよび各実施機関による民活・民営化政策への対応状況を把握した。

また、当該事業への影響については個別事業に対するDAC 5項目評価の分析を活用した。

- ① 効率性：民活・民営化政策によってコストや事業期間等に影響があったか
- ② 有効性：電力の安定供給、電力需要への対応状況において、民活・民営化政策の影響があったか（需要家に対する停電時間、回数の低減等改善が見られたか）
- ③ 持続性：組織・人員体制の変化が組織の持続性にどのような影響を与えたか、また電気料金の変化が財務的な持続性にどのような影響を与えたか

加えて、民活・民営化政策に対する評価としては、

- ④ 低廉で安定的な電力供給を可能とするために必要な政策が導入・実施されているか
- ⑤ 公共性：政策実施後に電気料金は低下しているか。電力需要者は拡大しているか。電力の安定供給が実現しているか。
- ⑥ 事業性：政策実施前と後の事業環境の変化が事業体の持続性の前提条件を崩していないか、また財政的な自立が図られているか。

このほか、フィリピンおよびアゼルバイジャンを中心にわが国民間企業によるPPPへの関与の状況、円借款対象国の資源保有状況による違い、課題等につき商社、メーカー、電力会社、金融機関等に対しヒアリング調査を行った。

以上を踏まえ、民活・民営化政策下での事業への円借款の関与のあり方の指針を提言した。

2 フィリピンにおける電力政策の評価と本事業への影響

2-1 電力セクターの現状

2-1-1 電力セクターの構造

現在のフィリピンの電力セクターの形態は、2001年6月に施行された電力産業改革法（EPIRA）に拠っている。

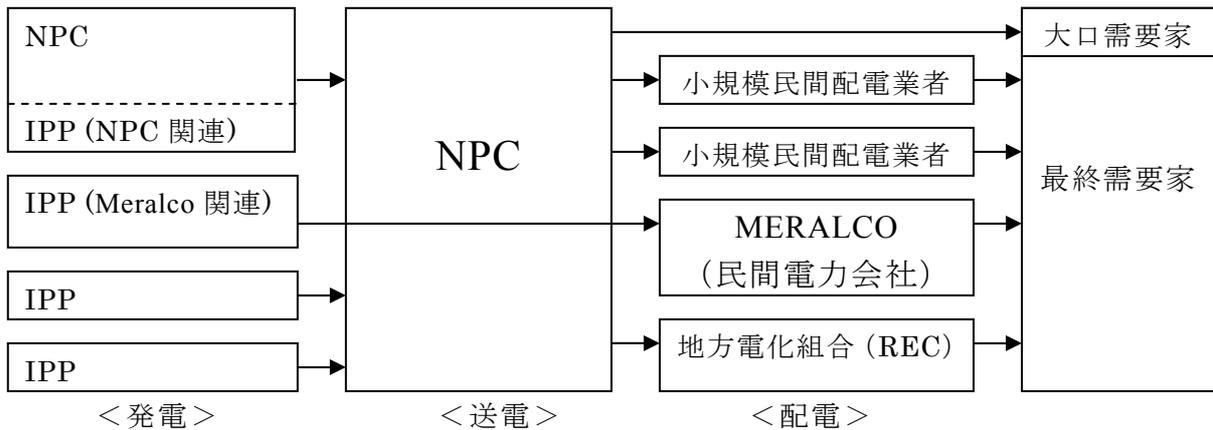
その中で中長期戦略といえるものとして、同法（EPIRA）の「施行規則・基準（IRR）」があげられる。その概要は以下の通りである。

- ① 全国への電力供給を実現する。
- ② 電力供給の質、信頼性、安全性、そして、負担可能性を確保する。
- ③ (i)自由公正な競争および説明責任に基づく、透明かつ合理的な電力価格を実現し、(ii)消費者の選択の幅を広げ、そして、(iii)フィリピン製品の国際競争力を高める。
- ④ 発電・送電・配電セクターにおける(i)民間資本の流入、(ii)リスク分担、(iii)資産の所有権分散を促進する。
- ⑤ 電力産業改革に際しては、公的企業も民間企業も同等に扱う。
- ⑥ 電力ユーティリティ会社等の料金設定やサービスに対して、公共の利益を守る。
- ⑦ 社会的・環境的観点から、適切なエネルギー資源とインフラを確保する。
- ⑧ 輸入エネルギー資源への依存を軽減するために、国内エネルギー資源の活用、そして、新エネルギーまたは再生可能エネルギー資源を用いた発電を促進する。
- ⑨ NPC 財産の民営化を着実に、明白なかたちで実施するべく準備する。
- ⑩ 消費者保護のために、独立した規制組織を創設し、電力産業市場の競争を促進する。
- ⑪ エネルギーおよび需要サイド管理手法の効率的な利用を促進する。

この法律による電力セクターの自由化・民営化が始まる以前は、①発電部門を IPP からの電力購入分も含めてフィリピン電力公社（NPC）が担い、②送電部門を NPC が独占し、そして、③配電部門は MERALCO（Manila Electric Company）をはじめとする民間配電会社および地方電化組合（REC）が担うという構造になっていた。

（図 2 参照）

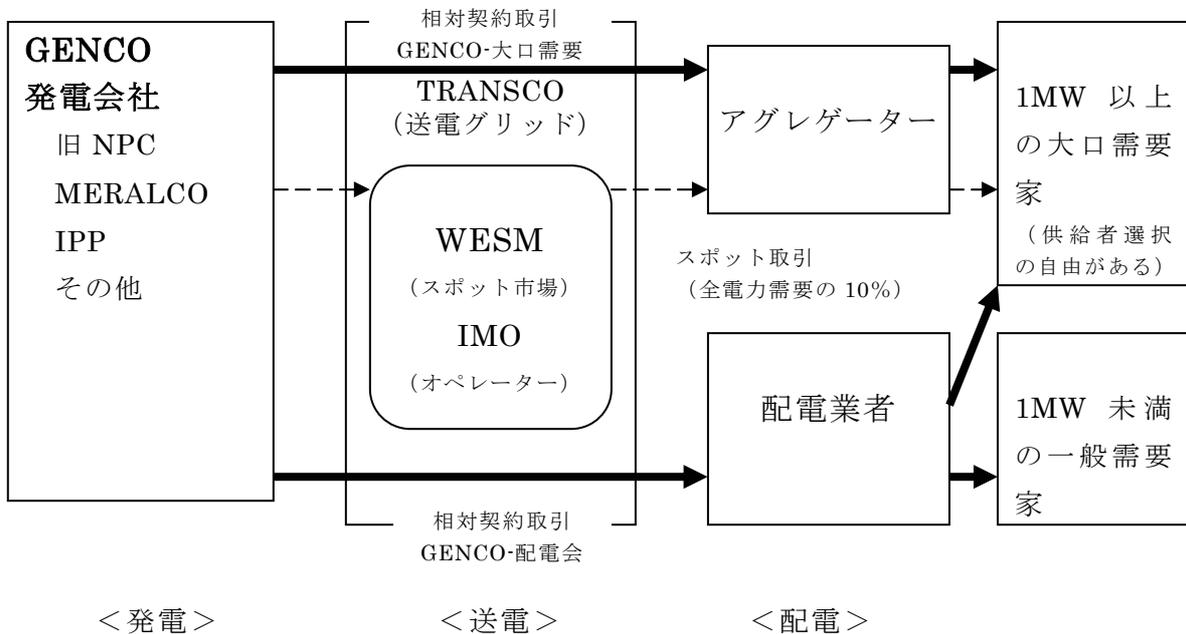
図 2. 改革前のフィリピン電力セクターの構造



出所：「東南アジア 4 カ国の IPP 動向とリスク対応」海外投融資情報財団 百瀬 泰（2005 年 5 月）他。

2001 年 6 月からは、EPIRA に基づき、NPC の発電・送電資産を分割民営化すると共に、将来的には卸売電力スポット市場（WESM）を創設し、それを介したマルチセラー・マルチバイヤー間の取引による発電・供給体制へ移行していく予定であったが、発電施設の民間売却等が完了しておらず、現時点ではまだ図 3 のような改革終了後の構造となっていない。

図 3. 改革後のフィリピン電力セクターの構造



出所：「東南アジア 4 カ国の IPP 動向とリスク対応」海外投融資情報財団 百瀬 泰（2005 年 5 月）他

EPIRA に基づき、フィリピンの発送配電の構造は以下のように変化することになった。

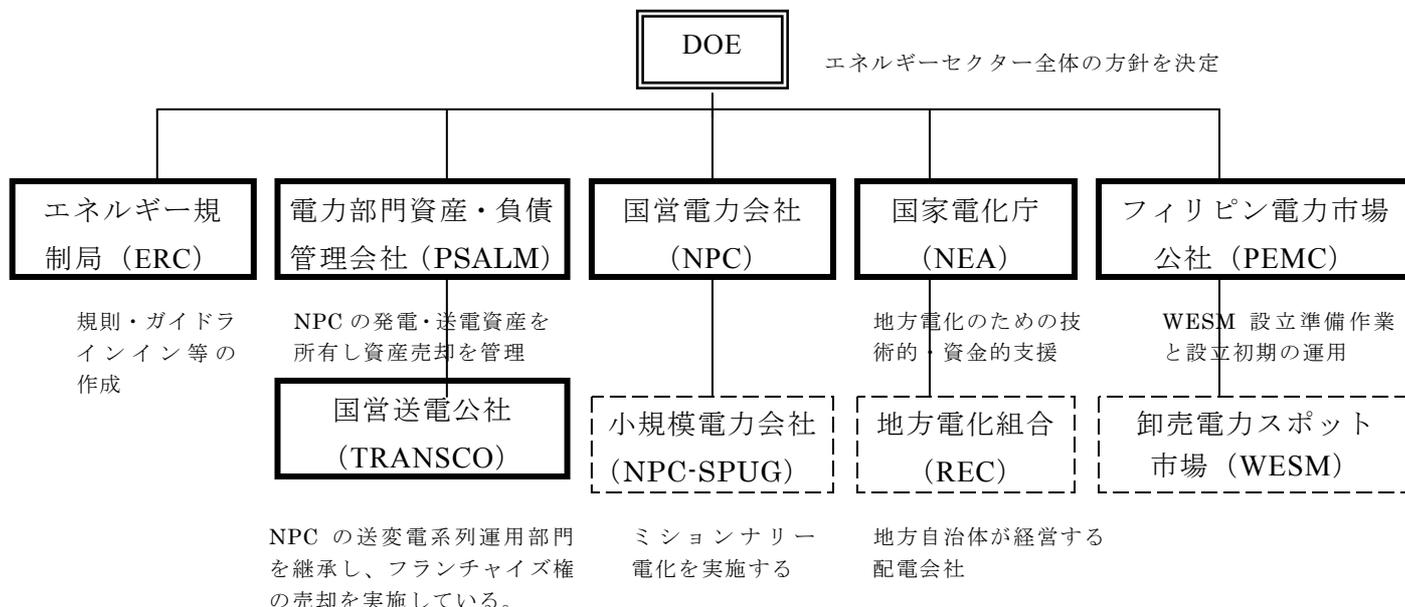
- ① 発電部門は、NPC の発電設備を複数の民間発電会社（GENCO）へ売却することで競争市場となる。そのために、NPC の発電資産と負債の全額は発電資産・負債管理公社（PSALM）に移管が進められ、順次売却されていく。
- ② 卸売電力スポット市場（WESM）を創設し、将来的には、1時間ごとのスポット取引が行われるようになる。但し、国内電気料金の乱高下を防ぐために、当面の間は、WESM で取引される電力は全電力需要の 10%とする規制を設けている。残る 90%は個々の発電会社（GENCO）と大口需要家や配電会社との相対契約取引となる。
- ③ 送電部門においては、送電システムを全ての発電、配電、小売業者に対してオープンアクセス化する。そのために、NPC の送電資産をフィリピン送電公社（TRANSCO）に移管する。
- ④ 1MW 以上の大口需要家は、供給者を自由に選択できるようになる。そのため、個々の配電会社は、その配電システムをオープンアクセス化し、その需要量の 10%以上を WESM から調達することが義務付けられる。
- ⑤ 市場運営は、当面、エネルギー省（DOE）の組織する市場オペレーター（AGMO）²が実施し、将来的には、民間のオペレーターに（IMO）に移管される。

² DOE は、2003 年、AGMO の機能を担う機関として電力市場公社（PEMC: Philippine Electricity Market Corporation）を設立した。

2-1-2 電力セクター関連の行政組織

2001年 EPIRA の施行以降、現在の電力セクター関連の行政組織は図4のようになっている。個々の機関の概要は以下のとおりである。

図4. 電力セクターの行政組織 (2006年8月現在)



①エネルギー省 (DOE)

DOEは、アキノ政権時代に一時廃止されていたが、1992年、電力供給問題の解決のために、RA7638 エネルギー省法 (Department of Energy Act of 1992) に基づき復活した。その役割は、エネルギーセクター全般に関わる国策の策定・遂行である。具体的には、エネルギー計画 (PEP: Philippine Energy Program) の策定、各種規制措置の緩和・撤廃、エネルギー関連事業の民営化、エネルギー資源開発計画の策定、省エネルギーの推進などである。2001年6月、DOEは電力セクターの自由化・民営化の方針ならびに制度を規定する「電力産業改革法 (EPIRA)」および、「電力産業改革法 施行規則・基準 (IRR)」を施行した。この時、ERC、PSALM、TRANSCOがDOEの下部組織として、NPCの分割民営化を促進するために組織された。

②フィリピン電力公社 (NPC、Napocorとも呼ばれる)

1936年、100%政府出資の国営電力会社として設立され、DOEの管轄下に置かれた。改革前までは、全国の発電・送変電設備の大半を保有し、IPPから独占的に購入した電力も含め MERAOCO などの民間電力会社や地方電化組合 (REC) へ電気の卸売を行うと共に、一部大口需要家に対しては直接供給も実施してきた。2001年6月の改革 (EPIRA) に基づき、同年7月から NPCの資産と負債は PSALM への移管が進められている。発電部門は PSALM によって民間発電会社 (GENCO) として順次売却されていく。PSALM に移管された NPC の送変電お

よび系統運用事業に関しては、(所有権は PSALM にあるが) そのフランチャイズ権は PSALM 傘下に設立した TRANSCO に 2003 年 2 月を以って 50 年契約で譲渡され、順次、売却・民営化される。NPC は、これら発電・送電部門の分割民営化の結果、将来的には、採算性の取れない地域での電化事業(ミッションナリー電化: Missionary Electrification) に特化していくことになるため、小規模電力会社(SPUG)を所有する。

③電力部門資産・負債管理会社 (PSALM)

EPIRA に基づき設立され、2001 年 7 月より業務を開始している。NPC から移管された資産のうち、分割民営化の対象となっている発電資産は、発電設備、付帯設備、不動産、IPP 契約、地熱発電システムなどで、それらを複数の GENCO に分割し、入札を通じて順次売却していく。民営化の対象となっている 31 基の発電施設のうち、2006 年 3 月末までに売却された発電施設は僅か 6 基(Talomo Hydro, Agusan Hydro, Barit Hydro, Cawayan Hydro, Loboc Hydro, Masinloc Coal)で、残り 25 基の入札・売却を 2008 年 6 月までに実施する予定である³。

④フィリピン送電公社 (TRANSCO)

2001 年、PSALM 傘下に設立、PSALM が所有する NPC の送変電事業のフランチャイズ権を譲渡され、現在、フィリピンの主要送電システムの運営を任されている。TRANSCO 資産(フランチャイズ権)は PSALM によって、順次、民間へ売却されていく。PSALM は、TRANSCO 資産の入札を 2006 年 9 月に予定していたが⁴、急遽、明確な説明もなく 11 月末に日程を変更した。その後も入札時期は遅れ、2007 年 2 月には最終入札参加企業グループが 1 社となったことから入札は不成立となった。

⑤エネルギー規制委員会 (ERC)

2001 年 6 月、EPIRA に基づき、旧エネルギー規制局(ERB)の後任として、DOE の下部組織として設立された。ERC は、EPIRA の規範により発電・送電・配電・小売の 4 つの市場における全般的な規制・監督権限を有する。具体的には電気料金規制や石油輸入ライセンスの発行などを行っている。

⑥国家電化庁 (NEA)

NEA は、1969 年当時 6%弱しか電化が進んでいなかったフィリピン各地の電化を促進するために、DOE の監督下に設置された。地方電化のために、地方自治体が経営する地方電化組合(REC: Rural Electrification Cooperatives)に対して資

³ PSALM, "Update on the Privatization of Generation & Transmission Assets"(3/15/2006) <http://www.psalm.gov.ph/>

⁴ PSALM, "TRANSCO Privatization Update" (5/25/2006), <http://www.psalm.gov.ph/>

金や電力設備の供給を行うとともに、それらを監督・指導・育成している。

⑦卸売電力スポット市場（WESM）

WESM は、2001 年の EPIRA の規定に基づき、その発効から 1 年以内に開設される予定であったが、その導入が大幅に遅れてきた。2005 年、フィリピン電力市場公社（PEMC）によって WESM のハードおよびソフトウェアシステムの試験運用がルソン地域（4 月～）とビサヤス地域（10 月～）で開始され、2006 年 6 月には、ルソン地域で WESM が正式に開設された。WESM では、1 時間ごとのスポット取引が行われるが、国内電気料金の乱高下を防ぐために、当面の間は、WESM において取引される電力は全電力需要の 10%までに制限される。残る 90%に関しては、発電会社と大口需要家あるいは発電会社と配電会社の間での相対契約取引に委ねられる。

⑧フィリピン電力市場公社（PEMC）

2003 年、PEMC は、WESM の市場運営をする市場オペレーター（AGMO）として、DOE によって（WESM-TWG: Technical Working Group の協力の下）組織された。PEMC は WESM 設立に関する準備作業と設立初期の運用を行う。WESM 設立後は、民間の市場オペレーター（IMO）を任命して運営を任せ、PEMC は WESM の管理監督機関として機能していく。

2-1-3 電力事情

現時点では、電力需要に対する供給体制に大きな問題はみられず、また対象事業の効果等もあり停電回数・停電時間の減少等電力の供給状況は改善してきている。ただ、電気料金については、旧 NPC に対する債務負担改善のための料金アップ等から上昇しており、民活・民営化政策による電気料金低減効果は現れていない。また、今後引き続き伸びが予想される電力需要については、IPP 発電能力の増加に頼らざるを得ないという不安定要素もかかえている。

表2 ピーク電力および供給能力推移

(MW、%)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ピーク電力	5,371	6,350	6,438	6,607	7,138	7,497	7,721	8,275	8,525	8,629
伸率	-	18.2	13.9	26.3	8.0	5.0	3.0	7.2	3.0	1.2
供給能力	11,193	11,762	11,931	12,431	13,185	13,380	14,702	15,124	15,548	15,619
伸率	-	5.1	1.4	4.2	6.1	1.5	9.9	2.9	2.8	0.5

出所：Department of Energy

表3 発電量推移

(GWh、%)

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
発電量	36,708	39,797	41,578	41,432	45,290	47,049	48,467	52,941	55,927	56,568
伸率	-	8.4	4.5	-0.4	9.3	3.9	3.0	9.2	5.6	1.1

出所：Department of Energy

表4 ピーク電力需要予測と供給能力

(MW、%)

	2006	2077	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ピーク電力	9,175	9,558	9,981	10,441	10,946	11,486	12,069	12,696	13,359
伸率	-	4.2	4.4	4.6	4.8	4.9	5.1	5.2	5.2
供給能力 ⁵	9,240	9,714	10,219	10,728	11,268	11,822	12,402	13,014	13,659
伸率	-	0.8	0.3	2.0	0.9	0.6	4.2	5.6	3.9

出所：Department of Energy,

⁵ Power Development Plan 2006 Update Supplement によれば、現時点で確定している新規供給能力は 517.3MW

表5 年間事故停電時間*

(時間)

	ルソン島	北ルソン	南ルソン
1999	977.1	258.8	718.4
2000	793.0	358.5	434.5
2001	1,636.6	236.8	1,225.8
2002	2,538.4	385.0	2,062.4
2003	2,142.9	116.1	1,608.4
2004	1,501.2	123.0	1,378.2
2005	914.7	238.1	480.6
2006	339.9	75.7	264.2

*送電線のみ

出所：TRANSCO

表6 停電回数*

(回)

	ルソン島	北ルソン	南ルソン
1999	293	114	179
2000	330	213	117
2001	370	184	185
2002	369	182	183
2003	257	103	150
2004	201	73	128
2005	187	81	101
2006	141	82	59

*送電線のみ

出所：TRANSCO

表7 ボホール島における年間事故停電時間と停電回数

	時間	回数
1999	10.53	6
2000	27.42	15
2001	62.78	93
2002	60.20	73
2003	14.60	89
2004	28.90	49
2005	7.90	58
2006	13.50	20

出所：TRANSCO

表 8 電気料金推移（ルソングリッド）

（ペソ/kWh）

2003年8月	2004年8月	2005年8月	2006年8月
2.0065	2.5981	4.4080	4.9100

出所：NPC/Napocor ホームページ内 “Unbundled rates for Luzon grid” (January 2003-May 2006)
http://www.napocor.gov.ph/Power%20Rates/eff_rates_for_luzon_grid.htm

2-1-4 経済状況

フィリピンでは、近年国および域内の成長率も高い伸びを示している。また、経済成長に伴い国全体の貧困率が改善している。特に当行対象事業であるレイテ島からボホール島への海底送電線新設効果等もあり、ボホール島においては貧困率が大幅に改善している。

表 9 フィリピンの GDP 成長率
（%）

2001	2002	2003	2004	2005
2.96	3.23	4.93	6.18	4.97

出所：National Statistical Coordination Board

表 10 メトロマニラの域内成長率
（%）

2001	2002	2003	2004	2005
3.14	2.44	5.82	8.38	7.12

出所：National Statistical Coordination Board

表 11 セントラル・ビサヤス（ネグロス・オリエンタル、セブ、ボホール等）
の域内成長率
（%）

2001	2002	2003	2004	2005
4.3	1.15	4.56	6.92	6.04

出所：National Statistical Coordination Board

表 12 フィリピン（上段）およびボホール島（下段）における貧困率

2000	2003	改善幅
27.5%	24.4%	3.1%
50.2%	29.2%	21.0%

出所：Province of BOHOL, Provincial Planning and Development Office 資料

2-1-5 事業者の財政状況等

本件評価対象事業はルソンおよびレイターボホールにおける送電線建設に対する円借款事業であることから、その管理運営を担当する事業体である TRANSCO についての民活・民営化政策の影響ならびに事業への影響を評価するものとする。

TRANSCO に関しては、送電線事業の維持・管理・運営等に対する 25 年間のフランチャイズ契約を民間事業者と締結すべく PSALM が入札手続を進め、2006 年 9 月に 3 グループ（それぞれマレーシア、イタリア、中国の送電会社をパートナーとする）が事前審査書類を提出した。同年 10 月には 3 グループとも資格審査を通過した旨の発表が PSALM からあったが、2007 年 2 月には最終入札者が 1 グループであったため入札は不成立となった。

今後の入札予定は未定であり、送電事業に対するフランチャイズ権の取り扱いは現時点で評価できない。

EPIRA 後の TRANSCO の状況について評価すれば、損益状況、財務状態については問題なく、また人件費の推移からは効率化が進んでいるものと評価できる。

表 13 損益計算書

(百万ペソ)

	2002	2003	2004	2005
売上高	22,281	23,960	24,221	24,298
営業利益	13,809	15,452	15,145	16,217
当期純利益	13,738	15,388	15,071	16,174

出所：TRANSCO Annual Report

表 14 財務比率

(%)

	2002	2003	2004	2005
自己資本比率	23.7	23.3	22.4	42.0
流動比率	376	183	209	201
当座比率	277	102	88	104

出所：TRANSCO Annual Report

表 15 従業員数および人件費推移

(人、百万ペソ)

	2002	2003	2004	2005
総従業員	3,400	3,658	3,596	3,630
(うち管理運営)	2,315	2,390	2,376	2,403
(うち技術)	229	281	279	281
人件費	1,900	1,636	1,594	1,584

出所：TRANSCO Annual Report

現地における大口電力ユーザーのインタビューからも、「NPC 時代には全くなかったことだが TRANSCO になってからはユーザーとの定期的なミーティングを持ち、電力需要見通しのヒアリングを行ったり、問題点等を聞くなどを行うようになった。」という声も聞かれ、電力の安定供給に向けて民間的な姿勢が出ていると評価できる。

2-2 民活・民営化政策に対する公共性および事業性評価

2-2-1 公共性評価

電気料金の上昇というマイナス面はあるが、需要を満たす電力量の安定的な供給、停電時間、停電回数の低減といった電力の安定性の向上が図られており、その結果として経済成長の実現および貧困率の削減に寄与しているものと認められ、公共性は相応に評価できる。

2-2-2 事業性評価

現時点では送電事業に対する民間フランチャイズ事業者が決定しておらず民活・民営化政策の影響を完全に反映しているとはいえないが、上記 TRANSCO の事業推移からは効率性、営業マインドの発現といった面で同政策の効果が出ているものと評価できる。

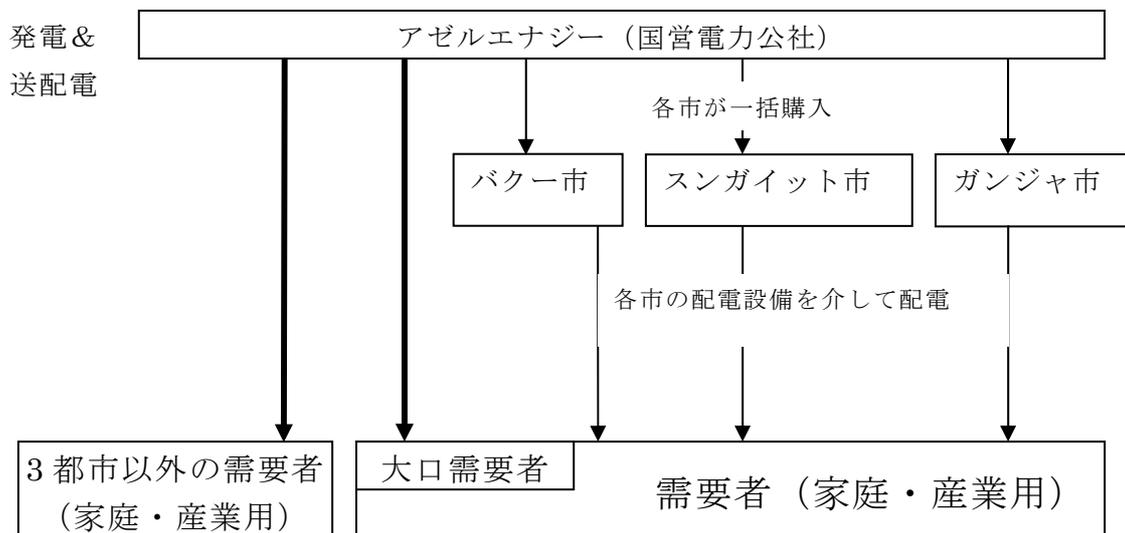
3 アゼルバイジャンにおける電力政策の評価と本事業への影響

3-1 電力セクターの現状

3-1-1 電力セクターの構造

1991 年のアゼルバイジャン独立以降、国営電力会社アゼルエナジーが同国の発電・送電・配電事業を独占的に実施してきた。同時に、バクー、スンガイット、ガンジャの 3 都市においてはアゼルエナジーより、それぞれの市が電力を一括購入し、独自の配電設備を介して需要者に供給していた。ただし、これら 3 都市に関しても、大口需要者（主に大口の工場負荷）に対しては、アゼルエナジーが電力を供給していた。つまり、これら 3 都市においては、配電設備が 2 重構造となっていた⁶。（図 5）

図 5. 1999 年以前の電力セクターの構造



⁶ 2000年6月14日付の大統領令によって、バクー市においてアゼルエナジーが所有していた送配電施設（35kV以下の電圧）が全て BEN（Baku Electric Network）に委譲されたことにより、バクー市における配電システムの2重構造は解消された（出典：独立行政法人国際協力機構無償資金協力部：アゼルバイジャン国、バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書、第1章「プロジェクト背景・経緯」（2006年3月）。

その後政府は、アゼルバイジャンのエネルギーセクター全体の慢性的な財政赤字体質を解消するために⁷、1996年大統領令で、国営電力会社アゼルエナジーを国営の閉鎖会社（株式譲渡制限会社：joint stock company）に変更、同時に、同社の民営化5カ年計画（累積債務の返済後に民営化）を発表した⁸。さらに1999年には、アゼルエナジーが所有する個々の配電会社を基に、新規の配電会社16社を設立、世銀の「国際競争入札ガイドライン」にそって、競争入札を行い、民間企業に対して、これらの会社の運営を長期契約で委託することを発表した⁹。しかし、この入札はうまくいかず、2000年、国家配電網を改めてバクー、ナヒチェバン、スングアイツ（北部）、アリバイラムリ（南部）、ガンジャ（西部）の5地域に分割し、それぞれに配電会社（株式会社）を設立し、外国投資家に対してそれぞれの運営を委託すると共に、全ての発電所は当面、国営のままにすることを決定した¹⁰。その後、2001年3月31日付大統領令「都市部および地方配電網の更新およびマネジメントの委託」に基づき、これら5地域の内、バクー市（2002年1月1日～）およびスングアイツ市（同年10月1日～）については、配電網の運営権を25年契約で民間会社バルメック（BARMEK）に委託され、それ以外の地域に関しては、民間会社バイバ（BAYVA）に25年契約で委託された。ナヒチェバン地域に関しては、アゼルエナジーが配電事業を実施した¹¹。分担は、アゼルエナジーが、発電、給電指令・送配電設備（500kV, 330kV, 220kV, 110kV）の建設・運転・維持管理を実施しており、変電所の2次側の110kV, 35kV, 10kV, 6kVについて各配電会社（バルメック社とバイバ社）に電力を卸売りしている。各地域の配電会社は、バルメック・バクー（バクー地域）、バルメック・スングアイツ（スングアイツ地域）、バイバ・西（ガンジャ地域）、バイバ・南（アリバイラムリ地域）である¹²。（図6）しかし、2006年にはバルメック社およびバイバ社が委託契約に則った料金回収ができなかったことから契約は解除され、現在、配電部門はアゼルエナジーと経済発展省の管轄となっている。

⁷ アゼルバイジャンの独立（1991年以降）、国家石油公社（SOCAR）、国家電力公社（アゼルエナジー）、国家ガス公社（アゼリガス）は、次の理由により慢性的な財政赤字状態にあった。

- ・SOCARは、政府の指示で、直接的な補助金制度として、国内石油・ガス・電力セクターに対して、国際市場価格以下で原油・ガスを供給し、かつ、間接的な補助金制度として、それぞれの機関からの未払いに甘んじるなどの措置を講じてきた。
- ・アゼルエナジー、アゼリガスは、需要者による電気料金不払いにより、需要者からの電気料金回収率が非常に低いレベルにあり、唯一の電力燃料供給元であるSOCARに対しても燃料費の支払いがなされてこなかった。（出典：USAID：CAUCASUS AZERBAIJAN ENERGY SECTOR ASSESSMENT MISSION, MISSION REPORT, MARCH 24-29, 2002.）

⁸ The World News Network “Azeri Energy: Electricity” (May 2001)

<http://www.azerienergy.com/#ELEC>

⁹ USAID：CAUCASUS AZERBAIJAN ENERGY SECTOR ASSESSMENT MISSION, MISSION REPORT, MARCH 24-29, 2002.

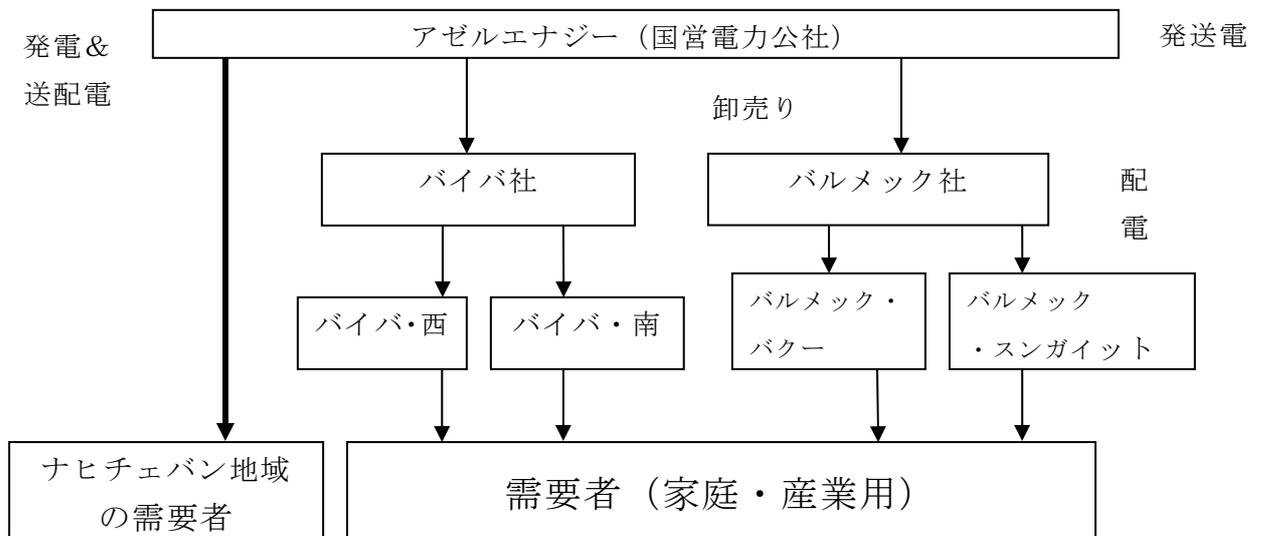
¹⁰ The World News Network “Azeri Energy: Electricity” (May 2001)

<http://www.azerienergy.com/#ELEC>

¹¹ 独立行政法人国際協力機構無償資金協力部：アゼルバイジャン国、バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書、第1章「プロジェクト背景・経緯」（2006年3月）

¹² 独立行政法人国際協力機構無償資金協力部：アゼルバイジャン国、バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書、第1章「プロジェクト背景・経緯」（2006年3月）

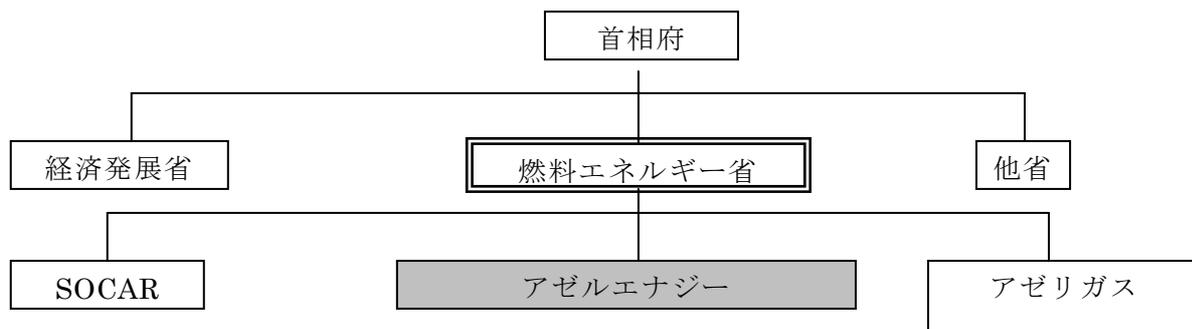
図6. 2005年時点の電力セクターの構造



3-1-2 電力セクター関連の行政組織

2004年12月、産業エネルギー省が新設され、それまで旧燃料エネルギー省、SOCAR、アゼルエナジー、アゼリガスなどに分散されていたエネルギーセクター関連の行政機能がすべて産業エネルギー省に集約された。

図7 2001年4月（燃料エネルギー省の設立）～2004年12月（産業エネルギー省の設立）前まで¹³



旧燃料エネルギー省は、2001年に新設されたが、電力行政に関する主導権は依然として首相府に残っていた。例えば、アゼルエナジーの予算承認、新規発電所・送変電所の建設許可、電力卸売り・小売料金の最終決定権は首相府に残された。また、それまでの経済省、国家財産委員会、反独占委員会の機能を統合して、経済発展省が作られ、その内部にある料金委員会（Tariff Committee）にて全てのユ

¹³独立行政法人国際協力機構無償資金協力部：アゼルバイジャン国、バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書（2006年3月）、P1-1

一ティリティ料金（電力卸売り料金・小売料金を含む）が審議されるようになった¹⁴。

図8 2004年12月（産業エネルギー省設立）以降¹⁵



2004年12月6日付大統領令により産業エネルギー省が新設され、燃料エネルギー省は廃省となり、その全ての機能が新組織に継承された。同時に、経済発展省に置かれていたエネルギーセクター関連の政策策定機能およびSOCAR、アゼルエナジー、アゼリガスに分散されていた諸機能も統合し、産業エネルギー省がエネルギーセクターにおける国家政策の策定・実施を統合的に行っていくことになった¹⁶。さらに、2006年5月16日に産業エネルギー省 内部規定 (Internal Regulations of the Ministry of Industry and Energy) が採択され、同省の役割が以下のように明確化された¹⁷。

- ・産業、および、燃料・エネルギーコンプレックス（産業・燃料・エネルギーセクターの事業体）、法人、個人起業家などに対して、当該分野における国策、および、取り締まりを実施する。
- ・次の機能を実行する。①当該分野の法令に従って、特別許可（ライセンス）を発行する、②国有企業、あるいは、国の管理下にある企業において国益を反映させ、それらの企業のモニタリングを実施する、③炭化水素の生産分与契約（PSA: Production sharing agreement）およびその他の契約の草案を策定する。

¹⁴ USAID : CAUCASUS AZERBAIJAN ENERGY SECTOR ASSESSMENT MISSION, MISSION REPORT, MARCH 24-29, 2002. P4

¹⁵ Azerbaijan Investment Promotion and Advisory Foundation, “Doing Business in Azerbaijan 2006” Chapter 3: SECTORS REVIEW, “3.3 Energy” (2006)
<http://www.economy.gov.az/en/invest/Doing%20Business.doc>

¹⁶ Azerbaijan Investment Promotion and Advisory Foundation, “Doing Business in Azerbaijan 2006” Chapter3: SECTOR SREVIEW, “3.3 Energy” (2006)
<http://www.economy.gov.az/en/invest/Doing%20Business.doc>

¹⁷ Salans, “SOCAR and the Regulations of the Energy Sector” Caspian Oil & Gas Conference, Baku, June7-8, 2006. <http://www.salans.com/FileServer.aspx?oID=1446&IID=0>

3-1-3 電力事情

アゼルバイジャンでは近年電力需要の変動が大きい。今後についてアゼルエナジーによれば、経済成長による需要増により 2010 年には 4,750MW のピーク電力を見込んでいる。そのような状況の中で対象事業であるセヴェルナヤ発電所の発電量は全国消費量の約 12% を占めており、事業の効果が大きいものといえる。

表 16 電力需要推移

(上段：MW、下段：伸率%)

2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
3,614	3,600	3,788	4,140	4,156	4,020	4,050
—	-0.4	5.2	9.3	0.4	-3.3	0.7

出所：アゼルエナジー資料

表 17 電力需要予測

(MW)

2007	2008	2009	2010
4,450	4,530	4,630	4,750

出所：アゼルエナジー資料

表 18 電力消費量

(GWh)

	2003	2004	2005
全国電力消費量	18,407	18,955	20,043
バクー市の電力消費量	7,269	7,589	7,895
セヴェルナヤ発電所発電量	1,840	2,145	2,526

出所：Statistical Yearbook of Azerbaijan 2006、アゼルエナジー資料

表 19 全国電力消費量に対するセヴェルナヤ発電所発電量の占める割合

(%)

2003	2004	2005
10.0	11.3	12.6

表 20 バクー市の電力消費量に対するセヴェルナヤ発電所発電量の占める割合

(%)

2003	2004	2005
25.3	28.3	32.0

アゼルバイジャンの 1990 年～2005 年間の発電量、消費量、損失電力量（送電ロス）および輸出入量の推移は表 21、表 22 の通りである。既存の発電・送電・配電設備の大半が旧ソ連時代に建設されたもので老朽化している上に、独立後のアゼルエナジーの資金不足と 1990 年代前半の経済低迷による電力需要の横ばいにより電力増産の必要がなかったこともあり、補修が十分に行われてこなかったため、既存設備の老朽化・旧式化による問題が生じている。例えば、旧式発電設備では、最新の排煙・脱硫設備がついていないことによる環境汚染問題、老朽化による熱効率の大幅な低下の問題、また送変電設備では、設備をアップグレード

できないことによる送電ロスの問題が大きい。¹⁸。

表 21 電力発電量・消費量

(GWh)

年	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005
発電量	24,904	17,943	20,056	20,612	21,076	23,722	24,117	24,954
消費量	18,439	15,001	16,423	17,086	16,317	18,407	18,955	20,043
損失電力量	3,109	2,443	2,770	2,560	3,834	4,444	4,154	4,031

出所：Statistical Yearbook of Azerbaijan 2006

表 22 電力輸出入量

(GWh)

年	2001	2002	2003	2004	2005
輸入量	1,642	2,375	2,436	2,373	2,082
イラン	483	554	548	619	656
トルコ	433	435	402	379	403
ロシア	726	1,279	1,454	1,375	1,003
グルジア	-	107	32	-	20
輸出量	966	925	871	1,008	880
イラン	454	637	554	737	583
トルコ	-	-	-	-	-
ロシア	509	253	317	271	276
グルジア	3	35	-	-	21

出所：アゼルエナジー資料

現在、アゼルバイジャンでは、隣国のロシア、グルジア、トルコ、イランとの国際連系線を介して電力の輸出入を行っている。¹⁹ したがって、少なくとも、国家エネルギーセキュリティの観点から、自国内の発電設備で電力需要をまかなえるだけの発電能力の増強を実現する必要がある²⁰。国際ドナー社会からの支援（その大半が有償支援）により、アゼルバイジャンの電力増強は徐々に進んでいる。

¹⁸ The World News Network “Azeri Energy: Electricity” (May 2001)

<http://www.azerienergy.com/#ELEC>

¹⁹ アゼル系統は、ロシア系統と常時連系され、同期運転されている。ピーク時を含む昼間は、その連系線の最大容量（350MW）近くまで電力を輸入し、夜間は、余剰電力を輸出している。イラン系統との連系は、2国間の季節的電力ピークの違いを利用して、夏季は輸出、冬季は輸入という運用をしている。アゼル主系統から隔離されているナヒチェバン系統は、トルコまたはイランからの電力供給に依存している。【出典：独立行政法人国際協力機構無償資金協力部：アゼルバイジャン国、バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書、第1章「プロジェクト背景・経緯」（2006年3月）】

²⁰ 特に、ナヒチェバン地域の電力供給は、イランやトルコに依存しており、2国への累積債務問題の解決やエネルギーセキュリティ確保の観点から、同地域への電力供給が今後の課題になる。過去にイランに対する債務不履行で、同地域に対する電力供給をストップされた経緯もある。【2000年10月～2001年2額】【出典：The World News Network “Azeri Energy: Electricity” (May 2001) <http://www.azerienergy.com/#ELEC>】

電気料金設定

2001年以降アゼルエナジーから卸売会社への電力卸売料金は、大統領令で政策的に決定された71AZM/kWhの水準が維持されていたが、2007年1月に電気料金が引き上げられ、消費者別の料金も一律小売料金に集約された。

1新AZM=5,000旧AZMの換算で比較すると、1kWh電力の卸売料金が71旧AZMから205旧AZM(0.041新AZM)へ、1kWh電力の一般家庭小売が96旧AZMから300旧AZM(0.06新AZM)へと約3倍の値上げとなった。1US\$ (=120円) =0.87新AZMの換算で試算すると、一般家庭小売1kWh電力の価格が0.069US\$ (約8.3円)となった。

表 23 旧電気料金体系 (2001年以降同料金)

カテゴリー	電気料金 (旧 AZM/kWh)
卸売り	71
一般家庭用	96
工業、農業、非製造業、鉄道	130
商業用	250

出所：アゼルエナジー

表 24 新電気料金体系 (2007年1月以降)

カテゴリー	電気料金 (新 AZM/kWh)
卸売り	0.041
小売	0.06
託送料	0.002

出所：アゼルエナジー

今までは電力卸売料金が、据え置きであったのに対し、燃料費の上昇により電力原価は年々上っていたため、表 25 に示すとおり、電力原価と卸売料金の逆ザヤが広がっていた。この結果、アゼルエナジーは、慢性的な財政赤字状態になっており、これまで政府が発電燃料費および輸入電力コストを補填する形で支援していた²¹。

表 25 電力原価と卸売料金の逆ザヤの拡大

	2002年	2003年	2004年	2005年【予想】
電力原価【1】	94.2	117.4	111.0	119.0
卸売料金【2】	71.0	71.0	71.0	71.0
【1】 / 【2】	113%	165%	155%	168%

出所：アゼルエナジー 経済財務部【出典：独立行政法人国際協力機構無償資金協力部：アゼルバイジャン国、バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書、第1章「プロジェクト背景・経緯」(2006年3月)

²¹独立行政法人国際協力機構無償資金協力部：アゼルバイジャン国、バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書、第1章「プロジェクト背景・経緯」(2006年3月)

しかし、2007年1月からは電気料金の値上げにより、電力原価をカバーし政府補助がなくても単年度ベースでは自立化が可能となるとのことである。²²

3-1-4 経済状況

石油輸出国であるアゼルバイジャンは、石油の増産および最近の原油価格の高騰により、経済活動は活況を呈している。

表 26 GDP 成長率

(%)

1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
10.0	7.4	11.1	9.9	10.6	11.2	10.2	26.4

出所：Statistical Yearbook of Azerbaijan 2006

表 27 Per capita GDP 推移

(US\$)

1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
570.6	582.9	665.1	714.3	774.4	896.8	1,060.3	1,517.7

出所：Statistical Yearbook of Azerbaijan 2006

表 28 原油生産量の推移

(百万トン)

1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
11.4	13.8	14.0	14.9	15.3	15.4	15.5	22.2

出所：Statistical Yearbook of Azerbaijan 2006

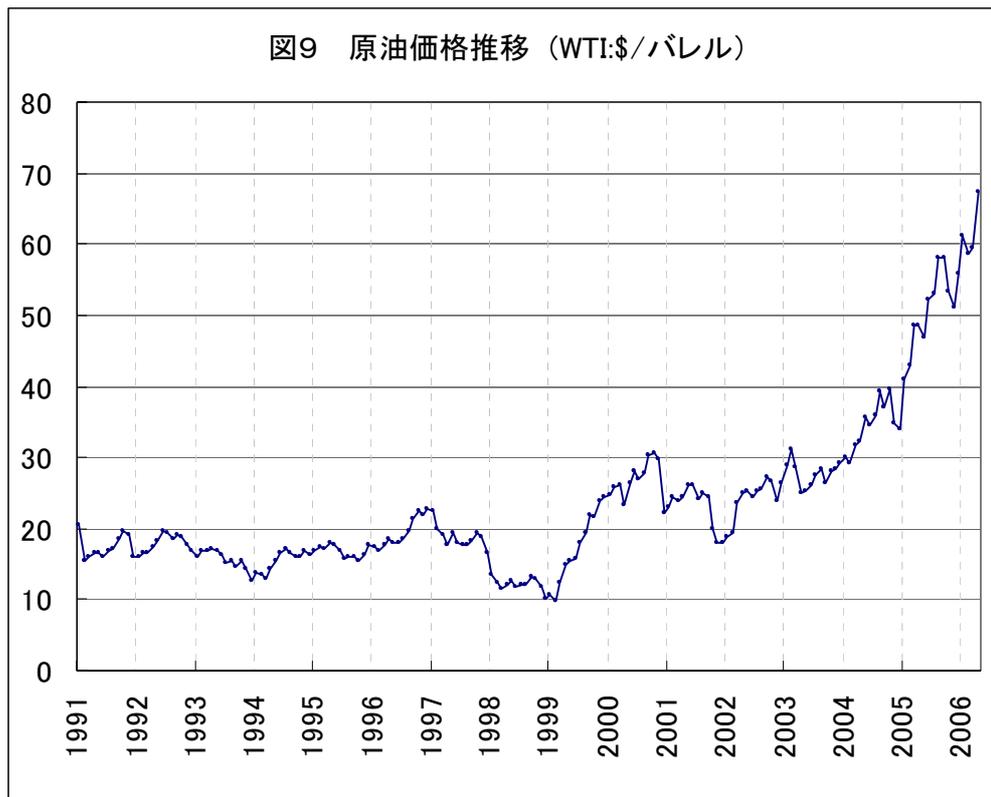
表 29 貿易収支の推移

(百万 US\$)

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
貿易収支	-408	319	614	482	-98	161	3,299
輸出	1,025	1,858	2,079	2,305	2,625	3,734	7,649
うち 石油関連	801	1,579	1,874	2,046	2,250	3,233	6,883
輸入	1,433	1,539	1,465	1,823	2,723	3,582	4,350

出所：National Bank of Azerbaijan, Balance of payment of the republic of Azerbaijan

²² アゼルエナジーからのヒアリングによる



出所：資源エネルギー庁

3-1-5 事業者の財政状況等

アゼルエナジーの損益財政状態は、電気料金が低く押さえられていたことと料金回収率が低かったことから赤字体質であった。しかし、その分、燃料支払い等において政府支援が継続的に行われており、財務上の問題は特段なかったと言える。

2007年1月に政府は電気料金を約3倍引き上げた。それとともにアゼルエナジーへの補助金をなくし、受益者負担の構造に変更した。また、配電部門においても料金メーターの設置を進め、料金回収率の向上を図っている²³。これらにより単年度での黒字化は図られる見通しであるが、現時点では将来的に同社の自立化が実現するかは予測しがたい。

表 30 損益計算書

(百万旧 AZM)

	2002	2003	2004
売上高	1,238,508	1,156,785	1,272,669
営業損失	-800,253	-1,091,390	-1,114,173
当期純損失	-719,002	-597,265	-777,771

出所：アゼルエナジー financial statement

²³現在、配電会社において2007年末までに100%のメーター設置を目標に作業を進めており、今後メーター設置が進めば料金回収率の向上が図られるものと思われる。

表 31 政府補助金
(百万旧 AZM)

2002	2003	2004
1,049,400	1,253,796	2,008,080

出所：アゼルエナジー financial statement

表 32 財務比率
(%)

	2002	2003	2004
自己資本比率	30.9	31.0	39.9
流動比率	50.8	47.3	33.0
当座比率	44.0	40.1	25.5

出所：アゼルエナジー financial statement

表 33 料金回収率
(%)

	2003	2004	2005
一般家庭	17.9	23.4	22.5
工業	106.9	100.5	104.2
非製造業	157.2	131.0	86.7
商業	96.1	92.1	96.0

出所：アゼルエナジー

3-2 民活・民営化政策に対する公共性および事業性評価

3-2-1 公共性評価

アゼルバイジャンでは、かつて電気事業全体の民活・民営化を検討したが、現在では、アゼルエナジーの独占体制を認めつつも受益者負担による自立化を図る政策に変わってきている。2007年1月には電気料金を値上げし受益者負担原則を進め、アゼルエナジーに対する政府からの補助金を廃止する政策が取られた。ただ、新規投資促進に対する政府の支援および貧困層等への料金値上げの影響を配慮し、新たな保護政策が取られる予定であると言われているが²⁴現時点では未定である(2007年2月現在)。

このように電気料金政策が及ぼす公共性への影響は評価できる段階ではない。

3-2-2 事業性評価

アゼルエナジーに対しては2006年までは政府の赤字補填により事業性が確保され、継続的な電力供給が行われてきたが、2007年からの料金値上げにより組織の持続的な自立が課題となっている。ただし、現時点では料金値上げによる収益の改善がどの程度のものとなり、組織の持続性が維持され事業性が確保されるか評価できる段階にはない。

²⁴ 経済発展省からのヒアリングによる

4 わが国民間セクターの関与の状況

4-1 フィリピンおよびアゼルバイジャンにおける電気事業への関わり

フィリピンにおいては IPP の参入が活発に行われ、わが国電力会社もそのいくつかの事業に出資することで経営に参画している。

フィリピンルソン島のバタンガス市イリハン地区にある 120 万 kW の国産天然ガスを原料とする IPP 発電事業には、東京電力、九州電力、丸紅、三菱商事が出資している。また東京電力はミラント・アジア・パシフィック社から持分買収の形で、ルソン島ケソンのパグビラオ石炭火力発電所（73.5 万 kW）およびルソン島パンガシナンのスアル石炭火力発電所（121.8 万 kW）の IPP 事業へ 100%の出資をしている²⁵。

関西電力は、ルソン島パンガシナン州アグノ川水系のサンロケ水力発電所（34.5 万 kW）に丸紅とともに出資している²⁶。

電源開発はルソン島で同国唯一の水力揚水発電所である CBK 水力（72.8 万 kW）とレイテ島の地熱発電（4.9 万 kW）の事業に参画している²⁷。

アゼルバイジャンにおいては、電力セクターはアゼルエナジーが独占的に発送電事業を行っており、現在民間が電気事業に関与する部分はない。そのため、わが国民間セクターの関与可能性としては、電力関連の建設改修事業になる。

4-2 民間企業等の海外 PPP に対する意見

実際に海外 PPP 事業に関わっている商社、金融機関、電力会社、ゼネコン、エンジニアリング会社等へのヒアリング調査からは以下のような意見が聞かれた。

（海外 PPP 事業について）

- ・ わが国の電気事業は民間事業者が行っていることから海外にも進出しやすいといえる（例えば水道事業の場合、官が事業を行っているところがほとんどで海外に事業展開することは難しい）（官庁）。
- ・ 電力の海外 PPP 事業に関し、長期の運営まで関与するのは PPA により安定的な収益確保ができリスクの低い、発電部分しか考えていない（電力会社）。
- ・ 発電所はポイントで完結するのに対し、送電、配電部門は業務範囲、エリアも広くリスクが高い（電力会社）。
- ・ 電気事業以外ではわが国企業が出資の過半を取って、長期に亘り事業運営を行っている事業は少ない（金融機関）。

²⁵ <http://www.tepco.co.jp/cc/press/06121102-j.html>,

http://www1.kyuden.co.jp/company_project_overseas_ipp01

²⁶ <http://www.kepco.co.jp/pressre/2003/0430-1j.html>

²⁷ 2007.3 「国際開発ジャーナル」

- ・ 以前事業参画まででしたが十分な収益を得られなかった。経験もないので事業に参画しての長期の経営リスクは取らず、建設事業のみに特化する（ゼネコン）。
- ・ わが国に PPP のノウハウが十分なく、海外事業に経営参画できるところは電力会社等わずかしかない、また国内事業で収益が上げられるので海外事業に対する関心が低い。事業に参画し、生き残っていくためには強い資本力も必要。日本にはオペレーターが不在であり、商社の位置づけもオペレーターでなくアレンジャーであるため長期のリスクが取れない（金融機関）。

（海外 PPP の課題）

- ・ IPP はリスクが大きいので、その分の見合いの Fee がないと参入するインセンティブはない。「発電所の運営」という視点で考えると当該国の税制や法制をカバーする必要があるとともに何かあったときのためのリスク回避のセキュリティパッケージも必要となる（商社）。
- ・ 事業家が参画するかわからないのに国として電源開発に IPP を取り込むと、事業家が参画しない場合にどうするのか、という問題がある（商社）。
- ・ 初期コストをいかに抑えるかが PPP のポイント。自由度のある設計、早期完成へのインセンティブとしての完成時払いの導入等が考えられる（金融機関）。
- ・ IPP での進出判断は PPA が結べるかどうか、利益が出る電力原価で調達できるかどうかということ。中国では PPA は締結できず、インドは PPA の信頼性が低いという問題がある（電力会社）。
- ・ 燃料面のリスクは、契約がしっかりできていれば自国産でも輸入でも問題ない（電力会社）。
- ・ 資源の有無と供給リスクとは別問題。当該プロジェクトに期間中資源を供給し続けられるかどうかを検討しなくてはならない（インドネシアには資源があっても需要が供給を上回ってしまい資源調達を考慮しなければならない）（金融機関）。

このようにわが国民間企業は海外 PPP 事業に対する経験も十分になく、長期の経営リスクを取って事業を行う段階までにはなっていないという意見が多かった。しかし、その中で電力会社だけは経験、能力を有していると言える。わが国民間企業と円借款の関係からは、海外における PPP が最も進んでいる電力分野においてその相乗効果が期待できる。

5 民活・民営化政策下での事業に対する円借款のあり方

ここでは、民活・民営化政策を取っている途上国に対する円借款の対象事業および関連する支援政策について検討する。

5-1 円借款が求められる事業

電力セクターにおける民活・民営化政策の下では、以下のような事業に対する円借款を実施することが必要と考えられる。

①インフラネットワークにおけるボトルネック施設

電気事業における発電、送電、配電の各事業分野の特徴を概観すれば、以下の通りである。

発電部門：個々の発電プロジェクトに多数の民間事業者の参入が可能であり、競争環境が実現すれば発電の効率性追及が可能。

送電部門：各発電所で発電された電力を広域に安定的かつ効率的に低い送電ロスで送ることが求められ、同じエリアに多数の事業者により複数の送電線が整備されるよりも単独で整備する方が効率的である。従って、事業は単独で行われることになるが、公共性が担保されない弊害を取り除くため規制を行うことが必要である。

配電部門：電力需要家に対し規定された地域内では独占的な供給となるため、料金規制等が必要である。しかし、大口需要家に対しては購入先の選択権を与えることにより競争環境の整備が可能である。

このように電力セクターのネットワーク状況は、競争的な発電部門、非競争的な送電部門、電力購入の選択権のない小口需要家に対する独占的な配電部門という構図が浮かび上がる。いくら多くの発電所が建設されたとしても送電線が整備されていなければ需要家に電気は届けられないということを考えれば、送電線は電力セクターにおいて非競争的コンポーネントでありボトルネック施設といえる。バランスよい電力ネットワークの実現のためには効率的な送電網の整備が必要であるが、そのためには多大な資金と公共性の義務付けによる無差別の託送料金が提供できる仕組みが求められる。

送電網のようにインフラネットワークにおけるボトルネック施設は公的セクターが運営することが多いが、その整備には多大の資金が必要であるとともに発電設備との関係から整備のタイミングが重要であり財政資金の手当を待たずに取り組む必要もある。このような点から円借款のような安定的な低利、長期の資金による支援が有用である。加えて、送電事業は、その事業より収益が得られるためコストリカバリーと返済に対する規律性をもたせる点からも円借款による支援形態が望ましい。

②非競争コンポーネントとなる燃料供給部門

発電施設に対する燃料供給のためのガスや石油パイプラインは、送電線のように排他的、非競争的な設備であるとともに広域的なネットワーク整備の基幹インフラとなりうるものである。

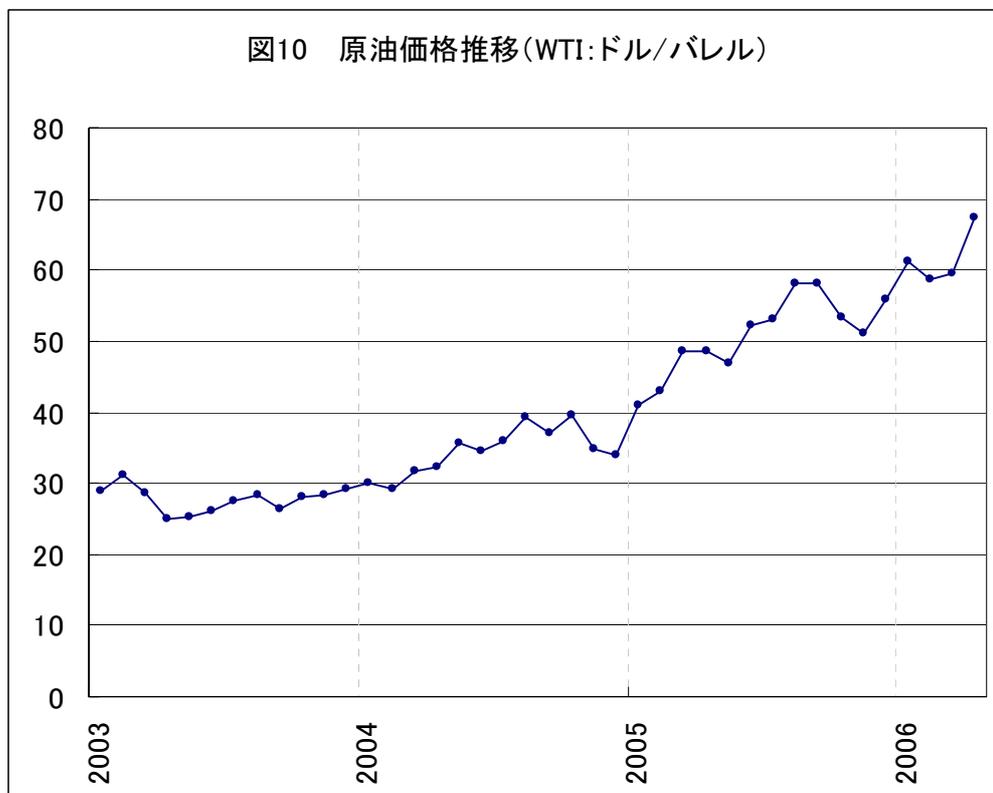
このため、このような設備整備にも長期安定的な資金である円借款を活用することが望まれる。

③自国産資源を有効活用する発電並びにその燃料の供給手段

今回評価対象の2カ国は、発電燃料である石油および天然ガス資源を保有するアゼルバイジャンと石油を輸入に頼るフィリピンであるが、フィリピンにおいては、2001年のEPIRAの「施行規則・基準」で、

「輸入エネルギー資源への依存を軽減するために、国内エネルギー資源の活用、そして、新エネルギーまたは再生可能エネルギー資源を用いた発電を促進する」ことを明示している。

フィリピンでは石油価格の上昇が続いた2005年には前年の2004年に比べ発電燃料の石油依存度が低下しているが(表34)、これは国内エネルギー資源である地熱や天然ガスを燃料とする発電へシフトしたためである。これら自国産資源を有効活用する発電並びにその燃料の供給手段に対する支援は国家エネルギーセキュリティ上も重要であり、整備の促進および持続的な経済成長を実現するためにも円借款による支援が必要である。



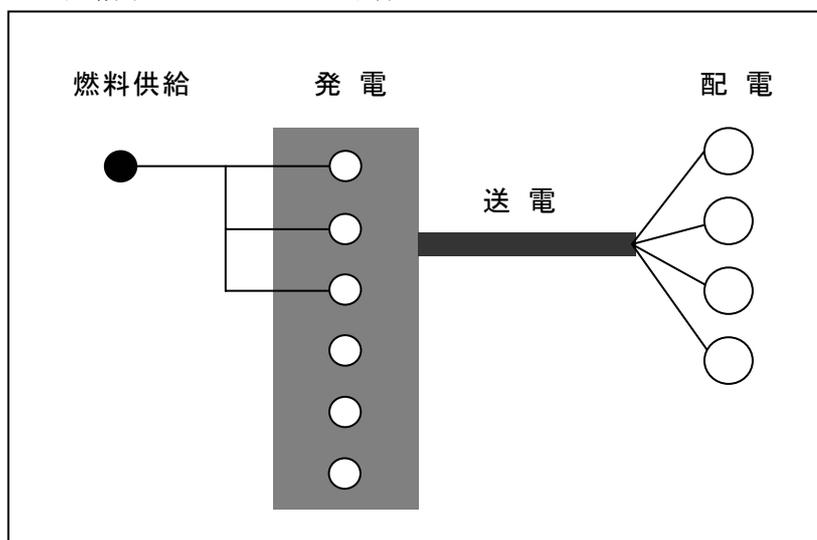
出所：資源エネルギー庁

表 34 フィリピンの 2004 年および 2005 年の発電燃料別発電量

	2004		2005		変化率%
	GWh	%	GWh	%	
石油	8,504	15.2	6,141	10.9	-27.8
石炭	16,164	28.9	15,257	27.0	-5.6
天然ガス	12,384	22.1	16,861	29.8	36.2
水力	8,593	15.4	8,387	14.8	-2.4
地熱	10,282	18.4	9,902	17.5	-3.7
その他	0	0.0	19	0.0	
計	55,927	100.0	56,568	100.0	1.1

出所：Department of Energy, Power Development Plan 2006 Update Supplement

図 11 円借款が求められる事業



5-2 円借款実施との連関を考慮すべき政策

5-1 にて、民活・民営化政策下での円借款の対象と想定される事業を検討したが、これらを有効なものとするためには被援助国側として整備しておくべき政策があり、それとの連関を考慮する必要がある。

① 民活・民営化ビジョン・ルール of 明確化

被援助国側の民活・民営化のビジョン、ルール、スケジュール等が明確でない場合、民間事業者の参入が少なく競争環境が確保できない、高いリスクプレミアムを支払わなければならない、といった不利益が発生する可能性が高い。また、制度変更が頻繁に発生することになれば、円借款手続き等へもマイナスの影響が出るものと考えられる。

② 適正な競争の確保を実現するための規制機関の設置

電力セクターにおける民活・民営化政策では、独占的、統合的なインフラネット

ワークを分離し、例えば発電における IPP のように競争可能な部門に民間の参入を促すことで競争環境を確保し、効率的な発電による低価格の電力を供給するといった市場原理の実現を目標としている。一方で、円借款対象としては環境負荷低減にも十分配慮する必要がある、効率的な発電の前提として、環境対策の規制を整備する必要がある。環境に関する規制の遵守を担保した上で、適切な競争環境（価格競争、市場アクセス等）が保たれているかをチェックするとともに、政治的に中立な立場での舵取りの役割が期待される。

③ 貧困層等への配慮

円借款の目的として、裨益が広くおよび効果が有効に活用されることが期待されるが、一方民間の事業参入目的は利益の確保であり、投資の早い回収である。そのため、民間事業者にとって参入意欲の高い分野は、首都圏等人口密集地域の高所得者層を対象にした効率的な事業になりがちで、地方の密集度の低い、かつ貧困層の多いエリアでの事業は魅力が乏しいこととなる。

円借款の効果拡大のため、インフラ整備の裨益効果が差別なく享受されるよう貧困層等への補助や民間事業者を誘導するインセンティブ等の整備が求められる²⁸。

²⁸現時点では貧困層等弱者への配慮政策はすべてが明らかにされていないが、例えばアゼルバイジャンでは、年金額の70%アップが2007年1月に決定されたとのことである。なお、料金上昇に伴う貧困層への円借款による支援については、これら貧困層の所得向上に資するプロジェクトの形成（例えばマイクロファイナンス等）が考えられる。

6 提言

民活・民営化政策下での事業への円借款への関与のあり方について、以下の提言を行う。

- ・ 電力セクターのようなネットワーク型インフラ整備においては、バランスよいネットワークを実現させることが求められるため、民間にまかせると独占の弊害が出るおそれのあるボトルネック施設の整備のために円借款を活用することが必要である。
- ・ 民活・民営化政策を導入している国に対しては、その効果を発現させるために事業者間の競争を促進する環境整備が求められる。そのためのシステム環境や規制機関等を支援する必要がある。
- ・ 自国に活用可能な資源がある場合、当該資源を広く有効に活用する事業に対し円借款を活用することが必要である²⁹。

以 上

²⁹案件形成にあたっては、商業融資では対応が難しい収益性の低い事業への円借款の適用、電気事業者の借入制約等に配慮した円借款資金を投入するスキームの構築等の対応を検討する必要があるであろう。具体例としては、フィリピンでの風力、地熱発電等のクリーンエネルギーを対象にしたツーステップローンが挙げられる。

参考1 フィリピンにおける電力セクターの歴史

フィリピンは、他の東南アジア諸国に先駆けて、電気事業の民営化に取り組んできたことで知られている。これまでの同国電力セクターの発展と改革（民営化）の流れは以下の通りである。

フィリピン電力セクターの歴史

年代	概要
1919年	マニラ電力会社（MERALCO）の設立。フィリピンを代表する財閥の1つであるロペスグループの中核企業として、マニラ電鉄・電燈会社（Manila Electric Railroad and Lighting Co.）、マニラ郊外鉄道会社（Manila Suburban Railway Co.）、および、電力技術会社（La Electecista）の3社を統合して設立された。その後電力部門は分離、電気事業部門に特化していった。【1】
1936年	フィリピン電力公社（NPC: National Power Corporation）が100%政府出資の国営電力会社として設立され、エネルギー省（DOE）の管轄下に置かれた。【1】
1969年	国家電化庁（NEA: National Electrification Administration）がDOEの監督下に設置された。地方電化組合（REC: Rural Electrification Cooperative）に資金手当てや建設した電力設備を売却すると共に、RECの組織化、監督・指導、育成なども実施するようになった。【1】
1978年～1979年	MERALCOの発電設備が全てフィリピン電力公社（NPC）に買収され、MERALCOはマニラ首都圏を中心に電力を供給する配電会社となった。これ以降、NPCがフィリピン全土の発電・送変電設備の大部分を保有し、MERALCOなどの民間電力会社や地方自治体が経営する配電会社（REC）に対して電力の卸売りを、また、大口需要家に対し直接供給を行うようになった。【1】
1980年代後半	アキノ政権下、累積債務返済に重点が置かれ、経済開発予算が大幅に削減されたため、発電設備の増強はほとんどされなかった。これにより長期停電を招く事態となり、電力不足の解決が急務となった。【1】
1987年	1987年の行政命令（Executive Order 215）により、東南アジア地域で最も早く、発電部門への民間資金の導入が可能になり、1988年以降、IPP（Independent power producers）進出が増大していった。【1】【2】
1988年～	1988年、EO215に基づく初のBOT契約がHopewell社（香港ベースの企業）との間で締結され、Novotas I発電所（210MW）が建設された。【4】2000年までに総設備容量（3,493MW）に占めるIPP比率は33%に達した。【1】
～1991年	一日6～10時間の停電が続き、その売上損失は、年間約\$10億に上った。【4】
1992年	<ul style="list-style-type: none"> 政府は、電力供給力を短期間で確保するために、『ファースト・トラック（Fast Track）計画』をスタートさせた。NPCの資金難と電力供給不足に対処するためのIPP導入であったが、その後、電力コストの高騰およびNPC財政のさらなる悪化を招く結果となった。【1】 電力供給問題の解決のために、RA7638エネルギー省法（Department of Energy Act）により、エネルギー省（DOE）が設立された（アキノ政権時代に一時廃止されていたものが復活）。DOEは、民間企業の電力設備の建設と運営を促進すると共に、フィリピンエネルギー計画（PEP: Philippine Energy Program）の策定をする役割を担う。【4】

	<ul style="list-style-type: none"> ・民間発電会社の市場参入を促進するために、RA7648 電力クライシス条例 (Electric Power Crisis Act) が発布された。【4】
1990年～1995年	<ul style="list-style-type: none"> IPP 導入の結果、発電設備容量の拡大 (増加率 58%) を実現。【1】
1990年代後半	<ul style="list-style-type: none"> ・アジア通貨危機 (1997-98) により電力需要が激減したが、IPP 導入により電力供給は過剰になった。【2】 ・NPC は、需要に関わらず IPP 契約により発電電力の全てを購入しなくてはならないため、1999 年から増大したコストを電力購買調整費用 (PPA) として電気料金に付加した。【1】 ・PPA の取扱が問題となり、市民団体による PPA 不払運動が起きた。【1】 ・アジア通貨危機によりペソの価値が急落し、新規投資のほとんどを外貨建て融資に依存してきた NPC の財務状態は悪化した。 ・電気料金を下げるために卸売市場の創設による競争の導入と NPC の債務削減のため分割民営化が電力産業改革法案として審議されるようになった。【1】
2001年6月	<p>DOE のイニシアティブの下に「電力産業改革法 (EPIRA: Electric Power Industry Reform Act)」が 2001 年 6 月 8 日に成立、同年 6 月 26 日に施行され、電力セクターの自由化・民営化の方針ならびに制度が規定された。同時に、「電力産業改革法 施行規則・基準 (IRR: Implementing Rules and Regulations)」も施行された。【3】 電力セクターの改革と NPC の民営化はフィリピンの構造改革計画の一環として IMF が長年提案してきたもので JBIC、ADB、世銀などから電力部門改革のための融資を得る前提条件となっていた。【4】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・EPIRA と IRR に準拠し、DOE が再編され、DOE 内部に EPIMB (Electric Power Industry Management Bureau) が新設された。【3】 ・ERB (Energy Regulatory Board) の後任として ERC (エネルギー規制委員会: Energy Regulatory Commission) が新設された。ERC は、EPIRA の規範により発電・送電・配電・小売の 4 つの市場における全般的な規制権限を有する。【3】 ・電力部門資産・負債管理会社 PSALM (Power Sector Assets and Liabilities Management Corp) が設立された。NPC 債権者の承認に基づき、NPC の発電・送電資産を所有し、資産売却による民営化プロセスを透明性のある公正なものにするべく、資産売却を管理主導する。【3】 ・EPIRA に基づき、PSALM は、発電設備を 7 つのグループ GENCO (Generation company) に分割し、そのうち 6 グループについて入札を通じて売却することになっている。売却は、電力産業改革法施行から 3 年以内に発電容量の 70% を、8 年以内に全ての売却を完了する予定になっている。【1】 ・PSALM 傘下に国営送電公社 TRANSCO が設立された。この結果送電部門は 2003 年 2 月までに TRANSCO に移管された。TRANSCO の民営化のプロセスとしては、まず TRANSCO へ送電事業のフランチャイズ権の付与を認める「フランチャイズ法案」が可決されてから 3～5 ヶ月間の準備期間を経て、フランチャイズ獲得企業 (資産売却先) を順次決定していく予定。【1】 ・DOE は、卸売電力スポット市場 WESM (Wholesale Electricity Spot Market) を EPIRA 施行後 1 年以内に設立する予定。【1】 ・分割民営化後の NPC は、小規模電力会社 (SPUG: Small Power Utilities Group) を所有し、採算性の取れない地域での電化 (ミッションナリー電化) を実施する。【1】 ・NEA は、EPIRA 発効から 5 年以内に REC を改組し、オープンアクセ

	<p>スおよび小売託送の下で競争させることになった。RECは「電化組合開発法」に基づく株式電化組合、または、「会社法」に基づく株式法人に改組する選択権をもつ。【1】</p> <p>EPIRAが施行されて、NPCの財政状態はさらに悪化した。</p> <ul style="list-style-type: none"> • EPIRAの規定(Section 32)により、2000年12月31日までにERB(ERCの前身)が承認した契約に基づいてNPCがIPPから購入した電力コストのみ回収することが認められた。しかし、最も発電コストの高いIPP8社(Ilijan, CBK, San Roque, Casecnanなど)が適用外にされたため、NPCの負債は増大した。【2】 • EPIRAに基づき、電気料金が30 centavos/kWh引き下げられた。【2】 • EPIRAに基づき財務・エネルギー・法務の各省によるIAC(Inter-agency Commission)が設立され、IPPとNPCとの間で締結されているNPCにとって不利な契約内容を見直すことになった。【1】【2】 • IAC調査が2002年に終了し、その結果(既存の35件のIPP契約のうち29件について再交渉が必要という判断)の実施はPSALMに委ねられた。【1】【2】
2002年3月	2002年3月13日、PSALMによるNPC民営化計画が議会で承認された。【2】
2002年5月 ～7月	<p>NPCの財務状態のさらなる悪化</p> <ul style="list-style-type: none"> • 2002年5月、PPAに対する市民の抗議運動が高まり、アロヨ大統領はNPCによるPPAの回収を停止させた。【4】 • 2002年7月には、NPCが電気料金に付加できるPPAが一律0.4ペソ/kWhに引き下げられ、それを上回るコストはNPCが全て負担することになった。【1】【2】
2002年 6月28日	<ul style="list-style-type: none"> • EPIRAに従い、DOEが策定した「電力卸売スポットマーケット規則(WESM規則)」がERCによって承認された。【1】【3】 • WESM運用開始後の電力取引は、当面の間、①WESMを介した発電事業者から配電事業者への取引を全電力需要の10%に規制し;②残る90%は相対取引による長期的な契約を基本とすることになった。【3】
2002年10月	<ul style="list-style-type: none"> • ERCが大口需要家(1ヶ月あたり1MW以上の需要家)向け電気料金(発電コスト部分)をルソン地域で0.8ペソ、ヴィサヤ地域で0.7ペソ、ミンダナオ地域で0.1ペソ/kWh引き下げる「電力需要拡大特別プログラム(SPEED)」をNPCが実施することを決定した。これに対し、NPCは、2003年4月、ルソン地域のみ0.5ペソ/kWhの料金引き下げに応じる改正案をERCに提出した。【1】【7】【14】 • ERCは、2003年7月、大口需要家に対して電気料金(送電コスト部分)を一律0.1ペソ/kWh引き下げる「送電促進プログラム(TIP)」をTRANSCOが実施することを決定した。【7】
2003年	<ul style="list-style-type: none"> • フィリピン電力市場公社PEMC(Philippine Electric Market Corporation)がDOEにより設立された。PEMCは、WESM設立準備作業と設立初期の運用を行う。【3】 • 2003年3月、MERALCOの電気料金分割に関する法令(Decision on Meralco's rate unbundling)に基づき、ERCは、それまで(2001年以降)配電会社の電気料金に加算されてきた電力購買調整費用(PPA)を廃止し、それに替わって2003年2月に制定された発電料金調整メカニズムGRAM(Generation Rate Adjustment Mechanism)の導入を義務付けた。GRAMはPPAを発電部分と送電部分に分けた内の前者にあたる。各配電業者は、4半期毎に電力購入費用を算定しERCに申請すればよい。【5】【6】【8】 • 為替変動による損失についても、為替変動調整費用として請求が可能になった。【12】【15】

	<ul style="list-style-type: none"> ・2003年9月4日、WESM-TWG(Technical Working Group)は、PEMC設立に関わる設立約款が策定し、証券取引委員会（SEC）へ提出した。PEMCは、2003年11月19日にSECによって承認され、その後、非上場非営利企業体として運営されている。【3】
2003年9月～	<ul style="list-style-type: none"> ・ERCは、EPIRAに基づいて、電力小売市場における競争原理の導入とオープンアクセス化の促進のための7法案の制定（小売市場改革の「7つの柱」と呼ばれている）を進めてきた。その内、次の3つの規則が制定された：①Business Separation Guidelines（2003年9月）；②Retail Electricity Supplier Licensing Guidelines(2005年7月)；③Distribution Service and Open Access Rules（2006年1月）。【5】【10】 ・残りの4法案（Competition Rules; Code of Conduct for Retail Market Participants; Supplier of Last Resort Guidelines; Manual of Uniform Business Practices）については、これから順次、審議・可決される。ERCは、2006年7月よりルソン地域の小売部門に競争原理を導入する予定。【5】
2004年3月	PEMCは、3月17日、WESMに用いられるハードウェアとソフトウェア（MMS: Market Management System)の開発をArea Brown Boveri (ABB) 社に委ねた。
2004年11月1日～	<ul style="list-style-type: none"> ・配電業者に対して、ERCの事前承認なく、電力コストの回収ができる発電料金自動調整メカニズムAGRA（Automatic Generation Rate Adjustment mechanism）がGRAMに代わって導入されることになった。【5】【9】 ・NPC/PSALMは、2004年11月からTOU（時間帯別電力使用）料金の導入を開始した。【10】
2005年	<ul style="list-style-type: none"> ・2005年、PEMCがWESMのハード&ソフトウェアシステムの試験運用をルソン地域で4月から、ヴィサヤス地域で10月から開始した。WESMのガバナンス構造も固められ、主要な市場規則（例えば、PDM 価格決定手法や手数料の決定に関する規則）の法的承認を残すのみとなっている。【5】【17】 ・2005年初頭より、EPIRAの規定（Sec.8）に基づき、NPCからTRANSCOに移管された送電資産をMERALCO（配電会社）に売却するための交渉がなされた。 ・2005年4月13日付けERC決定により、料率基準収益・時間帯別電気料金（RORB・TOU rate）の導入がNPC/PSALMに義務付けられた。配電業者に対しても、同年5月（ルソン・ヴィサヤス地域）、および、7月26日（ミンダナオ地域）からTOU料金が義務化された。【10】 ・2005年10月、ERCは、全ての配電業者に対し、NPCと相対取引契約（BPCs: Bilateral Power Supply Contracts）を締結することを義務付けた。このようにNPCと配電会社や大口需要家（産業）との間で締結された暫定供給契約（TSC: Transition supply contract）は、EPIRA規定（Section 67）に基づき、電力市場の競争と安定供給を促進するために、NPC分割民営化後もそれぞれの発電会社（GENCO）へ引き継がれることになっている。【10】【13】
2006年2月	2006年2月1日、PSALMは、GENCOの売却計画を更新した。同計画によれば、2006年内に入札・売却予定の発電設備10基（8つの資産パッケージ）を含む既存の25の発電設備を2008年6月までに売却する予定である。【10】
2006年6月	2006年6月23日、ルソン地域にWESMが正式に創設され、同月26日より電力の商業取引が開始された。【16】
2006年8月	NPCとMERAOCOの間で“Power of Choice Agreement”が合意され、MERALCOの1MW以上の大口需要家が電力供給者を自由に選べること

	になった。つまり、産業・商業などの大口需要家は、NPC から直接、TOU（時間帯別電力量）料金で低廉な電力の購入が可能になった。【11】
～2006年 11月	ERCは、内部相互補助（クロスサブシディ）の廃止を求めるEPIRAの規定（Sec.74）に従い、MERALCO電気料金に関するクロスサブシディを2006年11月までに段階的に廃止させる予定である。【5】2006年2月28日までに地方電化組合120社中119社、民間配電会社18社中14社において、クロスサブシディ廃止への段階的取り組みが行われている。【10】

出所：【1】石川和明、第15章「フィリピン共和国」Ⅲ．電気事業の企業形態

- 【2】<http://iis-db.stanford.edu/pubs/20816/PhilippinesIPP.pdf>
Erik J. Woodhouse, Working Paper #37, September 2005, “The IPP Experience in the Philippines”
- 【3】独立行政法人 国際協力機構 経済開発部 「フィリピン国電力構造改革のためのエネルギー省キャパシティビルディング調査フォローアップ調査 ファイナルレポート」（2004年12月）第2章フィリピン電力産業改革の推進。
- 【4】<http://www.bulatlat.com/news/4-52/4-52-epira.html>
Bulatlat, Vol. IV, No. 52, Jan. 30 – Feb. 5, 2005, “Ever Increasing Rates from the EPIRA”
- 【5】Meralco Annual report 2005
http://www.meralco.com.ph/Business/invest/annual_summary.htm
PP20-22, “Implementation of Electric Power Industry Reform”
- 【6】Meralco Annual Report 2002 <http://www.meralco.com.ph/Business/invest/archive.htm>
- 【7】Republic of the Philippines, Energy Regulatory Commission, San Miguel Avenue, Pasig City, “ERC CASE NO. 2003-174”
- 【8】Energy Regulatory Commission (ERC), ERC CASE NO. 2 0 0 3 – 4 4 (2003/2/24)
“In the matter of the adoption of the Generation Rate Adjustment Mechanism (GRAM) and Incremental Currency Exchange Recovery Adjustment (ICERA)”
<http://www.erc.gov.ph/2-generation-2003.htm>
- 【9】Orders dated October 13 and 20, 2004 under the ERC CASE NO. 2004-322 “Implementing Guidelines on the Automatic Recovery Adjustment Mechanism (AGRA) effective November 1, 2004”
- 【10】Department of Energy, In collaboration with ERC, NEA, NPC, PEMC, PSALM and TRANSCO. “8th Status Report on EPIRA Implementation (November 2005 to April 2006)”
<http://www.napocor.gov.ph/npc5.asp>
- 【11】”NPC, MERALCO sign Power of Choice Agreement,” *Power Hotline*, (Monday, August 14, 2006),
<http://www.napocor.gov.ph>
Philippine Power Industry, Philpower (August 6, 2006), “Meralco Napocor to agree on TOU scheme” <http://philpower.blogspot.com/2006/08/meralco-napocor-to-agree-on-tou-scheme.html>
- 【12】ERC CASE No/2003-44 entitled “In the Matter of the Adoption of the Generation Rate Adjustment Mechanism (GRAM) and Incremental Currency Exchange Recovery Adjustment Mechanism (ICERA)”
- 【13】ERC Resolution No. 08 Series of 2005, “Adopting Template for the Transition Supply Contract (TSC)”
The Official Website of the Republic of the Philippines, “Energy”
http://www.gov.ph/cat_energy/default.asp
- 【14】ERC Press Release (Oct 11, 2002), “ERC decides on SPED”
<http://www.erc.gov.ph/2-pr-2002-10-11%20Speed.htm>
- 【15】ERC, “Guidelines for the recovery of costs for the generation component of the distribution utilities’ rates” (March 25, 2004) <http://www.erc.gov.ph/2-generation-2004.htm>
- 【16】WESM, “WESM launches commercial operation in Luzon”
<https://www.wesm.ph/news.releases/0000/00/00/3468.cop.file/>
- 【17】WESM. “Electricity Market launches trial operations in the Visayas”,
<https://www.wesm.ph/news.releases/2005/10/19/2050.news.releases/>

参考2 フィリピンの電気料金

現在、フィリピンの電力需要者が支払う電気料金請求書の内容は非常に複雑になっている。大手配電会社 MERALCO が発行する電気料金請求書の金額の大半はいわゆるパススルー料金 (Pass through charges) と呼ばれるもので、MERALCO が代行して回収するが、直接支払われる先は、政府、発電・送電会社など MERAOLCO 以外の機関である。純粋に MERALCO のコストとして請求される内容は、配電料金 (Distribution charge)、メーター管理費用 (Metering charge)、電力供給費用 (Supply charge)、為替変動調整費用 (CERA) のみである。1ヶ月当たり電力消費量が 101 kWh 以上の一般的な家庭の場合、MERALCO からの電気料金請求額の 8 割がパススルー料金、残り 2 割が MERALCO 本来のコストという構成になってしまうケースもある³⁰。電気料金高騰への対策として、1MW 以上の大口需要家 (商業・産業) に対しては、発電部分、送電部分のコストに対する電気料金ディスカウントが行われ、さらに、2006 年入って大口需要家には発電業者を自由に選べる選択権も付与された。しかし、一般家庭に対しては、2003 年以降の料金の分割化 (アンバンドリング) によって請求内容の明細は明らかにされたものの、本来は、NPC が負担すべき諸々の変動リスク (為替・原油価格・需要) を消費者が背負う構造になっている。

³⁰ <http://zahflo.blogspot.com/2006/06/information-is-power.html>

Components of electricity bills (June 7, 2006)

図 11 MERALCO の電気料金請求書（一般家庭用）の構造

パ ス ス ル ー 料 金	発電料金 (Generation charge)	NPC、IPP などの発電業者へ直接支払われる。
	送電料金 (Transmission charge)	発電所から配電会社までの送電コストで、TRANSCO へ直接支払われる。
	送電ロス料金 (System loss charge)	RA7832 に従い、上限 9.5%まで送電損失を回収できる。
	ライフライン料金補助金 (Lifeline rate subsidy) またはライフライン割引 (Lifeline Discount)	101kWh 以上を消費する家庭は一律 P0.0761/kWh を低所得者のためのライフライン割引のために支払う。一方、100kW 以下しか消費しない家庭は、ライフライン割引として電気料金が 50% (50kWh 以下) ~ 20% (71-100kWh) 割引される。
	内部相互補助 (Interclass subsidy)	商業・産業需要家の支払料金の中から一般家庭に対して一律に P 0.7130/kWh の補助金が支給される。
	フランチャイズ税 (Franchise tax)	政府へ直接支払われる。2%は中央政府、0.05~0.75%は地方政府へ。
	ユニバーサル料金 (Universal charge)	PSALM へ支払われる。ミッションナリー電化や環境保護のために使われる。
メ ラ ル コ 請 求 費 用	配電料金 (Distribution charge)	配電設備の建設・運営・維持管理費用。
	メーター管理費用 (Metering charge)	メーターの運営と維持管理費用。
	電力供給費用 (Supply charge)	請求書の発送、電気料金回収、顧客サポートなどの費用。
	為替変動調整費用 (CERA: Currency exchange rate adjustment)	予期せぬ為替変動によるコストを請求。

出所：MERAOCO の HP http://www.meralco.com.ph/Consumer/mybill/where_mb_pay_go.htm
 “Where does your MERALCO bill payment go?” (10/13/2004)

参考3 アゼルバイジャンにおける電力セクターの歴史

1991年のソ連崩壊、そして、アゼルバイジャンの独立以降の電力セクターの改革（民営化）の流れは以下の通りである。

電力セクターの歴史（民営化の流れを含む）

年代	概要
1991年	<p>アゼルバイジャンの独立後、アゼルバイジャンのエネルギー産業の各セクターを独占してきたのは、以下の3つの国営実施機関であった。即ち、電力セクターはアゼルエナジー、沿岸・国内天然ガスセクターはアゼリガス、そして、沿岸・沖合の原油・ガス開発および原油（原油製品）・ガス輸出入はSOCAR(アゼルバイジャン原油公社)が独占してきた。</p> <p>1991年以降、アゼルエナジーは（バクー”Baku”、スングイト”Sumgait” およびガンジャ”Ganja”の3都市の配電事業をのぞいて）、同国の発電・送電・配電事業の全てを独占的に実施した。併せて、熱併給発電所（Combined Heat and Power Plant/CHP）で生産される蒸気・熱水を工場や地域熱供給会社に供給していた。</p> <p>なお、上記の3都市以外においては、アゼルエナジーより各市が電力の一括購入をし、独自の配電設備を介して需要家に供給した。3都市においても、大口需要家（産業用）に対しては、アゼルエナジーが電力を供給するという2重構造になっていた。【2】</p>
1991年～ 1999年	<p>SOCAR、アゼルエナジー、アゼリガスの慢性的な財政赤字：</p> <ul style="list-style-type: none"> ・SOCARは、政府の指示で、直接的な補助金制度として、国内石油・ガス・電力セクターに対して、国際市場価格以下で原油・ガスを供給し、かつ、間接的な補助金制度として、それぞれの機関からの未払いに応じるなどの措置を講じてきた。 ・アゼルエナジー、アゼリガスは、需要者へのサービス提供の対価としての支払いを回収することができず、それぞれ、需要者からの電気料金回収率は非常に低いレベルにあり（1990年代末ごろのアゼルエナジーの現金回収率は10-15%程度と予測されている）、唯一の燃料供給元であるSOCARに対しては支払いがなされてこなかった。【1】
1996年	<p>1996年付大統領令で、国営電力会社アゼルエナジーを国営の閉鎖会社（株式譲渡制限会社）に変更されることになった。同時に、政府は、同社の民営化5カ年計画（累積債務の返済後に民営化）も発表した。【4】</p>
1996年5月	<p>1996年5月30日付「エネルギー資源法」(Law on the Use of Energy Resources: 通称 Energy Resources Law)の発令。【7】</p>
1998年6月	<p>1998年6月13日付「エネルギー法」(Law on Electrical Energy: 通称 Electricity Law)の発令。【7】</p>
1999年	<p>この年、アゼルバイジャンの発電量は164億kWhで、消費量15.4Bkwhを十分に満たす水準であったのにも関わらず、非効率な配電網による電力損失が全体の約20%に達したため、電力を輸入しなくてはならなかった。【4】</p>
1999年12月	<p>1999年12月28日付「発電・発熱所法」(Law on Electricity and Heat Power Stations)【7】</p>

1999年～	<p>政府は、SOCAR が国際石油会社として発展するためには、国内ユーティリティ・石油精製セクターへの補助金を打ち切る必要があると判断した。そこで、国内ユーティリティセクター（電力セクター）においても、1999年から諸々の改革が実施され始めた。</p> <p>①アゼルエナジーが所有する個々の配電会社を基に、新規の配電会社を設立。世銀の「国際競争入札ガイドライン」にそって、競争入札を行い、民間企業に対して、これらの会社の運営を長期契約で委託することを発表した。</p> <p>②政府は、2000年11月にアーサーアンダーセン（コンサル会社）、および、国内の法律家・専門家をアドバイザーとして任命し、運営委託の第一弾として、2001年12月までに、トルコ資本の民間会社バルメック（BARMEK）に配電会社 Bages（バクー地域配電会社）の運営を委託することが決定された。【1】</p>
2000年	<p>配電会社16社の民営化に失敗した（入札が成立したのは僅か4社のみ）ため、政府は、国家配電網をバクー、ナヒチェバン、スنگアイツ（北部）、アリバイラムリ（南部）、ガンジャ（西部）の5つの地域に分割し、それぞれ株式会社を設立し、外国投資家に対してそれぞれの運営を委託し、全ての発電所は当面、国営のままにすることにした。【4】</p>
2000年4月	<p>アゼルバイジャン、グルジア、ロシア、アルメニア間の電力送電網（power grid）の再建計画が調印された。同時に、アゼルバイジャンは、トルコに対して、ロシアおよびアゼルバイジャンの余剰電力をグルジア経由で送電することで、債務の返済をすることに合意した。【4】</p>
2000年5月	<p>ヤニカンド水力発電所（Yenikand hydroelectric station：4,000-MW）が完成し、国内総発電量が飛躍的に拡大した。同発電所は、1985年に建設が開始したが、2年後に中断し、1996年に世銀からの援助（\$53-million）により、建設が再開されたものである。また、クラ川（Kura River）の水力発電所（Mingechaur hydroelectric station 360-MW：総工費\$41-million）の再建も同年に完成した模様【4】</p>
2000年6月	<p>2000年6月14日付の大統領令によって、バクー市においてアゼルエナジーが所有していた送配電施設（35kV以下の電圧）が全て BEN（Baku Electric Network）に委譲されたことにより、バクー市における配電システムの2重構造は解消された。【2】</p>
2000年10月～ 2001年2月	<p>アゼルバイジャンは、ロシア、トルコ、イラン、グルジアから電力を輸入しているが、ナヒチャバン地域への電力供給が特に課題となっており、その約60%をイランからの電力供給で賄ってきた。しかし、アゼルバイジャンはイランに対する\$45-millionの債務支払い不履行によって一時的に2000年10月から2001年2月まで電力の供給を止められた。加えて、同地域に対する電力供給のために、トルコに対しても\$67-millionの債務がある。【4】</p>
2000年10月	<p>ドイツのK f Wは、アゼルバイジャン電力セクターに対して、サブステーションの建設と専門機器の供給のために2回目の投資（\$15 million）を実行した。【4】</p>
2000年11月	<p>2000年11月28日、国家資産省は、BEN（バクー市配電網 Baku electric network）民営化のための入札を開始した。多くの外国投資家が入札に参加した。【4】</p>
2000年12月	<p>日本の円借款により、セベルナヤ発電所（Severnaya power plant 400-MW：総工費 \$201-million）の建設が開始された。【4】</p>

2001年3月	2001年3月31日付大統領令「都市部および地方配電網の更新およびマネジメントの委託」の発令。【2】
2001年4月	2001年4月30日付大統領令により <ul style="list-style-type: none"> 燃料エネルギー省 (Ministry of Fuel and Energy) が新設され、エネルギーセクターの政策および規制を専門的に実施することになった、全ての電力会社は同省の管轄下に置かれ、営利活動を行うことになった。【4】 政府は、経済省、国有財産委員会 (State Property Committee)、そして、反独占委員会 (State Committee for Anti-monopoly and Entrepreneurship Support)、貿易省 (Ministry of Trade)、外国投資機構 (Agency of Foreign Investments) などの諸機関を統合し、経済発展省 (Ministry of Economic Development) を新設した。【8】
2002年 1月1日～	バクー市の配電網の運営を25年間の長期契約でバルメックに委託。【2】
2002年 10月1日～	<ul style="list-style-type: none"> スنگアイト市の配電網の運営を25年契約でバルメックに委託。 バクー市およびスングアイト市以外の地域の配電網の運営を民間会社バイバ (BAYVA) に25年契約で委託。 ナヒチェバン地域 (Nakhichevan enclave) の配電事業は、アゼルエナジーが引き続き運営する。【2】
2004年5月	ロシアの大手電力グループであるUESとアゼルエナジーは、送電インフラを新設することで合意した。これによりロシアからアゼルバイジャンやイランに対しての輸出を促進する計画である。【5】
2004年 10月～12月	<ul style="list-style-type: none"> 2004年10月21日付大統領令「代替エネルギー資源に関する国家計画」 (State Programme on Usage of Alternative Energy Sources) および「2004-2015年 国家燃料エネルギーコンプレックス開発計画」 (State Programme on Development of Fuel-Energy Complex of Azerbaijan Republic in 2004-2015) が策定され、政府の電力セクターにおける中長期戦略が示された。 2004年12月6日付大統領令により産業エネルギー省が新設された。燃料エネルギー省をなくし、その全ての機能を産業エネルギー省が継承すると共に、経済発展省の産業政策策定機能およびSOCAR、アゼルエナジー、アゼリガスに分散されていた諸機能を統合し、エネルギーセクターにおける国家政策の策定・実施などを統合的に行っていくことになった。【7】
2005年5月	世銀は、アゼルバイジャンの送電網システム改善プロジェクト (\$48 million) を発表。SCADAシステム (経営管理システムの一つ) の導入、新高圧送電線およびサブステーションの建設により送電効率を上げ、将来的には、電力卸売市場における金融決済の円滑化を図る予定。【5】
2006年5月	2006年5月16日、産業エネルギー省 内部規定 (Internal Regulations of the Ministry of Industry and Energy) が採択され、同省の役割が明確化された。【9】
2006年8月	ミンガチェビル市 (Mingachevir) の火力発電所再建のためのコンサル事業をTEPSCO-Fitchtner (日独企業の連携プロジェクト) が落札。【6】
2007年1月	新電気料金が適用される。

出所【1】: USAID : CAUCASUS AZERBAIJAN ENERGY SECTOR ASSESSMENT MISSION, MISSION REPORT, MARCH 24-29, 2002.

【2】: 独立行政法人国際協力機構無償資金協力部: アゼルバイジャン国、バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書、第1章「プロジェクト背景・経緯」(2006年3月)

【3】: UNDP Azerbaijan Development Bulletin (2004.12.6)

<http://www.un-az.org/undp/bulnews21/news123456.html>

- 【4】 : The World News Network “Azeri Energy: Electricity” (May 2001)
<http://www.azerienergy.com/#ELEC>
- 【5】 : Energy Information Administration (Official energy statistics from the U.S. Government)
<http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/Azerbaijan/Electricity.html>
- 【6】 : TREND news agency (2006/8/9)
<http://www.trend.az/?mod=shownews&news=25186&lang=en>
- 【7】 : Azerbaijan Investment Promotion and Advisory Foundation, “Doing Business in Azerbaijan 2006” Chapter 3: SECTORS REVIEW, “3.3 Energy” (2006)
<http://www.economy.gov.az/en/invest/Doing%20Business.doc>
- 【8】 : 経済発展省（MED : Ministry of Economic Development）ホームページ
<http://economy.gov.az/HTML/Ministry/about.htm>
- 【9】 : Salans, “SOCAR and the Regulations of the Energy Sector” Caspian Oil & Gas Conference, Baku, June7-8, 2006. <http://www.salans.com/FileServer.aspx?oID=1446&IID=0>

参考4 アゼルバイジャンにおける配電会社の状況

アゼルバイジャンの独立以降、アゼルエナジーは、電力需要者の料金不払いにより電気料金を回収することができず、需要者からの回収率は非常に低いレベルにあった。一方、唯一の燃料供給元である SOCAR（国営石油公社）に対する燃料費の支払いも、政府補填により、事実上免除されてきた。しかし、このことが、SOCAR の慢性的な財政赤字体質を生み出し、同社の国際的な信用力にも関わるようになった。そこで、アゼルバイジャン政府は、エネルギーセクター全体の健全化およびインフラの改善を図るために、電力・ガスなどのユーティリティーセクターの民営化への努力を始めた。

1996 年以降、政府は、国営電力公社 アゼルエナジーを解体し、電力セクターにおける国家独占をなくすべく取り組んできた。その民営化の第一歩として、2001 年 3 月 31 日付大統領令によって、アゼルエナジーの配電網の運営が民間企業へ委託された。その結果、2006 年までアゼルバイジャンの配電網はナヒチェバン地域（Nakhchivan Autonomous Republic）を除く全ての地域で、民間企業が国との 25 年の長期事業契約を結んで運営してきた。具体的には、バクー市およびスنگアイツト市の配電網の運営はバルメック社に、それ以外の地域はバイバ社に任せられ、ナヒチェバン地域はアゼルエナジーが引き続き運営していた。

民間配電会社 2 社（バルメック社&バイバ社）からアゼルエナジーへ支払う卸電気料金には、配電会社設立の 2002 年から数年間優遇措置が適用されることになっていた。つまり、支払額が下記表にあるように、バクー市に関しては 2005 年まで、その他の地域では 2009 年まで一定割合で控除されることになっていたが、両社は目標を達成できず、2006 年に委託契約が解除された。

表 35 卸売電気料金の支払料率 (%)

年	バルメック社		バイバ社	
	Baku	Sumgait	Ganja	Ali-bay
2002	50	30	30	30
2003	55	30	30	30
2004	60	35	35	35
2005	75	40	40	40
2006	100	45	45	45
2007	110	50	50	50
2008	110	65	65	65
2009	110	80	80	80
2010	110	100	100	100
2011-2016	110	110	110	110
2017	100	110	110	110
2018	100	110	110	110
2019	100	110	110	110
2020	100	110	110	110
2021-2025	100	100	100	100

出所：アゼルエナジー 経済財務部【出典：独立行政法人国際協力機構無償資金協力部：アゼルバイジャン国、バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書、第 1 章「プロジェクト背景・経緯」（2006 年 3 月）】

参考文献

- 大山達雄編著（2006）『公共政策評価の理論と実際』現代図書
- 生島靖久（2006a）「インフラ・ファイナンス：円借款の新機軸」秋山孝充・笹岡雄一編著『日本の開発援助の新しい展望を求めて』国際援助動向シリーズ4 FASID
- 生島靖久（2006b）「開発途上国のインフラ・ファイナンス」奥田英信・三重野文晴・生島靖久『開発金融論』日本評論社
- 海外経済協力基金（1997）『民活インフラ事業の現状と課題 OECF Research Papers No.16』海外経済協力基金開発援助研究所
- ゲーリー ボンド、ローレンス カーター（1995）『民間インフラストラクチャ・プロジェクトへの金融 討議資料 23号』国際金融公社
- 国際協力機構（2006）『アゼルバイジャン国バクー市ムシュビク変電所改修計画基本設計調査報告書』国際協力機構無償資金協力部
- 百瀬泰（2005）「東南アジア4カ国のIPP動向とリスク対応」『海外投融资』5月号
- EBRD（2005）“Special Study Power Sector Review”
- IMF（2005）“Azerbaijan Republic: Selected Issues” IMF country report No.05/17
- Kessides,I.（2004）“Reforming Infrastructure: Privatization, Regulation, and Competition” A World Bank Policy Research Report
- Woodhouse, E.J 2005 “The IPP Experience in the Philippines” Working paper 37 Program on Energy and Sustainable Development at Stanford University
- World Bank（2005）“Azerbaijan Issues and Options Associated with Energy Sector Reform”
- World Bank（2004）“Azerbaijan Raising Rates:Short-Term Implications of Residential Electricity Tariff Rebalancing”