

アゼルバイジャン

セヴェルナヤ<sup>1</sup>・ガス火力複合発電所建設計画 (1) (2)

評価者：片桐寿幸 伊藤友見 ((財)日本経済研究所)

現地調査：2006年10月、2007年1月

## 1. 事業の概要と円借款による協力



事業地域の位置図



セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所

### 1.1 背景

アゼルバイジャンは旧ソ連からの独立後（1991年）、隣国アルメニアとの紛争等により国内総生産（GDP）がマイナス成長で推移し、経済規模は独立時と比較し大幅に縮小していった。1994年5月の同国との停戦合意後、アゼルバイジャン政府はマクロ経済の安定化をめざし、1995年1月より本格的な経済改革を開始した。同年4月には国際機関からの支援も開始され、政治経済の安定を背景に油田開発など海外からの直接投資が本格化し、1996年には独立後初めてGDPがプラス成長（1.3%）に転じた。翌年1997年も海外直接投資は順調に伸び、GDPは5.8%増を記録、その後も持続的な成長が予測されていた。審査当時（1997-1998年）、経済成長に伴い電力需要は年3%以上増加すると予想されていたが、既存設備の老朽化等のため発電能力の低下が懸念されていた。

### 1.2 目的

首都バクー近郊のセヴェルナヤ地区において、石油を燃料とした既存火力発電所（150MW）を天然ガスを燃料とする火力複合発電所（400MW）に転換し、ガスパイプラインの建設を行うことにより、電力供給能力および効率性の向上をはかり、もって同国の持続的な経済成長に寄与する。

<sup>1</sup> 現在はアゼルバイジャン語を用い「シマル発電所」と呼ばれている（「セヴェルナヤ」はロシア語で「北」の意）。

### 1.3 借入人／実施機関

アゼルバイジャン共和国政府/ アゼルエナジー、アゼリガス

### 1.4 借款契約概要

	第1期	第2期
円借款承諾額	206億9,900万円	183億3,200万円
円借款実行額	206億7,300万円	183億3,100万円
交換公文締結	1998年2月	1999年10月
借款契約調印	1998年2月	1999年10月
借款契約条件	金利0.75%、返済40年(うち据置10年)、一般アンタイド	金利0.75%、返済40年(うち据置10年)、部分アンタイド
貸付完了	2004年5月	2005年12月
本体契約 (10億円以上のみ記載)	三井物産(日本)	三井物産(日本) / 東洋エンジニアリング(日本)
コンサルタント契約 (1億円以上のみ記載)	Burns and Roe Enterprise (米国)	Burns and Roe Enterprise (米国)
事業化調査(フィー ジビリティ・ス タディ:F/S)等	1998年 アゼルエナジー	1998年 アゼリガス

## 2. 評価結果 (レーティング: B)

### 2.1 妥当性 (レーティング: a)

#### 2.1.1 審査時点における計画の妥当性

本事業審査時において、アゼルバイジャンの「公共投資計画(1997-1999年)」では、電力、運輸、石油・ガス、灌漑を重点セクターとして、老朽化した設備等のリハビリ・改修を行うことがその中心となっていた。特に電力セクターについては、全体の約25%という最も多い投資配分がなされていた。当時、電力需要は年間3%以上の伸びが予想されており、最大電力需要は2000年に約4,000MW、2010年には約5,900MWに達することが見込まれていた。当時の総発電能力は約4,200MWといわれていたが、設備の老朽化等により更なる能力低下が予想されていた。そのため、電力需要の高まりが予想される首都バクー近郊に発電所を建設する本事業は、当時の政策に合致しており、また、電力セクターにおける発電能

力増強の必要性に対応するものであったため、妥当性は高かったと考えられる。

## 2.1.2 評価時点における計画の妥当性

評価時点における公共投資総額に占める電力セクターへの割合を見ると、2006年には約31%が配分されており、2007年以降も年によって変動があるものの3-10%程度の投資が計画されている。電力需要は引き続き高く、2005年には発電能力3,750MWに対し、最大電力需要は4,020MWであった<sup>2</sup>。最大電力需要は2010年には4,750MWに達するものと予測されている。アゼルバイジャン政府は、「燃料・エネルギー分野における国家開発計画（2005-2015年）」を策定し、増加する電力需要に対応すべく引き続き発電能力の拡大を計画している<sup>3</sup>。本事業は上記セクター開発計画との整合性が高く、また増加が見込まれる電力需要に対応するため、妥当性は高いと考えられる。

表1 公共投資総額に占める電力セクターへの投資割合<sup>1)</sup>

(単位：百万 AZN:)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010
公共投資	164.0	882.3	1,818.0	1789.0	1,965.0	1915.0
電力セクター投資	6.7	272.5	60.6	64.3	212.0	208.0
割合(%)	4.1	30.9	3.3	3.6	10.8	10.9

出所：経済開発省

注1)：2007年以降は計画値

表2 最大電力需給推移および予測<sup>1)</sup>

(単位：MW)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
最大電力需要	3,614	3,600	3,788	4,140	4,156	4,020	4,050	4,450	4,530	4,630	4,750
電力供給能力	3,390	3,395	3,551	3,680	3,800	3,750	3,880	4,200	4,450	4,700	5,000

出所：アゼルエナジー

注1)：2006年は見込み、2007年以降は計画値

## 2.2 効率性（レーティング：b）

### 2.2.1 アウトプット

本事業では、第1フェーズ審査時に火力複合発電所（400MW）1基と、当該発電所に天然ガスを供給するためのガスパイプライン（セヴェルナヤ～ディギヤ間45km）の建設が計画されていた（図1）。ディギヤ～カラダクまでのガスパイプライン（コンプレッサーステーション含む）建設については、当初アゼルバイジャン

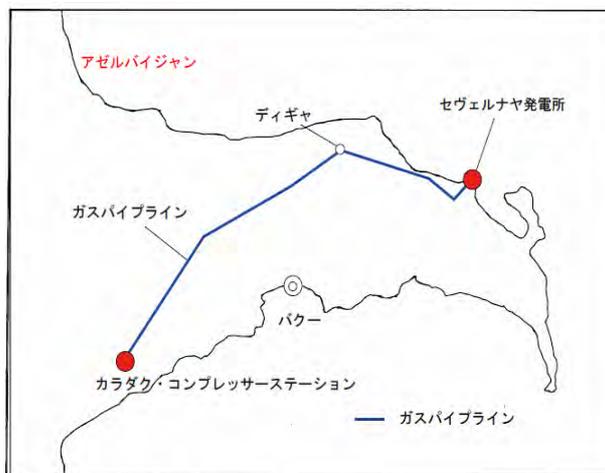
<sup>2</sup> 電力不足分は主にロシアからの輸入で対応している。

<sup>3</sup> 国際協力銀行（JBIC）では、同国における電力不足の緩和に資するため、同発電所において2号機（400MW）の建設事業を実施している（2005年5月借款契約調印）。

ン側で実施することになっていたが、建設費用の見積り増加<sup>4</sup>や内貨不足等の理由により、第2フェーズ審査時に本事業のスコープに含まれることとなった。

本事業は、ほぼ計画通りに建設されている。ガスパイプラインについては工期短縮等のためのルート変更が行われ、86.88kmで建設された（計画は95km）。また、安全性確保のためコンプレッサーステーションへの出入道路の設計変更が行われた。

図1 事業サイト地図



## 2.2.2 期間

本事業は、1998年2月から2002年8月までの55カ月の実施期間が計画されていたが、実際には借款契約の調印（1998年2月）から事業完了（2003年11月）までの70カ月を要し、計画との比較では約1.3倍となった。主な遅延の理由は、ガスパイプライン建設にかかわる入札手続の遅れによるものである。

発電所については、2002年11月末に引渡しが行われ、運転が開始されている。本事業によるガスパイプラインの完成（2003年11月）までの間は、発電所近くに小型コンプレッサーを設置し、既存のガスパイプラインにつないで天然ガスの供給が行われたため、発電所の運転には影響を及ぼさなかった。

## 2.2.3 事業費

前述の通り、当初アゼルバイジャン側で実施する予定であったガスパイプライン建設（コンプレッサーステーションを含む）部分が本事業に追加されたことなどから、第1フェーズ審査時に予定していた事業費（294億2,100万円）は、第2フェーズで398億1,700万円に増額された。実際の事業費は390億400万円（第2フェーズ計画比97.9%）であり、ほぼ計画通りに収まった。

## 2.3 有効性（レーティング：a）

### 2.3.1 アゼルバイジャンの電力供給における本事業の貢献

本事業により建設されたガス火力複合発電所は2002年11月末より稼動しており、2003年以降の発電量は表3の通りである。当発電所は、全国で消費される電

<sup>4</sup> 建設費用の見積り増加の理由は、①必要なガス圧供給を行うためには審査時の想定よりも容量の大きいコンプレッサーステーションが必要となったこと、また審査時には1基を想定していたが、バックアップのため2基必要となったこと、②コスト積算の前提をロシア基準から西側基準に変更したこと、③審査時には確定していなかったパイプラインルートが確定し、一部湖を通過するためその分工事費見積りが増加したこと、である。

力量の約 10%を発電していることから、アゼルバイジャンの電力供給におけるベースロードの位置づけとして、重要な役割を果たしていると考えられる。

表 3 全国電力消費量の推移に本発電所発電量の占める割合

	2003	2004	2005
セヴェルナヤガス火力複合発電所発電量 <sup>5</sup> (GWh)	1,840	2,145	2,526
全国電力消費量 (GWh)	22,602	22,725	23,430
全国電力消費量の推移に本発電所発電量の占める割合 (%)	8.1	9.4	10.8

(出所：アゼルエナジー、ただし割合は上記データを基に評価者が算出)

### 2.3.2 セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所の稼働状況

発電所の稼働状況を運用効果指標で見ると、運転開始直後の 2003 年以降、指標が全般的に改善してきている。最大出力、送電端発電量、稼働率<sup>6</sup>、設備利用率<sup>7</sup>は、2005 年時点において、F/Sで計画されていた値の 80%以上を達成している。また、所内率、発電端熱効率は 2003 年以降、良好な水準で推移している(表 4、5)。更に、原因別の停止時間・停止回数も運転開始当初より時間・回数ともに減少してきており(図 2)、当発電所の稼働状況は安定してきている。

表 4 セヴェルナヤガス火力複合発電所の稼働状況 1

	事前計画値 <sup>1)</sup>	2003	2004	2005
最大出力 (単位：MW)	400	344	420	402
送電端発電量 (単位：GWh/year)	2,936	1,840	2,145	2,526
稼働率 (単位：%)	90	79.2	82.9	90
設備利用率 (単位：%)	85	52.5	61.1	72.1

出所：アゼルエナジー

注 1)：送電端発電量、設備利用率および設備稼働率の F/S での計画値については、1997 年に実施された F/S の前提数値に基づき算出。

表 5 セヴェルナヤガス火力複合発電所の稼働状況 2

(単位：%)

	2003	2004	2005
所内率	3.33	3.22	3.22
発電端熱効率	54.15	54.84	54.73

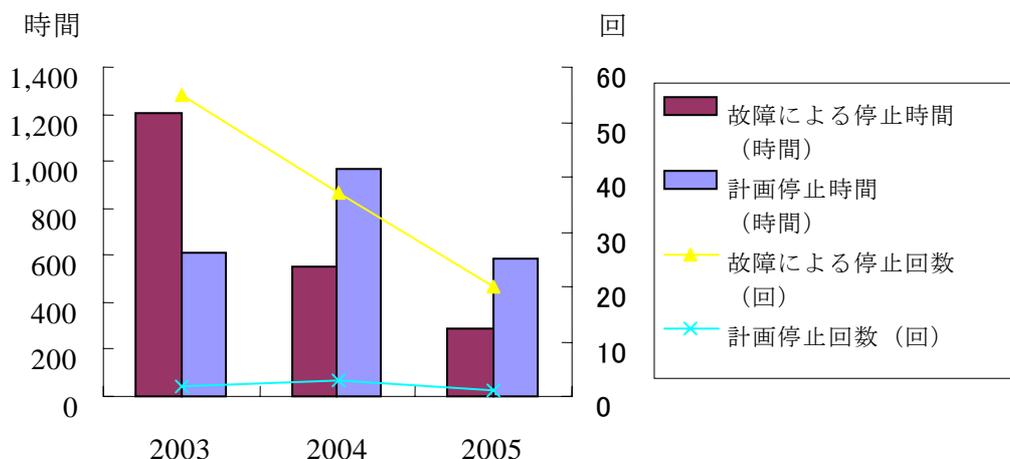
出所：アゼルエナジー

<sup>5</sup> 送電端発電量

<sup>6</sup> 稼働率 = (年間運転時間/年間時間数) x 100

<sup>7</sup> 設備利用率 = 年間発電量 / (定格出力 x 年間時間数) x 100

図 2 セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所の原因別停電時間、回数



出所：アゼルエナジー

### 2.3.3 カラダク・コンプレッサーステーションの稼動状況

ガスの供給も安定的に行われている。カラダク・コンプレッサーステーションのガス搬送量は、需要状況に応じて、冬期は 500 万 m<sup>3</sup>/日、夏期は 400 万-450 万 m<sup>3</sup>/日で稼動しているとのことで、計画（1 日 500 万 m<sup>3</sup>）通りと考えられる。ガスの圧力も、計画値の 26 bar<sup>8</sup>以上で搬送できている。また、運転開始から現在まで搬送停止は一度も発生していない。



カラダク ガスコンプレッサーステーション

表 6 カラダクガスコンプレッサーステーションの稼動状況

	2003	2004	2005
ガス搬送量 (単位：百万m <sup>3</sup> /year)	1,068	1,599	1,591
ガス圧力 (単位：bar)	30-36 bar	30-36 bar	30-36 bar

出所：アゼリガス

### 2.3.4 財務的内部収益率 (FIRR) の再計算

売電収入を便益、発電所建設の初期投資および維持管理費を費用、プロジェクトライフを 30 年として、財務的内部収益率 (発電所部分のみ) を再計算したところ 18% となり、審査時の 5.8% を上回った。これは主として電気料金の上昇と営業費用 (予測) の減少によるものである。

<sup>8</sup> バール：圧力の単位。

### 2.3.5 経済的内部収益率（EIRR）の再計算

消費燃料の減少、送電・配電ロスの減少、NO<sub>x</sub>とCO<sub>2</sub>の排出量減少を便益、発電所建設の初期投資を費用、プロジェクトライフを30年として、経済的内部収益率（発電所部分のみ）を再計算したところ10%となり、審査時の15.3%を下回った。これは主に、セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所の純熱消費量が、評価時において審査時計算前提を上回り、また新発電所が建設されない場合に発電を担うと想定された既存発電所の純熱消費量については下回ったため、便益の一つである消費燃料減少量が審査時見込みよりも少なくなったためである。

## 2.4 インパクト

### 2.4.1 経済成長への寄与

アゼルバイジャンのGDPは、石油の増産と国際価格の上昇等を背景として、2000年以降は10%以上で推移し、2005年には26.4%を記録するなど、高い水準で推移している。

表7 アゼルバイジャンのGDP成長率

(単位：%)

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

出所：Statistical Yearbook of Azerbaijan 2006

アゼルバイジャン全国の需要家別電力消費量の推移を見ると、2000年から2005年の間に、工業部門による電力消費が約1.8倍に増加している（表8）。本評価調査では、最終消費者である企業の事業運営に対する本事業の影響を把握するため、バクー等アプシェロン半島に立地する企業数社へのインタビュー調査を実施した。インタビューによれば、ほとんどの企業が停電回数の減少を、すべての企業が電圧の安定度も以前と比べ改善してきていると回答しており、電力供給状況が改善してきていると考えられる。セヴェルナヤ・ガス火力複合発電所において発電した電力は、グリッドに送電されるため直接的な受益企業の特定は困難だが、前述の通り当発電所は全国電力消費の約10%を発電していることから、アゼルバイジャンの電力供給の改善に十分貢献し、同国の経済成長の下支えをしていると考えられる。なお、本事業の想定受益者は約91万人<sup>9</sup>（アゼルバイジャン人口840万人の約10分の1）と推定される。

<sup>9</sup>（本発電所による年間発電量/同国1人当りの電力消費量）により2005年データを基に推定した。

表 8 全国需要家別電力消費量とその内訳の推移

(単位：GWh)

	2000 年	2005 年	2000 年を 100 とした指数
家庭	9,902 (60.3%)	12,253 (61.1%)	123.7
工業	2,671 (16.3%)	4,697 (23.4%)	175.8
建設	36 (0.2%)	210 (1.0%)	583.3
農業	803 (4.9%)	499 (2.5%)	62.1
運輸	537 (3.3%)	587 (2.9%)	109.3
その他	2,474 (15.1%)	1,797 (9.0%)	72.6
合計	16,423 (100%)	20,043 (100%)	122.0

出所：Statistical Yearbook of Azerbaijan 2006

## 2.4.2 その他

### 2.4.2.1 環境への影響

実施機関であるアゼルエナジーへの聞き取り調査によれば、大気汚染については環境天然資源省による検査を定期的を受けており、これまでは政府基準内に収まっているとのことである。また、水質汚濁については、発電所からの排水について地元政府（環境管理担当）が監理しており、これまで政府基準内に収まっているとのことである。

### 2.4.2.2 地域住民への影響

ガス火力複合発電所については、既存発電所の敷地内に建設したため、用地取得・住民移転はなかった。ガスパイプラインについても、公有地に敷設したため用地取得は生じず、また敷設ルート調整により住居等建造物への影響を避けたため住民移転もなかった。

## 2.5 持続性（レーティング：b）

### 2.5.1 実施機関

#### 2.5.1.1 技術

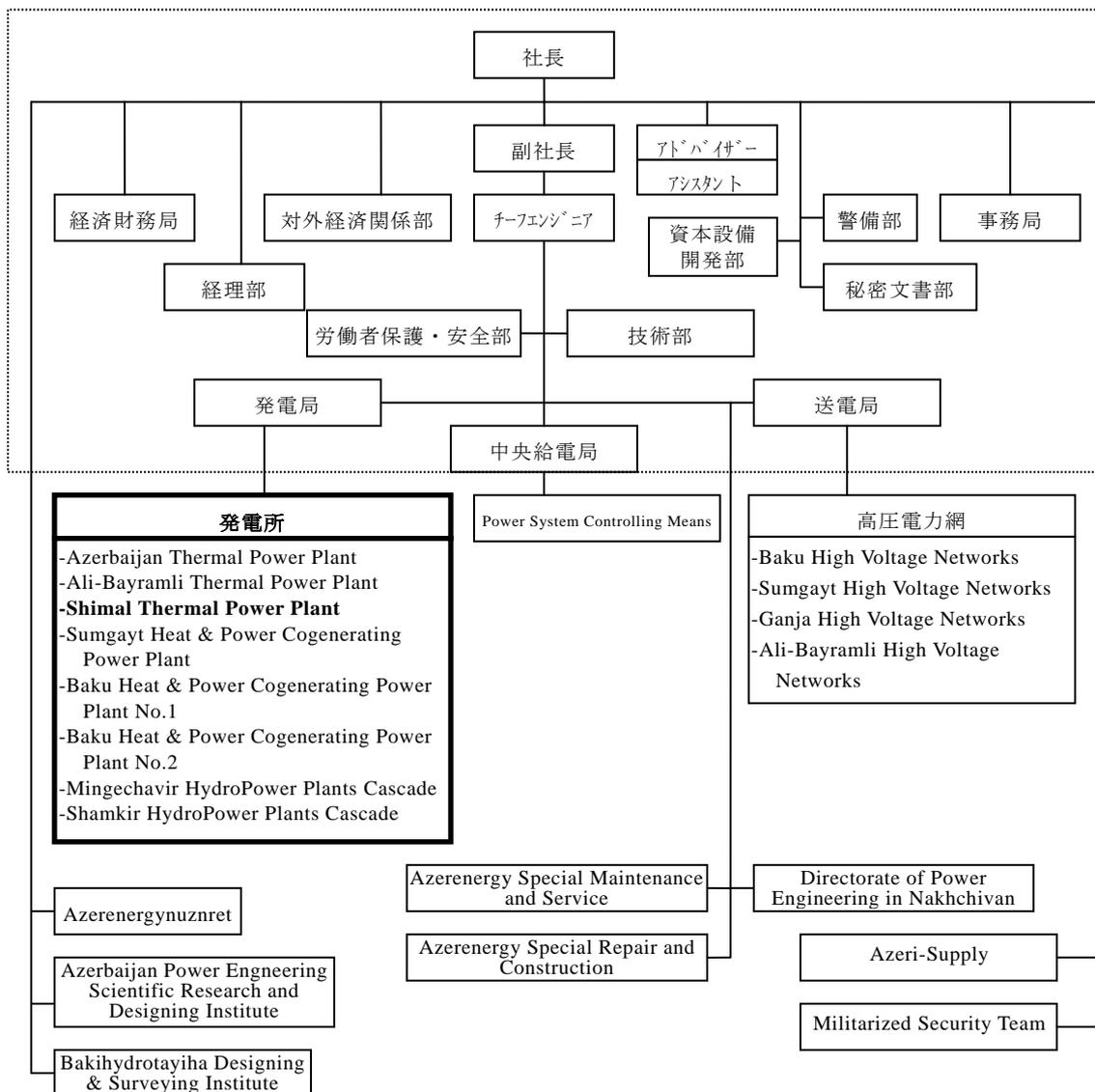
発電所、パイプライン、コンプレッサーステーションの運営維持管理等の技術面においては、海外メーカー等に対応を依頼するケースはあるものの、本事業において研修が行われ、またこれまでの運転期間を通じて経験を積み、運転開始2年以上たった現在では基本的に社内職員で対応可能となっているため、問題ないと考えられる。

#### 2.5.1.2 体制

アゼルエナジーは国内の発電、送電、配電（一部）事業を担う電力会社で、政府が100%株式を保有している。審査時点では同社株式を順次民間への売却が予定されていたが、評価時点では民営化計画はなく、当面体制の変化はないと考えら

れる。セヴェルナヤ発電所は 2002 年に有限責任組織（Limited responsibility organization）となったが、実質的にはアゼルエナジー社と一体である。当発電所内の技術製造部門（64 名、うちエンジニアは 48 名）が発電所の運営維持管理を担当し、アゼルエナジーの発電部門（44 名、うちエンジニアは 32 名）がその監督を行っている。

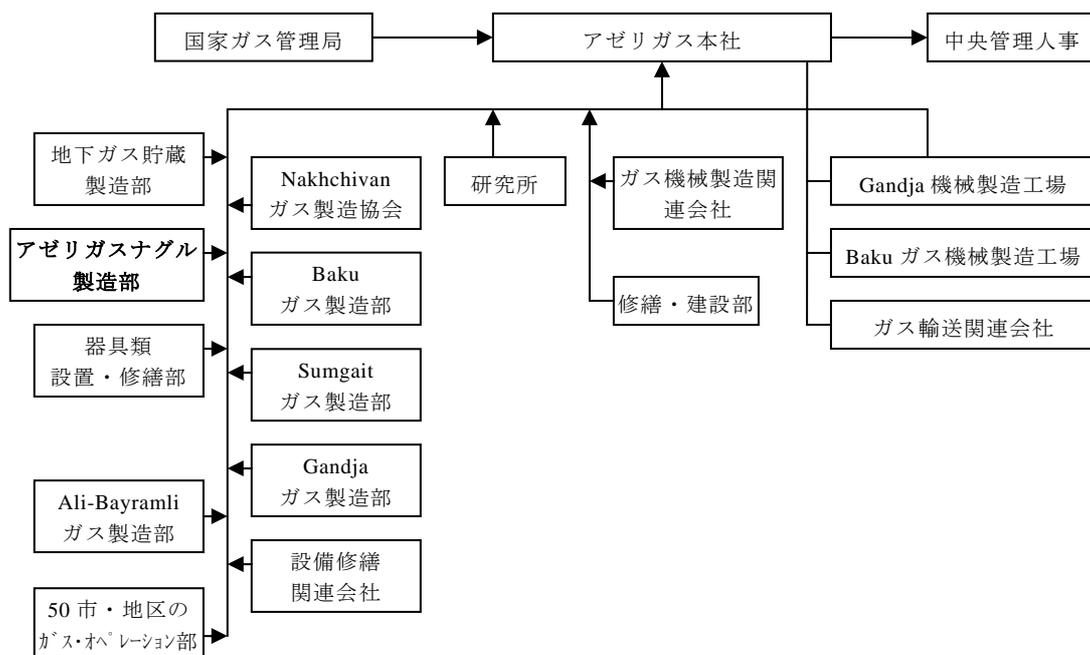
図 3 アゼルエナジー組織図



アゼリガスは、国内の商業用および民生用ガス供給、ガスパイプライン建設、運営・維持管理等を行う国営企業である。同社のガスパイプライン担当部門であるアゼリガスナグル（AzerigasNagl）が運営維持管理を担当している。ガスパイプラインについては、アゼリガスナグルのアプシェロン主要ガスパイプライン消費

者サービス部門内のコントロールグループ（20名、ほぼ全員がエンジニア）が運営維持管理を担当し、カラダクコンプレッサーステーション（47名、うちエンジニアは9名）が同コンプレッサーステーションの運営維持管理を担当している。

図4 アゼリガス組織図



### 2.5.1.3 財務

アゼルエナジーの財務状況は、①電気料金が政府により低く抑えられ受益者負担の構造になっていなかったこと、②料金回収率が低かったことなどから赤字が続いていたが、2006年までは燃料支払い等で政府補助が継続的に行われ、問題なく推移していた（表9）。しかし、2007年1月6日価格委員会が電気料金値上げを発表し、2日後より新料金（表10）が適用されることとなった。電気料金は従来の約3倍になり、これに伴い、アゼルエナジーに対する政府補助金が廃止され、電力コストを受益者が負担する構造に移行されつつある。同時にアゼルエナジーとしても、料金メーターの設置を進める等料金回収率を上げるための取組みを行っている。しかし、新電気料金の適用直後である現時点では、料金回収状況の予測が難しく、電気料金引き上げが将来的にアゼルエナジーの財務状況に与える影響は予測が難しい。

表 9 アゼルエナジーの財務状況

(単位：百万 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
政府補助金	1,049,400	1,253,796	2,008,080
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、ただし財務比率は評価者が算出。

表 10 電気料金回収率

(単位：%)

	2003	2004	2005	2006年 見込み
一般家庭	17.9	23.4	22.5	50.0
工業	106.9	100.5	104.2	100.0
非製造業	157.2	131.0	86.7	94.0
商業	96.1	92.1	96.0	100.0

出所：アゼルエナジー

表 11 電気料金体系 (2001年－2006年)

(単位：AZM/kWh)

カテゴリー	料金
卸売	71
一般家庭	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 12 新電気料金体系 (2007年1月－)

カテゴリー	料金 (単位：AZN/kWh)	旧通貨単位(AZM) <sup>1)</sup> 換算額
卸売	0.041	205
小売	0.06	300
送電	0.002	10

出所：価格委員会 電気料金に関する決定 (2007年1月)

注1)：1 AZN (新マナト) = 5,000 AZM (旧マナト) で換算 (アゼルバイジャンでは2006年1月にデノミが行われ、新通貨 [AZN] が導入されている)

アゼリガスの財務状況は下表 13 の通りである。財務諸表を見る限り、同社の財務状況に特段問題はない。ガス料金についても、電気料金と同様に、2007年1月に料金が改定され<sup>10</sup>、一般家庭以外については約2倍の値上げが行われた(表 14)。同時に料金改定の決定文書においてアゼリガスはガスメーターの設置を短期間に

<sup>10</sup>一般家庭向けガス料金の値上げは2004年11月に実施されたが、この値上げは現在取り組まれているガスメーターの設置が進むにつれ、一般家庭により影響を与えるものと考えられる。

完了すべきと明記されている。同社についても今後はアゼルエナジーと同様に、料金値上げと回収率改善等を通じて自立化の方向にあると考えられるが、ガス料金引き上げが将来的にアゼリガスの財務状況に与える影響については予測が難しい。

表 13 アゼリガスの財務状況

(単位：千 AZN)

	2004	2005	2006 (1-9 月)
売上高	134,172	269,071	221,286
営業利益/損失	-25,851	26,451	7,620
当期純利益	13,093	84,669	11,039
自己資本比率 (%)	13.4	12.1	12.5
流動比率 (%)	96.2	97.2	98.5
当座比率 (%)	85.1	83.5	84.4

出所：アゼリガス、ただし財務比率は評価者が算出

表 14 ガス料金体系 (2001 年 - 2006 年)

(単位：AZM/1,000m<sup>3</sup>)

カテゴリー	料金	
	2001 年 - 2004 年 10 月	2004 年 11 月 - 2006 年
一般家庭	35,560	236,000
公共サービス等	106,301	
アゼルエナジー	194,700	
工業・商業	236,000	
SOCAR	83,200	

出所：アゼリガス

表 15 新ガス料金体系 (2007 年 1 月 -)

カテゴリー	料金 (単位：AZN/1,000m <sup>3</sup> )	旧通貨単位(AZM) <sup>1)</sup> 換算額
一般家庭	47.2	236,000
その他	100	500,000

出所：アゼリガス

注 1)：1 AZN (新マナト) = 5,000 AZM (旧マナト) で換算

表 16 ガス料金回収率

(単位：%)

	2003	2004	2005	2006 年 見込み
一般家庭	52.4	57.4	22.9	86.9
公共サービス等	26.8	39.2	81.5	100.0
アゼルエナジー	—	113.0	88.9	100.0
工業・商業	63.9	99.6	105.0	100.0
SOCAR	59.5	58.1	198.7	100.0
全体	53.4	73.7	49.1	88.9

出所：アゼリガス

### 2.5.2 維持管理

本事業により整備された設備は定期的に点検が行われているとのことで、特に問題はないと考えられる。

## 3. フィードバック事項

### 3.1 教訓

なし。

### 3.2 提言

電気料金やガス料金の値上げは受益者負担の原則に沿ったものであり、長期的には望ましい取組みと考えられるが、電気料金を大幅に値上げしたこと等により今後の料金回収状況の予測が難しいため、実施機関（アゼルエナジー、アゼリガス）の財務面での見通しは不透明感が強い。そのため、実施機関はメーターの設置を計画通り完了するなど料金回収率改善の取組みを継続することが、今後財務面で自立化を進めていくうえで重要である。

以 上

## 主要計画／実績比較

項目	計画	実績
①アウトプット		
1. 火力複合発電所建設	400MW×1基	計画通り (ガス 264.4MW、スチーム 137MW) 変電設備の外壁を修復せず改築、ガスタービン点検用のスペアパーツを追加購入。
2. パイプライン建設	<u>第1フェーズ審査時</u> -全長 90km (カラダク～セヴェルナヤ) のうち、45km (ディギャ～セヴェルナヤ)  <u>第2フェーズ審査時</u> -カラダク・ガス精製プラント～セヴェルナヤ発電所 約 95km  -コンプレッサーステーション	-ほぼ計画通り (86.88km) (工期短縮等のため湖を迂回するようルートを変更)  -ほぼ計画通り (2基) (出入道路の設計変更)
②期間	<u>第1フェーズ審査時</u> 1998年2月～2002年10月 (57カ月)  <u>第2フェーズ審査時</u> 1998年2月～2002年8月 (55カ月)	1998年2月～2003年11月 (70カ月)
1. 火力複合発電所建設 コンサル選定・サービス: 入札: 建設:	1998年1月～2002年8月 1998年5月～2000年5月 2000年6月～2002年8月	1998年4月～2002年11月 1998年8月～1999年8月 2000年6月～2002年11月
2. パイプライン建設 コンサル選定・サービス: 入札: 建設:	1999年5月～2002年8月 1999年11月～2000年11月 2000年11月～2002年8月	1999年5月～2004年11月 2000年8月～2002年3月 2002年5月～2003年10月
③事業費	<u>第1フェーズ審査時</u> 294億2,100万円 <u>第2フェーズ審査時</u> 398億1,700万円	390億400万円
外貨	390億 310万円	390億400万円
内貨	7億8,600万円	0円
合計	398億1,700万円	390億400万円
うち円借款分	390億 310万円	390億400万円
換算レート	1US\$ = 116.69円 (1999年3月現在)	1US\$ = 115円 (1999年～2004年平均)