

第 3 章

電力セクターの現状

第3章 電力セクターの現状

3.1 一般

アゼルバイジャンの発電・送電・配電に係わる電力事業は、Azenerji が独占的に実施しており、併せて熱併給発電所 (Combined Heat and Power Plant: CHP) で生産される蒸気および熱水を工場および地域熱供給会社に供給している。Azenerji は、以下の役割を担っている。

- (a) 発電設備および送配電設備の開発計画の策定
- (b) 電力システムの開発および保守
- (c) 商業、工業、輸送、農業部門および一般消費者のエネルギーの効率的運用

しかしながら、バクー、スنگアイト、ガンジャの3都市においては、Azenerji より市が電力を一括購入し、独自の配電設備を介して需要家に供給している。これら3都市の家庭用需要家を除く大口需要家(主に大口の工場負荷)に対しては Azenerji も電力を供給しており、これらの地域では配電設備は2重構造となっている¹。

Azenerji の組織図を図 I.3.1-1 に示す。送電・変電・配電設備の運転・保守および電力販売のために全国を6ブロックに分け、更に56の運用・営業地域に細分し、それぞれに支店 (Power and Heat Network Enterprise) を設置している。各支店は管轄地域内の送変配電設備の運転・維持管理を行い、販売電力量計の検針、電気料金の請求・徴収も行っている。なお、各支店で行っている保守業務は電力供給設備の巡視・事故点検出・点検・補修であり、計画・設計・建設関連業務は本社の管轄となっている。

3.2 電力供給設備

3.2.1 発電設備

同国の発電設備の総設備容量は 5,071 MW で、その内訳は、火力発電設備:4,224 MW、水力発電設備:847 MW である。発電設備は、表 I.3.2-1 および添付 I.3.2-1 に示すように、7箇所の天然ガスと重油を燃料とする火力発電所および CHP と水力発電所であり、火主水従の電源構成となっている。電力供給を主体とした火力発電所は、Az-Gres、Ali-Bayramli および Severnaya の3発電所であり、工場・暖房用の蒸気および熱水の供給を目的とした CHP は、Baku-1、Baku-2、Sumgait-1 および Sumgait-2 の4発電所である。また、水力発電所は、同国最大の Kura 川の本流・支流に建設された Shamkhir、Mingechaur、Varvara (Mingechaur 水力発電所の逆調整用)、Tar-tar 発電所およびイラン国境の Araz 川の Araz 発電所が主なもの

¹ 第1.5節で説明した2000年6月14日の大統領令によって、バクー市において Azenerji が所有していた 35 kV およびそれ以下の電圧の送配電施設が全て BEN に移譲されたことにより、この配電システムの2重構造は解消された。

のであり、その他は灌漑用水路などに設備されたミニ水力である(添付 I.3.2-2 参照)。なお、Tar-tar 発電所は現在アルメニアの管理下にある。添付 I.3.2-1 に示していないが、ガンジャ市の CHP (71 MW) は、1995 年に同国最大のアルミニウム工場と共に英国企業に売却され、1996 年以降は同国の電力系統に電力を供給していない。

表I.3.2-1 アゼルバイジャンの発電設備

種類	発電所数	総設備容量	有効出力
火力	3	3,650 MW	3,010 MW
CHP	4	574 MW	256 MW
(火力合計)	(7)	(4,224 MW)	(3,266 MW)
水力	11	847 MW	509 MW
合計	18	5,071 MW	3,775 MW

(出所:Azenerji)

同国の発電設備の問題点は、最大の発電容量を持つ Az-Gres 火力発電所を除き、その技術的平均寿命を大幅に越えているということであり、特に熱的ストレスを常に受ける火力発電設備で深刻である。そのうえ、設備の旧式化および資金的な理由による予備品の不足で定期的補修がおもうようにできず、その寿命を更に短いものにしており、熱効率の大幅な低下を招いている。最新のボイラー設備に比較して 2 倍近い燃料を消費しており(1998 年平均:0.4kg/kWh)、最新技術による排煙・脱硫装置も設備されておらず、環境への影響も問題となっている。

水力発電設備では、火力機のように熱的ストレスを受けることが無く、一般に経年変化による影響が少なく、同国の重要なエネルギーの供給源となっている。現在、Yenikand 水力発電所がヨーロッパ開発銀行の資金協力により建設が進められており(2000 年完成予定)、最も古い Mingechaur 水力発電所(360 MW)がヨーロッパ開発銀行および世銀の資金協力により補修中である。補修は、老朽化した水車・発電機の更新に伴う増容量を含んでいる。

以上に加え、Severnaya 発電所(1954 年の運転開始で現在 7 号機のみが稼働している)に日本政府の資金協力による天然ガスを燃料とする複合火力発電設備(400 MW)の開発が進められている。

3.2.2 送変電設備

同国の送電系統は、旧ソ連邦のヨーロッパ系統の一部を構成するコーカサス系統(Transcaucasian Integrated System)の一部として開発が進められたもので、ロシアのヨーロッパ系統と 500 kV および 330 kV で、アルメニアを除き、現在も連系運用されている。アゼルバイジャン、グルジア、アルメニアを含むコーカサス系統を図 I.3.2-1 に示す。同図より明らかなように、同国の需要の中心地である Absheron 半島はコーカサス系統の末端部に位置する構成となっており、前述の電源設備を含め、同国の最大の需要地であるバクー市を含む Absheron 半島を中心とした系統構成となっていない。

一方、アゼルバイジャン既存の送電系統は、旧ソ連のコーカサス系統の基幹送電線である 500 kV を始め、330 kV、220 kV および 110 kV 線路で構成されており、需要規模に見合った送電容量を保持している

が、反面、送配電損失率は意外に高い(1998:16.3%)。これは水力・火力の大規模電源が需要地から離れた位置にあることが一因といわれている。電圧別の線路の長さを表I.3.2-2に、220 kV以上の送電線の詳細を添付I.3.2-3に示す。

表I.3.2-2 送電線路の長さ

電 圧	長さ(Oct・km)
500 kV	694
330 kV	1,025
220 kV	1,210
110 kV	4,770

(出所:Azenerji)

変電所は、500 kVが1箇所(発電所を除く)、330 kVが5箇所(発電所および500 kV変電所を除く)、220 kVが8箇所(発電所、500 kVおよび330 kV変電所を除く)、110 kVが175箇所であり、同国の需要家への電力供給は110 kV変電所、35 kV、20 kV、10 kVおよび6 kVを介してなされている(110 kVおよびその上位の電圧で供給されている需要家は無い)。変圧器容量は、500/220 kV: 800 MVA、330/220-110 kV: 1,915 MVA および 220/110 kV: 3,001 MVA である。

3.2.3 配電設備

高圧配電網は35 kV、20 kV、10 kVおよび6 kV(極く一部に2 kVが残っている)で構成されており、低圧配電網は380/220 Vである。各電圧別の線路の長さを表I.3.2-3に示す。変電所は、35 kV:620箇所、20-6 kV:17,500箇所である。なお、同表にはバクー、スنگアイトおよびガンジャ市の所有している配電網は含まれていない。

表I.3.2-3 配電線路の長さ

電 圧	長さ
35 kV	6,300 km
10 kV/6 kV	38,100 km
低圧	58,600 km

(出所:Azenerji, TACIS Report)

3.2.4 系統制御設備

Azenerjiはアゼルバイジャンの電力供給設備全体を6ブロックに分け、更に56の支店に分割し、電力供給設備の運転・保守および電力の販売を行っている。給電指令所もその管理体制に合わせて設置されている。すなわち、500 kV・330 kV・220 kV 系統を主体に給電指令を行う中央給電指令所(National Load Dispatching Center:NLDC)は本社ビル内にあり、発電計画の作成・指令、隣国との電力融通の調整・決定、系統周波数の管理、主幹送電系統の監視・制御などを行っている。その下に各ブロック毎に給電指令所(United Dispatching Service Center:UDSC)を、各支店毎に地方給電指令所(Regional Dispatching Service:RDS)を設置し、管轄区域内の主に110 kV以下の系統を対象とした地方給電を行っている。バクー市は中央支店(CPHNE)と Absheron 支店(APHNE)によって電力供給がなされており、それぞれの地区

を対象とした独立の給電指令所を持っている。

NLDC の設備は、表示板、給電指令員卓、通信設備より構成されている。表示板には、全国の主要発電所、500 kV、330 kV および 220 kV (一部 110 kV) 系統がモザイクパネル上に色分け表示されている。また、遮断器の状態表示用のスイッチ・ランプも取付けられているが、配線が十分でなく、そのうえ予備品の不足から脱落しているものも多く、全く機能していない。遮断器の状態表示は、給電指令員が電話または無線機を介して各発電所・変電所と連絡を取り、手動でスイッチの位置を動かしている。卓上計算機が 1 台設備されているが、主に運転記録の保存用であり、操作用に使用されていない。

3.3 電力の需給

3.3.1 供給

(1) 最大電力および負荷曲線

同国の 1998 年の最大電力は 12 月 18 日の午後 7 時に、3,452 MW を記録した。この値は、前年の 3,350 MW を 3.0% 上回っている (1999 年の最大電力は 3,536 MW で 2.4% の増加を記録した)。最大電力発生時の電力供給状況は、Az-Gres を始めとする火力発電所は 2,660 MW、熱併給発電所は 185 MW、水力発電所は 270 MW (合計: 3,115 MW) で、不足分 337 MW は隣国からの輸入で賄われた。輸入元は、トルコ (最大電力発生時: 37 MW)、イラン (同: 40 MW)、ダゲスタン (同: 260 MW) であり、グルジアからの輸入は行なわれていなかった。以上の供給力のうち、Araz 水力発電所 (22 MW) およびトルコ、イランからの輸入は、アルメニアの領土により分断されている Nakhichevan 共和国 (Nakhichevan Autonomous Republic) への電力供給であり、この地区を除く Azenerji の連系系統の最大電力は 3,352 MW である。

第 3.2.1 節で説明したように、同国の発電設備容量は 5,071 MW であり、設備容量だけをみると、上記最大電力に対し、見かけ上は 46.9% という十分な予備設備を保持していることになる。しかしながら実際は、発電設備の旧式化、老朽化に加え、資金的困難さによる定期的補修が完全に実施されていないなどによる出力の低下が著しい。これに加えて、同国の最大需要は水力発電所の渦水による出力低下の大きい冬季に発生するため、システム全体の供給力は約 3,700 MW であり、計画停止分および故障停止分を考えない状態での予備力は 7.2% となる。これは、同国の発電設備の最大単機容量より少なく、自国の発電設備だけでは安定的な運用を維持することが困難な状況にあることを示している。

従って、通常システム運用は、夜間のピーク時間帯に隣国から電力を輸入し、軽負荷時に隣国に電力を輸出するかたちで需給の調整を計っている。すなわち、負荷の急増、発電設備の故障、連系線の故障などの事故に速やかに対応するため、冬季の自国の総発電出力を 3,200 MW 以下に抑える運用をしている。これら隣国との電力融通を含めた同国の電力供給力の状況を示している最大電力発生日の日負荷曲線および日負荷持続曲線を図 I.3.3-1 に示す。図より、CHP を含む火力発電設備はほぼフラットに運転し、水力発電設備において利用可能な水量に見合った範囲内で、需要の変動に合わせたある程度の調整を行

い、実需要との超過分をダゲスタンに輸出し、不足分を輸入している事が理解される。最大電力を記録した日の連系系統の日負荷率は81.6%であるが、同国の発電設備から見た日負荷率はダゲスタンとの電力融通のため、87.9%と高い値を示している。

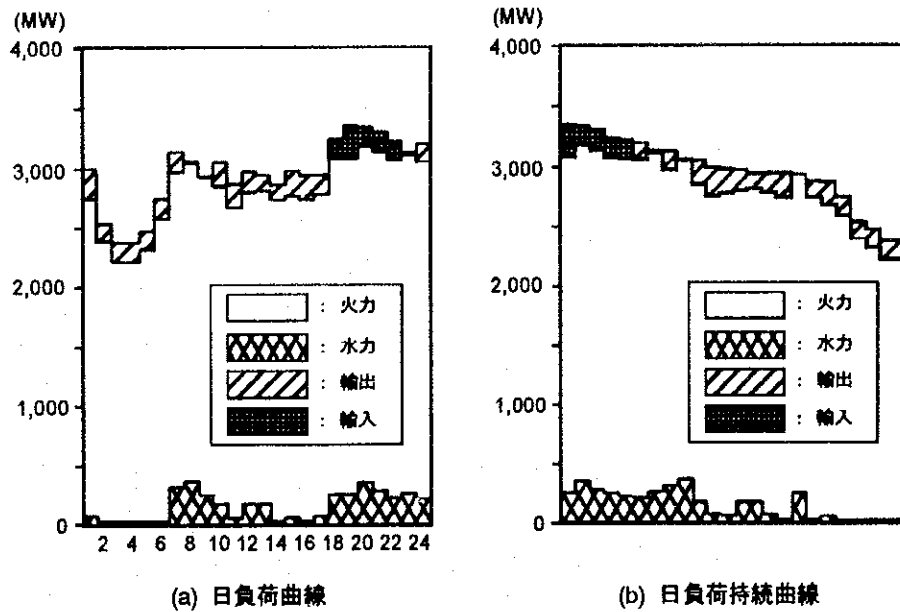


図1.3.3-1 最大電力発生日の負荷曲線(1998年12月18日)

(2) 発生電力量および隣国との電力融通

火力発電所の出力低下の現状を説明するために、表1.3.3-1に1989、1990、1997、1998年における発生電力量の推移を示す。表より明らかなように、1998年の火力発電所の総発生電力量は1990年の72%に落ち込んでいることが判る。特にCHPの出力低下が著しい。なお、1998年の括弧内の数値は設備利用率で、前者は銘板出力を、後者は有効出力をベースにしたものである。これらの低い設備利用率は、老朽化による出力低下を示しているだけでなく、次項で示すように、夏季の総需要が冬季のそれと比較して大幅に低下することも一因である。また、CHPでは、経済的不振から工場用の蒸気の需要が極端に低下し、冬季における暖房のための熱水供給が主体になっているため更に低い設備利用率となっている。

表1.3.3-1 火力発電所の発生電力量 (GWh)

発電所	1989	1990	1997	1998	
Az-GRES	9,562	10,613	8,110	10,090	(48%, 58%)
Ali Bayramli	6,870	6,446	5,636	4,732	(49%, 60%)
Severnaya	1,154	985	393	304	(23%, 32%)
Sumgait-1	1,213	1,250	417	440	(22%, 50%)
Sumgait-2	1,333	1,245	285	292	(15%, 33%)
Baku-1	433	427	131	79	(9%, 18%)
Baku-2	64	74	20	6	(3%, 11%)
合計	21,176	21,397	14,992	15,943	(42%, 54%)

(出所:Azenerji)

第1編 現状および問題点

1998年の年間発生電力量は、17,894 GWhで、その内訳は、火力:15,943 GWh、水力:1,951 GWhであった。同期間内の輸入電力量は903 GWh、輸出は648 GWhで、255 GWhの輸入超過であった。この輸入超過分の殆どは、Nakhichevan 共和国のトルコおよびイランからの輸入であり、ダゲスタンとの間では、年間ベースで輸出入が相殺されるように運用を行っているとのことである。表I.3.3-2に発生電力量、輸入電力量および最大電力の推移の概要を、詳細を添付I.3.3-1に示す。下表より、1998年の年負荷率は60%と算定される。

表I.3.3-2 発生電力量、輸入電力量、最大電力の推移

	1990	1994	1998	1999
発生電力量 (GWh)				
火力	21,397	15,654	15,943	16,558
水力	1,658	1,829	1,951	1,505
合計	23,055	17,483	17,894	18,064
電力融通 (GWh)	-1,604	276	255	752
アゼルへの総供給量 (GWh)	21,451	17,759	18,149	18,816
最大電力 (MW)	3,673	3,213	3,452	3,536

(出所: Azenerji)

Nakhichevan 共和国の電力供給は非常に厳しい状況に置かれている。Azenerji の説明によると、同地区の総需要は約180 MW、1,000 GWhであるのに対して、稼動可能な発電設備はAraz水力発電所(22 MW、約80 GWh/年)のみである。不足分は領土を接しているトルコおよびイランからの輸入により補填しているが、送電設備上の制約から量的に不十分であり、経済的にも負担が大きい。

(3) 供給電力量・最大電力の季節変動

1998年の月別最大供給電力量およびピーク電力に対する各月の比率を表I.3.3-3に、その詳細を添付I.3.3-2に示す。表より、総供給電力量・ピーク電力とも12月が最も大きく、最低の月は、総供給電力量では6月で最大値の62%、ピーク電力では7月で最大値の71%まで低下している。

表I.3.3-3 月別総供給電力量および最大電力の季節変動 (1998)

	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
総供給電力量 (%)	99.5	87.6	94.3	74.4	70.1	62.4	65.2	66.7	66.0	77.6	86.8	100
最大電力 (%)	98.5	99.2	97.2	93.8	81.8	71.3	70.9	72.6	76.9	83.7	92.4	100

(出所: Azenerji)

3.3.2 需要

(1) 電気料金別販売電力量の推移

1998年における総販売電力量は、14,262 GWhであり、そのうち3都市への卸売り電力量は4,603 GWh(32.2%)であった。過去6年間の電気料金別販売電力量の推移を表I.3.3-4に示す。

表I.3.3-4 電気料金別販売電力量の推移

(GWh)

項目	1994	1995	1996	1997	1998	1999	増加率
1. 卸売り	3,109	3,136	3,669	4,058	4,603	4,506	7.7%
2. 工業	4,252	3,326	3,989	2,887	2,360	1,980	-14.2%
3. 家庭用	2,648	3,054	3,724	3,182	4,488	6,186	18.5%
4. 農業	2,473	2,445	1,975	1,884	1,639	533	-26.4%
5. 非工業	786	683	568	546	541	841	1.4%
6. その他	377	331	341	412	588	957	20.5%
7. 合計	13,644	12,975	13,276	12,969	14,262	15,003	1.9%
8. 卸売り+家庭用需要	5,757	6,190	7,393	7,240	9,091	10,692	13.2%
9. その他の需要	7,887	6,785	5,883	5,729	5,171	4,311	-11.4%

(出所:Azenerji)

表より明らかなように、最近の経済活動の低迷を反映して工場需要が大幅な落込みを記録しているが、全体の需要は近年増加基調に回復している。これは、家庭用の需要の増大によるもので、卸売りと家庭用の需要の合計とそれ以外の需要が1996年に逆転し、現在もその差が更に大きくなってきており、この傾向は、それぞれの年平均増加率13.2%、-11.4%に端的に現れている。

(2) 3都市への電力卸売りの推移

Azenerji はバクー市以外、ガンジャ市およびスンガイット市に電力を卸売っており、これら3都市への過去5年間の販売電力量の推移を表I.3.3-5に示す。3都市への卸売りは毎年増加してきていたが、1999年に減少した。これはガンジャ市への販売量が大幅に減少したことによる。

表I.3.3-5 3市への電力販売の推移

(GWh)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	増加率
1. Baku	2,349	2,298	2,654	2,950	3,367	3,619	9.0%
2. Ganja	458	564	690	757	865	367	-4.3%
3. Sumgait	303	274	325	351	371	366	3.9%
Total	3,109	3,136	3,669	4,058	4,603	4,352	6.7%

(出所:Azenerji, Annual Report)

(3) 電気料金別需要家数の推移

電気料金グループ別需要家数を表I.3.3-6に示す。Azenerjiの供給する家庭用需要家数は、全家族数の約38%である(家族構成:4人と仮定)と推定される。バクー市における一般家庭需要家数(35.8万)以外の卸売り先の需要家数が不明であるうえ、難民キャンプなどに対しては各キャンプを一括しているなど、実際の電力供給を受けている家族数と契約需要家数が異なるものがあり、電化率の推定が困難である。

表I.3.3-6 電気料金別需要家数

電気料金グループ	1997	1998
1. 卸売り	5	5
2. 工業	673,765	753,250
3. 家庭用	1,795	1,783
4. 農業	2,580	2,883
5. 非工業	4,800	4,567
6. その他	15,895	16,961
合計	698,885	779,449

(出所: Azenerji)

3.3.3 損失

電力システムの損失は、システムに注入された電力量と需要家に供給された電力量との差である。システムに注入された電力量は、通常発電機により発生された電力量であるが、同国の送電系統は隣国と接続されていて日常的に電力融通を行っているため、損失率の計算にこれらの要素も考慮に入れる必要がある。

(1) 所内用消費率

火力発電所では、発電に必要な燃料、蒸気、冷却水などを送るための動力が必要であり、通常発生電力量の3～5%という多量の電気を消費する。一方、水力発電所は、機械を操作するための補機の動力のみで、無視することのできる程度の非常に小さい値である。表I.3.3-7に火力発電所の所内用電力消費量を、発電所別のそれを添付I.3.3-3に示す。表より、年平均の所内消費率は6.0から7.4%の範囲で過去5年間推移している。この値は、通常の火力発電所より高く、第3.3.1節で説明した効率の低下を裏付けている。

表I.3.3-7 火力発電所の所内用電力消費量 (GWh)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
発生電力量	15,654	15,401	16,148	14,992	15,943	16,558
所内用消費電力量	1,166	1,098	1,036	1,011	970	1,027
	(7.4%)	(7.1%)	(6.4%)	(6.7%)	(6.0%)	(6.2%)

(出所: Azenerji)

(2) 送配電損失率

電気を送電線、配電線を介して需要家に供給する途中で、電線の抵抗とそこを流れる電流によって熱的損失が発生する。これを通常技術的損失と呼び、電力量計の誤差、メーターの読取りのミス、請求書への転記ミス等による損失のほか、需要家の不正使用による電力供給者にとっての損失など(非技術的損失)と区別している。コンピュータを利用して一定期間の電力の流れをシミュレートすれば、技術的損失はある程度把握可能であるが、計算量が多く、損失の程度を把握する目的では実施する意味が少ない。そこで通常、システムへの入力と出力の差から算定する。この損失には非技術的損失が含まれており、その完全な分離は困難である。Azenerjiの送配電損失の推移を表I.3.3-8に示す。

表I.3.3-8 送配電損失の推移

(GWh)

	1994	1995	1996	1997	1998	1999
送電端電力量	16,311	15,853	16,642	15,687	16,918	17,037
電力融通	276	477	461	739	255	752
総供給電力量	16,587	16,330	17,103	16,426	17,173	17,789
販売電力量	13,644	12,975	13,276	12,969	14,262	15,003
送配電損失電力量	2,943	3,355	3,827	3,457	2,911	2,786
同損失率	(17.7%)	(20.5%)	(22.4%)	(21.0%)	(17.0%)	(15.7%)

(出所: Azenerji)

同国では、主要電源が最大の需要地であるバクー市より遠方にあることが大きな損失の原因の一つと見られているが、バクー市の最大負荷が 1,000 MW 程度であることと 500 kV および 330 kV の送電系統の構成から、送電損失は問題視されるほど大きいとは考えられない。そのうえ、低圧配電網の電圧として 380/220 V を採用していることを考えると、上記損失は非技術的損失を多く含んでいるものと考えられる。

表 I.3.3-7 および表 I.3.3-8 に示した損失率は、それぞれベースとなる入力される電力量が異なるので、発生電力量と輸入量の合計をベースとした数値を示すと表 I.3.3-9 のようになる。

表I.3.3-9 システム損失率の推移 (%)

項目	1994	1995	1996	1997	1998	1999
所内消費率	6.6	6.3	5.7	5.8	5.4	5.4
送配電損失率	16.6	19.2	21.1	19.8	16.0	14.8
システム損失率	23.2	25.5	26.8	25.6	21.4	20.2

(3) 3都市を含む送配電損失率

表 I.3.3-9 に示す送配電損失率は Azenerji の送配電系統の損失率であり、同国の全体の損失率を示すものでない。全体の損失率は、Azenerji より電力を購入し独自の配電網を介して電力を販売している 3 都市の損失を含んだものである。Azenerji の 1998 年版年次報告書によると、3 都市の配電損失量は 803 GWh であり、それらを含む同国の送配電損失率は 21.6% (3,714 GWh) となる。これは、損失率としてはかなり高い値であり、その中でも 3 都市の配電損失は総供給量の 5.6% (全送配電損失の 22%) を占めていることになる。

3.4 電気料金

3.4.1 料金体系

2000年7月1日に、アゼルバイジャンの電力料金体系はそれまでの需要家毎に細分化されたものからよりシンプルなものへ改定が行われた。それ以前の電力料金体系と最新の改定料金体系を表 I.3.4-1 に示す。この料金体系は、独自の配電網によって需要家に電力を供給している 3 都市を含め、アゼルバイジャン全体に適用されている。下記の電力料金には、一律料金の 20% にあたる付加価値税 (Value-added Tax:

VAT)が加算される。料金体系を決定する際は、Azenerji が計上する総運営費用(燃料費および政府が計上を承認する運営費用)に対し一定割合の業務利益が確保されるよう料金水準が設定される(1999年6月時点のTACIS調査報告書によると、総運営費用の20%)。

同国の電気料金体系は、需要家グループ毎に単一の料金を適用するシンプルな体系であり、季節別・時間帯別などの需要抑制や設備利用率の違いによる発電原価を反映した料金体系となっていない。特に、冬季(12月)は、夏季(7月)の総供給電力量で1.5倍、月別最大電力で1.4倍の差があり、これが発電設備の年利用率の低下による発電コスト押上の原因となっている。従って、需要抑制および電力事業経営の健全化のためには、季節別料金体系の適用は効果が大きいと判断される。

また、需要家別(受電電圧別)の電力供給コストが考慮されておらず、本来最もコストの高い一般家庭用の電気料金が最も低く設定されており、需要家グループ間相互の大幅な補填が見受けられる。なお、2000年7月1日付けの料金改定では、料金計算の単純化および産業部門の活性化を促進する目的で、一般家庭および卸売り以外の需要家カテゴリーに共通の料金を導入し、かつどのカテゴリーに対しても以前より低い料金を設定している。

一部一般家庭の需要家に対して、料金支払い全額免除または一部免除の特権を設けている。これらは避難民、退役軍人、著しい社会保障給付が必要なグループに限られている。

表I.3.4-1 電力料金体系 (AZM/kWh)

カテゴリー	料金	料金
	(2000年7月1日より)	(1999年1月1日より)
工業および建設業	130	160
電気鉄道	130	198
都市交通および水供給会社	130	132
予算(政府)機関	130	160
非産業	130	265
商業	130	340
農業	130	140
卸売り	72	72
一般家庭	80	80

(出所 :Azenerji)

添付 I.3.4-1 に 1994 年 3 月より現在までの電気料金カテゴリー別電気料金の変遷を示す。なお、同表の括弧内の数値は USC/kWh であり、料金体系変更時の交換レートにて換算した。

3.4.2 電力販売収入および料金徴収

Azenerji による全国レベルでの電気料金収入およびその徴収に関する 1999 年実績を表 I.3.4-2 に示す。この表によると、次章第 4.4 節に示す、バクー地区における Azenerji の 2 支店(Central Power and Heat Network Enterprise: CPHNE および Absheron Power and Heat Network Enterprise: APHNE)の電気料金徴収率(50.1%)よりはるかに低い徴収率を記録している。

下表より明らかなように、低い料金徴収率の原因は、家庭需要家やバクー市など電力小売り事業者の料金支払いパフォーマンスの著しい低さにあると言える。

表1.3.4-2 全国レベルでの電力販売収入および徴収実績（1999年）

	販売電力量 (GWh)	請求額 (10億 AZM)	徴収額(10億 AZM)			徴収率 (%)
			バーター	現金	合計	
Azenerji の需要家	10,496.7	1,227.8	314.3	159.6	473.8	38.6
工業	1,980.4	369.3	187.5	52.4	239.9	65.0
家庭用	6,186.4	404.5	15.6	30.7	46.3	11.4
農業	532.7	89.5	0.0	0.7	0.7	0.8
非工業	840.7	178.3	3.0	56.8	59.7	33.5
商業	53.2	21.7	0.4	18.9	19.3	89.1
水道	546.4	86.6	27.6	0.1	27.7	32.0
交通	356.9	78.0	80.2	0.0	80.2	102.9
卸売り	4,506.2	389.3	8.4	41.7	50.1	12.9
BEN	3,618.7	312.7	5.6	36.0	41.6	13.3
その他	887.6	76.7	2.7	5.7	8.4	11.0
合計	15,003.0	1,617.2	322.7	201.3	523.9	32.4

(出所: Azenerji)

Azenerji の料金徴収率は32.4%と低い。最も徴収率が悪いのは農業部門であり、消費した電気の代金を殆ど支払っていない。次いで、一般家庭部門および一般家庭需要が大きな比率を占める電力小売り業者(3市)である。販売電力収入の49%を占める電力小売り業者と家庭部門は請求額の僅か12.1%しか支払いをしていない。また、一般家庭需要家への販売電力量の中には、退役軍人など料金支払い免除者への無料供給分(総家庭需要の約30%)が含まれており、実際の徴収率は更に低くなる。

一方、徴収率の高いのは工業、商業、交通の料金グループであり、いずれも電気料金の支払いをバーターで決裁できる比率の高い部門である。

3.5 Azenerji の財務状況

EBRDの支援により、1994年から、Azenerjiは国際会計基準による会計処理方法を導入している。なお、アゼルバイジャンの会計年度は1月1日より12月31日である。Azenerjiの財務状況の主な特徴は、損益計算上は過去3年間連続して当期利益(税引き後)を計上しているものの、貸借上において未収入金および未払金の累積が増加していることである。つまり、見かけ上の利益(損益計算上)は確保しているが、自己財源による資金の蓄積は十分でなく、資金繰り面で困難を強いられている状況にある。年々累積する未収入金の理由は、先述したとおり電力料金の回収に支障を来しているためであり、その背景には独立以来の経済活動の低迷、雇用の不安定、賃金レベルの低迷などマクロ的要因があると言える。なお、国際会計基準に準拠し、Azenerjiでは不良債権として毎年総未収入金の4.4%を貸し倒れ引当金計上している。

一方、未払金の大部分を占めるのは、発電用燃料の買い先である石油ガス公社に対するものである。未払金の累積は、実際に回収される収入が十分でなく、結果的に債権者への支払いを延期せざるをえない

第1編 現状および問題点

ため発生しているものと考えられる。このような資金収支(キャッシュフロー)状況では Azenerji が良好な財務状況で運営されているとは言えず、設備の改修更新などの投資活動を実施するにおいて自己資金を当込めず、外国や国際援助機関からの資金援助が継続的に必要となる所以となっている。1995 年より 1999 年 6 月までの Azenerji の財務状況を表 I.3.5-1 に示す。

表I.3.5-1 Azenerjiの貸借対照表および損益計算書(10億AZM)

貸借対照表	1995	1996	1997	1998	1999/6
資産合計	1,504.6	4,606.2	5,732.7	7,446.4	7,972.5
- 流動資産	1,329.9	2,372.5	3,501.7	5,201.7	5,715.5
(うち、純未収金)	(1,154.7)	(2,067.3)	(3,104.0)	(4,474.7)	(4,853.9)
- 固定資産	174.7	2,233.7	2,231.0	2,244.7	2,257.0
負債合計	1,100.9	2,151.9	3,291.4	4,655.1	5,297.2
- 流動負債	1,095.2	2,093.3	3,151.5	4,447.9	5,015.6
(うち、純未払金)	(1,094.9)	(1,930.5)	(3,142.2)	(4,429.8)	(4,996.5)
- 長期借入	5.7	58.7	139.9	207.2	281.6
資本合計	403.7	2,454.3	2,441.3	2,791.3	2,675.3
(内部留保)	(403.7)	(326.0)	(313.0)	(663.0)	(547.0)
損益計算書	1995	1996	1997	1998	1999/6
総収入	1,499.8	1,628.8	1,650.8	1,648.5	821.2
- 業務収入	1,476.2	1,548.7	1,604.5	1,611.3	806.4
- その他収入	23.6	80.1	46.3	37.2	14.8
- マイナス：運営費用	1,154.5	1,568.1	1,551.0	1,503.8	755.2
営業利益(財務費用/税引き前)	345.3	60.7	99.9	144.7	66.0
- マイナス：財務費用	49.2	42.8	49.3	64.7	23.6
当期利益(税引き前)	296.1	17.9	50.5	80.0	42.4
- マイナス：所得税	44.5	42.9	20.6	20.3	9.5
当期利益(税引き後)	251.6	-25.0	29.9	59.7	32.9

(出典：Azenerji)

3.6 アゼルバイジャンの既存の電力需要予測

アゼルバイジャンについての既存電力需要予測結果のうち、以下の 2 種類の既存予測結果が本調査に関連すると考えられる。Azenerji による電力需要予測の詳細は添付 I.3.6-1 に示す。

表I.3.6-1 アゼルバイジャンの既存の電力需要予測 (単位:GWh)

予測機関		1998	2010	1998-2010 伸び率 (%/年)
Azenerji (1997)	工業	2,340	6,690	9.1
	建設	360	780	6.7
	運輸	320	700	6.7
	農業	1,630	2,950	5.1
	家庭	9,070	9,500	0.4
	商業	0	0	-
	その他	419	83	-12.6
	合計純需要	14,139	20,703	3.2
TACIS (1999)	高成長シナリオ	17,829	25,160	2.9
	低成長シナリオ	17,829	23,892	2.5

上記のいずれの予測についても、予測の前提条件に関する情報は得られていない。予測結果については、次のような点が指摘できる。

Azenerji の予測については、上記の数値が 1995 年に作成された。そのため 1998 年の数値が予測値であり、TACIS の数値に比べると低くなっている。その後 1997 年に 2020 年までの予測が行われとのことである。第 3.7 節に述べる Azenerji に設備拡張計画は上記の予測結果に基づき作成された。上記 Azenerji の予測の特徴は、工業需要が高く成長すると予測されているのに対し、家庭需要の伸びがかなり低めに設定されている点である。建設、運輸、農業はその中間水準付近の伸び率となっている。工業、建設、運輸需要の平均伸び率は、最近の国際機関による経済成長見通しと比較して似通った水準である。

TACIS の予測は 1999 年に作成されたもので、現時点では最新の予測である。報告書には、需要家分類別の予測結果は出ておらず、合計値のみが紹介されている。Azenerji の予測に比べると、いずれのシナリオにおいても伸び率がかなり低めになっている。

3.7 Azenerji の開発計画

Azenerji は 1995 年に TACIS の一環として、「中期投資計画」を作成した。この中期計画は 1997 年から 1999 年の 3 年間を対象としている。Azenerji の 1998 年版年次報告書によると、この間の電力設備整備はこの中期計画に基づいて行われてきたとのことである。

1998 年版年次報告書は、建設中、実施決定済み、および提案中の開発案件についての概略を述べている。以下にその概要を示す。

(1) 建設中のプロジェクト

(a) Yenikand 水力発電所

- 完成予定：1999 年
- 発生電力量：547 GWh/年
- 節約原油燃料：140,000 トン/年
- 投資額：ヨーロッパ開発銀行借款：5,324 万ドル

Azenerji 自己資金：1,900 万ドル

(b) Mingechar エネルギープロジェクト

- 完成予定：2000 年
- Mingechar 水力発電所の改修(発電設備更新により設備容量：60 MW、発生電力量：80 GWh/年に増加)
- Aghjabadi 330/110 kV 変電所および 110 kV 送電線の建設
- Az-Gres 発電所および Imishli 330/110 kV 変電所への 330 kV 送電線の建設
- 投資額：ヨーロッパ開発銀行：2,454 万ドル

世界銀行：1,371 万ドル

(c) Severnaya 複合火力発電所の建設

- 完成予定：2003 年
- 既存の発電所構内に建設(400 MW)
- 投資額：2 億 4,000 万ドル(日本の国際協力銀行(JBIC)による融資)

(d) Absheron 半島の 220-110 kV 変電所の改修

- 完成予定：2000 年
- 投資額：2,000 万ドル (ドイツの KfW による融資)

(2) 実施決定済みのプロジェクト

(a) Baku 第1 火力発電所(TPC)

- 完成予定：2000 年
- ガスタービン 2 機の据付け(2x25 MW)と老朽化した機器の交換
- 投資額：8,000 万ドル(Baurische Landene 銀行(FRG))

(b) Sumgait 熱併給発電所の改修(TPC)

- 完成予定：2004 年
- ガス・タービン発電機 2 機の設置(2x200 MW)
- 投資額：2 億 5,000 万ドル(未定)

(3) 提案されているプロジェクト

(a) Az-Gres 火力発電所の 9 号機増設

- 発生電力量：1,800 GWh/年の増加
- 投資額：3,200 万ドル

(b) Severnaya 複合火力発電所の 2 号機増設(400 MW)

- 投資額：2 億 5,000 万ドル
- TACIS により予備検討実施済み

(c) 小規模水力発電所の改修

- 投資額：1,000 万ドル

(d) Khachmaz330/110 kV 変電所の建設

- Khachmaz 変電所の建設及び既設 330 kV・110 kV 送電線の引込み
- 投資額：2,000 万ドル

(e) Absheron 半島での風力発電所の建設

- 設備容量：30 MW
- 発生電力量：100 GWh/年

- (f) Nakhichevan 共和国における水力発電所の建設
- 小規模水力発電所の8ヶ所での建設(総設備容量 32 MW)
 - Vaikhir 水力発電所の建設(設備容量 4.7 MW)
 - Arpachay 水力発電所の建設(設備容量 12 MW)

添付 I.3.7-1 に Azenerji が 2010 年までに実施を計画しているプロジェクトのリスト、総設備容量、最大負荷および予備容量を示す。上記のプロジェクトはこのリストに含まれている。以下に要約を示す。

表 I.3.7-1 Azenerji の 2010 年までの開発計画

年	総設備容量 (MW)	最大負荷 (MW)	予備容量 (%)
1999	4,431	3,625	22.2
2000	4,901	3,815	28.4
2005	5,547	4,580	21.1
2010	6,190	5,140	20.4

(出所: Azenerji 1998 年度報告書)

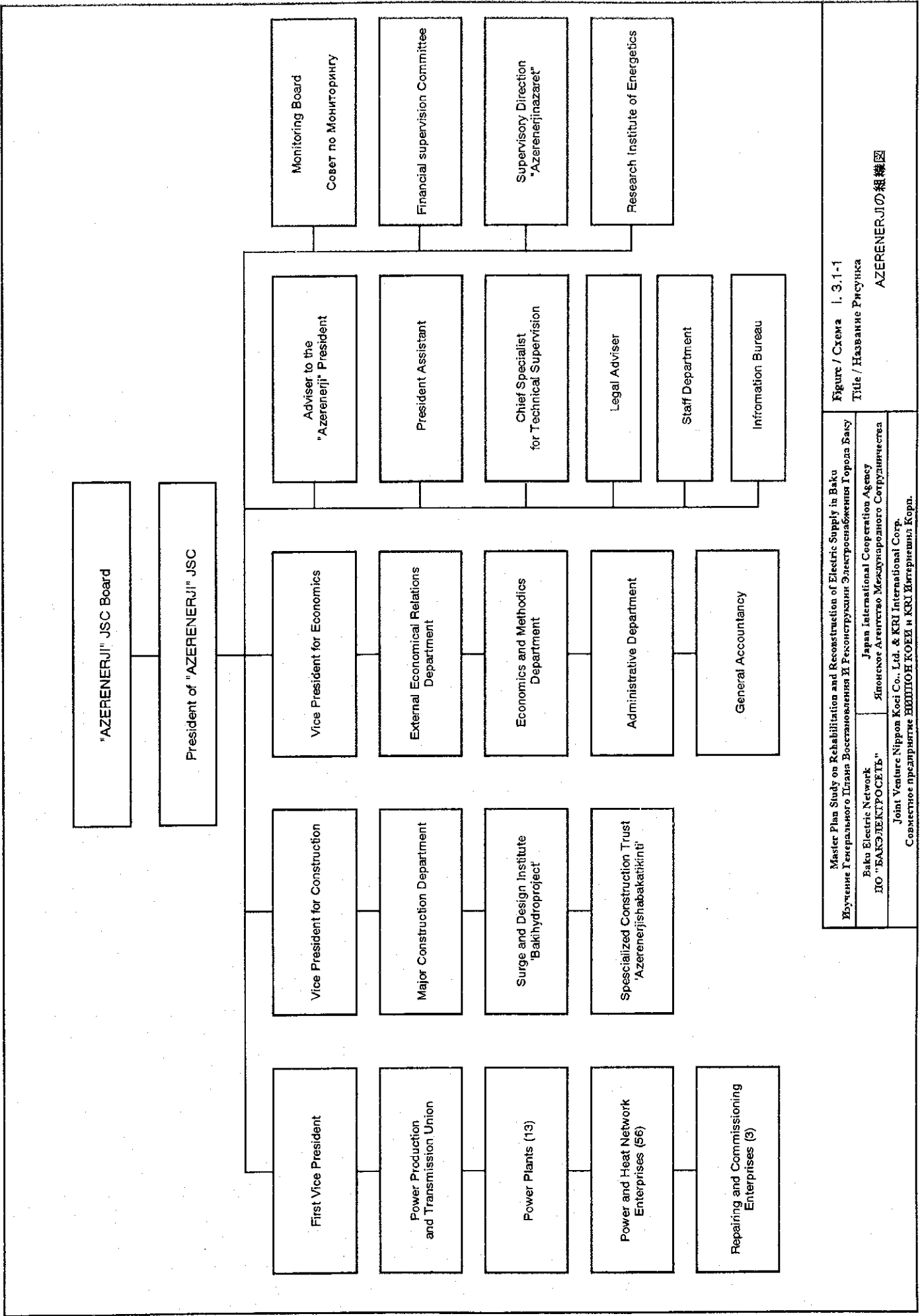


Figure / Схема I. 3.1-1

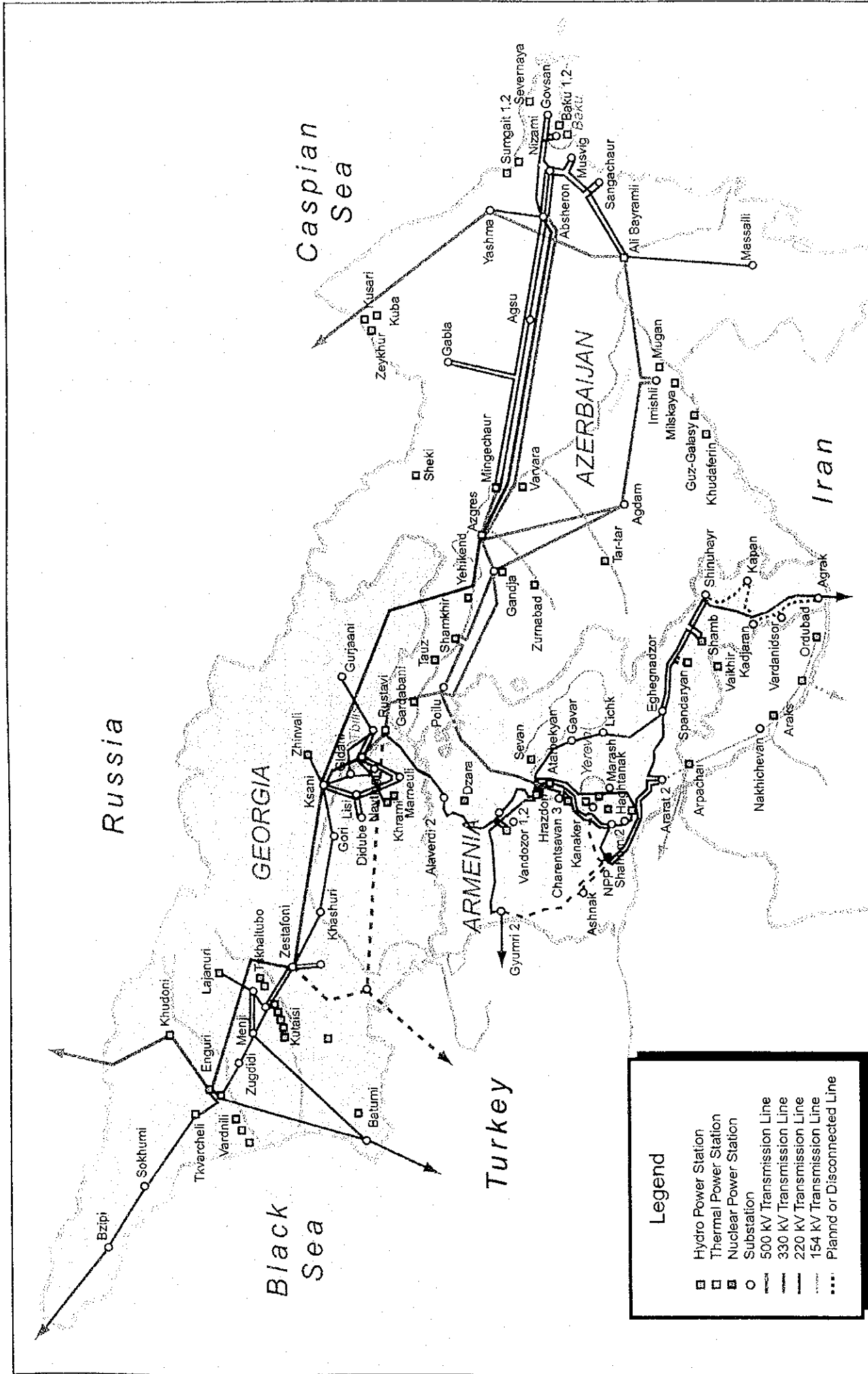
Title / Название Рисунок

AZERENERJIの組織図

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku
Изучение Генерального Плана Восстановления И Реконструкции Электрообеспечения Горона Басу

Baku Electric Network
Японское Агентство Международного Сотрудничества

Joint Venture Nippon Koei Co. Ltd. & KRI International Corp.
Совместное предприятие НИППОН КОЭИ и КРИ Интернешнл Корп.



Legend

- Hydro Power Station
- Thermal Power Station
- Nuclear Power Station
- Substation
- 500 kV Transmission Line
- 330 kV Transmission Line
- 220 kV Transmission Line
- 154 kV Transmission Line
- ... Planned or Disconnected Line

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku	
Изучение Генерального Плана Восстановления И Реконструкции Электрообеспечения Города Баку	
Бакү Электр Сетевы	Японское Агентство Международного Сотрудничества
ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Joint Venture Nippon Kocci Co., Ltd. & KRI International Corp.
Совместное предприятие НИИЭОН КОЕИ и КРИ Интернешнл Корп.	

Figure / Схема I.3.2-1
 Title / Название Рисунок
 Кавказская 3-национальная транспортная система

添付I.3.2-1 火力発電所

No.	Name of Power Station	Coms. Year (Plant)	Unit No.	Rated Capacity (MW)	Effect. Output (MW)	Heat Product. (MWh)	Coms. Year (Unit)	Kind of Fuel	Present Conditions
1	Az-Grez (Minegechaur city, 350km northwest of Baku)	1981	#1	300	250		1981	NG/HFO	Operation
			#2	300	250		1982	NG/HFO	Operation
			#3	300	250		1983	NG/HFO	Operation
			#4	300	250		1984	NG/HFO	Operation
			#5	300	250		1985	NG/HFO	Operation
			#6	300	250		1986	NG/HFO	Operation
			#7	300	250		1988	NG/HFO	Operation
			#8	300	250		1990	NG/HFO	Operation
Subtotal			8	2,400	2,000				
2	Ali Bayramli	1962	#1	155	120		1962	NG	Operation
			#2	155	120		1962	NG	Operation
			#3	155	120		1963	NG	Operation
			#4	155	120		1963	NG	Operation
			#5	160	140		1966	HFO	Operation
			#6	160	140		1967	HFO	Operation
			#7	160	140		1968	HFO	Operation
Subtotal			7	1,100	900				
3	Severnaya	1950	#7	150	110			NG/HFO	Operation
4	Baku 1 CHP	1902	#6	50	25		1973	NG/HFO	Operation
			#7	50	25		1974	NG/HFO	Operation
Subtotal			2	100	50	694			
5	Baku 2 CHP	1953	#1	6			1953	NG/HFO	Operation
			#2	6			1953	NG/HFO	Operation
			#4	6			1964	NG/HFO	Operation
			#5	6			1964	NG/HFO	Operation
Subtotal			4	24	6	383			
6	Sumgait 1 CHP	1952	#8	60	25		1959	NG/HFO	Operation
			#9	60	25		1960	NG/HFO	Operation
			#10	60	25		1961	NG/HFO	Operation
			#11	50	25		1962	NG/HFO	Operation
Subtotal			4	230	100	760			
7	Sumgait 2 CHP	1966	#1	60	25		1966	NG/HFO	Operation
			#2	50	25		1967	NG/HFO	Operation
			#3	60	25		1971	NG/HFO	Operation
			#4	50	25		1972	NG/HFO	Operation
Subtotal			4	220	100	990			
Total				4,224	3,266	2,827			

Source : AZERENERJI (TA-SIC's Report, Part VII)

Remarks :

- a) NG = Natural gas (34.42\$/1000m³ at 1994)
- b) HFO = Heavy fueloil (calorific value : 9500 - 9800Kcal/kg, density : 0.92 - 0.93gr/cm³, 23.38\$/t at 1994)
- c) Ganja CHP has been privatized by the firm of England since 1995.

添付I.3.2-2 水力発電所

No.	Name	River	Purpose	Installed Capacity			Effect Output (MW)	Annual Energy (GWh)	Turbine Type	Dam			Reservoir		Mean (m ³ /s)	Effect Head (m)	Comis. Year	Remarks
				No.	Unit (MW)	Total (MW)				Type	Length (m)	Height (m)	Total (mil. m ³)	Effect (mil. m ³)				
1	Shamkhir	Kura	Multi	2	190.0	380.0	340.0	830.0	Kaplan	Rock-fill	1,700.0	70.0	2,770.0	1,420.0	315.0	47.5	1982	
2	Minegechaur	Kura	Multi	6	60.0	360.0	160.0	1,050.0	Kaplan	Earth-fill	1,550.0	80.0	15,700.0	9,800.0	396.0	52.5	1955	
3	Varvara	Kura	Multi	3	5.5	16.5		90.0	Francis				60.0	14.0		5.5	1958	Re-regulation
4	Araz	Araz	Multi	2	11.0	22.0	0.0	86.0	Kaplan	Earth-fill	900.0	40.0	1,350.0	1,150.0		20.0	1971	not connected to central network
5	Tar-tar	Tar-tar	Multi	2	25.0	50.0	0.0	120.0	Francis				560.0	520.0		87.5	1976	under Armenian control
6	Kusari	Canal	Power			1.2	9.0	6.3								7.0	1956	
	(Samur-Absheronksy)																	
7	Kuba	Kudiakchay	Power			1.2		1.5								44.0	1936	Outage
8	Mugan	Canal (Mugan)	Power			3.6		14.4								7.8	1962	
9	Shelki	Kishchay	Multi			1.7		6.3								165.0	1936	Outage
10	Zurnabad	Gangahay	Multi			2.8		12.8								875.0	1928	Outage
11	Zeykhour	Canal (Top-Zeykhour)	Multi			8.0		35.2								107.5	1973	
	Total																	
						847.0	509.0	2,252.5										

Source : AZERENERJI

添付I.3.2-3 220 kV以上の送電線

No.	Voltage (kV)	Name of Station		Line Length (km)	CCT	CCT*km	Conductor		Commis Year
		From	To				Kind	Size (sq.mm)	
500 kV									
1	500	Az-Gres P/S	Absheron	250.4	1	250.4	ASO	3x300	1989
2	500	Az-Gres P/S	Mukhravinis Veli	197.0	1	197.0	ASO	3x300	1986
	(Total)		(Georgia)			447.4			
330 kV									
1	330	Az-Gres P/S	Absheron	243.0	1	243.0	ASO	3x300	1986
2	330	Mingechaur P/S	Az-Gres	4.8	1	4.8	ASO	1x480	1958
3	330	Az-Gres P/S	Ganja	88.7	1	88.7	ASO	1x480	1958
4	330	Az-Gres P/S	Agdam	100.0	1	100.0	ASO	2x300	1983
5	330	Agdam	Imishli	114.3	1	114.3	ASO	2x300	
6	330	Agdam	Ganja	107.3	1	107.3	ASO	2x300	
7	330	Ali Bayramli P/S	Imishli	85.1	1	85.1	ASO	2x300	1967
8	330	Ali Bayramli P/S	Yashma	117.3	1	117.3	ASO	2x300	1979
9	330	Yashma	Delbent (Russia)	166.4	1	166.4	ASO	2x300	1974
10	330	Agstafa	Gardabani (Georgia)	63.8	1	63.8	ASO	1x480	1958
11	330	Shamkir	Agstafa	87.5	1	87.5	ASO	2x300	1968
12	330	Ganja	Agstafa	94.5	1	94.5	ASO	2x300	1958
13	330	Ganja	Shamkir	42.5	1	42.5	ASO	2x300	1958
	(Total)					1,315.2			
220 kV									
1	220	Ali Bayramli P/S	Masalli	114.0	1	114.0	ASO	1x240	1976
2	220	Mingechaur P/S	Akhsu	123.0	1	123.0	ASO	1x340	1949
3	220	Mingechaur P/S	Gabala	96.0	1	96.0	ASO	1x300	1978
4	220	Akhsu	Absheron	108.0	1	108.0	ASO	1x340	1949
5	220	Gabala	Absheron	225.0	1	225.0	ASO	1x300	1954
6	220	Ali Bayramli P/S	Mushfig	110.0	1	110.0	ASO	2x300	1962
7	220	Ali Bayramli P/S	Sangachaur	71.2	1	71.2	ASO	2x300	1962
8	220	Sangachaul	Khirdalan	45.1	1	45.1	ASO	2x300	1962
9	220	Mushfig	Khirdalan	15.0	1	15.0	ASO	2x300	1988
10	220	Absheron	Govsany	82.6	1	82.6	ASO	1x500	1976
11	220	Khirdalan	Govsany	41.0	1	41.0	ASO	1x500	1976
12	220	Absheron	Khirdalan	24.0	1	24.0	ASO	1x300	1949
13	220	Absheron	Khirdalan	24.0	1	24.0	ASO	1x300	1954
14	220	Absheron	Yashma	35.0	1	35.0	ASO	1x500	1979
15	220	Absheron	Khirdalan	25.0	1	25.0	ASO	1x500	1995
	(Total)					1,138.9			

(Source : Azenerji)

添付1.3.3-1 発生電力量、輸入電力量および最大電力の推移

No.	Power Station	Annual Energy Production in GWh												
		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999			
1	Azerbaijan GRES	10,613	11,833	9,680	8,650	8,650	8,384	9,760	8,110	10,090	10,157			
2	Ali Bayramli GRES	6,446	6,300	5,523	5,260	4,723	4,830	5,103	5,636	4,732	5,348			
3	Severnaya GRES	985	794	498	668	591	599	300	393	304	324			
4	Sumgait TETS No.1	1,250	1,046	1,024	752	705	831	478	417	440	371			
5	Sumgait TETS No.2	1,245	1,073	849	802	654	477	324	285	292	288			
6	Baku TETS No.1	427	346	243	298	236	194	147	131	79	63			
7	Baku TETS No.2	74	61	53	48	40	32	36	20	6	7			
8	Ganja TETS	156	127	55	58	55	54	0	0	0	0			
9	Krasin GRES	201	18	0	0	0	0	0	0	0	0			
	(Thermal Total)	21,397	21,598	17,925	16,536	15,654	15,401	16,148	14,992	15,943	16,558			
1	Mingechnaur GRES	869	887	745	1,227	1,126	797	737	739	1,104	807			
2	Shamkir GRES	593	723	849	1,011	548	638	698	875	772	642			
3	Araz GRES	99	92	141	156	145	111	96	93	73	55			
4	TerTer GRES	82	4	3	22	0	0	0	0	0	0			
5	Small Hydro	15	12	11	10	10	10	7	5	2	2			
	(Total Hydro)	1,658	1,718	1,749	2,426	1,829	1,556	1,538	1,712	1,951	1,506			
	(Generation Total)	23,055	23,316	19,674	18,962	17,483	16,957	17,686	16,704	17,894	18,064			
	(Import) - (Export)	-1,604	-1,703	-631	47	276	477	461	739	255	752			
	Import in GWh	0	0	0	494	540	886	801	1,288	903	1,172			
	Export in GWh	1,604	1,703	631	447	264	409	340	549	648	420			
	Total Energy Input to Azeri	21,451	21,613	19,043	19,009	17,759	17,434	18,147	17,443	18,149	18,816			
	Maximum output of own generation	4,080	3,923	3,571	3,334	3,173	3,118	2,963	3,025	3,215	3,188			
	System Peak in MW	3,676	3,921	3,513	3,365	3,213	3,098	3,195	3,350	3,452	3,536			

(Source : Azererji)

Remarks

(a) Energy generated by Varvara hydro power station is included in the energy generated by Mingechnaur P/S.

添付1.3.3-2 発電所別月別発生電力量および最大電力の推移 (1998)

No.	Power Station	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Total
Thermal Power Plant														
1	Az-Gres	1,022	918	978	792	650	549	637	792	837	908	993	1014	10,090
2	Ali Bayramli	538	453	519	353	310	207	331	324	294	383	449	572	4,733
3	Severnaya	53	50	54	22	0	0	0	0	0	39	49	38	305
4	Sumgait-1	66	46	43	29	26	18	20	23	23	37	43	67	441
5	Sumgait-2	24	25	26	22	23	19	15	20	19	25	29	46	293
6	Baku-1	15	18	10	3	0	0	0	1	3	4	11	14	79
7	Baku-2	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	5
Thermal Total		1,719	1,511	1,631	1,222	1,009	793	1,003	1,160	1,176	1,396	1,574	1,752	15,946
Hydrppower Plant														
8	Mingechaour	126	126	130	80	72	75	95	92	64	71	78	95	1,104
9	Shamkir	63	42	50	49	107	135	47	44	54	70	38	71	770
10	Araz	11	10	8	3	6	5	7	6	3	4	4	8	75
Hydro Total		200	178	188	132	185	215	149	142	121	145	120	174	1,949
Total Generation		1,919	1,689	1,819	1,354	1,194	1,008	1,152	1,302	1,297	1,541	1,694	1,926	17,895
Power Exchange														
	Import	58	52	58	67	145	184	93	43	44	44	57	57	902
	Export	77	68	77		0	0	0	72	82	103	94	74	647
Total		-19	-16	-19	67	145	184	93	-29	-38	-59	-37	-17	255
Net Energy Input to Azeri														(Max)
		1,900	1,673	1,800	1,421	1,339	1,192	1,245	1,273	1,259	1,482	1,657	1,909	1,909
	% against Max	99.5	87.6	94.3	74.4	70.1	62.4	65.2	66.7	66.0	77.6	86.8	100.0	
Peak Power (MW)														(Max)
	Max. Generated Power	3,100	3,115	3,075	2,895	2,487	2,087	2,033	2,223	2,353	2,733	2,908	3,215	3,215
	% against Max	96.4	96.9	95.6	90.0	77.4	64.9	63.2	69.1	73.2	85.0	90.5	100.0	
	System Peak	3,401	3,426	3,354	3,237	2,824	2,463	2,449	2,506	2,654	2,890	3,190	3,452	3,452
	% against Max	98.5	99.2	97.2	93.8	81.8	71.3	70.9	72.6	76.9	83.7	92.4	100.0	

Source : Azenerji

添付I.3.3-3 発電所別の所内用電力消費量

No.	Power Station	Annual Energy Used for Production in GWh									
		1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
1	Azerbaijan GRES	371	400	446	385	361	377	359	412	380	433
2	Ali Bairamli GRES	455	433	429	402	377	370	370	380	411	352
3	Severnaya GRES	81	74	62	38	52	55	53	34	42	34
4	Sumgait TETS No.1	200	205	187	136	123	127	119	77	62	61
5	Sumgait TETS No.2	161	156	153	143	134	112	88	52	44	49
6	Gaku TETS No.1	86	86	93	83	85	80	70	67	62	36
7	Baku TETS No.2	18	20	19	22	20	19	15	14	10	
8	Krain GRES	26	18	3							
9	Ganja TETS	68	62	67	44	45	26	24			
10	Mingechaur										
11	Shamkir	8	7	6	6	6	6	6	6	6	6
12	Araz										
13	Tartar										
	Total	1,474	1,461	1,465	1,259	1,203	1,172	1,104	1,042	1,017	971

Source : Azenerji

Remarks :

- 1) GRES means Condenser Thermal Power Plant.
- 2) TETS means Co-generate Thermal Power Plant.
- 3) GES means Hydro Power Plant
- 4) Mingechaur includes Varvara GES as Hydro Power Plants cascade.

添付 1.3.4-1 需要家別の電力料金体系の変遷

Effective on	11/23/93	3/1/94	6/15/94	10/25/94	11/22/94	2/1/95	4/21/95	7/15/96	9/25/96	11/21/96	4/1/97	10/10/97	7/1/98	1/1/99	7/1/00	
Category	AZM/kWh		(USC/kWh)													
Industry <750kVA	2.6	4.3	10.9	38.1	51.4	141.5	184.0	184.0	184.0	184.0	184.0	183.0	160.0	160.0	130.0	
	(2.18)	(0.25)	(1.11)	(1.92)	(1.79)	(3.26)	(4.19)	(4.29)	(4.35)	(4.39)	(4.57)	(4.66)	(4.14)	(4.11)	(2.92)	
Electric railway	2.6	4.2	10.6	37.2	50.2	138.1	184.0	184.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	198.0	130.0	
	(2.18)	(0.24)	(1.08)	(1.87)	(1.75)	(3.18)	(4.19)	(4.29)	(4.68)	(4.77)	(4.91)	(5.05)	(5.13)	(5.08)	(2.92)	
City transport & water company	1.9	3.0	7.6	26.6	35.9	98.7	128.0	128.0	140.0	140.0	140.0	140.0	132.0	132.0	130.0	
	(1.60)	(1.72)	(0.77)	(1.34)	(1.25)	(2.28)	(2.91)	(2.98)	(3.31)	(3.37)	(3.48)	(3.57)	(3.42)	(3.39)	(2.92)	
Budget organization	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	160.0	130.0	
	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	(4.11)	(2.92)	
Non-industry	3.6	5.8	14.8	51.7	69.8	191.9	250.0	250.0	264.0	264.0	264.0	265.0	265.0	265.0	130.0	
	(3.02)	(3.35)	(1.51)	(2.60)	(2.44)	(4.43)	(5.69)	(5.82)	(6.25)	(6.36)	(6.55)	(6.76)	(6.86)	(6.80)	(2.92)	
Commerce, trade and service	4.6	7.6	19.2	67.3	90.9	250.0	325.0	325.0	338.0	338.0	338.0	340.0	340.0	340.0	130.0	
	(3.86)	(4.36)	(1.96)	(3.39)	(3.17)	(5.77)	(7.39)	(7.57)	(7.90)	(8.15)	(8.39)	(8.67)	(8.81)	(8.72)	(2.92)	
Agriculture	1.4	2.4	5.9	20.8	28.1	77.5	100.0	120.0	138.0	138.0	138.0	150.0	140.0	140.0	130.0	
	(1.18)	(1.35)	(0.61)	(1.05)	(0.98)	(1.79)	(2.27)	(2.80)	(3.26)	(3.33)	(3.43)	(3.82)	(3.63)	(3.59)	(2.92)	
Wholesale companies	--	1.9	3.5	8.1	11.0	32.5	42.5	60.0	64.0	67.0	74.3	82.0	80.0	72.0	72.0	
	--	(1.07)	(0.36)	(0.41)	(0.38)	(0.75)	(0.97)	(1.40)	(1.51)	(1.62)	(1.84)	(2.09)	(2.07)	(1.85)	(1.62)	
Households (VAT inclusive)	0.3	0.4	1.0	2.0	2.7	10.0	18.0	36.0	40.0	50.0	75.0	96.0	96.0	96.0	96.0	
	(0.25)	(0.23)	(0.10)	(0.10)	(0.09)	(0.23)	(0.41)	(0.84)	(0.95)	(1.21)	(1.86)	(2.45)	(2.49)	(2.46)	(2.15)	
Exchange rate AZM/US\$	119.1	174.2	980.00	1,987.5	2,866.0	4,336.0	4,396.0	4,292.3	4,227.0	4,184.3	4,028.0	3,923.0	3,861.0	3,896.9	4,456.0	

Source: Azenerji, BEN and JICA study team calculation

添付1.3.6-1 Azenerjiの電力需要予測

(Unit : GWh)

Item	1998	1999	2000	2005	2010	2020
Power Generation	17,895	18,430	19,000	21,940	25,259	30,350
Import	1,313	1,300	1,300	1,500	1,500	2,040
Export	1,063	1,050	1,050	1,500	1,500	2,250
Import - export	250	250	250	0	0	-210
Total demand	18,145	18,680	19,250	21,940	25,259	30,140
Losses (%)	16.7	16.0	16.0	14.0	13.0	13.0
Needs in the system	976	975	970	1,107	1,272	1,520
Net demand	14,139	14,716	15,200	17,761	20,703	24,702
Industry	2,340	2,600	2,800	4,700	6,690	9,500
Construction	360	400	550	680	780	790
Transportation	320	360	500	640	700	760
Agriculture	1,630	1,700	1,900	2,160	2,950	4,040
Residential	9,070	9,240	9,300	9,450	9,500	9,612
Commercial	0	0	0	0	0	0
Other	419	416	150	131	83	-

(Source : Azenerji)

添付I.3.7-1 Azenerjiの開発計画

Year	Projects	Change in total capacity (MW)	Total Effective Capacity (MW)	Forecast Peak Load (MW)	Capacity Reserve (MW)
1995	Removal of the Ganja PS from the operation	-70	4,161	-	-
1995	Reduction of the Baku TPP capacities	-50	4,111	2,969	38.4
1996	Reduction of Sumgait TPP-1 capacities (phase 1).	-100	4,001	3,151	27.0
1997	Rehabilitation of Azerbaijan HPS capacity (phase 1)	100	4,101	-	-
1997	Reduction the Sumgait TPP-2 capacities	-50	4,051	3,320	22.0
1998	Rehabilitation of the rated capacity of Azerbaijan HPS (phase 2)	100	4,151	3,452	20.2
1999	Rehabilitation of the rated capacity of Azerbaijan HPS (phase 3)	112.5	4,261	-	-
1999	Completion of the Yenikend HPS construction	100	4,361	-	-
1999	Reconstruction of Mingechaur HPS (phase 1)	70	4,431	3,625	22.2
2000	Rehabilitation of the rated capacity of Azerbaijan HPS (phase 4)	300	4,731	-	-
2000	Operation Start of Power Unit (No 9) of Azerbaijan HPS	100	4,831	-	-
2000	Reconstruction of Mingechaur HPS (phase 2)	70	4,901	3,815	28.4
2001	Removal of Baku TPP-2 from operation	-24	4,877	-	-
2001	Reduction of Sumgait TPP-1 capacity (phase 2)	-100	4,777	3,985	20.0
2002	Operation start of new steam-and-gas unit with 400 MW capacity at Severnaya HPS	400	5,177	-	-
2002	Operation start of new wind PS with capacity of 30 MW	30	5,207	4,155	25.3
2003	Operation start of two new gas-turbine units of 50MW capacity each at Baku TPP	100	5,307	-	-
2003	Removal of the old equipment from Baku TPP (phase 2)	-50	5,257	4,300	22.2
2004	Operation start of new steam-and-gas unit in capacity of 400 MW at Sumgait TPP	400	5,657	-	-
2004	Removal of the old power unit in capacity of 150 MW at Severnaya HPS	-130	5,527	-	-
2004	Removal of the old equipment from Sumgait TPP-2	-150	5,377	4,440	21.1
2005	Operation start of new steam-and-gas unit (No 2) in capacity of 400 MW at Severnaya HPS	400	5,777	-	-
2005	Removal of the old equipment from the Ali-Bayramly HPS 2x150 MW (phase 1)	-230	5,547	4,580	21.1
2006	Operation start of the Ordubad HPS in capacity of 3 x 10 MW	30	5,577	-	-
2006	Operation start of the Sheki HPS in capacity of 3 x 1.2 MW	3	5,580	4,680	19.2
2007	Operation start of the new steam-and-gas unit in capacity of 400 MW (for area south from Absheron peninsula)	400	5,980	-	-
2007	Removal of the old equipment from the Ali-Bayramly HPS 2x150 MW (phase 2)	-230	5,750	4,780	20.2
2008	Operation start of the Tovuz HPS 3 x 126 MW	380	6,130	-	-
2008	Removal of the old equipment from the Ali-Bayramly HPS 1x150 MW (phase 3)	-110	6,020	4,900	22.8
2009		0	6,020	5,020	22.3
2010	Operation start of new steam-and-gas unit (No 2) in capacity of 400 MW	400	6,420	-	-
2010	Removal of the old equipment from the Ali-Bayramly HPS 2x150 MW (phase 4)	-230	6,190	5,140	20.4

(Source : Azenerji)

第 4 章

AZENERJI によるバクー市への電力供給

第4章 AZENERJIによるバクー市への電力供給

4.1 一般

第1編3.1節で説明したように、Azenerjiより電力を一括購入しているバクー、スنگアイトおよびガンジャの3都市では、当該地域内の家庭用需要家を除いた需要家グループに対してAzenerjiも電力供給を行っており、配電設備は二重構造となっている。すなわち、バクー市ではAzenerjiが35 kV/20 kV/10 kV/6 kV配電網を介して独自の需要家に供給する一方、110 kVおよび35 kV変電所で10 kV、6 kVに降圧し、BENに電気を卸売りしている。BENはAzenerjiから購入した電気を、独自の10 kVおよび6 kV配電線を介して供給地域内に配電し、更に0.4 kVに降圧し需要家に供給している。

AzenerjiとBENの電力設備の管理境界は、110 kVおよび35 kV変電所の変圧器2次側と変電所から引出される10 kVおよび6 kVフィーダー出口の2通りがある。前者は、バクー市中心部の古い変電所に多く、後者はAzenerjiの責任で建設された比較的新しい変電所に多い。前者のケースでは、10 kVまたは6 kVの配電用開閉器盤の所有はBENであり、運転・維持のため職員が常駐している(変電所の共同管理)。このように変電所設備の所有・管理の二重構造は、40年ほど前にバクー市の配電部門がAzenerjiより分離独立した際の所有権の分割時に起こったものと思われる。このことは、その後建設された変電所のほとんどはAzenerjiの所有・管理となっていることより推定される。

4.2 Azenerjiの組織

バクー市内でAzenerjiが電力供給を管轄する地域は、Absheron半島のスنگアイト市を除く部分であり、人口約1.8百万人、2,140 km²の面積を有する。この地域に対して、Azenerjiの2支店、即ち中央支店(Central Power and Heat Network Enterprise: CPHNE)およびアブシエロン支店(Absheron Power and Heat Network Enterprise: APHNE)が電力供給事業を実施している。APHNEは、Absheron半島の先端部分をその管轄区域としており、Sabunchi、Surakane、Azizbayov行政地域のほぼ全域およびNizami、Khatai地区の一部を含み、CPHNEはバクー市の中心部を含む半島の付け根部分をその営業地域としている。これらの支店の役割は、管轄地区内の送電・変電・配電設備の運転・保守業務、110 kV以下の給電指令業務、電力販売業務およびバクー市への電力の卸売りである。

電力設備の計画・設計・建設は本社が行い、支店は小規模の補修に限定されている。APHNEの組織図を参考のため図I.4.2-1に示す。また、各支店の職員構成(1998年末時点)を表I.4.2-1に示す。

表I.4.2-1 職員構成

職種	CPHNE	APHNE	合計
Administrative & Specialist	251	177	428
-Leaders	70	60	130
-Specialist	181	117	298
Workers	245	242	487
Others	3	4	7
Total	599 (150)	423 (85)	1,022 (235)

(出所:Azenerji, CPHNE, APHNE) 注) 括弧内の数字は女性職員数を示す

4.3 Azenerji の電力供給設備

バクー市内には Severnaya 火力発電所および Baku-1、Baku-2 熱併給発電所があり、バクー市への電力および暖房用熱水供給、周辺工場への蒸気供給を行っている。これらの運転および保守業務は他の組織で行われている。本節では、電力輸送設備である送電・変電・配電設備の現状について説明する。

4.3.1 送電設備

支店毎の電圧階級別の総線路長を表I.4.3-1に、その詳細を添付I.4.3-1示す。ただし、500 kV送電線は、同国最大の火力発電所 Az-Gres から Absheron 変電所間の送電線の一部であり、330 kV送電線は、Az-Gres から Absheron 変電所間および Ali Bayramli 火力発電所から Yashma 変電所間の送電線の一部である。また、Az-Gres から Absheron 変電所間の330 kV送電線は500 kV設計となっている。当該地区の送電系統を図I.4.3-1に示す。

表I.4.3-1 支店別・電圧別送電線路の長さ (単位:回線・km)

電圧	CPHNE	APHNE	合計
500 kV	57	-	57
330 kV	109	-	109
220 kV	414	71	485
110 kV	421	332	753
Total	1,001	403	1,404

(出所:Azenerji, CPHNE および APHNE)

220 kV送電線は全て架空線であり、Absheron 500 kV変電所と Khirdalan 220 kV変電所間(この区間は4回線であるが1回線は Khirdalan 変電所に接続されていない)を除いて、変電所間は1回線で接続されている。また、線路途中からの π 分岐が多く、遮断器を節約した系統構成であり、送電線路が多い割には信頼性の乏しいシステムとなっている。110 kV送電線もすべて架空送電線であり、配電用送電線として使用されている。主要な変電所間は2回線構成となっており、その中間の変電所に対しては、2回線 T分岐の接続をしている。

送電線支持物は四角鉄塔が多く、一部コンクリート柱または木柱が使用されている。鉄塔は、最近建設された区間を除き、亜鉛メッキが施されておらず錆びで覆われている。

4.3.2 変電設備

域内の変電所の概要を表 I.4.3-2 に、それら変電所に設置されている変圧器の詳細を添付 I.4.3-2 に示す。

表I.4.3-2 支店別・電圧別変圧器容量

項目	電圧	CPHNE	APHNE	合計
変電所数	500/330 kV	1	-	1
	220 kV	3	2	5
	110 kV	18	17	35
	(合計)	(22)	(19)	(41)
変圧器容量 (一次電圧)	500 kV	534 MVA	-	534 MVA
	330 kV	266 MVA	-	266 MVA
	220 kV	1,196 MVA	550 MVA	1,746 MVA
	110 kV	1,320 MVA	1,237 MVA	2,557 MVA
	(合計)	3,316 MVA	1,787 MVA	5,103 MVA

(出所: Azenerji, CPHNE および APHNE)

最近建設された変電所を除いて、変電所構内の電線支持物にはコンクリート柱も使用されており、機器の架台もコンクリート柱が見られ、機器の据付状態の悪いものが見られた。

変圧器の中性点の接地は直接接地方式が採用されている。

4.3.3 配電設備

高圧配電系統は 35 kV、20 kV、10 kV および 6 kV で構成されている。支店別の高圧配電設備の概要を表 I.4.3-3 に示す。また、これらの配電設備のうち、調査対象地域内にあり、かつ BEN に電力を供給している変電所の詳細を添付 I.4.3-3 に、それらの変電所に関連した配電線路の詳細を添付 I.4.3-4 に、それらの位置を図 I.4.3-2 に示す。

表I.4.3-3 支店別高圧配電設備

項目	電圧	CPHNE	APHNE	合計
線路長	35 kV (O/H)	368.0 km	396.4 km	764.4 km
	35 kV (U/G)	92.5 km	9.2 km	101.7 km
	20 kV (O/H)	29.0 km	47.6 km	76.6 km
	20 kV (U/G)	5.4 km	15.0 km	20.4 km
	10 kV (O/H)	-	13.6 km	13.6 km
	10 kV (U/G)	5.1 km	1.0 km	6.1 km
	6 kV (O/H)	-	85.4 km	85.4 km
	6 kV (U/G)	-	6.5 km	6.5 km
	合計	500.0 km	574.7 km	1,074.7 km
変圧器容量	35 kV	888.2 MVA	728.7 MVA	1,616.9 MVA
	20 kV	106.7 MVA	114.2 MVA	220.9 MVA
	10 kV	2.0 MVA	37.6 MVA	37.8 MVA
	6 kV	0.8 MVA	(10 kVに含まれる)	(10 kVに含まれる)
	合計	997.7 MVA	880.5 MVA	1,878.2 MVA

(出所: Azenerji, CPHNE および APHNE)

図 I.4.3-2 から明らかなように、35 kV 配電線は市の郊外では架空線が多く、市街地では地中線が多い。

4.3.4 系統制御

各支店に主に 110 kV およびそれ以下の系統監視・制御設備 (Regional Dispatching Service: RDS) が設置されている。CPHNE のそれは Khirdalan 220 kV 変電所構内に、APHNE では Surakanc 110 kV 変電所構内にある。APHNE の RDS は非常に旧く、そのうえ老朽化が著しく、ほとんど機能していない状況にあり、現在支店事務所の構内に後継設備が建設中である。現在建屋の内装工事がほぼ終了し、表示板の一部が既に搬入されているが、予算の兼ね合いもあり、完成時期は不明とのことであった。

RDS は、第3章で説明した中央給電指令所と同様、表示板、給電指令員卓、通信設備により構成されている。CPHNE の RDS は変電所の制御室を兼ねており、給電指令員 2 名が 4 交代制で 24 時間勤務しており、その他に変電所の運転・保守の要員 2 名が勤務している。

CPHNE の RDS の表示板は、3x18 m の大きさがあり、管轄地域内の 500 kV、330 kV、220 kV、110 kV および 35 kV の送電線路および変電所がモザイクパネル上に色分け表示されている。中央給電指令所に比較して設備は新しいが、未完成であり、遮断器などの開閉機器の状態を表示するためのスイッチ・ランプなどが設備されていても、配線されていない。また、操作用の押しボタンスイッチ盤が設備されているが、未完成であり、全く機能していない。表示板上に周波数計以外の、電圧・電力潮流などの系統の状態を表示する計器類は一切無く(計画されていない)、運転データの自動記録装置も設備されていない。通信設備として、電話と無線設備があり、給電指令員が通信設備を介して各変電所の状況確認・操作指令を行っている。系統の状態を示す開閉設備の状況は、給電指令員がその都度手動でスイッチの位置を変更している。事故記録、復旧記録、系統操作指示内容などは、その都度ノートに記録されている。

APHNE の RDS は CPHNE のそれに比較して非常に古い設備であり、表示板に基本となる送電系統が描かれているだけで、状態表示のための設備すらない。系統の運用は給電指令員の経験と記憶に頼っており、年配の指令員が電話・無線を介して状況の確認・操作指令を行っている。

4.4 電力需給

バクー市では、Azenerji が BEN への電力の卸売りだけでなく、家庭用需要家を除く(一部アパートメントを対象とした卸売りをしている)工場を主体とした大口需要家への電力供給を行なっている。従って、当該地区の電力需給の実態を把握するには、Azenerji 側の電力需給状況の把握も重要となる。

4.4.1 Azenerjiによる電力供給

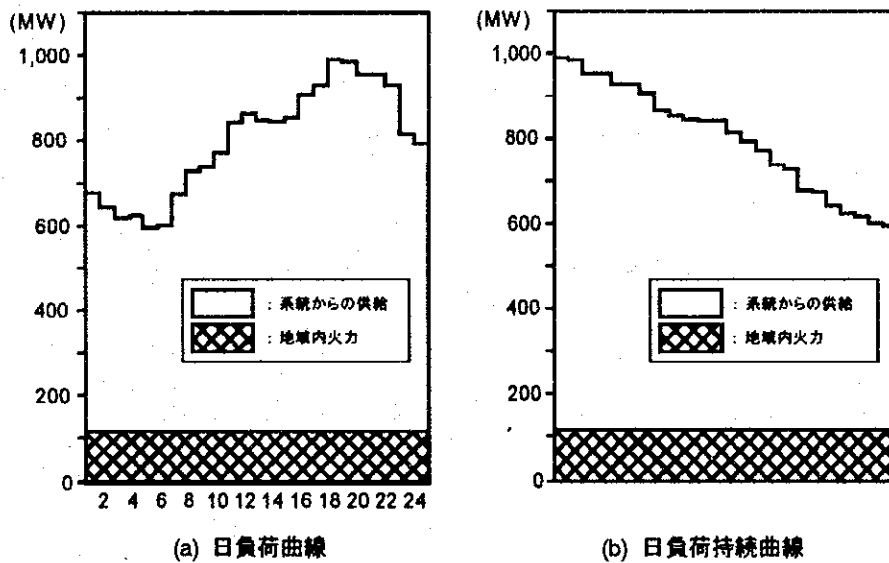
(1) 負荷曲線

バクー市で消費される電力のほとんどは、Az-Gres、Ali Bayramli 大容量火力発電所および Kura 川水系

の水力発電所群より、第4.3.1節で説明した送電線を介して供給され、Severnaya火力発電所および熱併給発電所は補填する形で運用されている。

従って、バクー市の電力需給状況を示す目安となる日負荷曲線は、当該地区に220 kV送電線を介して供給される電力、110 kV送電線を介してスنگァイト市に送り出される電力および域内の発電所群の出力から推定できる。

年2回全国的に実施している時間毎の計測・記録日(通常は4~5時間毎の計測)である1998年12月16日の当該地区の日負荷曲線および日負荷持続曲線を図I.4.4-1に示す。これによると、その日のバクー市の最大負荷は990 MWであり、日負荷率は80%であった。すなわち、バクー市の需要は、ナヒチェバンを除く同国連系系統の最大電力3,353 MWの約30%を占めていることになる。



図I.4.4-1 バクー市の負荷曲線(1998年12月16日)

(2) 供給電力量

前述の日負荷曲線確認の対象となった発電所群の年間発生電力量および送電線を介した年間の電力供給量を表I.4.4-1に示す。

表I.4.4-1 バクー市への電力供給量(GWh)

項目	1998	1999
(1) バクー市内の発電所群の発生電力量	389.0	394.0
(2) 送電線による電力供給量	5,525.9	5,182.6
(3) 送電線による送り出し電力量	445.3	370.6
(4) バクー市への総電力供給量	5,469.6	5,206.0

以上より、バクー市の1998年の年負荷率は63.1%と算定される。

(3) BEN 需要の年負荷率の想定

上記の年負荷率は、工業部門(Azenerji独自の需要の70%、1998)および交通部門(同、14%)を中心とするAzenerji独自の需要と、家庭用負荷(BENの販売電力量の80%、1998)を中心とするBENの需要が合成された結果である。各需要の負荷曲線は、前者は昼ピーク型で負荷率が高く、後者は夜ピーク型で負荷率が低いと言う特徴がある。そのうえ、前者は季節変動の影響を余りうけないが、後者は、冬季の暖房需要との関係で、季節変動の影響を強く受ける特徴があり、年負荷率の差を更に大きくする特徴がある。これらの要素を考慮して、本調査では、Azenerji独自の需要の年負荷率を80%、BENのそれを55%と推定した(それぞれのピーク電力は235 MW および 755 MWと算定される)。

4.4.2 Azenerjiの需要家による電力消費

(1) 販売電力量

1998年のバクー市での販売電力量は、4,953.4 GWhであり、同国の全販売電力量の34.7%を占めていた。BENへの卸売りを除くと、1,634.8 GWh(バクー市の全需要の33%、内中央地区:877.6 GWh)であった。1997年、1998年および1999年の販売電力量を表I.4.4-2に、その詳細を添付I.4.4-1に示す。BENへの卸売り電力量の年増加率は高い値を示しているのに比べ、一般家庭需要家を持たないAzenerji支店の小口販売電力量は、工業部門の経済活動の低迷により、横這いか減少傾向を示している。

表I.4.4-2 Azenerjiのバクー市内2支店の販売電力量(単位:GWh)

カテゴリ	1997		1998		1999	
	販売電力量	販売電力量	増加率(%)	販売電力量	増加率(%)	
卸売り	2,934.4	3,318.6	13.1	3,610.2	8.8	
工業	1,236.0	1,150.1	-7.0	949.7	-17.4	
非工業	70.4	60.2	-14.5	33.8	-43.9	
商業	9.2	17.5	90.0	22.8	30.2	
交通	138.9	223.5	61.0	265.4	18.7	
その他	206.2	183.5	-10.8	214.1	16.7	
合計	4,595.1	4,953.4	7.8	5,095.9	2.9	
除く卸売り	1,660.7	1,634.8	-1.6	1,485.7	-9.1	

(出所: Azenerji, CPHNEとAPHNE)

(2) 損失

以上より算定される1998年のバクー市におけるAzenerjiの送配電損失は516 GWhであり、これはバクー市への総供給電力量の9.4%、またアゼルバイジャンの総供給電力量の3.0%に相当する。また、Azenerjiの全送配電損失(2,911GWh)の17.7%を占めていることになる。この送配電損失9.4%は、Azenerjiの特高需要家(6 kVおよび10 kV)であるBENの需要が67%(1998年)を占めることを考えると、かなり高い数値といえる。

(3) BEN への電力卸売り

AzenerjiよりBENへの電力卸売りは、80本以上の10 kVおよび6 kVのフィーダーを介してなされている。BEN側の購入電力量の記録は、市地域(Sabail, Yasamal, Nasimi, Narimanov, Binagady 行政地域)と残りの支店単位でなされており、本調査の対象地域の内、これら4行政地域の実態が不明である。そこで、調査対象6行政地域別の供給電力量を把握するため、地域別の卸売り電力量をAzenerjiの変電所別の記録より調査した結果を表I.4.4-3に示す。ただし、表の数値は地域別の電力量を推定するための参考値であることに留意すべきである。すなわち、卸売り電力量の地域分けは、変電所がどの地域に存在するかで行っているため、複数の行政地域に供給している変電所もあることから、表の数値は必ずしも正確な行政地域別の供給電力量となっていない。

表I.4.4-3 地域別卸売り電力量 (1998年)

地域	電力量(GWh)
調査対象地域	
Sabail	275.3
Yasamal	310.5
Nasimi	455.6
Narimanov	98.3
Nizami	162.3
Khatai	459.5
その他の地域	1,557.1
合計	3,318.6

(4) 需要家数

表I.4.4-4にAzenerjiの需要家数を示す。表において、「非工業」は学校、病院、運動設備、政府および地方政府事務所などの公共施設に対する電気料金カテゴリーである。しかし一般住民向けサービスに提供する公共施設のほとんどはBENの供給対象であり、Azenerjiの「非工業」の対象となる需要家は、軍関係の学校や病院などが主である。また、Azenerjiの一般家庭カテゴリーは、アパートメントやセトルメント(村落)への卸売りを主に対象としている。

表I.4.4-4 Azenerjiの需要家数 (1998年)

電気料金グループ	CPHNE	APHNE	合計
卸売り (BEN)	1	1	2
家庭用(含むアパート)	6	11	17
工業	187	187	374
非工業	54	14	68
商業	32	31	63
交通	4	4	8
農業	3	29	32
その他	2	30	32
Total	289	307	596

(出所: Azenerji, CPHNE and APHNE)

(5) 電力販売収入および料金徴収

Azenerji のバクー市における (APHNE および CPHNE の各支店) 電力販売収入および料金徴収の実績を表 I.4.4-5 に示す。また、需要家グループ別の詳細を添付 I.4.4-2 に示す。1998 年度の徴収率 (49.5%) と比較して、1999 年度は 50.1% と十分な改善は図られていない。表より明らかなように、バクー市においては電力販売収入の約 50% を産業およびその他需要家への販売より計上しており、それら部門の料金支払い率は経済活動の低迷にも関わらず、約 73% を記録している。しかしながら、一般家庭需要が大部分を占める BEN からの支払いが 2 割程度に留まり、全体の徴収率を低いものとしている。

表 I.4.4-5 電力販売収入および料金徴収 (1998~1999 年)

	1998			1999			
	請求額 (M.AZM)	徴収額 (M.AZM)	徴収率 (%)	請求額 (M.AZM)	徴収額 (M.AZM)	徴収率 (%)	
CPHNE	BEN への卸売り	173,320	38,987	22.5	163,829	44,876	27.4
	工場需要	117,619	99,772	84.8	79,939	64,048	80.1
	その他需要家	52,287	45,754	87.5	64,407	51,113	79.4
	合計	344,226	184,516	53.6	308,175	160,037	51.9
APHNE	BEN への卸売り	153,734	24,149	15.7	148,089	17,398	11.7
	工場需要	128,218	102,602	80.0	102,701	100,068	97.4
	その他需要家	29,927	13,197	44.1	27,052	16,313	60.3
	合計	311,879	139,948	44.9	277,842	133,779	50.1
合計	BEN への卸売り	327,054	63,136	19.3	311,918	62,272	20.0
	工場需要	245,837	202,374	82.3	182,640	164,116	89.9
	その他需要家	83,214	58,954	70.8	91,459	67,428	73.7
	合計	656,105	324,464	49.5	586,017	293,816	50.1

(出所: Azenerji, CPHNE および APHNE)

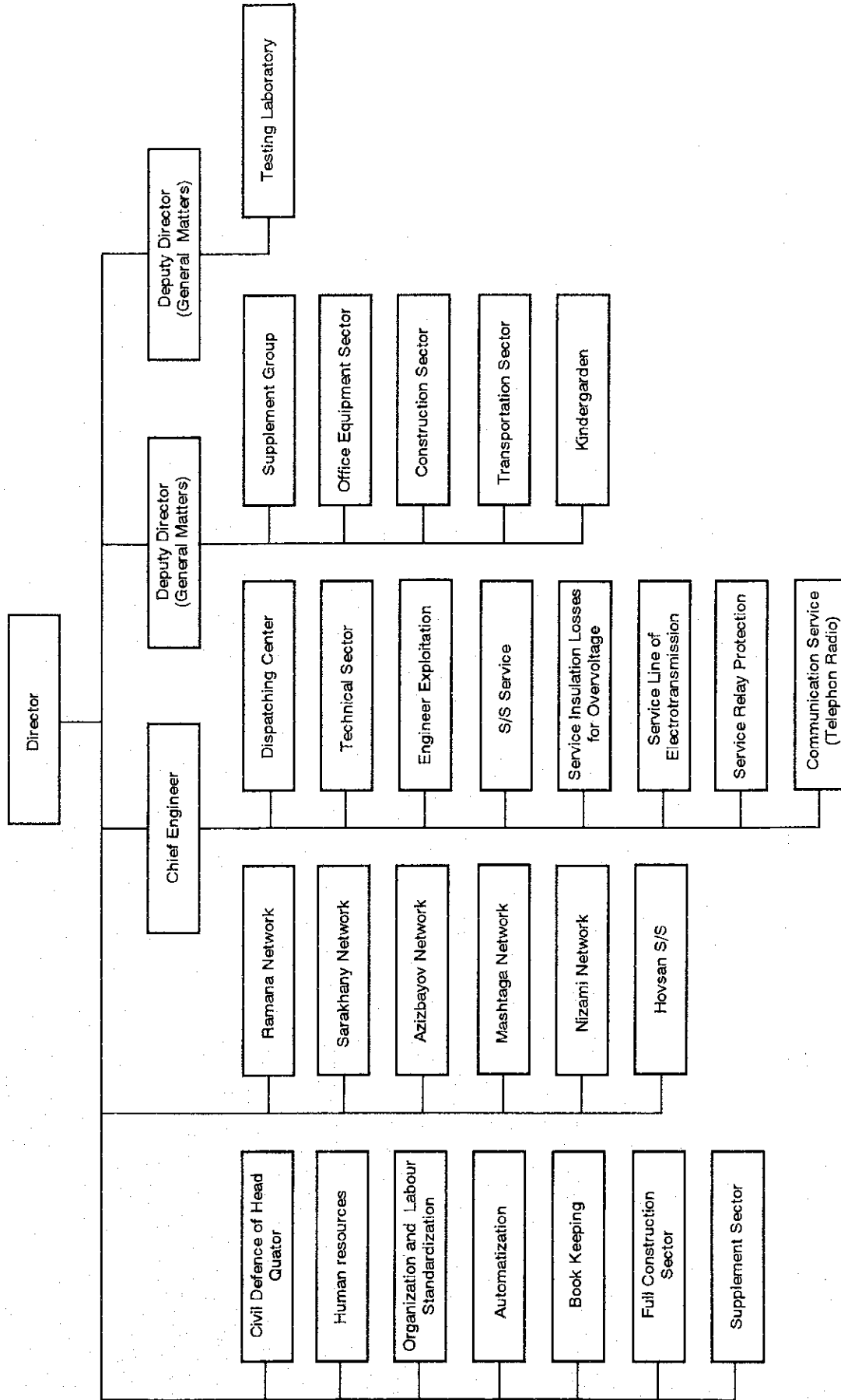


Figure / Схема 1.4.2-1
Title / Название Рисунок

Absheron Power and Heat Network Enterpriseの組織図

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku
Изучение Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электроснабжения Города Баку

Baku Electric Network
Ю "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"

Japan International Cooperation Agency
Японское Агентство Международного Сотрудничества

Joint Venture Nippon Keit Co., Ltd. & KRI International Corp.
Совместное предприятие НЭПКОМ КОЕИ и КРИ Интернешнл Корп.



Legend

- Thermal Power Station
- Substation
- 500 kV Transmission Line
- 220 kV Transmission Line
- 110 kV Transmission Line

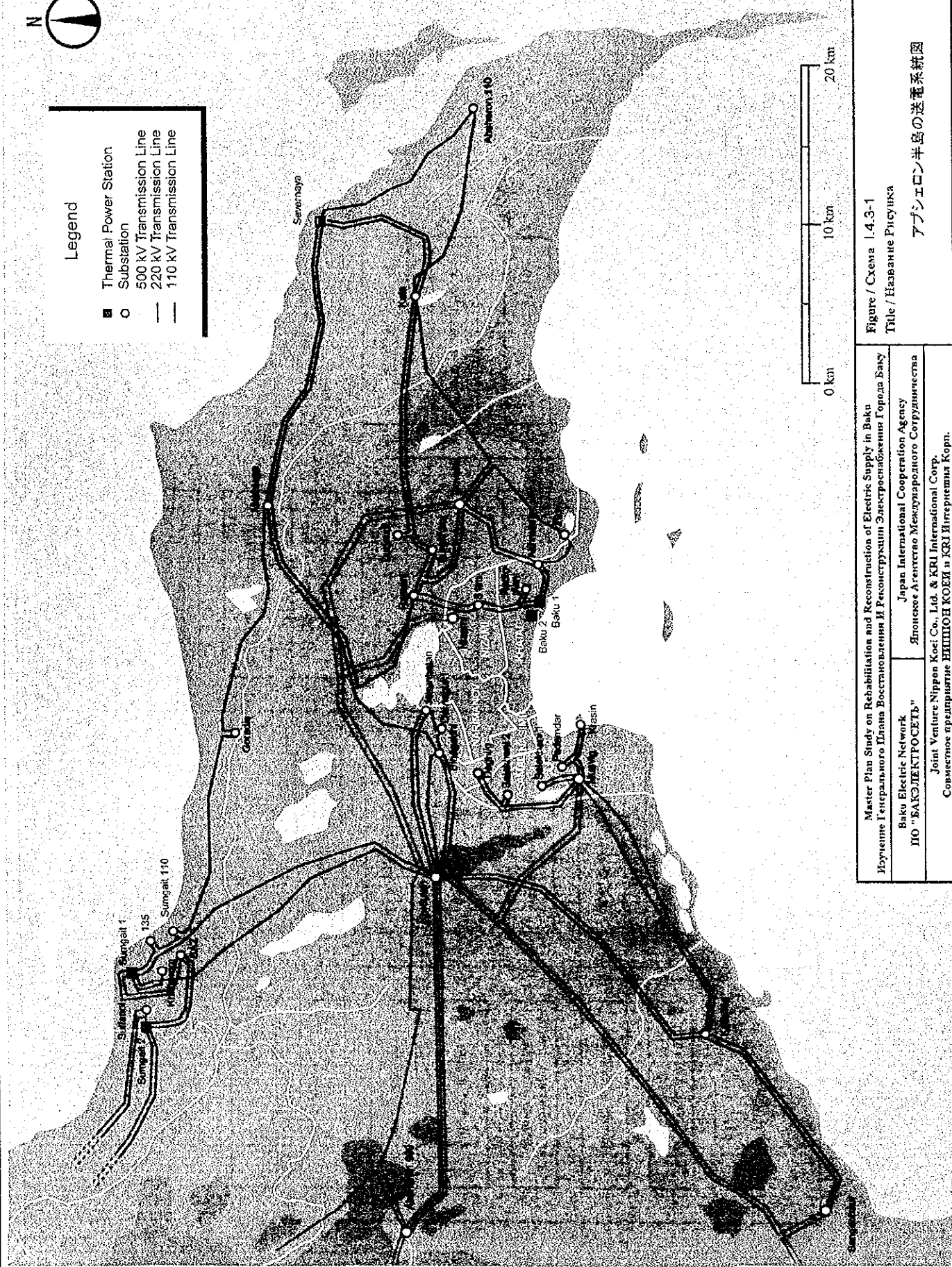


Figure / Схема 1.4.3-1

Title / Название Рисунок

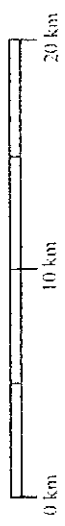
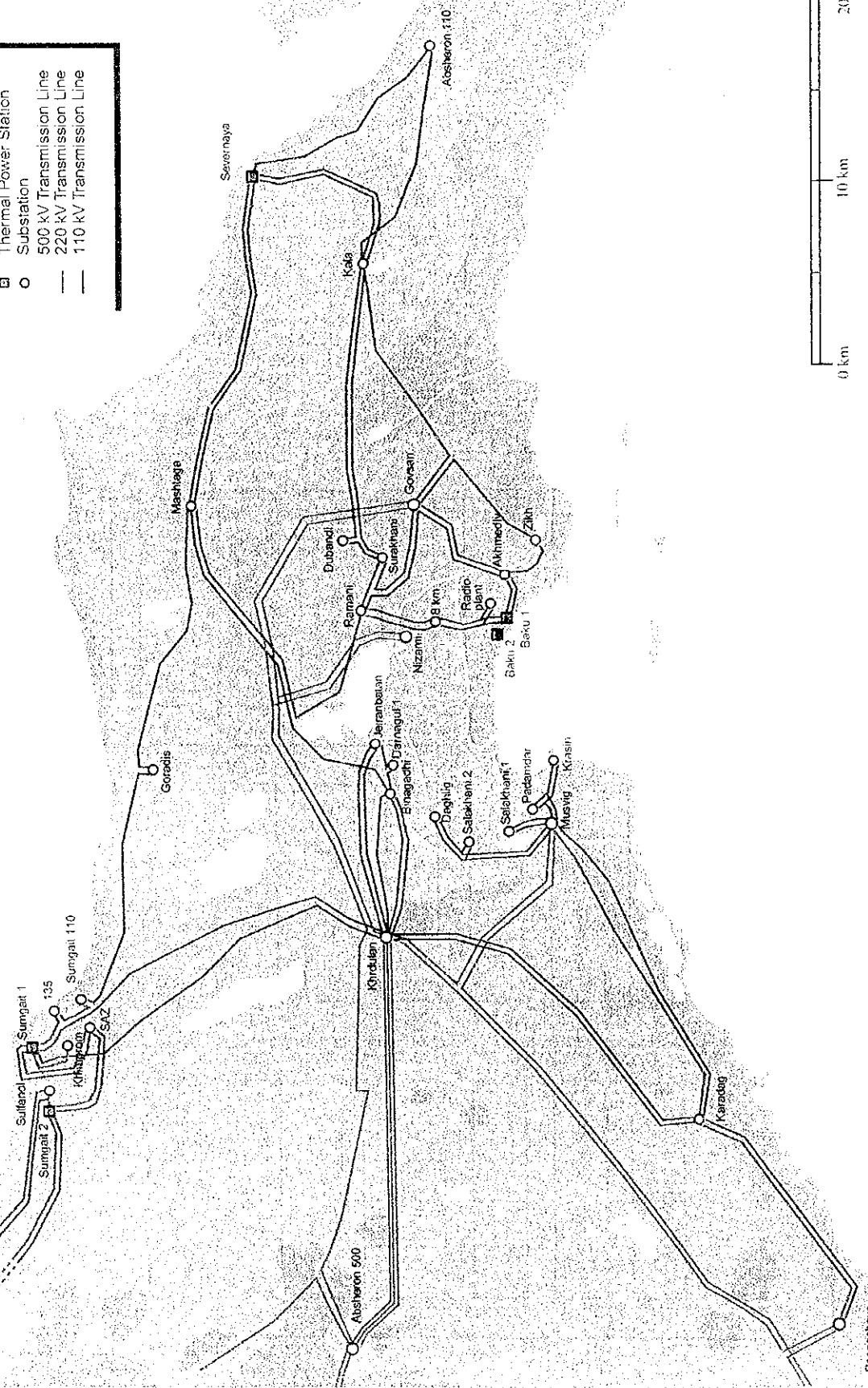
アブシエロン半島の送電系統図

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Изучение Генерального Плана Восстановления И Реконструкции Электроснабжения Города Баку	Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества
Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернешнл Корп.



Legend

- Thermal Power Station
- Substation
- 500 kV Transmission Line
- 220 kV Transmission Line
- 110 kV Transmission Line



Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Исследование Генерального Плана Восстановления И Реконструкции Электроснабжения Города Баку		Figure / Схема 1.4.3-1
Baku Electric Network Японское Агентство Международного Сотрудничества ПО "БАКУЭЛЕКТРОСЕТЬ"		Title / Название Рисунок Абхазского Полуострова
Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НИПОИ КОЕИ и КРИ Интернешнл Корп.		

BPEE=Baku Plant for Electrochemical Equipment
 DHS=Cistrict Heating Station
 ACP=Air Conditioner Plant

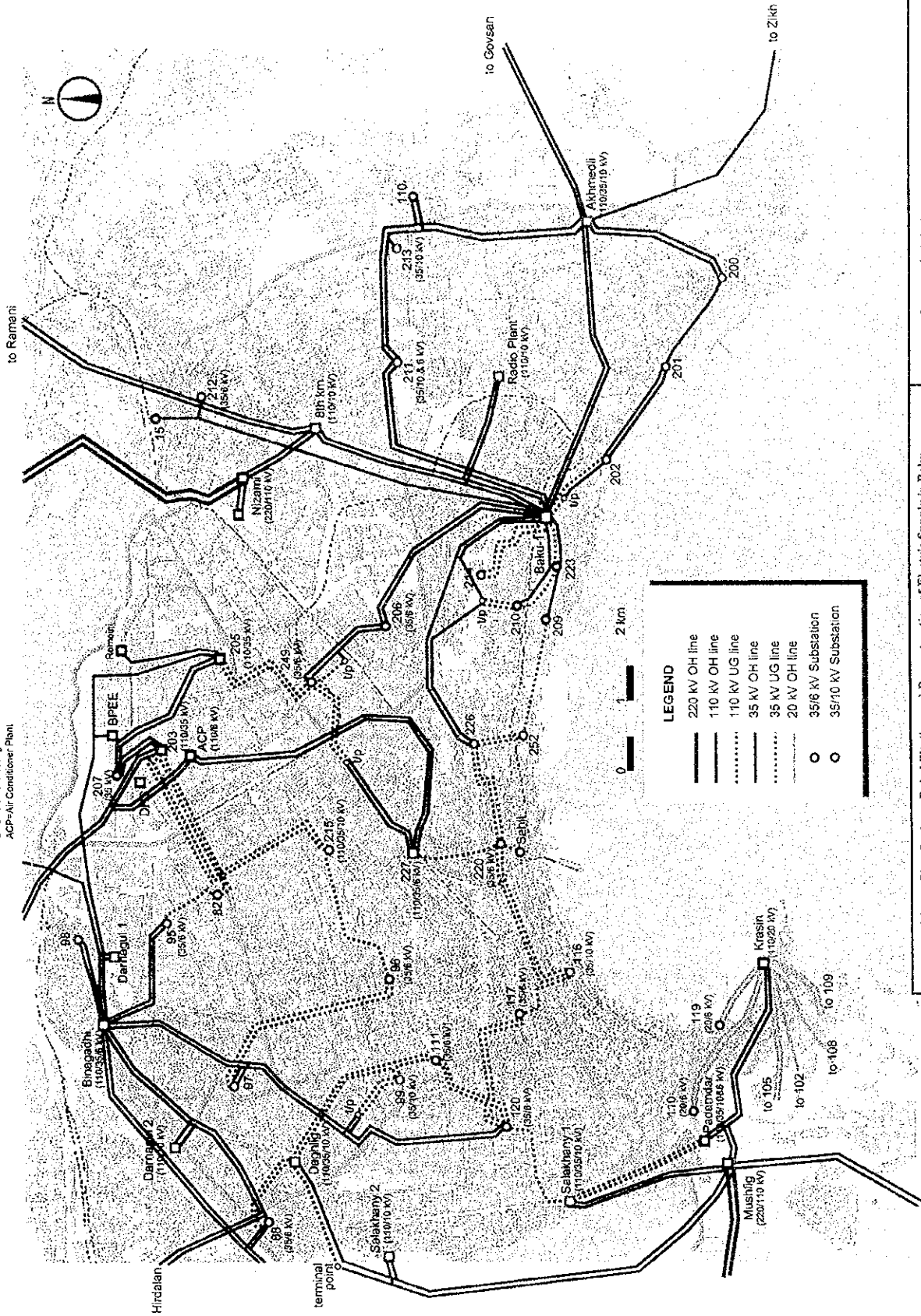
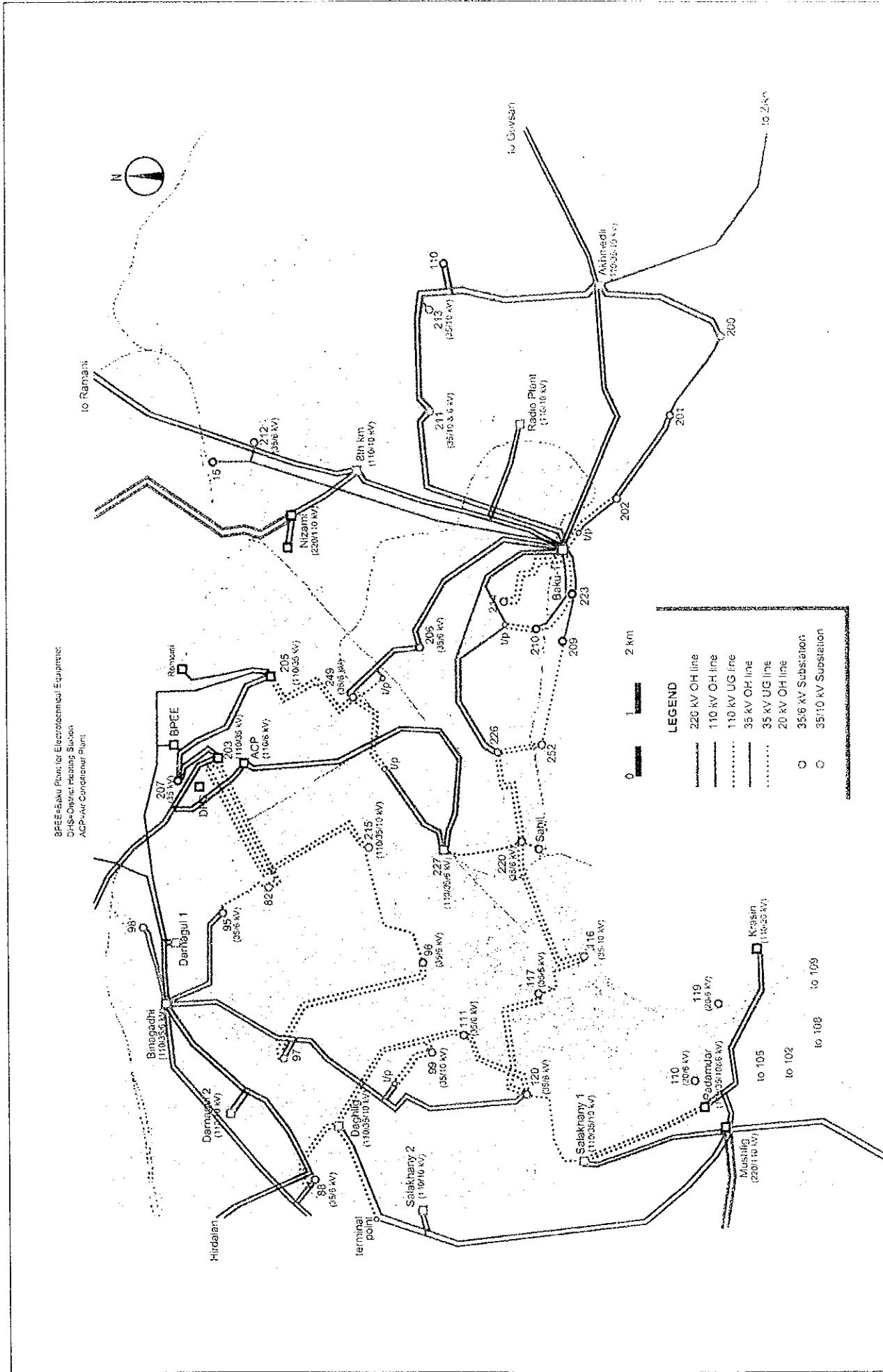


Figure / Схема 1.4.3-2

Title / Название Рисунок

Бакер-шрн електри систем

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku	
Исследование Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электрообеспечения Города Баку	
Baku Electric Network	Japan International Cooperation Agency
ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Японское Агентство Международного Сотрудничества
Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.	
Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернешнл Корп.	



BPPE=Baku Plant for Electrotechnical Equipment;
 DHS=District Heating Station;
 ACP=Air-Conditioner Plant.

LEGEND
 ——— 220 kV OH line
 ——— 110 kV OH line
 110 kV UG line
 35 kV OH line
 35 kV UG line
 ○ 35/10 kV Substation
 ○ 35/10 kV Substation

0 1 2 km

Figure / Схема I.4.3-2
Title / Название Рисунок
 Baku Electric Network
 Исполнитель Японское Международное Сотрудничество
 ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.
 Совместное предприятие НИПОИ КОЭИ и КРИ Интернешнл Корп.

No.	Voltage (kV)	Substations		Line Length (km)	Cct	Cct*km	Conductor		Commis. Year
		From	To				Kind	Size (sq.mm)	
220 kV									
(CPHNE)									
1	220	Alibayramli	Mushfig	36.50	1	36.5	AC	2 x 300	1961
2	220	Alibayramli	Sangachal	25.90	1	25.9	AC	2 x 300	1962
(Length of above 2 lines : partial)									
3	220	Absheron	Khirdalan	23.20	1	23.2	MN	240	1949
4	220	Absheron	Khirdalan	23.70	1	23.7	M	240	1954
5	220	Absheron	Khirdalan	24.80	1	24.8	AC	600	1995
					1	0.0	AC	500	1995
					1	0.0	AC	300	1995
6	220	Khirdalan	Mushfig	14.70	1	14.7	AC	300	1988
7	220	Khirdalan	Sangachal	44.80	1	44.8	ACO	2 x 300	1962
8	220	Khirdalan	Hovsan (T)	16.65	1	16.7	ACC	500	1975
9	220	Khirdalan	Aghsu	39.70	1	39.7	MN	240	1949
						0.0	AC	300	1949
10	220	Absheron	Hovsan (T)	38.70	1	38.7	ACO	500	1975
11	220	Absheron	Gabala	38.80	1	38.8	MN	240	1954
	(Partial)				1	0.0	AC	300	1954
	Total					327.5			
(APHNE)									
1	220	T-branch point	Hovsan	24.40	2	48.80	ACO	500	
2	220	T-branch point	Nizam	11.20	2	22.40	AC	2x300	
	(Total)					71.20			
110 kV									
(CPHNE)									
1	110	Khirdalan	CHP	13.90	1	13.9	M	95	1958
2	110	Khirdalan	CHP	16.80	1	16.8	M	95	1955
3	110	Khirdalan	MKZ(ZBK)	16.10	1	16.1	ACK	300	1967
4	110	Binagadi	Khirdalan	12.10	1	12.1	M	120	1954
5	110	Binagadi	Khirdalan	12.20	1	12.2	M	120	1949
6	110	Binagadi	205	7.70	1	7.7	M	120	1963
7	110	Binagadi	Khirdalan	12.70	1	12.7	ACK	185	1970
8	110	Khirdalan	MKZ(ZBK)	19.10	2	38.2	ACK	185	1967
					2	0.0	ACK	300	1967
9	110	Khirdalan	83	12.50	2	25.0	M	95	1982
					2	0.0	ACK	185	1982
10	110	Surahany	83	23.40	2	46.8	M	95	1940
					2	0.0	ACK	185	1940
11	110	Buta	Khirdalan	20.20	1	20.2	M	120	1954
12	110	Buta	Khirdalan	20.30	1	20.3	AC	185	1956
13	110	Darnagul	Binagadi	5.87	1	5.9	M	120	
					1	0.0	AC	185	
14	110	Buta	Mushfig	10.40	1	10.4	AC	185	1989
15	110	Buta	Mushfig	10.60	1	10.6	AC	185	1989
16	110	Sangachal	Buta	22.90	1	22.9	AC	95	1951
					1	0.0	AC	150	1951
17	110	Sangachal	Buta	23.80	1	23.8	M	70	1951
18	110	Sangachal	Sangachal	2.80	1	2.8	AC	70	1951
19	110	Sangachal	Sangachal	2.80	1	2.8	AC	70	1951
20	110	Sangachal	Sangachal	2.80	1	2.8	AC	120	1982
21	110	Sangachal	Sangachal	2.80	1	2.8	AC	120	1982
22	110	Alat	Sangachal	31.40	1	31.4	AC	150	1934
23	110	Alat	Sangachal	31.80	1	31.8	M	70	1957
24	110	DOZ	Buta	2.40	1	2.4	AC	120	1982
25	110	DOZ	Buta	2.40	1	2.4	AC	120	1982

No.	Voltage (kV)	Substations		Line Length (km)	Cct	Cct*km	Conductor		Commis. Year
		From	To				Kind	Size (sq.mm)	
26	110	Buta	Mushfig	4.00	1	4.0	ACK	185/29	1988
27	110	Buta	Mushfig	3.80	1	3.8	ACK	185/29	1988
28	110	Surakhany	Mushfig	3.80	1	3.8	ACK	120/19	1988
29	110	Surakhany	Mushfig	2.40	1	2.4	ACK	185/129	1988
30	110	Daghlig	Mushfig	6.60	1	6.6	AC	185	1988
31	110	Daghlig	Mushfig	6.60	1	6.6	AC	185	1988
32	110	MKZ(ZKB)	227	4.70	1	4.7	ACK	185	1967
33	110	MKZ(ZKB)	227	4.70	1	4.7	ACK	185	1967
						431.4			
(APHNE)									
1	110	Hovsan	Bakikhanov	7.40	1	7.40	AC	300	
2	110	Hovsan	Bakikhanov	7.43	1	7.43	AC	300	
3	110	Gunashly incoming		0.10	2	0.20	AC	300	
4	110	Bakikhanov	Ramany	3.00	1	3.00	AC	185	
5	110	Bakikhanov	Surakhany	3.02	1	3.02	AC	120	
				3.92	1	3.92	AC	185	
				7.66	1	7.66	AC	300	
6	110	Ramany	Surakhany	2.99	1	2.99	M	70	
				0.22	1	0.22	M	95	
7	110	Ramany	8th km	4.70	2	9.40	M	120	
				0.30	2	0.60	AC	0.5	
8	110	8th km	Baku I CHP	n/a	2		n.a	n.a	
9	110	Surakhany	Gala	0.50	1	0.50	M	95	
				12.20	1	12.20	M	70	
				1.20	1	1.20	AC	150	
10	110	Airport incoming		0.50	2	1.00	M	70	
11	110	Surakhany	Gala	0.50	1	0.50	M	95	
				12.50	1	12.50	M	70	
				1.40	1	1.40	AC	150	
12	110	Hovsan	Sewage Plant	9.00	1	9.00	AC	120	
13	110	Hovsan	Zikh	3.00	1	3.00	M	95	
				2.10	1	2.10	AC	120	
14	110	Zikh	Akhmedly	2.60	1	2.60	AC	150	
				0.50	1	0.50	M	120	
				5.00	1	5.00	M	95	
15	110	Hovsan	Akhmedly	6.40	2	12.80	AC	185	
16	110	Hovsan	Gala	10.64	1	10.64	M	95	
				1.86	1	1.86	AC	150	
17	110	Gala	Severnaya	13.90	1	13.90	M	150	
		Gala	Severnaya	14.30	1	14.30	M	120/150	
18	110	Gala	Dubandy	17.90	1	17.90	M	95	
19	110	Severnaya	Dubandy	17.00	1	17.00	M	120/150	
20	110	Severnaya	Mashtaga	7.60	2	15.20	ACO	480	
				8.00	2	16.00	AC	500	
				6.00	2	12.00	AC	300	
				4.30	2	8.60	AC	240	
				0.20	2	0.40	AC	150	
21	110	Mashtaga	Vishnevka	2.70	2	5.40	AC	150	
22	110	Mashtaga	Zarbat	0.15	1	0.15	ACK	150	
				8.83	1	8.83	M	95	
23	110	Ramany	Mashtaga	11.00	1	11.00	M	95	
				10.00	1	10.00	M	120	
				4.80	1	4.80	AC	120	
						278.12			

No.	Substation	Unit No.	Voltage (kV)			Capacity Primary	Commis. year of unit	Remarks
			1st	2nd	3rd			
CPHNE								
500 kV								
1	Absheron	1	500	220		267.0		
		2	500	220		267.0		
	Total of 500 kV	2				534.0		
330 kV								
1	Absheron	1	330	220		133.0		
		2	330	220		133.0		
	Total of 330 kV	2				266.0		
220 kV								
1	Khyrdalan	1	220	110	10	240.0		
		2	220	110		240.0		
		3	220	110		190.0		
2	Mushfig	1	220	110	10	200.0		
		2	220	110		200.0		
3	Sangachaur	1	220	110		63.0		
		2	220	110		63.0		
	Total of 220 kV	7				1,196.0		
110 kV								
1	Heating Plant	1	110		-	40.0		
		2	110		-	31.5		
2	Ulduz	1	110	10		16.0		
		2	110	10		16.0		
3	Badamdar	1	110			40.0		
		2	110			40.0		
4	Salakhany-I	1	110	35	10	31.5		
		2	110	35	10	40.0		
5	Salakhany-II	1	110	35	10	25.0		
		2	110	35	10	25.0		
6	Bayil	1	110	20		40.0		
		2	110	20		40.0		
		3	110	20		40.0		
		4	110			20.0		
7	Puta	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	31.5		
8	Garadagh	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	40.0		
9	Sangachaur-I	1	110	35	6	16.0		
		2	110	35	6	16.0		
10	Sangachaur-II	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	25.0		
11	Binagadi	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	40.0		
		3	110	35	6	40.0		
		4	110	35	6	40.0		
12	Darnagul-I	1	110			25.0		
		2	110			25.0		
13	DSK-4	1	110	35	6	10.0		
	(Building Const.-4)	2	110	35	6	25.0		
14	Darnagul-II	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	40.0		
15	Daghlig	1	110			40.0		
		2	110			40.0		
16	205	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	25.0		
		3	110	35	6	40.0		
		4	110	35	6	31.5		

No.	Substation	Unit No.	Voltage (kV)			Capacity Primary	Commis. year of unit	Remarks
			1st	2nd	3rd			
17	Air Conditioner Plant	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	40.0		
18	Oil Equipment Plant	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	25.0		
	Total of 110 kV	42				1,320.0		
APHNE								
220 kV								
1	Hovsan	1	220	110		200.0		
		2	220	110		200.0		
2	Nizami	1	220	110		125.0		
		2	220	110		125.0		
	Total of 220 kV	4				650.0		
110 kV								
1	Ramany	1	110	20	-	40.5		
		2	110	20	-	40.0		
		3	110	20	-	30.0		
2	Bakikhanov	1	110	10		25.0		
		2	110	35	10	25.0		
3	Gunashly	1	110	10		40.0		
		2	110	10		20.0		
4	Surakhany	1	110	20	6	31.5		
		2	110	20	6	40.0		
5	Airport Bina	1	110	n.a	n.a	25.0		
		2	110	n.a	n.a	25.0		
6	8th km	1	110	10	35	31.5		
		2	110	10	35	31.5		
		3	110	6	6	40.0		
		4	110	6		20.0		
		5	110	6		20.0		
7	Ahmedly	1	110	35	10	63.0		
		2	110	35	10	63.0		
8	Zikh	1	110	35	6	25.0		
		2	110	35	6	25.0		
		3	110	35	6	25.0		
9	Sewage Plant	1	110	6		16.0		
		2	110	6		16.0		
10	Radio	1	110	10		40.0		
		2	110	10		25.0		
11	Zabrat	1	110	35	10	40.0		
		2	110	35	10	40.0		
12	Mashtaga	1	110	35	6	31.5		
		2	110	35	6	40.0		
13	Factory	1	110	6		10.0		
		2	110	6		10.0		
14	Gala	1	110	35	6	40.0		
		2	110	35	6	40.0		
15	Dubandy	1	110	35	6	31.5		
		2	110	35	6	31.5		
16	Azeroil Fuel-1	1	110	6		20.0		
		2	110	6		20.0		
		3	110	6		20.0		
17	Azeroil Fuel-2	1	110	6		40.0		
		2	110	6		40.0		
	Total of 110 kV	40				1,237.5		

添付I.4.3-3 BENに電力を供給しているAzenerjiの変電所(調査対象地域内)

No.	Substation	Transformer			Voltage		Year of Installation	Remarks
		Nos. of Unit	Unit Capacity (kVA)	Total Capacity (kVA)	1st (kV)	2nd (kV)		
CEN : 35kV Substations								
1	82	2	10,000	20,000	35	10		
2	88	2	16,000	32,000	35	6		
3	95	2	16,000	32,000	35	6		
4	96	2	10,000	20,000	35	6		
5	97	2	16,000	32,000	35	10		
6	98	2	6,300	12,600	35	6		
7	111	2	10,000	20,000	35	6		
8	116	1	10,000	10,000	35	10		
		1	16,000	16,000	35	10		
9	117	1	10,000	10,000	35	10		
		1	16,000	16,000	35	10		
10	120	2	10,000	20,000	35	6		
		2	7,500	15,000	35	6		
11	206	2	10,000	20,000	35	6		
		1	5,600	5,600	35	6		
12	207	2	10,000	20,000	35	6		
13	209	1	5,600	5,600	35	6		
		1	7,500	7,500	35	6		
14	210	2	5,600	11,200	35	6		
15	215	1	16,000	16,000	35	6		
16	220	3	16,000	48,000	35	6		
17	226	3	5,600	16,800	35	6		
18	249			0	35			
19	252	1	7,500	7,500	35	6		
		1	6,300	6,300	35	6		
	Subtotal	(40)		(420,100)				
AEN : 35kV Substation								
1	200	1	6,300	6,300	35	6	1994	2(20):BEN
		1	5,600	5,600	35	6	1983	
2	201	3	10,000	30,000	35	6	1977	1(25):BEN
3	202H	1	5,600	5,600	35	6	1969	1(1):BEN
		1	6,740	6,740	35	6	1940	
4	211	2	10,000	20,000	35	10	1967	11(17):BEN
		1	10,000	10,000	35	6	1992	
		2	6,300	12,600	35	6	1984	
5	212	1	10,000	10,000	35	10	1995	All feeders:BEN
6	213	1	10,000	10,000	35	10	1996	All feeders:BEN
7	214	2	25,000	50,000	35	6	1973	1(22):BEN
	Subtotal	(16)		(166,840)				
CEN : 20kV Substations								
1	110	2	5,600	11,200	35	6		
2	119	1	10,000	10,000	35	10		
		1	16,000	16,000	35	10		
		1	6,300	6,300	35	10		
	Subtotal	(5)		(43,500)				
	Total	(61)		630,440				

添付I.4.3-4 調査対象地域内の35 kVおよび20 kV 配電線路

No.	Type	Substations		Length (km)	Cct	Cct·km	Conductor		Commis. Year
		From	To				Kind	Size (sq.mm)	
CPHNE (35kV)									
1	OH	Binagadi	95	1.90	2	3.80	M,AC	70,120,95	1963
2	OH	Binagadi	98	1.80	2	3.60	AC,M	70,120	1953
3	OH	Binagadi	97-120	8.30	2	16.60	M,AC	95,150	1954
4	OH	210	226	4.10	1	4.10	M	120	1947
5	OH	223	209	1.90	1	1.90	M	120	1965
6	OH	Binagadi	87-88-TB	12.30	2	24.60	M	95	
7	OH	CHP	206	2.80	2	5.60	M	120	1952
8	OH	CHP	210	2.20	1	2.20	M	95	
9	OH	CHP	226	5.40	1	5.40	M	95	1932
10	OH	206	249	1.90	2	3.80	M	120	1952
11	OH	249	227	1.50	2	3.00	M	120	1952
12	OH	BETK	207	4.50	2	9.00	AC	95	1951
(35kV Overhead Line Total)				(48.60)		(83.60)			
13	UG	205	249	1.86	2	3.72	AOCB	3 x 150	1955
14	UG	BETK	215	4.85	2	9.70	AOCB	3 x 150	1967
15	UG	116	220	2.25	2	4.50	AOCB	3 x 150	1971
16	UG	117	120	2.90	2	5.79	AOCB	3 x 150	1967
17	UG	96	97	3.56	2	7.12	OCB	3 x 120	1966
18	UG	Daghlig	111	3.40	1	3.40	AOCB	3 x 150	1974
19	UG	Daghlig	111	3.30	1	3.30	AOCB	3 x 125	1985
20	UG	Salakhany	120	1.80	2	3.60	OCB	3 x 120	1967
9	UG	209	252	1.93	1	1.93	OCB	3 x 150	1936
10	UG	226	252	0.86	2	1.73	OCB	3 x 120	1936
11	UG	220	227	1.70	1	1.70	AOCB	3 x 150	1970
12	UG	220	226	1.47	1	1.47	OCB	3 x 120	1946
13	UG	220	226	1.64	1	1.64	OCB	3 x 120	1951
14	UG	220	227	1.56	1	1.56	OCB	3 x 150	1954
15	UG	220	227	1.56	1	1.56	OCB	3 x 150	1951
16	UG	220	227	1.70	1	1.70	AOCB	3 x 150	1970
17	UG	Daghlig	88	3.00	2	6.00	AOCB	3 x 150	1973
18	UG	BETC	82	3.40	2	6.80	OCB	3 x 150	1978
19	UG	Hotel Europe Incoming		0.81	2	1.62	OCB	3 x 150	1998
20	UG	116	117	1.20	1	1.20	AOCB	3 x 150	1981
21	UG	96	215	2.85	1	2.85	AOCB	3 x 150	1976
				(47.60)		(72.88)			
APHNE (35kV)									
1	OH	Akhmedli	200	3.50	2	7.00	AC	95, 150	1955
2	OH	Akhmedli	211	5.80	1	5.80	AC	150	1955
3	OH	Akhmedli	211	5.80	1	5.80	M	95	1955
4	OH	213-T-branch from Akhmedli-211 line		0.13	1	0.13	AC	95	1996
5	OH	CHP "Bayramzade"	211 (No. 8)	3.80	1	3.80	AC,M	120, 95	1955
6	OH	CHP "Bayramzade"	211 (No. 9)	3.90	1	3.90	M	95	1955
7	OH	CHP "Bayramzade"	212	7.20	1	7.20	M,AC	70, 150	1951
8	OH	200	201	1.90	1	1.90	M	70, 95	1931
9	OH	201	202H	1.20	1	1.20	M	70	1931
10	OH	201	202H	1.20	1	1.20	M	120	1931
11	OH	202	CHP "Bayramzade"	0.90	1	0.90	M	70	1953
(35kV Overhead Line Total)				(35.33)		(38.83)			
12	UG	CHP "Bayramzade"	214						
CPHNE (20kV)									
1	OH	Bayil	110-119	3.20	1	3.20	M,AC	70,95	1928
2	OH	Bayil	110	2.70	1	2.70	M,AC	70,95	1931
3	OH	Bayil	102	2.40	1	2.40	M	95	1915
4	OH	Bayi	105	2.10	2	4.20	M	95	1931
5	OH	Bayil	109	1.00	2	2.00	M	120	1930
6	OH	Bayil	118	2.00	1	2.00	M	120	1935
(Overhead Line Total)				13.40		16.50			
7	UG	Bayil	119	1.38	1	1.38	OCB	3 x 120	1959
8	UG	Bayil	119	1.39	1	1.39	OCB	3 x 120	1959
				(29.58)		(35.78)			

(Source : Azenerji, CPHNEおよびAPHNE)

添付1.4.4-1 Azenerjiのパクー市における販売電力量

Tariff Category	1997	1998		1999	
	Energy (GWh)	Energy (GWh)	Growth (%)	Energy (GWh)	Growth (%)
A : Central Power and Heat Network Enterprise (CPHNE)					
1 Wholesales	1,580.6	1,779.7	12.6	1,896.2	6.5
2 Industry	594.6	535.9	-9.9	416.5	-22.3
3 Non-industry	23.3	25.0	7.3	10.9	-56.4
4 Commercial	9.1	13.2	45.1	17.9	35.6
5 Transportation	93.8	173.7	85.2	239.9	38.1
6 Others	181.6	129.7	-28.6	112.6	-13.2
7 Total	2,483.0	2,657.2	7.0	2,694.0	1.4
B : Absheron Power and Heat Network Enterprise (APHNE)					
1 Wholesales	1,353.8	1,538.9	13.7	1,714.0	11.4
2 Industry	642.0	614.2	-4.3	533.2	-13.2
3 Non-industry	47.1	35.2	-25.3	22.9	-35.0
4 Commercial	0.1	4.3	-	4.9	13.7
5 Transportation	45.1	49.8	10.6	25.5	-48.8
6 Others	24.1	53.8	122.9	101.5	88.8
7 Total	2,112.1	2,296.2	8.7	2,401.9	4.6
C : Total					
1 Wholesales	2,934.4	3,318.6	13.1	3,610.2	8.8
2 Industry	1,236.6	1,150.1	-7.0	949.7	-17.4
3 Non-industry	70.4	60.2	-14.5	33.8	-43.9
4 Commercial	9.2	17.5	90.0	22.8	30.2
5 Transportation	138.9	223.5	61.0	265.4	18.7
6 Others	205.7	183.5	-10.8	214.1	16.7
7 Total	4,595.1	4,953.4	7.8	5,095.9	2.9

添付1.4.4-2 電力販売収入および料金徴収の実績（1999年）

Tariff Category	Sold Energy (GWh)	Claimed Amount (Mil. AZM)	Paid Amount (Mil. AZM)	Deficit (Mil. AZM)	Ratio of (%)	Unit Price (AZM /kWh)
Central Network						
1 Industrial and construction	416.5	79,938.8	64,048.1	15,890.7	80.1	191.9
2 Special expenditure (Azeneji's staff)	1.0	194.5	194.5	0.0	100.0	194.5
3 Wholesales	1,896.2	163,829.2	44,875.6	118,953.6	27.4	86.4
4 Agriculture	1.7	285.9	145.9	140.0	51.0	168.2
5 Railway	44.4	10,548.4	5,381.8	5,166.6	51.0	237.6
6 Urban transportation	195.5	30,988.8	27,247.4	3,741.4	87.9	158.5
7 Non-industry	10.9	3,466.7	1,485.4	1,981.3	42.8	318.0
8 Commercial and services	17.9	7,309.0	6,220.8	1,088.2	85.1	408.3
9 Populated Area (Settlement)	103.9	11,427.1	10,261.0	1,166.1	89.8	109.9
10 Residential (50% compensation)	0.2	13.4	13.4	0.0	100.0	67.0
11 Free of charge (100% compensation)	4.7	0.0	0.0	0.0		
12 Foreign country's customers	1.1	173.0	163.4	9.6	94.5	157.3
Subtotal	2,694.0	308,174.8	160,037.3	148,137.5	51.9	114.4
Absheron Network						
1 Industrial and construction	532.9	102,700.8	100,068.1	2,632.7	97.4	192.7
2 Special expenditure (Azenerji's staff)	0.9	163.2	163.2	0.0	100.0	192.0
3 Wholesales	1,714.0	148,088.7	17,397.9	130,690.8	11.7	86.4
4 Agriculture	5.5	920.6	291.8	628.8	31.7	168.0
5 Railway	10.1	2,409.3	2,033.7	375.6	84.4	237.6
6 Urban transportation	15.4	2,431.4		2,431.4	0.0	158.4
7 Absheron water company	43.7	6,925.2	3,210.1	3,715.2	46.4	158.4
8 Non-industry	22.9	7,269.5	5,494.0	1,775.5	75.6	318.0
9 Commercial and services	4.9	1,995.1	2,150.0	-154.9	107.8	408.0
10 Populated Area (Settlement)	0.7	29.3	13.7	15.6	46.9	40.7
11 Residential	50.7	4,870.1	2,888.4	1,981.7	59.3	96.0
12 Chemical enterprise	0.3	38.9	68.2	-29.3	175.4	144.1
Subtotal	2,401.9	277,842.1	133,779.1	144,063.0	48.1	115.7
Total	5,095.9	586,016.9	293,816.4	292,200.5	50.1	115.0