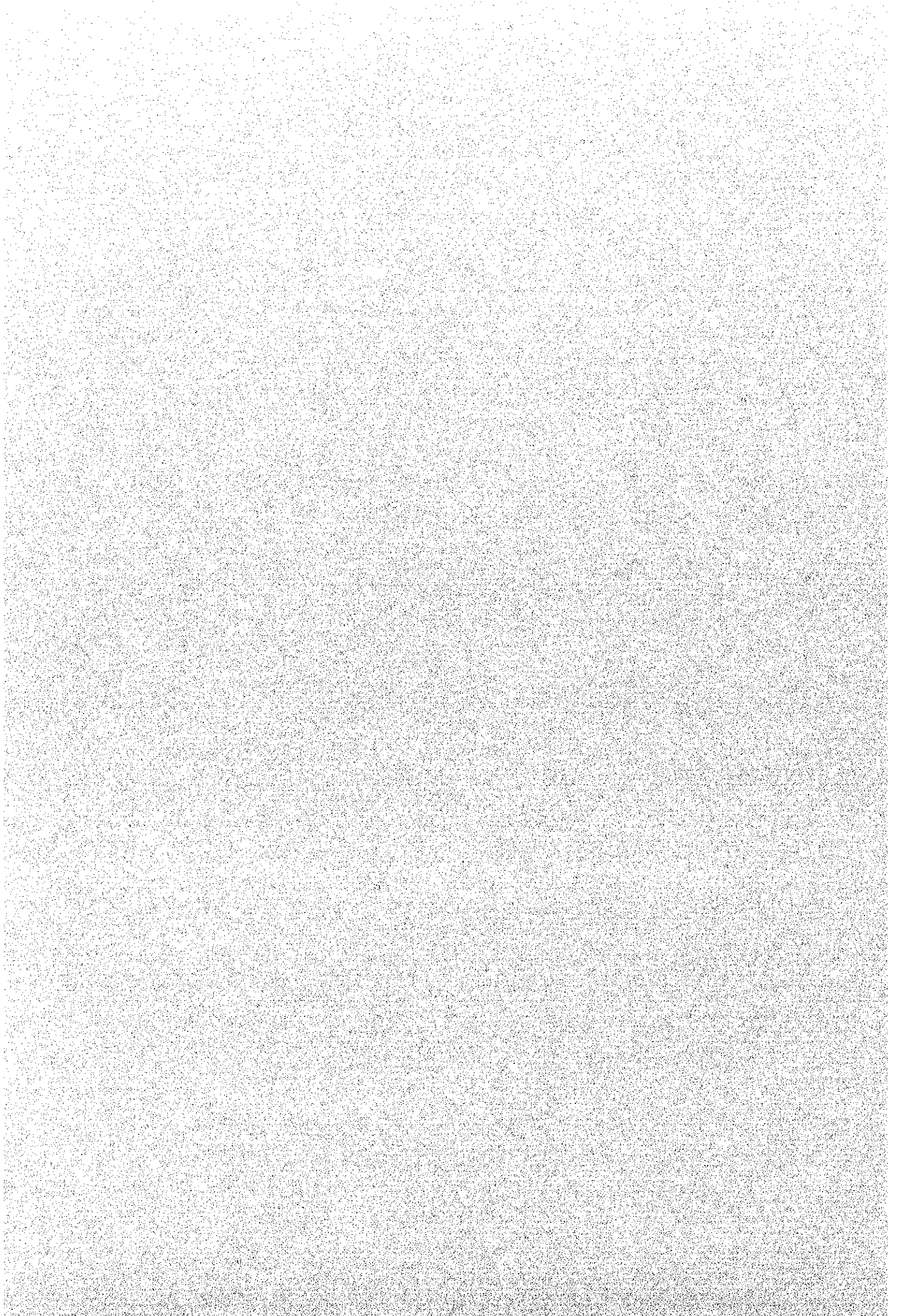


資料-2 質問書および回答



II. Transmission Line and Substation (BAKU Electric Network)

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
2-1. General Information 1) Future development plan of the Baku Electric Network (BEN) 2) Code and regulation	1)-1. Plans for expansion and rehabilitation - Transmission line - Distribution line - Substations 2)-1. Technical standards for electrical installation - Applied standards or regulations - Design manual - Construction manual	1)-1. NIL. 2)-1. Gost. by SOVIET UNION.
2-2. Technical information 1) Voltage system 2) Electricity generated 3) Energy consumption (Peak demand and energy consumption)	1)-1. Classified district or section on BAKU City 1)-2. Whole country classified province and district - Whole country kW and kWh or GWh, yearly (BAKU and whole country) - Classified customers (if any) Domestic Industry Agriculture Transportation Others	1)-1. 18 Division. 1)-2. NIL. 2) 5,080 MW. 3) 2,948 GWh (BAKU, Purchase) 16,707 GWh (AZERENERGY, Generated) Whole country: 100%. Whole area, BAKU: 60%. BAKU Electric Network: 15%.

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
4) Losses	<p>4)-1. From power station to secondary substations (BAKU City and whole country)</p> <p>4)-2. From secondary substation to consumers (BAKU City and whole country)</p> <p>4)-3. In case of above, technical losses(if any)</p> <p>4)-4. In case of above, non technical losses(if any)</p>	<p>4)-1, 4)-2. AZER energy : 18.8% BAKU Electric Network : 2.7% Total : 21.5%</p>
5) Power factor	<p>5)-1. Power station secondary substations</p> <p>5)-2. Facilities for improvement of power factor</p>	<p>4)-3. 13.8% BEN side.</p> <p>4)-4. 4% BEN side except steady use.</p> <p>5)-1, 5)-2. 80~90%.</p>
6) Construction	<p>6)-1. Technical standard for construction including Distribution line and substation facilities</p> <p>6)-2. Construction cost as above description</p> <ul style="list-style-type: none"> - Structure - Transmission and Distribution line per km - Substation including equipments - Pole - Insulator - Fitting material 	<p>6)-1. Gost. by SOVIET UNION.</p> <p>6)-2. Distribution station: U.S.D 100,000. include 2 sets 630kVA Trans. 8 Feeders panel. Distribution station: U.S.D 10~15/m include Cable, Pole, Fittings.</p>

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
<p>2-3. Electricity outages</p> <p>1) By Distribution line</p> <p>2) By Equipments</p> <p>3) Outages</p>	<p>1)-1. Cause of outage - by main(misunderstand, operation miss etc) - by nature(typhoon, earthquake, trees, Lightning and others)</p> <p>2)-1. Transformers</p> <p>2)-2. Circuit breaker</p> <p>3)-1. Number of outage per household $\bullet \text{Number of outage} = \frac{\text{Total number of outages}}{\text{Total number of households}}$</p> <p>3)-2. Duration of outages per household $\bullet \text{Duration} = \frac{\text{Total duration of outages}}{\text{Total number of households}}$</p>	<p>1)-1. Nu. of 2,833/year, 1997.</p> <p>2)-1. Nu. of 180/year, 1997.</p> <p>2)-2. NIL.</p> <p>3)-1. NIL.</p> <p>3)-2. NIL.</p>
<p>2-4. Electric Facilities</p> <p>1) Hydraulic power station</p>	<p>1)-1. Facilities in the Hydraulic Power Station - Station Name - Location - Capacity(KW or MW) - Electricity generating(MWh) per year - Type of DAM(EX. Arch, Gravity, Rock Fill) - Potential head</p>	<p>1)-1. NIL.</p>

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
1) Continue (Hydraulic power station)	- Type of hydraulic turbine(EX. Francis, Perton, Kaplan)	1) NIL.
2) Thermal power station	2)-1. Facilities in the Thermal Power Stations - Station Name - Location - Kind of fuel - Capacity(KW or MW) per year	2)-1. NIL.
3) Transmission line facilities	3)-1. Transmission line facilities - Classification of voltage level(kV) - Route length for each voltage(Km) - Circuit length for each voltage(Km)	3)-1. NIL.
4) Substation facilities	4)-1. Substation facilities by voltage - Transformer and switch gear - One line diagram - Bus system	4)-1. NIL.
5) Electric power route map	5)-1. Whole country for Transmission Line	5)-1. NIL.
6) Electric load flow map	6)-1. Peak Load flow map	6)-1. NIL.
7) Load curve	7)-1. Daily and annual load curves - Whole country - Baku city	7)-1. BAKU CITY Only.
8) Protection and control system	8)-1. Protection and control system for power station, transmission line, distribution line and substation	8)-1. Over current relay for High voltage side.

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
9) Operation and maintenance	9)-1. Operation and maintenance manual for each facilities	9)-1. By COST.
	9)-2. Organization and personal concernd to operation and maintenance	9)-2. Refer to Fig 3-4-1 organization chart.
10) Telecommunication system	10)-1. Control for power station and substation	10)-1. By telephone only.
	10)-2. Information to each station and relative power station and substation	10)-2. By telephone only.

III. Distribution line and Substation Facilities

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
3-1. Distribution line		
1) General	<p>1)-1. Operation and maintenance manual</p> <p>1)-2. Number of maintenance per month or year</p> <p>1)-3. Stock of spare parts and materials - Kind of spare parts - Kind of spare materials</p>	<p>1)-1. By COST.</p> <p>1)-2. Visual check : 1/month.</p> <p>1)-3. Detailed check : 1/3 years.</p>
2) Network system	<p>Network system means connection method of Distribution line as follow :</p> <p>1)-1. Radial system</p> <p>2)-2. Loop system</p> <p>3)-3. Network system</p>	<p>2) Almost Radial system. Radial system is connected to each line at any place.</p>
3) Route length	<p>3)-1. Route length of overhead line</p> <p>3)-2. Route length of underground cable</p>	<p>3)-1. 2319 Km.</p> <p>3)-2. 2555 Km.</p>
4) Power supply length	<p>4)-1. Length from low tension feeder to customers</p> <p>4)-2. Current of supply power from one feeder(Maximum)</p> <p>4)-3. Number of transformer with connect to one feeder</p>	<p>4)-1. 50 ~ 500m.</p> <p>4)-2. Up to 250A.</p> <p>4)-3. Nu. of 10 ~ 15 sets.</p>
5) Material	<p>5)-1. Conductor - Kind of conductor and material - Conductor size in response to current</p>	<p>5)-1. Underground : 25~240mm²(AL or Cu). Overhead : 25~95mm²(HAL or ACSR).</p>

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
5) Continue(Material) 6) Route map 3-2. Distribution substation 1) Type of Distribution Substation	- Material and size for overhead ground wire 5)-2. Pole - Material - Standard size 5)-3. Fitting material 6)-1. Route map(BAKU CITY and whole country) 6)-2. If any, include Distribution substations or transformers 6)-3. Number of insulator in response Distribution Line voltage 1)-1. Typical one line diagram 1)-2. Out-door or in-door 1)-3. Rank of unit transformer capacity(kVA) 1)-4. Existence or not pole mounted transformer 1)-5. Existence or not pad mounted transformer. 1)-6. Standard of transformer capacity(kVA) in response to load	5)-2. •Material. Steel, Concrete, for 10kV. Steel, Wood, for 0.4kV. •Standard height 9 ~ 16m. 5)-3. NIL. 6)-1. Keep up route map, BAKU CITY. 6)-2. Same as above. 6)-3. NIL. 1)-1. Memorized in computer. 1)-2. 80% indoor, 20% outdoor. 1)-3. 160 ~ 1,000kVA. 1)-4. NIL. 1)-5. NIL. 1)-6. Standard capacity: 160, 250, 320, 630, 1,000kVA, 3φ. Average load : 60 ~ 70%.

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
2) Transformer	2)-1. Applied standard 2)-2. Characteristics of transformer for each kVA - Copper loss - Iron loss - Impedance - Efficiency	2)-1. Same as 1)-6. 2)-2. •Copper loss : 0.017 kW/kVA. •Iron loss : 0.0032 kW/kVA. •Impedance : 3 ~ 5%. •Efficiency : 97%.
3) Transformer connection	3)-1. Typical connection 3)-2. Particular connection	3)-1. Star - Star with neutral. 3)-2. Star - Star.
4) Accessories	4)-1. Thermometer, Oil gauge 4)-2. Protection device for transformer explosion - Bursting tube - Pressure relief relay - Buchholtz relay	4)-1. No meter, No gauge. 4)-2. NIL.
5) Tap changer	5)-1. Existence or not on load tap changer 5)-2. Existence or not on load controller	5)-1. No existence. 5)-2. No existence.
6) Feeder panel	5)-3. Standard tap position on no load tapchanger 6)-1. Standard Number of feeder panel 6)-2. Typical one line diagram 6)-3. Type-form circuit breaker	5)-3. Middle tap. 6)-1. 2 ~ 3 feeder panel. 6)-2. Memorized in computer. 6)-3. Minimum oil type.

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
6) Continue(Feeder panel)	6)-4. Kind of protection equipments	6)-4. OCR, Fuse.
7) Damaged transformer	7)-1. By overload	7)-1. No of 60% by over load.
	7)-2. By lightning	7)-2. NIL.
	7)-3. By others	7)-3. 20% by short circuit. 20% by miss operation.
3-3. Voltage drop		
1) Distribution line	1)-1. From secondary substation to Distribution Substation	1)-1. 3 ~ 5%.
	1)-2. From Distribution substation to end customers	1)-2. 5 ~ 10%.
2) Standard	2)-1. Standard of permissible voltage drop - line drop - Home applience(Lighting, fan, TV etc)	2)-1. - 10%. - 20%. (Notes : Above 10%, 20% will mean presense situation).
3-4. Metering		
1) M. O. F	1)-1. Popularization of M. O. F(Metering out fit) for industries and simillar customers	1)-1. Current transformer → 100%. Voltage transformer → 10%.
2) WH meter	2)-1. Popularization of WH meter	2)-1. 90%.

I T E M	D E S C R I P T I O N	A N S W E R
3-5. Unit cost 1) Distribution line 2) Material 3-6. Availability of materials and equipment 1) Domestic products 2) Imported products	1)-1. Construction cost per one KM 2)-1. Conductor per one KM 2)-2. Over head ground wire per KM 2)-3. Earth wire to earth per 50 poles 2)-4. One piece of pole 2)-5. Insulators per one pole 2)-6. Fitting materials per one pole	1)-1. U.S.D 10 ~ 15/m. 2)-1. Under ground cable : U.S.D 16/m. 2)-2. Over head wire : U.S.D 12/m. 2)-3. NIL. 2)-4. NIL. 2)-5. NIL. 2)-6. NIL. 1) 0.4kV cable, 6 ~ 10kV panel, 0.4kV panel, over head wire, pole, pipe joint, sleeve. 2) Transformer, High voltage cable, Fittings, Insulator.

AZERENERJI よりの Questionnaire に対する回答の概要

質 問	回 答
○電量関連の法、規則	○電気設備規則 旧ソ連の国家規格 建設基準と規則
○電圧システム	○500Kv ; 330Kv ; 220Kv ; 110Kv ; 35Kv ; 10Kv ; 6Kv ; 0.4Kv.
○発電量	○1997 年は 16.700GWh
○電力ロス	○1997 年の送・配電線の電力ロスは母線からの 電力の 20%
○Power Factor	○定格 Power Factor は 0.90 その調整は、発電所においては発電機励磁 装置の自動制御、二次変電所においては、 無効電力の電源装置（回転と静的なもの） によって行はれる。
○配電網における停電の原因	○35Kv ケーブルの絶縁体の老朽化、電流の 過負荷、Aggressive な媒体の影響。 自然災害；洪水、土石流、突風
○設備による停電の原因	○電線での変化するパラメーターと、遮断機、 その他装置の定格、特性の不一致；6-10,35Kv
○ピーク負荷	○1997 年の電力システムの最大負荷は 3.300MW
○Protection and Control System	○発電・送配電の全ての要素には継電器に よる保護と自動機械装置がついている。

○Operation and maintenance

○発電、送配電の全てに係わる操作、メンテナンスは、指示書に従って、専門のスタッフが行う。

○Telecommunication System

○発電所と変電所の主要設備の制御は、その発電所変電所の制御盤で行はれる。
主要発電所、変電所と中央給電指令所を結ぶ遠隔測定と遠隔信号システムが存在する。

株式会社 AZERENERJI は総容量 5,000MW の 13 の発電所を持ち、うち 85%は火力発電所、15%が水力発電所である。全ての火力発電所での設計燃料は天然ガス、予備燃料は燃料重油である。

1. 発電設備

1.1. アゼルバイジャン国立地区発電所(Azgres TPP)

アゼルバイジャン国立地区発電所の全設備容量は 2,400MW(8ブロックで 300MW ずつ)で、ミンゲチャウル市の近く、バクーとアプシェロン半島から北に約 350Km のところに位置し、主な電力需要用として設計された。

第 1 発電ユニットは 1981 年に稼動を始め、最後の (第 8) ユニットは 1990 年である。ユニットの蒸気発生器は、天然ガスと重油の燃焼用に設計された。天然ガスは発電所にガスパイプラインで運ばれ、重油は列車で運ばれる。

主要設備の技術仕様

ボイラー——ユニフロー、超臨界で、蒸気過熱器と再熱器が付いている。
タービン——復水式、K300—240 タイプ、公称出力 300MW、
発電機——同期発電機、出力 353MVA、電圧 20Kv、冷却：水冷/水素冷却
変圧器——ブロック変圧器、400MVA—347/20Kv
所内用変圧器 25MVA— 20/6Kv
励磁機——サイリスタ

発電所は 24 時間体制で稼動している。全ての発電ユニットは屋内に配置されている。発電所からの電力は、330Kv と 500Kv の電圧で送られる。電圧に相当するオープンの高圧用開閉器を持ち、そこから 4 本の 330Kv 送電線と、2 本の 500Kv 送電線が出ている。

330Kv と 500Kv のオープン高圧電気用開閉器の間は、容量に応じた 2 つの結合単巻変圧器を通じて結びついている。

1997 年における発電所の発電量は 8,110 百万 KWh (1996 年より 10%減) で、うち、4.67% は所内用に使われた。

1.2. アリ・バイラムリ国立地区発電所

アリ・バイラムリ国立地区発電所の設備容量は 1,050MW (7×150MW) で、バクー市から約 110Km のクラ川の岸に位置する。発電所の所員は 850 人である。発電所の第 1 ユニットは 1962 年に稼動を始め、最後のユニットは 1986 年である。最初の 4 つのユニットは天然ガス用に設計され、あとの 3 つのユニットは重油も使えるように設計された

発電所は、オープンタイプで、屋内でのような機械室がない。

天然ガスは、ガスパイプラインで運ばれ、重油は鉄道で運ばれる。

主要設備の技術仕様

ボイラー——自然循環 (ドラムタイプ)、蒸気過熱器と再熱器付き

タービン——復水式 K155—130 タイプと K160—130 タイプ、公称出力 150MW

発電機——同期発電機で出力は 4×160MVA と 3×200MVA、電圧は No.1~4 が 15.75Kv、No.5~7 が 18Kv、水素冷却式

変圧器——出力 180~240MVA、電圧 15.75/121Kv と 18/242Kv

発電所は主として基礎的な 24 時間体制で稼動しているが、負荷が極度に下がった場合は、そのユニットの助けを借りてその降下の調整が行われる。

発電所からの電力は 110Kv、220Kv、と 330Kv で送られる。母線システムの間は結合単巻変圧器を通じて結びついている。

1997 年における発電所の発電量は 5,636 百万 KWh (1996 年より 10%減) で、うち 7.3% が所内用に使われた。

1.3. 国立地区発電所「セーヴェルナヤ」

国立地区発電所「セーヴェルナヤ」の全設備容量は 150MW でバクー市の北 40Km の所に位置する。

発電所は 1954 年から稼動している。今日、唯一稼動している最後の発電ユニットは 1960 年にオープンタイプユニットとして導入された。このユニットは、天然ガスだけでなく重油も使用できるように設計された。ガスはガスパイプラインによって重油は

鉄道によって発電所に運ばれる。

主要設備の技術仕様

ボイラー——自然循環、ドラムタイプ、蒸気過熱器と再熱器付き

タービン——復水式、K150-130タイプ、公称出力 150MW

発電機——同期発電機、出力 200MVA、電圧 15.75Kv、水素冷却

変圧器——ブロック式、出力 180MVA、電圧 15.75/121Kv

発電所からの送電は 110Kv で行われる。1997 年における発電所の発電量は 393 百万 kwh (1996 年より 30%減) で、うち、10%が所内用に使われた。

1.4. バクー熱併給発電所 I

バクー熱併給発電所 I の全電力設備量は 100MW (2×50MW)、熱容量は 694MW でバクー市のアプシェロンの南岸、大精油所の近くに位置する。

熱併給発電所 I はスチームを精油所に供給している。ここでは、生産されたスチームの 90%を産業用に消費している。(産業用のスチームの消費は全体で 950t/h) また、地域暖房網へも供給している。

発電所は、国内で最も古く、1902 年に造られた。最も新しいボイラー (ボイラー No.17 と No.18) は 1974 年と 1975 年に設置され、老朽化した設備は稼働を止め廃棄処分にした。

天然ガスと同様重油も熱併給発電所にパイプラインで送られる。

主要設備の技術仕様

ボイラー——ドラムタイプ、動作圧力に従って平行して作動する。古いボイラーの蒸気圧は 90 バール以下、新しいボイラーは 150 バールである。

タービン——各ボイラーの出力は、50MW ずつ、背圧 13 バール、最小許容負荷は 10MW、ピーク予備 7%

発電所からの送電は 110Kv と 35Kv (架空送電線)、6Kv (ケーブル) で行われる。

1997 年における発電所の発電量は 131 百万 kwh (1996 年より 11%減)、うち、6.4%が所内用に使われた。

1.5. バクー熱併給発電所 II

バクー熱併給発電所 II は、バクー熱併給発電所 I から 2Km の所に位置する。

電力設備容量は 24MW (4×6MW)、熱容量は 383MW である。発電所には 4 つの背圧蒸気タービン、7 つのボイラーが設置されている。発電所の主たる機能は、隣接する製油所にスチームを供給する事である。(1992 年に 1,043,525Gcal、1993 年に

924,704Galの蒸気を供給)

主要設備の技術仕様

ボイラー——ドラムタイプで平行して作動し、天然ガスと重油の燃焼を想定している。

タービン——全体の蒸気管寄せから容量各 6MW の 4つの背圧タービンが動力源を得ている。

発電所からの送電は 6Kv のケーブルで行われる。

1997 年における発電所の発電量は 20 百万 KWh (1996 年より 42%減)、うち、21%が、所内用に使われた。

1.6. スムガイト熱併給発電所 I

スムガイト熱併給発電所 I の全設備容量は 220MW、熱容量は 991MW であり、スムガイト市の近く、バクー市から北西に 50Km の、化学工業地帯に位置する。熱併給発電所では、441 人が働いている。

今日、発電所では 6つのボイラー (No.11、12、13、14、15) と 4つのタービン (No.8、9、10、11) が稼働している。最も古いボイラーは 1960 年に、最も新しいものは 1983 年に稼働を始めた。タービンに関しては、最も古いものは 1959 年、最も新しいものは 1962 年に稼働を始めた。

天然ガスは、熱併給発電所にガスパイプラインで、重油は鉄道で運ばれる。

主要設備の技術仕様

ボイラー——ドラムタイプで、平行して作動。

タービン——全体の 130 バールの蒸気管寄せから、4つのタービンと 1つのパイプコンプレッサーが動力源を得ている。

タービンの設備容量は 220MW (2×60mMW+2×50MW) である。

タービンの 1つは背圧タービンで、他の 3つは、調整機能のついた 2つの除去器付き抽気復水式である。

発電所からの電力は、110Kv と 35Kv (架空送電線)、同様に 6Kv ケーブルで送られる。

1997 年に発電所では、417 百万 KWh の電力が発電され (1996 年より 13%減)、うち、8%が所内に使われた。

1.7. スムガイト熱併給発電所Ⅱ

スムガイト熱併給発電所Ⅱの全電力設備容量は200MW、熱容量は760MWであり、スムガイト熱併給発電所Ⅰの近くに位置する。今日、発電所では5つのボイラーと4つの蒸気タービンが稼働している。

上記のボイラーの中で最も古いものは、1966年に使われ始め、最も新しいものは1973年である。タービンに関しては最も古いものが稼働を始めたのが1966年、最も新しいものが1972年である。

主要設備の技術仕様

ボイラー——ドラムタイプで、天然ガスと重油を使用するよう設計されている。

タービン——4つのタービンの内、No.1とNo.3は各々の公称出力が50MWで、調整機能のついた2つの除去器のついた、抽気復水式タイプである。

(生産に13/16バール、暖房に1.2バール)

蒸気タービンのNo.2とNo.4の各々の公称出力は50MWで、背圧タービンである。

発電所からの電力は、110Kvと35Kv(架空送電線)、10Kvケーブルでおくられる。1997年に発電所では285百万KWhの電力が発電され(1996年より12%減)、うち、12.6%は所内用に使われた。

1.8. 水力発電所

1.8.1. シャムキール水力発電所

これは、クラ川の最も上流にある稼働している水力発電所である。水力発電所の建設は1982年に完了した。

機械室には、カプランタイプのタービンと垂直軸付き同期発電機を持った190MWずつの2つの水力発電機がある。発電所の年平均発電量は百万MWhに達する。

1.8.2. ミングチャウル水力発電所

1955年に稼働を始めたミングチャウル水力発電所は、長年にわたり、コーカサス地方全体の電力システムにおいて、ピーク電力の最大の源であった。

機械室には、全設備容量360MWの6つの水力発電機がある。現在、発電所は改修中であり、容量70MWずつの新しいユニットが、30年代末に作られた古いものにとって代わら

れる。そのようなわけで、発電所の発電量は 420MW に達し、年間発電量は 87,000MWh に増加する。

1.8.3. ヴァルヴァラ水力発電所

これは、クラ川の途中に作られた 3 番目のダムで、ミンゲチャウルダムの向こう側に位置する。1958 年に運転を開始したこの水力発電所の目的は、ミンゲチャウル水力発電所の 1 日の放水の追加的な調整であり、灌漑システムの需要を満たすためである。ヴァルヴァラ水力発電所は、総設備容量 16.5MW の 3 つのユニットが装備されている。

1.8.4 アラクス水力発電所

この水力発電所は、1971 年に運転を開始した。発電所には、盛り土ダム、コンクリート放水ダム 2 つの機械室（その内の 1 つはアゼルバイジャンの領土内にあり、もう 1 つはイラン領土内にある）がある。それぞれの発電所には（アゼルバイジャンとイラン）、2 つの水力発電ユニット（カプラン式タービン）が装備されている。

それぞれの発電所の容量は、22MW である。

1.8.5 テル・テル水力発電所

この発電所は、クラ川の支流に位置し、1977 年に運転を開始した。発電所には、総容量 50MW の 2 つのタービンが装備されている。最近の数年間、発電所はアルメニアの分離主義者の支配下にある。

1.8.6. 建設中のエニケンド水力発電所

80 年代の初め、シャムキール水力発電所の上流に、設備容量 112MW のエニケンド水力発電所の建設が始まった。1999 年に完成の予定である。

2. 送電・変電・配電設備

変電所

500Kv	1ヶ所
330Kv	5ヶ所
220Kv	8ヶ所
110Kv	175ヶ所

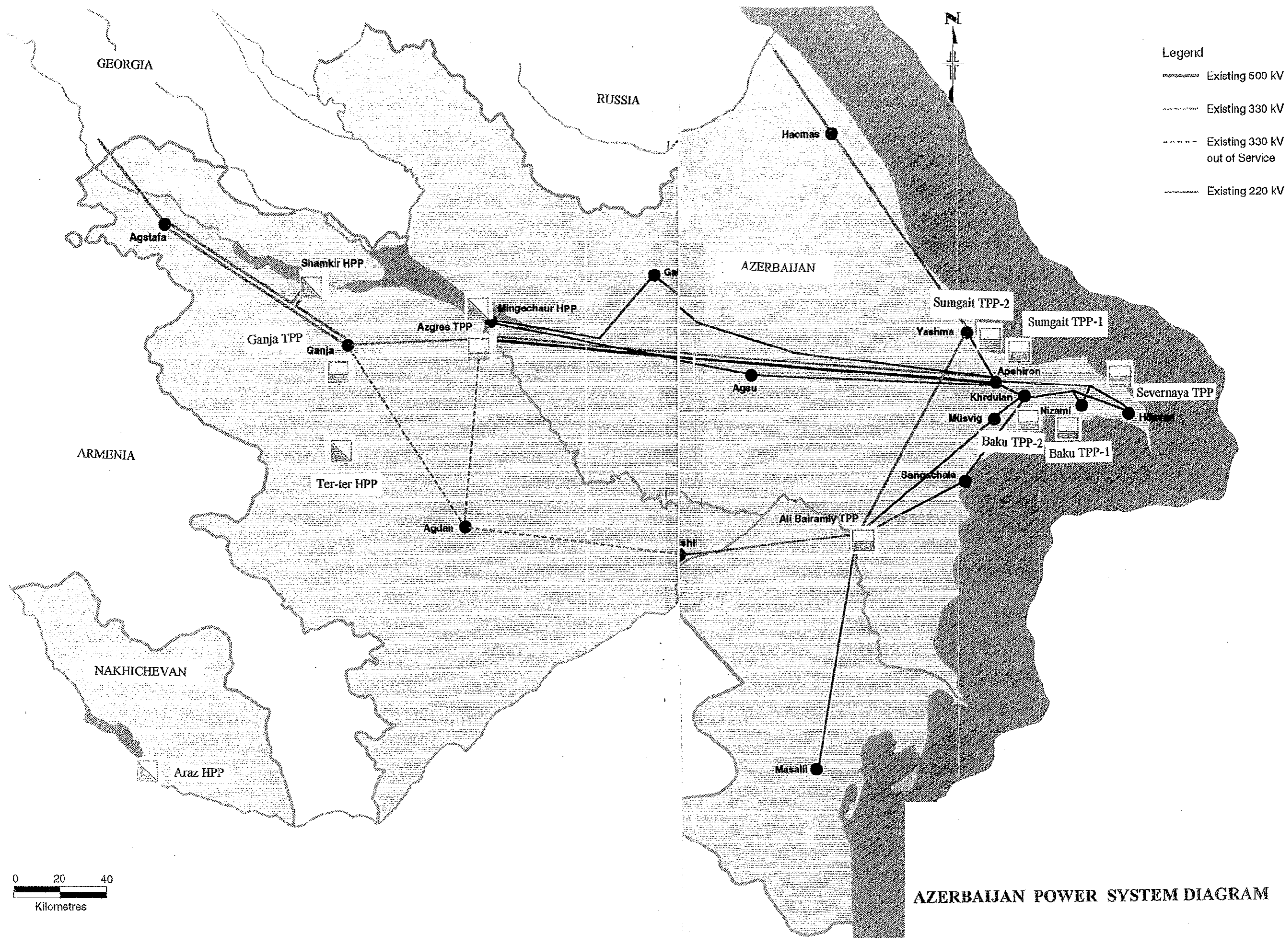
35Kv	620ヶ所
6Kv	17,500ヶ所

送配電線

500Kv	694Km
330Kv	1,025Km
220Kv	1,210Km
110Kv	4,770Km
35Kv	6,000Km
10-04Kv	98,000Km

地中ケーブル

110Kv	5Km
35Kv	130Km



AZERBAIJAN POWER SYSTEM DIAGRAM

**Rehabilitation & Reconstruction
of Electricity Supply in Baku
--Conclusive Remarks--**

November 11, 1998

**Japan International Cooperation
Agency**

1. Facts

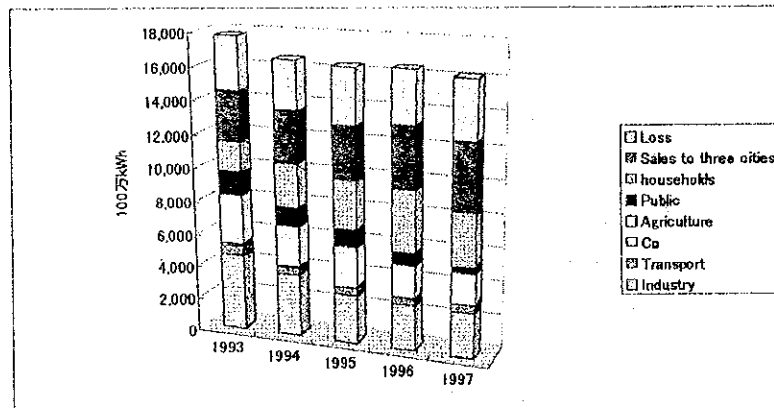
- **Power supply & demand**
 - Power demand of Baku continued to increase, while that of Azerbaijan continued to decline due to stagnated economies.
 - Growth rate: +6.6% p.a. in Baku; -2.5% p.a. throughout the country
 - Baelectroset suffers from rapidly increasing power demand from the households sector, to which low tariff rate is applied.

2

– Power loss has substantially increased since 1993 due to an increase in commercial loss, including pilferage.

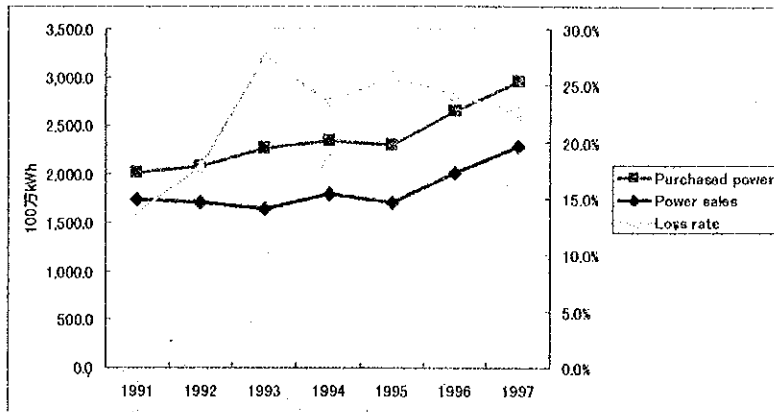
3

Power Demand in Azerbaijan



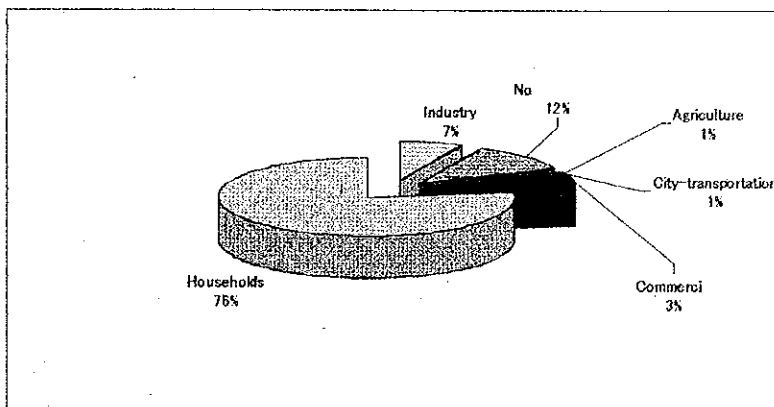
4

Power Demand of Baku



5

Share of Final Power Consumption



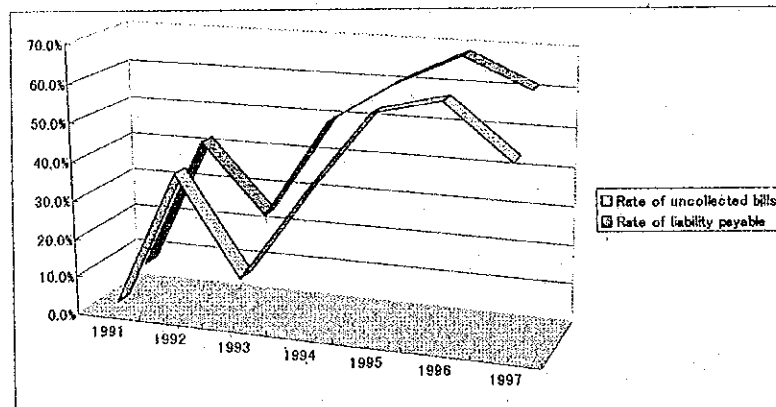
6

- Financial conditions

- Uncollected bills have increased rapidly since 1993. In 1996, 70% of the bills were not collected properly.
- Income deficits have been balanced by retaining the liability payable.
- Increases in account receivables (of current assets) and liability payable (of current liabilities) deteriorate the balance sheet of Bakelectroset.

7

Uncollected Bills & Retained Liability Payable



8

- Operation of the distribution system
 - System composition is so complex.
 - The number of accidents has rapidly increased for the past three years.
 - The rehabilitation program for the 1996-98 period has not completely implemented.
 - 35kV substations were constructed by Bakelectroset although this was AZERENERJI's duty.

9

- Facilities
 - Obsolete equipment is still used.
 - 10/6kV Substations
 - Transformers: Temperature gages and oil-level gages are not installed.
 - Circuit breakers: Old porcelain-and-minimum-oil-and-vertically-installed type is used.
 - Protection relays: Only over-current relays are used.
 - Some of volt, current, and power-factor meters are damaged.

10

- Current and voltage meters are not installed on low-voltage panels.
 - In stead of circuit-breakers, only fuses are used for low-voltage panels.
 - Power factor is low-- 85-90%.
 - Improvement in power factor is not attained.
- Maintenance and inspections
- Cables in low-voltage panels are not systematically wired. Panel doors cannot be closed sometimes.

11

- Inside of Panels is not cleaned.
 - Standards for inspection are similar to Japan's.
 - Circuit breakers often tripped, but insulation oil is not replaced.
- Distribution
- Some cables has been used for more than 80 years.
 - Distribution loss of 22.5% in 1997 was so high.
 - Voltage-drop is estimated at 8-15%, but this figure increases in winter season.

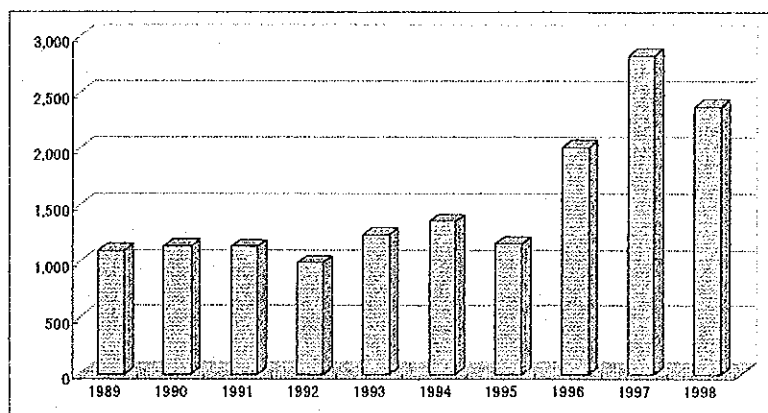
12

– Accidents

- 5000-7000 accidents per year are reported.
- The number of accident of 10/6kV lines controlled by the Baku dispatch center was 2833 in 1997.
- The number of accidents of low-voltage cables were substantial.
- Such accidents are mainly caused by extremely high temperature-rise due to overloading power.

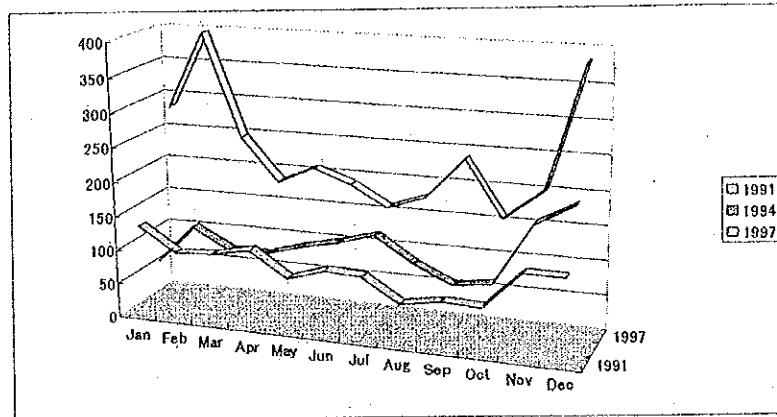
13

Number of Accidents



14

Number of Accidents of High-voltage Lines



15

2. Towards Problem Solving

- Needs for medium- and long-term planning
 - Predict power demand in the future
 - Draw a plan for necessary investments
- Needs for sound financial conditions
 - Profit and loss
 - Balance sheet

16

- Needs for the optimum use of energy in the households sector
 - Electricity
 - District-heating
 - City-gas
 - Oil-products, such as kerosene
- Needs for appropriate tariff levels which can cover all the costs for energy supply

17

- Needs for preparation of manuals of system operation
- Needs for clarifying roles and responsibilities among the Bukelectroset, AZERENERJI, and other organizations of the city

18

- Needs for implementation of existing rehabilitation programs
 - Budget for rehabilitation is sometimes used for other purposes.
- Needs for well-compiled records of data and effective use of these records
- Needs for good management of operation and maintenance to prevent accident

19

3. Measures

- Forecast energy demand
 - Explanatory variables
 - GDP growth, population growth, energy prices, income levels, etc.
- Draw a long-term investment plan and review it every year based on energy demand forecast
 - Priority of individual investments

20

- Reduce commercial loss and the number of uncollected bills
- Collaborate with Bakteploset and Bakgaz to establish the optimum energy supply and minimize necessary investments.

21

- Plan a rehabilitation and reconstruction program, as part of the long-term plan.
 - Step1: Clarify the concept of the distribution network.
 - Step2: Consider cost-effective and optimum system by distribution area.
 - Step3: Design some of the model systems.
 - Step4: Implement the program year by year based on available budget.

22

- **Do what you can do now.**

- **Measure and record the following data:**

- temperature of transformers by using ordinary thermometer
 - load current of low-voltage panels by using clamp-type current-transformer
 - insulation resistance of cables by using 500V-insulation meter
 - breakdown voltage of insulation-oil in transformers and circuit breakers by using oil-tester

23

- **Maintenance and inspection**

- Itemize necessary inspection points.
 - Clean cables, equipment, and substation facilities.
 - Mark dangerous areas.

24

JICA