

国際協力事業団  
バクー市電力部

アゼルバイジャン国

バクー市配電網改修・復興計画調査

ファイナル・レポート

要 約

平成12年12月

JICA LIBRARY



J1160933(6)

日本工営株式会社  
株式会社コーエイ総合研究所

鉦 調 資
J R
00-179

アゼルバイジャン国  
バクー市配電網改修・復興計画調査  
ファイナル・レポート  
要約  
平成12年12月  
日本工営株式会社  
株式会社コーエイ総合研究所

138  
644  
1PN  
RARY



国際協力事業団  
バクー市電力部

アゼルバイジャン国

バクー市配電網改修・復興計画調査

ファイナル・レポート

要 約

平成12年12月

日本工営株式会社  
株式会社コーエイ総合研究所



1160933 [6]

## 序 文

日本国政府は、アゼルバイジャン共和国政府の要請に基づき、同国のバクー市配電網改修・復興計画にかかる開発調査を行うことを決定し、国際協力事業団がこの調査を実施いたしました。

当事業団は、平成 11 年 8 月から平成 12 年 10 月までの間、4 回にわたり日本工営株式会社の宮川喜章氏を団長とし、日本工営株式会社および株式会社コーエイ総合研究所の団員から構成される調査団を現地に派遣しました。

調査団は、アゼルバイジャン国政府関係者と協議を行うとともに、現地調査を実施し、帰国後の国内作業を経て、ここに本報告書完成の運びとなりました。

この報告書が、バクー市配電網の状況改善および同国の経済発展に寄与するとともに、両国の友好親善の一層の発展に役立つことを願うものです。

終わりに、調査にご協力とご支援を頂いた関係者各位に対し、心から感謝申し上げます。

平成 12 年 12 月

国際協力事業団  
総裁 斉藤 邦彦



## 伝達状

国際協力事業団

総裁 斉藤 邦彦 殿

今般、アゼルバイジャン共和国におけるバクー市配電網改修・復興計画調査が終了いたしましたので、ここに最終報告書を提出いたします。

本調査は、貴事業団との契約に基づき当共同企業体が平成11年8月20日より平成13年1月30日までの17ヶ月にわたり実施してまいりました。本報告書は、バクー市の配電網の技術的・経済的に実施可能な改善策を検討し、2001年から10年間を目処とした配電網改修・復興計画調査の結果をまとめたものであります。

尚、同期間中、貴事業団を始め、外務省、通産省関係者には多大のご理解並びにご協力を賜わりお礼を申し上げます。また、アゼルバイジャン国における現地調査期間中は、バクー市役所、バクー市電力部、在アゼルバイジャン国日本大使館の貴重な助言とご協力を賜ったことを付け加えさせていただきます。

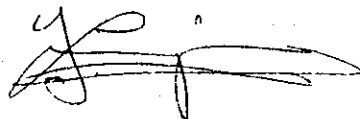
つきましては、本計画の推進に向けて、本報告書が活用されることを切望いたします。

平成12年12月

アゼルバイジャン共和国

バクー市配電網改修・復興計画調査団

総括 日本工営株式会社 宮川 喜章



アゼルバイジャン国  
バクー市配電網改修・復興計画調査

ファイナル・レポート  
要約

目次

I. 現状および問題点

1.1	序	I - 1
1.2	社会経済の概況	I - 2
1.3	電力セクターの現状	I - 4
1.4	電力会社によるバクー市への電力供給の現状	I - 5
1.5	BENによる電力供給の現状	I - 7
1.6	BENによる電力供給の問題点	I - 10

II. マスタープラン調査

2.1	バクー市の配電網開発計画	II - 1
2.2	調査対象地域の配電設備	II - 1
2.3	配電網改修・復興対象設備の特定	II - 2
2.4	配電網改修・復興のための設備計画	II - 4
2.5	配電網の改修・復興計画	II - 6
2.6	給電指令システム	II - 8
2.7	調査対象地域の電力需要予測	II - 9
2.8	実施計画および事業費積算	II - 10
2.9	経済および財務的プロジェクト評価	II - 13
2.10	設備維持管理のためのデータベース・システム	II - 14
2.11	計画実施に伴う環境問題への対応	II - 15

III. 基本設計レベル調査

3.1	優先行政地域の選定	III - 1
3.2	優先プロジェクト候補地域	III - 1
3.3	最優先プロジェクトの選定	III - 2
3.4	最優先プロジェクト対象地域における詳細調査	III - 5
3.5	基本設計対象設備の特定	III - 6
3.6	基本設計	III - 9
3.7	事業計画	III - 11
3.8	事業の効果と提言	III - 13

表

表 1.5-1	購入電力量実績.....	I - 8
表 1.5-2	需要家別の販売電力量.....	I - 9
表 1.5-3	1993 年から 1999 年にかけての BEN 需要家の地区別電力消費量.....	I - 10
表 1.6-1	販売収入および電力料金の徴収動向.....	I - 11
表 2.2-1	変電設備.....	II - 1
表 2.2-2	変圧器の平均的設備利用率.....	II - 2
表 2.2-3	高圧配電線路設備.....	II - 2
表 2.2-4	高圧配電線路の 2 回線化率.....	II - 2
表 2.3-1	改修・復興対象の地中線路長.....	II - 3
表 2.3-2	更新対象の高圧開閉機器(配電用変電所).....	II - 3
表 2.3-3	更新対象の変圧器.....	II - 4
表 2.5-1	設備される開閉機器.....	II - 6
表 2.5-2	本計画で設備する変圧器台数および容量.....	II - 7
表 2.5-3	年次別の計画実施対象設備.....	II - 8
表 2.7-1	2010 年の BEN 需要家による電力需要の予測結果.....	II - 10
表 2.8-1	期毎の改修対象設備および主要調達資機材.....	II - 10
表 2.8-2	主要な給電指令設備.....	II - 11
表 2.8-3	事業費.....	II - 13
表 2.9-1	EIRR に対する感度分析の結果.....	II - 14
表 3.3-1	最優先地域内の地域別配電設備.....	III - 2
表 3.3-2	整備対象となる地中線路.....	III - 3
表 3.3-3	優先プロジェクト費用内訳.....	III - 4
表 3.3-4	評価結果 (IRF).....	III - 5
表 3.5-1	昇圧に伴う改修対象設備 (第 I 期).....	III - 7
表 3.5-2	6 kV システムの改修対象設備 (第 II 期).....	III - 8
表 3.6-1	プロジェクト実施の組織体制.....	III - 10
表 3.7-1	配電用資機材.....	III - 11



図

図 1.3-1 コーカサス 3 国連係系統

図 1.4-1 バクー市の負荷曲線(1998 年 12 月 16 日)

図 1.5-1 BEN の月別電力購入量

図 2.6-1 自動給電指令システム

図 2.8-1(1) 2004 年までの Sabail 地区の改修・復興計画 第 I 期

図 2.8-1(2) 2004 年までの Yasamal 地区の改修・復興計画 第 I 期

図 2.8-1(3) 2004 年までの Nasimi 地区の改修・復興計画 第 I 期

図 2.8-1(4) 2004 年までの Narimanov 地区の改修・復興計画 第 I 期

図 2.8-1(5) 2004 年までの Nizami 地区の改修・復興計画 第 I 期

図 2.8-2(1) 2007 年までの Sabail 地区の改修・復興計画 第 II 期

図 2.8-2(2) 2007 年までの Yasamal 地区の改修・復興計画 第 II 期

図 2.8-2(3) 2007 年までの Nasimi 地区の改修・復興計画 第 II 期

図 2.8-2(4) 2007 年までの Narimanov 地区の改修・復興計画 第 II 期

図 2.8-2(5) 2007 年までの Nizami 地区の改修・復興計画 第 II 期

図 2.8-3(1) 2010 年までの Sabail 地区の改修・復興計画 第 III 期

図 2.8-3(2) 2010 年までの Yasamal 地区の改修・復興計画 第 III 期

図 2.8-3(3) 2010 年までの Nasimi 地区の改修・復興計画 第 III 期

図 2.8-3(4) 2010 年までの Narimanov 地区の改修・復興計画 第 III 期

図 2.8-3(5) 2010 年までの Nizami 地区の改修・復興計画 第 III 期

図 3.5-1 10 kV システムへの改修後のルート図

図 3.5-2 10 kV システムの改修・復興計画 第 I 期

図 3.5-3 最優先プロジェクト地域における改修・復興計画

図 3.5-4(1) 6 kV システムの改修・復興計画 第 II 期 (1)

図 3.5-4(2) 6 kV システムの改修・復興計画 第 II 期 (2)

図 3.7-1 作業工程計画

## 添 付

- 添付 2.2-1 敷設年代別ケーブル長
- 添付 2.3-1(1) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Sabail)
- 添付 2.3-1(2) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Yasamal)
- 添付 2.3-1(3) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Nasimi)
- 添付 2.3-1(4) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Narimanov)
- 添付 2.3-1(5) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Nizami)
- 添付 2.3-1(6) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Khatai)
- 添付 2.3-2(1) 改修・復興対象の配電用変電所(Sabail)
- 添付 2.3-2(2) 改修・復興対象の配電用変電所(Yasamal)
- 添付 2.3-2(3) 改修・復興対象の配電用変電所(Nasimi)
- 添付 2.3-2(4) 改修・復興対象の配電用変電所(Narimanov)
- 添付 2.3-2(5) 改修・復興対象の配電用変電所(Khatai)
  
- 添付 3.5-1 10 kV への昇圧計画に関わる配電用変電所(第Ⅰ期)
- 添付 3.5-2 10 kV への昇圧計画に関わる地中線路(第Ⅰ期)
- 添付 3.5-3 改修対象の配電用変電所(第Ⅱ期)
- 添付 3.5-4 改修対象の地中線路(第Ⅱ期)
- 添付 3.7-1 主要資機材

## 略語

ACSR	:	Aluminum Conductor Steel Reinforced
APHNE	:	Absheron Power and Heat Network Enterprise (Azerenerji)
AIOC	:	Azerbaijan International Operations Companies
ANB	:	Azerbaijan National Bank
Azenerji	:	AZERENERJI Joint-Stock Company
BCEP	:	Baku City Executive Power
BEN	:	Baku Electric Network
BICEX	:	Baku Interbank Currency Exchange
BKD	:	Book Keeping Department (BEN)
CB	:	Circuit Breaker
CPHNE	:	Central Power and Heat Network Enterprise (Azerenerji)
CHP	:	Combined Heat and Power (plant)
CIS	:	Commonwealth of Independent States
CLDC	:	Central Load Dispatching Center (Azerenerji)
CPI	:	Consumer Price Index
CT	:	Current Transformer
DAC	:	Development Assistance Committee
DEC	:	Department of Engineering Communication
DS	:	Disconnecting Switch
EBRD	:	European Bank for Reconstruction and Development
EIRR	:	Economic Internal Rate of Return
EML	:	Energy Meter Laboratory
ESE	:	Energy Sales Enterprise
EU	:	European Union
FDI	:	Foreign Direct Investment
FIRR	:	Financial Internal Rate of Return
FOB	:	Free on Board
FSU	:	Former Soviet Union
GDP	:	Gross Domestic Product
HDI	:	Human Development Index
IEC	:	International Electro-technical Committee
IDP	:	Internally Dispatched Person
IMF	:	International Monetary Fund
IRR	:	Internal Rate of Return
JBIC	:	Japan Bank for International Cooperation
JICA	:	Japan International Cooperation Agency

JSC BEN	:	Joint Stock Company Baku Electric Network
LDC	:	Load Dispatching Center
LF	:	Load Factor
LNO	:	Local Network Office
LRAIC	:	Long Run Average Incremental Cost
LRMC	:	Long Run Marginal Cost
LV	:	Low Voltage (400/220 V in Azerbaijan)
MV	:	Medium Voltage (35 kV, 20 kV, 10 kV and 6 kV in Azerbaijan)
NAO	:	Network Area Office (BEN)
NAP	:	New Azerbaijan Party
NPV	:	Net Present Value
NTL	:	Non-Technical Loss
O/H	:	Overhead (line)
O & M	:	Operation and Maintenance
PIP	:	Public Investment Program
PT	:	Potential Transformer
SCS	:	State Committee Statistics
SOCAR	:	State Oil Company of the Azerbaijan Republic
SLV	:	Special Laboratory Vehicle
SRIEED	:	Scientific Research Institute of Energetic and Energy Design
STF	:	Systematic Transformation Facility
TACIS	:	Technical Assistance for CIS
TFDD	:	Technical Forecast and Development Department
TL	:	Technical Loss
TRS	:	Transformer Repair Shop
TSD	:	Technical Supplement Department
U/G	:	Underground (line)
UNDP	:	United Nations Development Program
UNHCR	:	United Nations High Commissioner for Refugees
USSR	:	Union of Soviet Socialist Republics
WB	:	World Bank

## 單位

### 距離

mm	:	Millimeters
cm	:	Centimeters (10.0 mm)
m	:	Meters (100.0 cm)
km	:	Kilometers (1,000.0 m)

### 面積

cm <sup>2</sup>	:	Square-centimeters (1.0 cm x 1.0 cm)
m <sup>2</sup>	:	Square-meters (1.0 m x 1.0 m)
km <sup>2</sup>	:	Square-kilometers (1.0 km x 1.0 km)
ha	:	Hectares (10,000 m <sup>2</sup> )

### 體積

cm <sup>3</sup>	:	Cubic-centimeters (1.0 cm x 1.0 cm x 1.0 cm)
m <sup>3</sup>	:	Cubic-meters (1.0 m x 1.0 m x 1.0 m)

### 重量

g	:	grams
kg	:	kilograms (1,000 g)
ton	:	Metric ton (1,000 kg)

### 時間

sec.	:	Seconds
min.	:	Minutes (60 sec.)
hr.	:	Hours (60 min.)

### 通貨

AZM	:	Azerbaijan Manat
RR	:	Russian Rouble
US\$	:	United State Dollars
¥	:	Japanese Yen
ECU	:	Euro Currency Unit

### 電力

V	:	Volts (Joule/coulomb)
kV	:	Kilo volts (1,000 V)
A	:	Amperes (Coulomb/second)
kA	:	Kilo amperes (1,000 A)
W	:	Watts (active power) (J/s: Joule/second)
kW	:	Kilo watts (10 <sup>3</sup> W)
MW	:	Mega watts (10 <sup>6</sup> W)
GW	:	Giga watts (10 <sup>9</sup> W)
Wh	:	Watt-hours (watt x hour)
kWh	:	Kilo watt-hours (10 <sup>3</sup> Wh)
MWh	:	Mega watt-hours (10 <sup>6</sup> Wh)
GWh	:	Giga watt-hours (10 <sup>9</sup> Wh)

VA	:	Volt-amperes (apparent power)
kVA	:	Kilo volt-amperes ( $10^3$ VA)
MVA	:	Mega volt-amperes ( $10^6$ VA)
var	:	Volt-ampere reactive (reactive power)
kvar	:	Kilo volt-ampere reactive ( $10^3$ var)
Mvar	:	Mega volt-ampere reactive ( $10^6$ var)

## **I. 現状および問題点**





## I. 現状および問題点

### 1.1 序

#### (1) 調査の背景

アゼルバイジャン共和国は、1991年の旧ソ連邦の崩壊、そして独立の後、不安定な経済状況やアルメニアとの紛争などの問題を克服しつつ、マクロ経済安定化や市場経済化への移行等の本格的な経済改革に努めているが、あらゆる分野において生産基盤の旧式化・老朽化により効率的運用が阻害されている。

同国では国家電力合弁資本公司(Azerenerji Joint Stock Company : Azenerji)が、バクー、スنگアイトおよびガンジャの3都市の配電事業を除いて、同国の発送配電事業を独占的に実施している。最大の電力消費地であるバクー市の配電事業はバクー市電力部(Baku Electric Network: BEN)が中心となって実施されている。配電設備は1900年代初頭の設備も未だ残っており、資金不足のため適切な維持管理が行えず、旧式化・老朽化の度合いが大きい。1998年の配電網の損失は、購入電力量の16.8%と前年の22.5%より大幅に改善されているが、未だ非常に高い率を示している。一般家庭需要が80%(1998年)を占めるBENの需要家による電力消費量は、過去5年間の年平均増加率も11.4%という高い率を示している。

このような背景のもと、アゼルバイジャン政府は1997年12月、バクー市の配電網改修・復興計画を最優先課題として取り上げ、日本政府にマスタープランの策定を目的とした開発調査協力を要請してきた。この要請を受け、1998年10月、日本政府はプロジェクト形成調査団を、さらに、1999年3月に予備調査団を派遣し、3月17日に本格調査に係わるS/WおよびM/Mの署名交換を行った。

JICAの指名を受けた日本工営株式会社とコーエイ総合研究所が共同企業体を結成し、本調査を実施した。

#### (2) 調査の概要

本調査の主要目的は、バクー市における電力供給の安定性と信頼性の向上、コスト低減を目的として、バクー市中心部の既存電力供給システムの改修・復興計画(マスタープラン)を策定し、併せて、その中で最も重要かつ緊急性の高いプロジェクトを選定し、その基本設計レベルの調査を行うことである。

調査対象地域はバクー市の中心部を構成するSabail、Yasamal、Nasimi、Narimanov、NizamiおよびKhataiの6行政地域である。対象設備はそれら6地域内のBENが電力供給のため所有・管理している配電設備である。すなわち、電力を需要家に配電するためBENが維持・運営管理している10kV、6kVの高圧配電線、0.4kV低圧配電線、配電用変電所設備およびこれらの監視設備が直接の調査対象である。

### (3) 民営化

2000年6月14日、将来に亘って安定した電力を需要家に供給することを目的として、バクー市配電事業部門の再構築・民営化に関する大統領令が公布され、今後は Joint Stock Company BEN (JSC BEN) の設立による一部民営の配電事業運営が進められる運びとなった。大統領令により、公布以前に分離していた配電事業諸機能を再統合し、設備の計画・建設・運営および販売を行う配電事業体として再組織されることとなった。同国法務省 (Ministry of Justice) での法人登記も既に完了し、現在民営化のための入札手続きに入っている。

ここでいう民営化とは、配電運営管理 (電力供給販売、設備の維持管理、請求・料金徴収など) を民間事業者に委託するもので、JSC BEN の株式は初期段階においては全て政府が保有するとなっている。すなわち、既存配電設備は、バクー市役所より移譲され全て政府の所有となる。従って JSC BEN は政府系会社である。JSC BEN はこの民間事業者による運営管理を直接指導・管理・モニタリングする立場になると考えられる。

## 1.2 社会経済の概況

### (1) 地勢と人口

コーカサス地域の東南部に位置するアゼルバイジャンは日本の約4分の1にあたる86,600 km<sup>2</sup>の面積を有する。首都はバクーでありカスピ海に突きでるアプシェロン半島に位置する。石油、天然ガス、鉱石および肥沃な土地等、様々な天然資源に恵まれており、歴史的にも古くから重要な産油地域の一つである。

アゼルバイジャンの人口は2000年1月現在、約800万と推定されている。1995年から1999年間の平均年間増加率は0.95%であった。1999年1月現在の都市部人口は約410万であり、全体の51.7%を占める。アゼルバイジャンにはアルメニアとの紛争による大量の避難民 (国内で住居を失った避難民 (IDP) を含む) が報告されている。避難民の総数については、国連開発計画 (UNDP) と国家統計委員会 (SCS) がそれぞれ約100万人、79万人と推定しており、全人口の10~13%の高い比率を占める。

調査対象地域であるバクー市は大陸性気候の特徴を有しており、雨量の少ない乾燥した気候条件にある。バクー市の最低気温は1月に-13℃、最高気温は7月に41℃を記録している。

### (2) 経済概況

1999年の名目GDPは16.4兆AZM (40億US\$) で、一人当たりの名目GDPは206万AZM (496US\$) であった。1996年に始まった実質的な経済成長は加速傾向にある。1996年から1999年の期間における実質年間平均成長率は6.1%であった。しかし、1999年のGDP実績は実質レベルで見るとようやく1993年の86%程度に回復した程度であり、独立後の経済の落込みが非常に激しかったことが伺える。

1996年以來の経済成長の源は石油部門への外国直接投資 (FDI) の拡大である。これが建設業、商業

を中心とするサービス業、交通部門における需要を喚起している。伝統的に重要である農業生産は、天候不順による1997年の生産低下を除いて、長年安定して推移している。石油生産、精製加工が進むにつれ、政府はその波及効果が多分野にわたる産業部門に均等に浸透することを望んでいる。

しかしながら、工業および製造業部門は現在もなお深刻である。旧ソ連時代、アゼルバイジャンは石油関連機器製造、石油化学、家庭電気器具製造、アルミニウム生産等の工業生産において重要な役割を担っていた。1990年代前半に急激に低下した工業生産高(1991年から1995年の間に70%の低下)は、ようやく1997年になって前年比0.3%の増加を記録したに留まっている。

1996年、アゼルバイジャンは独立後初めて、最初の総合的公共投資計画(PIP)を策定した。PIPは向こう3年間を対象とし、毎年見直しされることになっている。現在実施中のPIPは対象年次が1998~2000年のものであり、外国投資促進に資する経済基盤インフラへの整備改修および現行の財政政策との整合性に重点を置いている。特にエネルギー、水資源および灌漑そして交通輸送部門に重点が置かれている。以上の部門全てにおいて、関連既存施設の改修復興事業が投資の中心となっている。

### (3) 電力部門の開発政策

アゼルバイジャン政府の電力部門についての方針は、低価格の維持、電力事業の効率的運用およびエネルギーの効率的利用である。これらを達成するために、低価格化、効率的運営および競争促進を目的とした民間企業の電力部門への参入促進、Azenerjiの財務的独立性確保、民間投資促進のための市場条件・法制度および環境整備、既存施設の修理・取り替えに対する優先付け、電力市場の自由化推進、消費者の意識改革、発電用燃料消費の削減、送配電損失の削減を通じた電力部門の効率性向上等の項目を掲げている。

### (4) バクー市の概況

アゼルバイジャンの首都であるバクー市は政治、文化、経済の中心であり、国際的諸活動は大部分がバクー市を経由して行われる。地理的には、カスピ海の西岸から突き出しているアブシェロン半島の大部分を占める。

1998年におけるバクー市の人口は179万人と報告されている。政府関係者の間では、バクー市の人口は実際には250万人から300万人程度との見方が広まっているようであるが、はっきりした根拠がある訳ではなく、確認を取る手段もないのが現状である。過去10年間バクー市の人口は4.8%、年率に換算すると0.5%/年の増加率を示した。調査対象地域では逆に109万人から101万人へと人口が減少した。

調査対象地域は全市人口の57%を占めるが、面積においては6%でしかなく、結果として人口密度は調査対象地域が7,800人/km<sup>2</sup>に対して郊外部が386人/km<sup>2</sup>と大きな開きがある。調査対象地域内では、Nasimi地区とYasamal地区の人口密度が際立って高い。難民は約9万人、IDPは約13万人、合計で約22万人の難民・IDPがバクー市に居住しており、市の全人口の12%に相当する。調査対象地域に居住する難民は市全体の61%、IDPが46%である。

バクー市の工業生産において、調査対象地域6地域が全市生産額の63%を占める。特にSabail(20%)、Nizami(16%)およびKhatai(19%)の比重が高い。投資の大部分は、Sabail 地区に集中している。建設関連投資額の全種投資額に対する比率は、全市で52%、調査対象地域で56%といずれも半分強を占めた。これは、現在石油関連の産業活動が当地区に集中しているためと考えられる。

### 1.3 電力セクターの現状

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。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 よりそれぞれの都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、これらの地域の配電設備は2重構造となっている。

#### (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、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。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。

#### (2) 送変電設備

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。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いる。同国の送電系統は、500 kVが694回線・km、330 kVが1,025回線・km、220 kVが1,210回線・kmおよび110kVが4,770回線・kmで構成されている。コーカサス系統を図1.3-1に示す。

変電所は、500 kVが1箇所、330 kVが5箇所、220 kVが8箇所、110 kVが175箇所であり、同国の需要家への電力供給は110 kV変電所から35 kV、20 kV、10 kVおよび6 kV配電線を介してなされている。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) 配電設備

高圧配電網は35 kV、20 kV、10 kVおよび6 kVで構成されており、低圧配電網は380/220 Vである。線路の長さは、35 kVが6,300 km、10-6 kVが38,100 km、低圧が58,600 kmで、変電所は、35 kV:620箇所、20-6 kV:17,500箇所である。なお、この数値にはバクー、スング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。

#### (4) 電力の需給

同国の 1999 年の Nakhichevan 共和国を含む最大電力は 3,536MW であり、同期間中の発生電力量 18,064 GWh、隣国からの輸入量 752 GWh であった。また、販売電力量は 15,003 GWh で、そのうち 3 都市への卸売りは 4,506 GWh(全消費の 30%) であった。需要家別の電力消費は、家庭用が圧倒的に多く、卸売りと家庭用を合わせた需要は全消費の 71%を占めている。反面、工場需要は全体の僅か 13%で、1994 年の半分以下にまで落ち込んでいる。損失は、同国に投入された電力量ベースで、所内消費率 5.4%、送配電損失率 14.8%、合計 20.2%(1999)である。なお、この数値には、3 都市の配電損失(1998 年、5.6%)は含まれていない。

#### (5) 電気料金

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単純なものである。しかし、卸売り電力の単位料金は 72 マナト、家庭用 80 マナトと低く、商業 340 マナト、非産業 265 マナトと需要家グループ間の政策的な大幅な補填が見受けられる。2000 年 7 月 1 日にこの電気料金が改定され、卸売り・家庭用を除いたグループの電気料金は、一率 130 マナトに変更されている。電力事業を営むうえで、損失と共に問題となっているのは、電気料金の徴収率が低いことである。1999 年の料金徴収実績は 32.4%と非常に低いものであった。その原因の最も大きいものは、電力小売り事業者の料金支払いパフォーマンスの低さにある(12.9%)。

#### (6) 開発計画

Azenerji は 1995 年に TACIS の一環として電源拡充計画を策定し、さらに、「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。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いるとのことであった。

### 1.4 電力会社によるバクー市への電力供給の現状

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電力を供給する一方、110 kV および 35 kV 変電所で 10 kV、6 kV に降圧し BEN に電力を卸売っている。

#### (1) Azenerji の組織

BEN が電力供給を管轄する地域は Absheron 半島のスングァイト市を除く部分であり、Azenerji の 2 支店がその地域の送変配電設備の運用・維持管理、電力販売事業を行っている。

#### (2) 送変電設備

500 kV から 110 kV の総線路長は 1,404 km であり、全て架空線である。変電所は 41 ヶ所あり、変圧器

は、同市の電力供給の主体である 110 kV(2,557 MVA)を含み、総容量 5,103 MVA である。

### (3) 配電設備

Azenerji の高圧配電系統は 35 kV、20 kV、10 kV および 6 kV で構成されており、バクー市への電力卸売りだけでなく、工場を中心とする需要家にも電力を供給している。高圧配電線路の長さは 1,075 km あり、そのうち 135 km (12.5 %) が地中線路で、残りは架空線路である。35 kV から 10-6 kV に降圧するための変圧器が最も多く、その容量は 1,617 MVA であり、その他の電圧の変圧器容量は 259 MVA である。

### (4) 最大電力および負荷曲線

1998 年冬季の日負荷曲線を、当該地区に 220 kV 送電線を介して供給される電力、110 kV 送電線を介してスムガイ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した。その結果を図 1.4-1 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。また、同じ計測点の通過電力量および発電所群の発生電力量から、1998 年のバクー市への総電力供給量は 5,470 GWh であり、年負荷率は 63.1%と算定された。

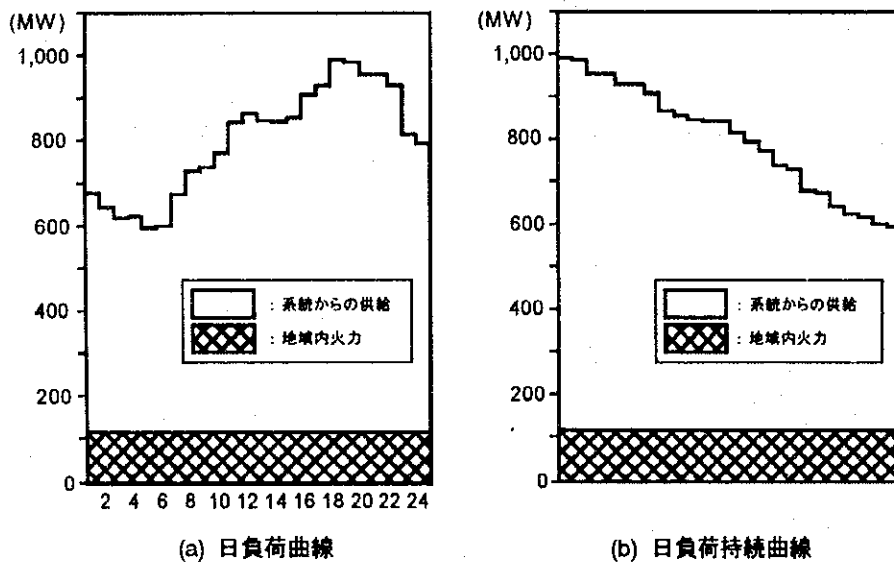


図1.4-1 バクー市の負荷曲線(1998年12月16日)

### (5) 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) 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、ピーク発生時間の違い、暖房による季節変動の影響などの要素を考慮して、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)。

## (6) 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であった。BENへの卸売り電力量の年増加率は高い値を示しているが、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。

## (7) 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。

## (8) 需要家数

1998年の需要家数は596で、そのうち62.8%は工場需要家、次いで非工業11.4%、商業10.6%となっている。「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を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。

## (10) 電力販売収入および料金徴収

Azenerjiのバクー市における電気料金の1998年度の徴収率は49.5%、1999年度は50.1%とかなり低い。後述するバクー市のそれと比較するとかなり良い。電気料金グループ別に見ると、工業部門は経済活動の低迷にも関わらず約73%と高いが、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。

## 1.5 BENによる電力供給の現状

バクー市による電力供給はBENにより実施されている。本調査の事前および予備調査団訪問時のBENは、その組織内に配電事業に係る一切の機能を有しており、総合的に配電事業に対する責任を有していた。しかしながら1999年5月、BENとその上位管轄機関である基盤整備局(DEC)に対して大幅な組織改正が実施され、BENの役割は、10 kV・6 kVおよび低圧配電設備の運用・維持管理に限定されている。

### (1) 高圧配電線路

BENが管理している高圧地中線路は1,448 km、架空線路は732 kmである。大部分の地中ケーブルは、直接埋設されている。高圧配電系統構成は、一部の個所で放射状方式が採用されているが、ほとんどの箇所ではループ方式が採用されている。10 kV系統では、供給信頼度を確保するために、2回線構成となっている個所が多いが、6 kV系統ではAzenerjiの変電所からのフィーダーを除いて、1回線構成が多い。

(2) 配電用変電所

現在調査対象地域内に設置されている配電用変電所は、設置形態別に、(i) 地上設置タイプ(独立型・建物密着型)、(ii) 建物内(借室)設置タイプ、(iii) キュービクルタイプの3タイプに分類される。これらの3タイプの調査対象地域内における比率はそれぞれ69.6%、7.3%および23.1%である。1999年1月現在、BENの管轄下にある配電用変電所は2,281個所あり、その変圧器は3,166台およびその総容量は1,360MVAである。線路の保護用の遮断器として未だ一部にタンク型油遮断器(Bulk Oil Type)が使用されており、それ以外は全て小油量型遮断器(Minimum Oil Content Type)である。

(3) 低圧配電線路

低圧配電線路は、架空、地中ケーブルおよび屋側ケーブルの3タイプに分類できる。ケーブルにはアルミ導体および銅導体を使用されている。架空電線路には裸線が一般的に使用されている。

(4) 給電指令設備

BENの中央給電指令所はその本部事務所の最上階にあり、表示板、給電指令員卓、コンピューター、通信設備で構成されている。表示板上のスイッチの裏面配線は全て接続されていないため、制御卓から表示板を介した配電網の制御はできず、開閉機器の状態表示の変更は給電指令員が手動で行っている。コンピュータは、オフラインで各変電所および配電用変電所や配電線路の設備維持管理データの保存・管理に使用されている。給電指令員卓には専用回線電話があり、卓上のスイッチ操作で必要な箇所に直接電話でき、一般の電話回線網にも接続可能である。

(5) バクー市への電力供給

行政地域毎に電気料金徴収のための支店が開設されており、購入電力量は支店単位で集計されている。しかし、市の中心部に対しては、当該地域に対する合計しか購入電力量の記録が存在しない。過去6年間の地域別の購入電力量実績を表1.5-1に示す。需要の特徴は、暖房需要のため冬季の電力消費が大幅に増加し、夏季の2倍程度となることである。月別の購入電力量の推移を図1.5-1に示す。

表1.5-1 購入電力量実績

地域	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	増加率 (1993-99%/年)
市地域	1,248.1	1,255.3	1,213.9	1,389.2	1,515.0	1,680.1	1,773.3	6.00%
Nizami	134.8	146.8	143.7	161.5	191	210.9	213.4	8.00%
Khatai	218.5	223.7	221.9	245.6	261.8	311.5	356.1	8.50%
その他	658.3	719.2	718.0	849.4	980.4	1,163.9	1,274.2	11.60%
合計	2,259.6	2,345.1	2,297.5	2,645.7	2,948.2	3,366.4	3,617.0	8.20%



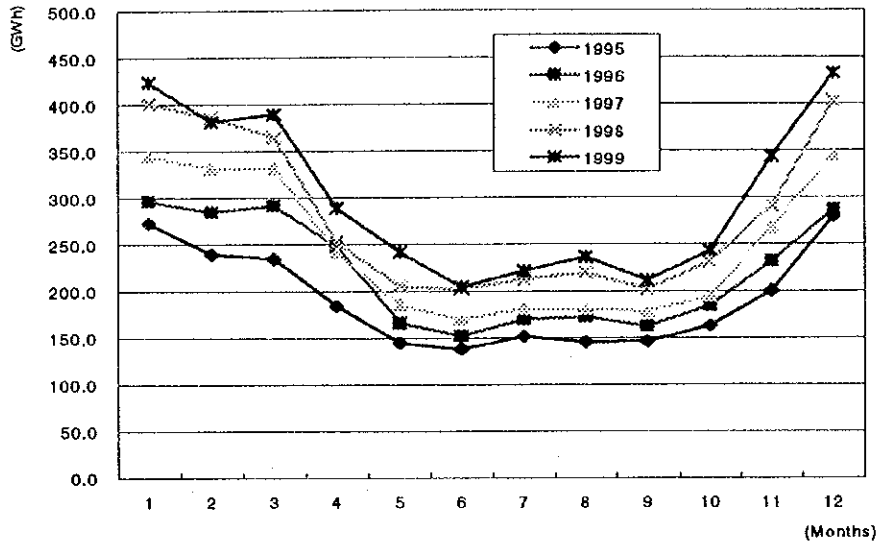


図1.5-1 BENの月別購入電力量

(6) BENの需要家による電力消費:

BENの需要家による電力消費量を表1.5-2に示す。1995年から1999年にかけて、家庭消費が年平均21.6%/年、商業用消費が同23.2%/年と特に増加が著しく、消費量の大きさから、家庭消費の伸びが全体の伸びを牽引した。家庭消費の急増は、所得上昇による電気製品の普及が原因である。また、冬季暖房用熱供給施設のサービス低下により、暖房用の電力需要が特に大きく増加したことが一因でもある。

表1.5-2 需要家別の販売電力量

分類	販売量 (GWh)			変化率 (%/年)	
	1995	1998	1999	1995-98	1998-99
家庭	1,101.5	2,247.8	2,455.3	26.8	9.2
工業	180.3	157.3	130.5	-4.4	-17.0
非工業	345.6	285.9	304.3	-6.1	6.4
その他	77.5	119.0	111.5	15.4	-6.3
合計	1,704.9	2,802.5	3,001.7	18.0	7.1
損失 (GWh)	592.6	563.9	615.3	-1.6	9.1
(%)	25.8	16.8	17.0	-	-

(7) 地区別のBEN需要家による電力消費量

表1.5-3に需要家による地区別電力消費量の推移を示す。1997年までNasimi地区はYasamal、SabailおよびNarimanovの事務所によりカバーされていたが、1998年5月にNasimi事務所が開設された。表において「検査」とは、前述の「市街地」地域における政府・軍・警察機関の特に重要な施設への電力供給を管理している組織である。

表 1.5-3 1993年から1999年にかけてのBEN需要家の地区別電力消費量 (単位: GWh)

地区	販売電力量 (GWh)				変化率 (%/年)		
	1993	1997	1998	1999	1993-97	1997-98	1998-99
調査対象地域	747.9	1,191.3	1,407.6	1,450.2	12.3	18.2	3.0
Sabail	174.0	263.9	250.3	212.2	11.0	-	-15.2
Yasamal	129.6	252.9	278.2	249.6	18.2	-	-10.3
Nasimi	-	-	151.5	250.7	-	-	65.5
Narimanov	153.5	284.0	271.3	234.2	16.6	-	-13.7
Nizami	111.4	164.8	186.1	195.5	10.3	-	5.1
Khatai	179.3	225.8	270.2	308.0	5.9	-	14.0
調査対象地域外	567.4	916.3	1,220.2	1,398.1	12.7	33.2	14.6
検査	322.1	177.3	174.7	153.4	-13.9	-1.5	-12.2
合計	1,637.4	2,284.9	2,802.5	3,001.7	8.7	22.7	7.1

## 1.6 BENの電力供給の問題点

### (1) 設備の旧式化および老朽化

BENの運営する配電設備の最も深刻な問題は、変圧器・開閉機器などの変電設備の旧式化・老朽化であり、ケーブルなどの絶縁物の老朽化・劣化である。

#### (a) 地中ケーブル

高圧配電線は調査対象地域内に約 900 km あり、その内地中ケーブルは 840 km と高圧配電線の 93% を占めている。一部に 1900 年代初期に敷設されたケーブルが未だに使用されている。経年劣化による絶縁破壊、過負荷による損傷、ジョイント部の施工不良等の地中線事故による事故停止が、1998 年にはバクー市全体で 2,880 回も発生している。

#### (b) 変電設備

変圧器は 2,961 台設置されていたが、その約 34% に当たる 1,000 台が使用年数 25 年以上を経過していると報告されている。変圧器修理工場で調査した結果、配電用変圧器の修理台数の 51% は巻線の何らかの故障によるもので、巻線の絶縁物の経年劣化、電力需要増による過負荷運転などが原因と考えられる。次いで変圧器に水が浸透し事故に発展するケースが多いが、これは変圧器の防水パッキンの経年劣化が原因と考えられる。

遮断器は、一部に旧式のタンク型が残っており、残りは全て小油量型である。この種の遮断器は電気的性能は優れているが、絶縁油の交換・劣化管理が必要なため維持管理が煩雑であり、火災も多い。

### (2) 必要設備の欠落

現地調査の結果、BEN の配電設備には正常なシステム運用にとって必要な設備が欠落していることが判明した。例えば、開閉機器の不足から、開閉機盤に複数回線が接続されていたり、変圧器を保護するための電力フューズ部分が銅線で短絡されている。

変圧器回路に電流計が設備されていても、そのほとんどが満足に機能していないうえ、それ以外の計器が設備されていない。従って、システムの運用状態の把握が困難であり、変圧器の過負荷運転や地中ケーブル損傷の一因ともなっている。

### (3) 補修用予備機材および予備品の不足

過負荷による変圧器の損壊を防止するため、その1次側に電力フューズが設備されているが、予備品の不足により、その両端子を電線で直結している個所が多く認められた。また、低圧分電盤の低圧フューズ付スイッチのほとんどが、フューズの代わりに電線が使用されていた。これらが、変圧器・低圧ケーブルの損傷の原因となっている。

### (4) 不適切な施工・保守

高・低圧線が手巻き接続されていたり、絶縁テープが剥がれて充電部が露出している個所が多く見受けられた。これらは保守員の人身事故につながる恐れがある。

### (5) 電力損失

大きな問題の一つは電力損失がかなり高いレベルにあることである。1999年度の損失率は17%であった。この高い損失は、技術損失の他、かなりの部分を非技術的損失が占めるものと考えられる。技術的損失はハードの問題であり、その低減には多大な設備投資を必要とする。一方、非技術的損失は検針・料金請求・徴収管理などの制度上の問題が原因であり、少ない投資で低減可能であるので、早急に改善すべきである。

### (6) 電力料金の徴収

損失以上に問題であるのは、電気料金徴収率が非常に低いことである。1995年から1999年にかけての電気料金請求額および徴収の実績を表1.6-1に示す。表から分かるように、徴収率は30%前後で推移し、年間未徴収額は平均で月額販売収入の約8ヶ月分に相当する。

表1.6-1 販売収入および電力料金の徴収動向

	(単位)	1995	1996	1997	1998	1999
販売電力量	(GWh)	1,704.9	2,008.2	2,284.9	2,802.5	3,001.7
請求金額	(百万 AZM)	137,999.6	158,989.1	212,102.3	276,553.4	272,289.9
徴収額	(百万 AZM)	44,254.9	54,487.1	78,339.3	77,041.1	76,866.4
徴収比率	(%)	32.1	34.3	36.9	27.9	28.2

(出所: BEN/ESE)

### (7) BENの財務状況

BENの財務状況は悪化傾向にある。悪化した財務状況の主な要因として、(i) 消費電力量の80%が家庭用であり、平均的な小売単価が低く、購入原価との差が小さい、(ii) 避難民や料金支払いが免除された需要家への電力供給が増加している、(iii) 電気料金の徴収率が非常に低いことなどである。



## II. マスタープラン調査



## II. マスタープラン調査

### 2.1 バクー市の配電網開発計画

バクー市の配電網に対する開発計画が現在2種類存在する。その1つは旧ソ連時代の1989年に策定されたバクー市中心部の送配電網強化に関する中・長期開発計画であり、他はこの中・長期計画を基にBENがその対象地域を更に絞って策定した1996年から1998年までの3ヶ年計画である。

1989年に策定された計画は、2005年までの需要予測を基に、バクー市中心部の供給信頼度の向上と損失の低減を目的として、送電網の強化と6kV配電系統の10kVへの昇圧に主眼をおいた計画となっている。

3ヶ年計画の総費用は2,327億AZM(60.1百万ドル)であり、老朽化の著しい設備の改修および取替えに重点を置いている。この整備計画に基づき、BENは配電設備の整備を部分的に実施している。すなわち、政府資金は約90億AZMが民営化ファンドから拠出されただけで、自己資金の充当を主体とした整備が続けてきており、1996年から現在まで約372.4億AZM(計画の16%)が支出されただけである。

### 2.2 調査対象地域の配電設備

配電網改修・復興マスタープラン策定には、配電網を構成する既存設備の詳細を把握することが重要である。本調査では、配電用変電所および高圧配電線路について詳細な調査を実施し、以後の解析・検討が容易に行えるように、それら調査結果をデータベース化した。調査対象地域内の既存の配電設備は以下の通りである。

#### (1) 配電用変電所

調査対象地域別の配電設備を表2.2-1に示す。BEN全体の配電用変電所数で48%、変圧器容量で65%が調査対象地域内に設置されている。また、調査対象地域内に設置されている変圧器の設備利用率の平均は47.8%であり、その地域別の数値を表2.2-2に示す。

表2.2-1 変電設備

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total
配電用変電所数	149	247	215	182	111	197	1,101
変圧器台数	229	401	350	279	177	314	1,750
変圧器容量(MVA)	112.1	207.2	168.8	134.4	87.0	171.4	880.9
MV開閉機器数	813	1,492	1,311	965	627	1,015	6,223

表2.2-2 変圧器の平均的設備利用率

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total
需要 (GWh)	280.2	322.8	321.7	304.8	223.6	371.3	1,824.4
ピーク電力 (MW)	58.2	67.0	66.8	63.3	46.4	77.1	378.7
設備利用率 (%)	57.6	35.9	43.9	52.3	59.3	50.0	47.8

(2) 高圧配電線路

調査対象地域別の高圧配電線路設備を表 2.2-3 に、電圧別の 2 回線化率を表 2.2-4 に示す。また、敷設年代別の地中線路長を添付 2.2-1 に示す。6 kV 系統は原則的に 1 回線で開発・拡張がなされてきたため、現在に至るまでそのほとんどが 1 回線構成で、2 回線化率は非常に低い。一方、10 kV 系統は信頼性を重視し、原則的に 2 回線を標準としていることが伺える。Khatai 地区の本格的な電化は比較的遅く、当初から 10 kV システムを適用したため 2 回線の区間が多い。その他の地域でも 10 kV の線路が広く敷設されているが、10 kV システムを導入する際に既存の 6 kV システムの設備をそのまま流用したものが多いため、10 kV 系統の 2 回線化率は低くなっている。

表2.2-3 高圧配電線路設備

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total
配電線路数	218	340	296	240	149	150	1,393
回線数	260	420	344	273	182	247	1,722
ケーブル接続数	123	149	178	168	35	31	684
線路長 (km)	96.03	162.56	122.19	114.98	80.87	81.30	654.93
ケーブル長 (km)	120.50	206.90	146.20	109.56	100.61	124.17	827.94

表2.2-4 高圧配電線路の2回線化率(%)

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total
6 kV 線路	5.4	8.9	7.5	4.4	50.0	31.3	7.4
10 kV 線路	47.9	48.4	38.6	32.5	21.8	68.7	42.6
合計	19.3	23.5	16.2	13.8	22.1	64.7	23.6

2.3 配電網改修・復興計画対象設備の特定

調査対象地域は、面積的に約 130 km<sup>2</sup> と比較的狭いが、配電網を構成する設備数が多いため、基準を設定して改修・復興の対象となる設備の特定を行った。

(1) 高圧地中線路

高圧配電線路のほとんどが地中線路であり、架空線路は調査対象地域内でも郊外の極一部にしか敷設されていない。改修・復興計画の対象となる地中線路は、以下の項目について検証し選定した。なお、選定された線路の中での優先順位は、以下に記述してある順位およびケーブルの敷設年代に従った。

- (a) 1960 年までに敷設されたケーブルを持つ線路



- (b) ケーブルが2箇所以上接続されている線路
- (c) 10 kV 系統に 6 kV ケーブルが使用されている線路

上記選定基準に基づいて選定した改修対象地中線路は、表 2.3-1 に、地区別の詳細を添付 2.3-1(1)～(6)に示す。バクー市の地中配電線路のうち最も古いものは、Sabail 地区の3区間 1,413 m で、1900年の敷設である。次いで、1910年代に敷設されたケーブルで、Sabail 地区に7区間 4,160 m、Nasimi 地区に7区間 3,356 m が未だ残っている。

表2.3-1 改修・復興対象の地中線路長 (km)

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total
(a) 1960年以前の敷設	38.21	45.33	44.08	42.40	5.40	1.81	177.23
(b) 2箇所以上の接続	7.62	8.88	10.97	6.67	3.21	4.57	41.92
(c) 6kVケーブル使用	-	1.58	1.62	3.23	7.36	-	13.79
小計	45.83	55.79	56.67	52.20	15.96	6.38	232.94
既存に対する比率(%)	47.7	34.9	46.4	45.5	19.8	7.8	35.6

(2) 高圧開閉機器

既存の遮断器は、一部にタンク型油遮断器 (Bulk-oil type) が未だ使用されているが、残りの全てが小油量型の遮断器である。タンク型から小油量型への切替えも配電用変電所単位でなく、故障した遮断器を適宜交換するという形で段階的に更新されてきており、年代を含めてその履歴がほとんど不明な状況にある。そのため、改修・復興の対象となる高圧開閉機器の特定をその設置年代に基づいて実施することが出来ないで、以下の2項目について検証し選定した。なお、配電用変電所改修の優先順位は、接続されている地中線の敷設年に準じて決定した。

- (a) バルク・オイル型の遮断器が使用されている配電用変電所の開閉設備
- (b) 1960年までに敷設された地中線路に接続され、かつ1970年以前に建設された配電用変電所の開閉設備

以上の基準で選定された改修対象となる高圧開閉機器を有する配電用変電所を、表 2.3-2 に、その詳細を添付 2.3-2(1)～(5)に示す。表から明らかなように、Khatai 地区では配電網が構築された年代が他の地域に比較して遅かったため、該当する配電用変電所はない。

表2.3-2 更新対象の高圧開閉機器(配電用変電所)

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total
バルク・オイル型遮断器を有する配電用変電所数	16	12	10	2	-	-	40
1960年以前敷設の地中線の接続している変電所数	34	67	59	52	10	-	222
合計	50	79	69	54	10	-	262
既設変電所に対する比率(%)	33.6	32.0	32.1	29.7	9.0	0.0	23.8

(3) 変圧器

1998年の1年間に328台の変圧器(既存変圧器の10.4%)が修理工場に持ち込まれ、検査・修理が実施された。その故障原因として、絶縁不良が最も多く、37.8%を占めていたが、これには巻線の全面取替えをせずにそのコイルの一部の補修で済んだものも含まれている。廃棄処分されたものが8.5%、損焼による全面的な補修も6.4%あり、かなり大幅な補修を要する故障が多く、過負荷による故障だけでなく、老朽化の進展も伺える結果となっている。しかしながら、個々の変圧器の購入・設置・事故・補修の履歴が整備されていないため、経過年数による変圧器の特定が困難である。従って、改修の対象となる変圧器の台数・容量は、改修対象となる高圧開閉機器が設置されている配電用変電所に設置されている変圧器より想定した。その概要を表2.3-3に示す。

表2.3-3 更新対象の変圧器

	台数	容量 (kVA)
20 - 400 kVA	219	75,495
560 - 630 kVA	149	92,190
750 - 1000 kVA	6	5,750
合計	374	173,435

(4) 低圧回路

改修対象となる低圧回路を構成する低圧開閉機器および低圧線路は、変圧器と同様、改修の対象となる高圧開閉機器を有する配電用変電所のみを対象とした。また、低圧電線路および需要家に設置される電力量計の数量の特定は、平均的な敷設数をもって推定した。

2.4 配電網改修・復興のための設備計画

(1) 系統電圧の6 kV から 10 kV への切替

系統電圧を6 kV から 10 kV に昇圧した場合、同じケーブル・サイズで送電容量が約2.5倍に増加する。特に、調査対象地域はバクー市の中心地であり需要密度が高く、将来の需要増への対応と損失低減を図る意味から、10 kV 系統へ早い時期の切替えが望ましい。しかし、その為には同時に電力を供給している110 kV または 35 kV 変電所の変圧器の交換・増容量、開閉機器の更新が必要となる。本マスタープランでは、それらの系統が調査対象に入っていないため、本計画に組み入れることが困難である。従って、6 kV 系統の10 kV への昇圧は考慮していない。

(2) 高圧地中線路

電源線を除く6 kV 系統は1回線の線路が多いが、10 kV 系統は原則的に2回線による系統の構築を目指した建設が進められてきた。そのため、10 kV 系統の方が6 kV のそれより供給信頼度の高いものとなっている。日本でも、都市中心部の需要密度の高い地域では地中配電方式が採用されており、高圧配電線路の構成もスポット・ネットワーク方式と呼ばれる3回線か、本線予備選方式と呼ばれる2回線を基本とした方式が一般的である。従って、本計画でも2回線構成の系統を基本とした。

また、改修の対象となっている地中線のほとんどは 6 kV システムであるが、近い将来、需要の増加に合わせて部分的に 10 kV への昇圧の必要性が出てくる可能性が大きい。その場合、改めてケーブルを更新することは、工事に伴い周辺住民や道路交通に多大な影響を与えるだけでなく、その建設コストも高い。従って、新規に敷設するケーブルは全て 10 kV 仕様のものでした。

### (3) 高圧開閉機器

既存の高圧配電システムの系統構成は、線路を配電用変電所に直接引込む方式である。しかし、コスト低減のため、線路の電源側の 1 端にのみ高価な保護用の遮断器を設置し、受電端は安価な断路器を設置している。採用すべき系統構成について BEN と協議したが、BEN はケーブルの接続個所のトラブルによる事故を多く経験してきており、経済的であってもケーブル接続数の増加する方式の現時点での採用には消極的であった。従って、現在 BEN で採用されている系統構成を採用することとした。すなわち、故障の検出および故障個所の系統からの切り離しを線路の送電端に設置した保護用の遮断器で行い、受電端には負荷電流を遮断する機能を持った、遠隔操作も可能な、負荷開閉器を採用した。

### (4) 変圧器

変圧器は現在採用している油入変圧器を標準とするが、建物密着型、借室型およびキュービクル型の配電用変電所に対しては、変圧器の火災およびその有毒ガスから住民を守るため、モールド型乾式変圧器を採用した。また、変圧器の容量は 400 kVA、630 kVA および 1,000 kVA の 3 種類とした。

### (5) 配電用変電所建屋の改造

配電用変電所建屋は、タンク型油遮断器または小油量型遮断器のサイズをベースに、特に 6 kV システムは 1 回線を基本として、設計されているため、2 回線構成を基本とした開閉機器の設置は困難なものが多い。さらに、開閉器室は、最近開発されてきているコンパクトな真空型または SF6 ガス型の開閉器盤を採用したとしても狭すぎる。そのうえ、調査対象地域は市街地であり、公園や緑地帯内に設置された配電用変電所を除いて、代替え地の確保・建屋の拡張が困難なものが多い。

しかし、最も数の多い独立建屋型の多くが、各機器室の隔壁の変更を行えば、既存の建屋を拡張しなくても利用可能なことが判明した。一方、独立型でも敷地の都合で他の建物に密着して建てられた配電用変電所の一部や他の建物の一部を間借りしている配電用変電所では、設置するためのスペースの確保が困難である。これらの配電用変電所に対しては、1 回線のみを引込むなど、系統構成の変更を含め、詳細設計段階で決定する必要がある。

### (6) 低圧開閉機器

既存の系統では、変圧器毎に低圧配電盤が設置されており、本計画でも同様のシステム構成とする。低圧配電盤から引出される標準的なフィーダー数を 8 本とし、キュービクル・タイプの配電用変電所では 6 本とした。

## 2.5 配電網の改修・復興計画

### 2.5.1 調達すべき機器・材料

#### (1) 地中線路用材料

改修対象地中配電線路のセクション数469に対し、回線総数は485となっている。すなわち、2回線化率は3.4%と非常に低い。改修対象の系統の供給信頼度を既存の10kVシステムに同等またはそれ以上に高めるため、原則として全て2回線構成として改修計画を策定した結果、493.6kmのケーブルの調達が必要となった。調達するケーブルとして、損失の低減も考慮して、アルミ導体の6/10(12)kV架橋ポリエチレン絶縁(XLPE)ビニールシースケーブルの3x240mm<sup>2</sup>および3x150mm<sup>2</sup>を採用した。前者は系統の幹線部分およびループを構成している線路に適用し、後者は枝線に適用する。また、事業規模を決定するために、それらの調達比率をそれぞれ70%および30%と仮定した。ドラム当たりのケーブル長は、グルジアからの陸上輸送、混雑した市街地でのケーブル敷設を考慮して、前者を400m、後者を500mとして付属品の数量を決定した。

#### (2) 高圧開閉機器

改修対象の高圧開閉機器として、以下の開閉機器盤を考慮した。なお、配電線路用の遮断器・開閉器およびブス・タイ用の開閉器は、将来自動給電指令システムの採用を見越して、電動化されたものを採用する。なお、送電フィーダーおよび変圧器回路に、線路保護・計測用の計器用変流器(CT)を設備する。

- (a) 送電端: SF6ガスまたは真空型遮断器(630A定格)、方向地絡電流継電器搭載
- (b) 受電端: SF6ガス型負荷開閉器(630A定格)
- (c) ブス・タイ: SF6ガス型負荷開閉器(2000A定格)
- (d) 計器用変圧器回路: 計器用変圧器および電圧計
- (e) 変圧器回路: SF6ガス型負荷開閉器および電力フェーズ

原則として、2回線の配電線路を各配電用変電所に接続するが、既存の配電用変電所ではその建屋が狭く、2回線化に対応した開閉器盤を設置することが困難なものが多い。設備計画では、これらの配電用変電所の一部に対しては、平行2回線のうち1回線のみを接続することとした。以上を基に想定した改修対象の開閉器盤の総数は以下の通りである。

表2.5-1 設備される開閉機器

種類	盤数
遮断器盤	877
負荷開閉器盤	877
ブス・タイ	201
計器用変圧器盤	402
変圧器盤	374

### (3) 変圧器

改修対象変圧器の単機容量は、20 kVA から 1000 kVA の 11 種類ある。これらの変圧器の容量をそのまま更新するのではなく、1000 kVA、630 kVA および 400 kVA の 3 種類に限定し、かつ需要の増加および供給信頼度を考慮して調達すべき容量を決定した。調査対象地域の今後 10 年間の需要増加率は 15.7% である。一方、調査対象地域の配電用変電所に設置されている変圧器の標準台数は 2 台であるので、N-1 基準にもとづく供給信頼度を維持するためには、変圧器の設備利用率を 50% 以下に抑制することが望ましい。本計画では、これらを考慮して表 2.5-2 に示すように計画した。

表2.5-2 本計画で設備する変圧器台数および容量

	1000 kVA	630 kVA	400 kVA	容量(MVA)
本計画で調達する変圧器	36	196	142	216.3

改修対象の配電用変電所 262ヶ所のうち、建物密着型は 26ヶ所、借室型は 57ヶ所およびキュービクル型は 13ヶ所あり、これらの配電用変電所に対しては、近隣住民を変圧器の火災およびその有毒ガスから守るため、モールド型の乾式変圧器を適用する。

### (4) 低圧分電盤および低圧線路用材料

変圧器 1 台に対して、その 2 次側に低圧分電盤 1 面を設備する。なお、変圧器は需要増加に対応して容量の大きなものに更新する必要が有ることから、変圧器回路の容量が 1000 kVA まで対応できる仕様とした。また、配電用変電所の変圧器数は 2 台を標準とすることから(キュービクル型を除く)、変圧器故障時の停電を極力避けるために、2 台の低圧分電盤を相互に接続するための開閉器(ブスタイ)を計画した。

低圧配電線路用電力ケーブルとして、地中線路にアルミ導体の 0.6/1 kV 鋼帯外装架橋ポリエチレン絶縁(XLPE)ビニールシースケーブルを、屋側電線路用として ABC ケーブルを採用した。地中線路用のケーブルサイズは 3x240+1x95 mm<sup>2</sup> と 3x150+1x70mm<sup>2</sup> の 2 種類を、屋側用として 3x150+1x70 mm<sup>2</sup> と 3x70+1x70 mm<sup>2</sup> の 2 種類を選定した。

## 2.5.2 改修・復興計画

地区別の改修対象地中線路の優先順位は、原則的に地中線路の敷設年をその判断基準としている。一方、添付 2.2-1 に示すように、敷設年代別のケーブル長は各調査対象行政地域間で大きな違いがある。このような状況で各調査対象地域毎に 10 年間の改修・復興計画を策定した場合、既存設備の老朽化の度合いと改修のタイミングに大きな違いが出てくる。このような矛盾をさけるため、全調査対象地域を合わせて、10 年間のほぼ均等化した投資計画になるように全調査対象地域の改修計画を策定し、その後便宜的に各調査対象地区に分割する方式を採用した。このことにより、投資される資金がより優先的に老朽化の度合いの著しい設備の改修に振り向けられるだけでなく、後述の基本設計レベル調査のようなより狭い地域を対象とした配電網改修を計画する場合、本マスタープランとの整合性の確認がより容易になるという効果がある。なお、対象設備の改修実施年次の割り振りは、配電用変電所数および高圧地中線路長を基準とし、

## 要約

開閉機器数および変圧器数・容量は、割り振られた配電用変電所および地中線路の実状に合わせて算定した。

以上の方針に基づいて策定した今後 10 年間の改修対象設備を表 2.5-3 に年次別に示す。なお、行政地域別の改修実施の年次を添付 2.3-1(1)～(6)および添付 2.3-2(1)～(5)の「Priority」欄に合わせて示した。

表2.5-3 年次別の計画実施対象設備

実施年次	地中線路		配電用変電所		
	線路数	線路長	変電所数	変圧器台数	変圧器容量
1年目	51	23.4 km	27	42	20.8 MVA
2年目	52	23.0 km	27	40	19.1 MVA
3年目	50	23.8 km	26	37	16.9 MVA
4年目	46	22.9 km	26	36	17.5 MVA
5年目	57	23.2 km	26	34	15.8 MVA
6年目	49	23.6 km	26	36	17.5 MVA
7年目	41	23.4 km	26	32	15.1 MVA
8年目	46	22.8 km	26	31	13.1 MVA
9年目	31	22.8 km	26	46	20.3 MVA
10年目	46	24.1 km	26	40	17.4 MVA
合計	469	232.9 km	262	374	173.4 MVA

## 2.6 給電指令システム

本調査の対象設備は 1999 年 3 月時点において BEN が維持管理していた配電システムである。しかしながら、Azenerji がこれまで管理していた 35 kV、10 kV および 6 kV システムを構成する機器が BEN に移譲され、これらの機器を含めた監視・制御システムの構築が必要となった。給電指令システムの整備を行なう場合、配電網の整備計画と異なり、上流に位置するシステムを除外した給電指令システムの構築では、電力の供給範囲全域の供給信頼度を確保することは困難である。従って、Azenerji より移譲された 35 kV システムを含んだ自動給電指令システムを検討した。

### (1) 中央給電指令所のシステム構成

既設 BEN の給電指令所は系統盤が置いてあるに過ぎず、機器は老朽化あるいは形骸化し、その機能を果たしてはいない。そこで、提案する中央給電指令設備は、既設の給電指令設備をすべて撤去し、新しいシステムを設置する計画とした。提案する給電指令システムは「自動給電指令システム」とする。その監視対象は 35 kV 変電所の機器、10 kV および 6 kV 配電網を構成する機器とし、コンピュータにより常時監視を行ない、事故時には該当部分を自動表示し給電指令員に周知させるとともに、自動的に復旧操作を行なうことができることを基本とする。中央給電指令所の自動給電指令システムは大きく分けて、配電網遠方監視制御装置、変電所遠方監視制御装置、指令員端末および表示装置で構成される。提案する自動給電指令システムの構成図を図 2.6-1 に示す。

## (2) 配電用変電所の機器

配電用変電所内に設置されている開閉機器を中央給電指令所からの遠方監視制御の対象とする。遠方監視制御は 400 MHz 周波数帯の UHF による無線ネットワークを通して行われるものとした。給電指令所から遠方監視制御される電動化された機器には、遠方制御ユニット(Remote Terminal Unit; RTU)を取付ける。

## (3) 35 kV 変電所の機器

新たに維持管理を行なうことになった 35 kV 変電所の機器を中央給電指令所から遠方監視制御するためには、それら 35 kV 変電所の開閉機器が遠方監視制御できる仕様になっていなければならない。これらの 35 kV 変電所は本調査の範囲に含まれていないためその機器類の状態が不明であるが、いくつかの変電所の調査を実施した結果では、ごく最近更新された開閉機器を除いて遠方監視・制御する機能を持っていない。従って、BEN が Azenerji より移譲された 35 kV システムの改修計画を別途策定し、本計画に取り込む必要がある。

## 2.7 調査対象地域の電力需要予測

バクー市における BEN の需要家による 2010 年までの電力需要を地区別に想定した。需要予測は、年別・地区別および年当たり消費量(GWh)とピーク需要(MW)の形で算定した。電力需要予測結果は、設備整備計画を策定する上での基本的条件として用いられる。

### (1) 需要予測の手法

2010 年までの需要家の電力需要を「家庭需要」、「工業需要」および「その他需要」の 3 分類に分けて予測した。また、バクー市の家庭用電力需要予測を行うに際して、「高成長シナリオ」と「節電促進シナリオ」の 2 ケースを設定し 2010 年の地区別電力需要を算定した。「高成長シナリオ」は、現在の料金徴集体制、料金水準がそのまま 2010 年まで存続し、結果として現在の一人当たり消費量が所得上昇に応じて増加していくというケースである。また、「節電促進シナリオ」は、現在の料金徴集体制・料金水準が改善され、電力の浪費が家計支出の増大につながることから、電気利用が抑制され世界の標準的な消費水準に近づいていくというケースである。

「工業用」および「その他」電力需要は、1999 年の電力消費水準をベースに、経済成長率を 6%/年(国際機関見通し)、成長率に対する需要弾性値 1.0 と想定し算定した。損失率は、技術的損失と非技術的損失を合わせて 2010 年までに各地区とも 10%まで低減すると想定した。ピーク需要は、年負荷率 0.55 を用いて算定した。

### (2) 電力需要予測の結果

上記の前提条件に基づき算定したバクー市の BEN 需要家による 2010 年までの電力需要予測結果は、

## 要約

表 2.7-1 に示す。家庭用需要については、「節電促進シナリオ」を採用した。

表2.7-1 2010年のBEN需要家による電力需要の予測結果(GWh)

項目	1999	2010	成長率(%/年)
<b>A. 調査対象地域</b>			
BEN 販売電力合計	1,519	1,905	2.1
家庭用電力	1,253	1,398	1.0
工業用電力	36	68	6.0
その他電力	231	438	6.0
損失	305	206	-3.5
BEN 購入電力合計	1,824	2,111	1.3
ピーク需要 (MW)	379	438	1.4
<b>B. 調査対象地域外</b>			
BEN 販売電力合計	1,483	1,757	1.6
BEN 購入電力合計	1,793	1,953	0.8
ピーク需要 (MW)	372	405	0.8
<b>C. バクー市合計(A+B)</b>			
BEN 販売電力合計	3,002	3,662	1.8
BEN 購入電力合計	3,617	4,064	1.1
ピーク需要(MW)	751	844	1.1

## 2.8 実施計画および事業費積算

### 2.8.1 実施計画

#### (1) 配電設備の改修

今後 10 年間に実施すべき配電網の改修・復興計画は、莫大な資金投入が必要であり、改修・復興計画の円滑な実施には、国際機関または外国政府からの資金協力が必要と判断される。本調査では、国際機関または外国政府の資金協力を前提として、今後 10 年間の改修・復興計画を 3 期に分けて実施するものと仮定し、事業費の積算、プロジェクト評価を実施した。すなわち、10 年間の改修・復興計画のうち、最初の 4 年間の計画を第 1 期とし、次の 3 年間分を第 2 期、残りの 3 年間分を第 3 期とした。各期毎の改修対象設備、主要な調達資機材を表 2.8-1 に示す。

表2.8-1 期毎の改修対象設備および主要調達資機材

		第 1 期	第 2 期	第 3 期	合計
<b>改修対象設備</b>					
- 高圧配電線路長	(km)	93.1	70.1	69.7	232.9
- 配電用変電所数	(箇所)	106	78	78	262
<b>主要調達資機材</b>					
- 電力ケーブル: MV	(km)	197.3	148.7	147.8	493.8
: LV	(km)	246.9	153.2	183.9	583.9
- 変圧器容量	(MVA)	90.7	59.5	66.1	216.3
- MV 開閉機器: CB 盤	(台)	370	276	231	877
: LBS 盤*1	(台)	603	438	411	1,452

注\*1: ブスタイ、変圧器盤を含む



第1期の改修対象地中線路および配電用変電所の相対的な位置関係を図2.8-1(1)~(5)に、第2期のそれを図2.8-2(1)~(5)に、第3期のそれを図2.8-3(1)~(5)にそれぞれ示す。図において、既存の設備を青色(10kV)と緑色(6kV)で、各段階の改修対象設備を赤色で、改修済みの設備を黒色で表示している。

(2) 給電指令設備

給電指令設備の整備計画を、上記配電網の整備計画に合わせて小刻みに実施することは非効率的であるだけでなく、対象設備数に対する初期投資が大きくなり、経済的にも問題となる。そこで、配電網整備の第2期の計画実施に合わせて、最初の整備計画を実施することとして実施計画を策定した。すなわち、全改修計画を2期に分けて実施する。整備計画で調達される主要な資機材を表2.8-2に示す。35kV変電所の遠方監視制御装置(子局)は、本調査の対象範囲外であるため変電所数および監視制御対象機器数が不明であるので、表には数量を計上していない。表中の○印は、第2期において自動給電指令システムに取り込まれる監視制御対象機器のためのソフトウェアの追加・修正・変更を行なうことを示している。

表2.8-2 主要な給電指令設備

	第1期	第2期	第3期	合計
中央給電指令所				
配電網遠方監視制御装置(主装置)	—	1	○	1
配電網遠方監視制御装置(副装置)	—	1	○	1
指令員端末	—	3	○	3
大型スクリーン表示装置(共通用)	—	1	○	1
配電網系統盤(大型スクリーン型)	—	1	○	1
変電所表示盤(大型スクリーン型)	—	1	○	1
通信制御装置	—	1	—	1
変電所遠方監視制御装置(親局)	—	1	○	1
教育訓練端末	—	—	1	1
事務所端末	—	—	3	3
配電用変電所				
RTU	—	184	78	262
35kV変電所				
変電所遠方監視制御装置(子局)	—	—	—	—

(注: 給電指令設備の改修は第2期の開始時期にあわせる)

2.8.2 資機材調達方法

(1) 配電設備

配電網の改修・復興に必要な資機材の調達に関し、高圧開閉機器の調達に問題が多い。すなわち、要求する技術仕様を満足する機器が調達可能かどうかより、開閉機器盤のサイズが問題となる。すなわち、ほとんどの配電用変電所の建屋は、主に1回線構成の配電システムに対応するよう設計されたものであり、本調査で提案している2回線構成にグレードアップした系統のための高圧開閉機器を全て配置するには拡張が必要である。

検討の結果、国際市場で開閉機器を調達した場合、ほとんどの配電用変電所において建屋の一部改造で対応できる機器の調達が可能である。そのため、国際一般競争入札に必要な資機材の調達を行うこと

を想定した。この場合でも、入札図書の中で改修対象の配電用変電所のレイアウトを明示し、入札条件を明確に規定する必要がある。

## (2) 給電指令設備

給電指令システムに必要な資機材は、最新の電子・通信・コンピュータなど最先端の技術を集約した装置である。最近自由競争によって、それらの機器性能は格段と向上し、配電網制御機器も汎用機器を使用して製作されている。従って、配電設備と同様、国際一般競争入札による調達とした。

本計画において、地理情報システム(Graphic Information System: GIS)を用いて地図上に配電線路を表示させ、運用することを計画している。アゼルバイジャンでは現在日本の協力で全国版の電子地図を作成している段階である。しかしながら、バクー市の社会基盤整備を進めるうえで、電子化された地理情報は必要であり、計画の実施までに入手可能と仮定した。

### 2.8.3 事業費積算用の単価

事業費を積算するに当たり、一般的に電力事業者が保有している概略コスト算定用の標準単価表が利用可能である。しかしながら、BENの保有する標準単価はソ連邦崩壊前からのものであるため、その対象機器は本調査で策定する改修計画への適用が困難である。そのうえ BEN は国際市場において配電用資機材を調達した実績も無い。従って、本調査では、最近の国際競争入札の情報、メーカーからの参考見積もりをベースに事業費積算のための標準単価を設定した。

### 2.8.4 契約形態

BEN は独自で CIS 諸国または国内業者から資機材を調達し、入札形式で選定された業者または BEN 自身が工事を実施してきた。しかしながら、本計画実施時には、入札図書に規定された各種条件の下に現地の状況に適応した資機材を納入させ、かつ、BEN のみならず地元施工業者が今まで実績の無い最新技術を使った機器・材料の据付け・調整・工事を行う必要がある。このことから、本計画の工事は、経験豊富な外国業者に資機材の納入も含めた全ての責任を負わせる「ターン・キイ形式」で実施する必要があると判断した。当然、アゼルバイジャンの電力設備関連の施工業者が、外国業者の下請けとして入札に参加し、工事の重要な部分を担当することになる。特に、市街地における地中線の工事は、許認可等の手続きの関係もあり、外国の業者のみでは対応が困難と考える。

現地の下請業者により実施される工事のコストを過去の実績より算定した。アゼルバイジャンにおける配電設備工事のような公共工事の積算は、旧ソ連邦時代に使用されていた方法が未だ使用されている。

### 2.8.5 事業費

調達する資機材、想定した機材単価、工事費より算定した事業費は表 2.8-3 に示す通りである。なお、詳細設計および入札支援に引き続いて実施される施工監理のためのエンジニアリング・コストとして、全建設

費の8%、事業実施の予備費として10%を見込んでいる。

表2.8-3 事業費 (単位1,000US\$)

	第1期	第2期	第3期	合計
配電設備				
資機材 (CIF)	28,942	19,641	20,020	68,603
工事費 : 外貨分	5,625	3,858	3,970	13,453
工事費 : 内貨分	4,503	3,163	3,328	10,994
小計	39,070	26,662	27,318	93,050
給電指令設備				
資機材 (CIF)	-	9,842	2,612	12,454
工事費 : 外貨分	-	270	66	336
工事費 : 内貨分	-	67	16	83
小計	-	10,179	2,694	12,873
配電設備 + 給電指令設備				
資機材 (CIF)	28,942	29,483	22,632	81,057
工事費 : 外貨分	5,625	4,128	4,036	13,789
工事費 : 内貨分	4,503	3,230	3,344	11,077
小計	39,070	36,841	30,012	105,923
設計・施工監理	3,126	2,947	2,401	8,474
予備費	3,907	3,684	3,001	10,592
合計	46,103	43,472	35,414	124,989

## 2.9 経済的および財務的プロジェクト評価

マスタープランで提案されるプロジェクトに対して、経済および財務的內部収益率(EIRR および FIRR)を計算することにより、プロジェクトの経済および財務健全性を評価した。プロジェクト評価においてはプロジェクトを実施した場合としない場合を検討し(with or without approach)、純増加便益と純増加費用を比較し各内部収益率を求めた。

### (1) プロジェクトによる便益

プロジェクト評価はプロジェクトを実施する場合としない場合にそれぞれ想定される効果を比較し、差分である増分便益(収入)と増分費用より判断する。配電網の改修プロジェクト実施による正の効果として、「電力供給支障の回避」が挙げられる。実施しない場合に起こる配電設備の度重なる事故やその結果としての供給支障電力量の発生を、プロジェクトの実施により回避し、適切に顧客のもとへ供給し販売することが可能となる。

供給支障量として、改修を実施しない場合2010年に需要の30%が供給できなくなると想定した。すなわち、毎年3%ずつ供給支障が増大すると仮定して供給支障量を算定した。一方、プロジェクトを実施した場合は、供給支障電力量の回避により、応分のネットワーク経由の電力供給費用(US\$ 8.08/kWh と算定)を経済全体で負担するが、実施しない場合には、その分代替的手段による発電費用(US\$ 17.42/kWh と算定)を需要家が負担することになる。従って、供給支障の回避によりkWhあたりUS\$ 9.24の価値に相当する資源が節約されると考えられる。この便益単価を国民経済における資源稼働の節約分価値として、増分

消費電力量(増分供給支障回避量)に適用する。

財務評価に関しては、BEN が獲得できる小売平均および卸売価格との差分 (AZM 20.3/kWh) が販売可能な電力量kWh 当りの増分収入に当る。

## (2) 経済評価

計算の結果、EIRR は 27.9 % であり、カット・オフ・レートとして用いた同国の経済的資本の機会費用 10% を上回る。従って本プロジェクトの実施は国民経済的に妥当であると判断できる。

表2.9-1 EIRRに対する感度分析の結果

ベースケース：供給支障電力量の増加率/年毎 (3%/年)	26.9%
供給支障電力量の増加率/年毎：(7175 0.5%/年)	22.0%
供給支障電力量の増加率/年毎：(7°75 0.5%/年)	31.7%
プロジェクトの建設費用：(7175 20%)	34.0%
プロジェクトの建設費用：(7°75 20%)	22.0%

本プロジェクトの経済的妥当性に対して感度分析を併せて行った。プロジェクトの投資対効果が控えめに発現するシナリオ(プロジェクトの建設費用が20%増加または供給支障電力量の年毎増加率が2.5%)の場合でも、プロジェクトの EIRR はカット・オフ・レートの 10%を上回っており、経済的妥当性は十分強いと判断できる。

## (3) 財務評価

計算の結果、電力販売平均単価と購入単価の差分(販売マージン)を収入単価として適用した場合、FIRR が正値を示すことができなかった。そして正値の割引率では、必ず増分収入合計の現在価値が増分費用のそれより少なく計算される。これは非常に抑制された電力料金体系とその結果 BEN が得ることのできる配電マージンが過小なことによる。

## 2.10 設備維持管理のためのデータベース・システム

配電網を適切に管理運用し、設備事故への迅速な対応を実現するため、また配電網の改修整備や拡張計画を策定するうえでも、配電設備/システムに関する情報/データが適切に管理される必要がある。これらの課題に応える目的で、調査団はコンピュータを活用するデータベース・システム利用を通じた、配電システム運用に必要な情報/データの管理手法を提案した。

調査団が提案したシステムは、「本調査で策定する配電網改修・復興計画のためのマスタープランを、BEN が今後独自に計画の見直しまたは変更をするために必要となる情報やデータ」に限定した簡易システムである。データベース利用の利点として、(i) 誰でも統一された情報/データ入力のフォーマットを使える、(ii) 必要な情報が速やかに提供される、(iii) 情報/データの集中化および共有化により、データの劣化・散

逸が予防されること等があげられる。提案したデータベースは調査団が計画策定のために収集・整理したデータ・情報が主体であり、中長期的にその利便性を高めるため、BEN 独自でカスタマイズされることが期待される。

## 2.11 計画実施に伴う環境問題への対応

### 2.11.1 地中線建設工事に伴う問題

地中線建設工事は主に市街地のビル・住宅が密集した地域の道路に沿って実施される。そのため、工事用建設機械からの騒音や振動、交通事情の悪化など、地域社会の生活環境に少なからず影響を及ぼすこととなる。

問題の発生を極力抑制するには、地中線路のルートを選定が重要である。ルートを選定にあたっては、(i) 線路延長を極力短縮できるルートであること、(ii) 敷設作業だけでなくその後の保守が容易なこと、(iii) ガス管、水道管などの地下埋設物との交差接近が少ないこと、(iv) 道路横断箇所が少ないこと、(v) 地下水位が低く、地盤が強固で安定していること、等に注意し、周辺住民の生活、交通および他工作物への障害を最小化することが重要である。

本計画の対象地域は交通量が多く住宅の密集した地域であるため、地中線工事期間中に(i) 歩行者の通行障害および車両の交通規制、(ii) 掘削による他埋設物への損傷、(iii) 建設機械の騒音・振動等の問題が生じるおそれがある。これらの問題に対しては、保安設備の設置、交通整理・保安要員の適切な配置、埋設物を損傷させない工法の採用、周辺住民への公報の徹底、掘削土の適切な管理などに努めるべきである。

### 2.11.2 配電用変電所の工事および設備運用に伴う問題

配電用変電所が地域住民の生活環境に及ぼす問題として、建設工事に伴うものと完成後の設備の運用によるものがある。

#### (1) 改造・建設工事に伴う問題

配電用変電所の工事に伴う問題のうち最も深刻なものは、工事に伴う計画停電の実施および事故による停電である。特に、本計画の対象地域は、ビル・集合住宅の密集地であり、需要家の数が多く、停電による影響が大きい。一方、変電所の工事に伴う計画停電は不可避である。従って、停電の回数・継続時間を極力抑制するための対策が重要となる。本計画では、計画停電の頻度および継続時間を少なくするため、(i) 仮設変電設備の有効活用、(ii) 建屋の新設・拡張の抑制、(iii) 建屋の改修を少なくするためのコンパクトな機器の採用などに留意した。

公園や緑地帯内に設置された配電用変電所を除いて、建屋の拡張あるいは新設に伴う用地取得が困

難な状況にある。また、他の建物の一部を間借りしている配電用変電所ではその拡張の余地がほとんど無い。このような状況を解決するため、特に高圧開閉機器の選定に留意し、各機器室の隔壁変更程度の改造で用地問題に対処できるようにしている。

借室型の配電用変電所の多くは公道に面しており、さらに建物密着型の独立建屋の変電所も建物の居住者の通路に面したものがあ。これらの変電所の工事では、交通を阻害しないようにするだけでなく、仮設配電用変電所設備から一般住民を守るための十分な対策が必要である。対策として、密閉型の機器の採用、防護柵の設置、保安要員の配置、十分な公報などが考えられる。

## (2) 設備の運用に伴う問題

変電所機器の運用に伴う問題の主なものは変圧器によるもので、騒音・振動、漏油による土壌汚染、火災事故などが考えられる。変圧器は老朽化に伴って騒音が増大することがあり、また振動を伴うことがある。現在のところ、変圧器室はコンクリート壁で隔離されているため外部に漏れ出る音は小さく、配電用変電所に隣接している住民からの騒音・振動に対する苦情も少ない状況にある。

油を使用している変圧器や開閉機器は、一部の密閉型の配電用変電所を除いて、コンクリート製の配電用変電所建屋に収められており、漏油が発生しても所内のケーブルダクトに流れ込み、外部には流出しない構造になっている。そのため、漏油による土壌汚染の可能性は少ないと考えられる。

一部の変圧器・開閉機器に火災事故が発生したことがあるが、この原因は老朽化や過負荷運転によると考えられる。改善・復興計画で導入する変圧器は、需要増を考慮してその容量が選定されており、また変圧器の保護のために電力ヒューズの設置を計画しているため、過負荷による変圧器の焼損事故を最小化することが可能である。仮に火災が発生したとしても、各機器室はコンクリートの隔壁で区切られているため、延焼を防ぐことができる。また、開閉機器として火災の原因となる油を使用しない、真空型またはSF6ガス型を採用する。

しかしながら、各変圧器にかかる需要状況は時々刻々と変化しており、定期的な最大負荷の計測等により過負荷状態を常時モニターし、適切な負荷の切替・変圧器の交換を行うことが重要である。また、建物密着型、借室型およびキュービクル型の配電用変電所には火災の発生を避けるために、絶縁油を使用しない乾式変圧器を採用した。

### III. 基本設計レベル調査





### III. 基本設計レベル調査

#### 3.1 優先行政地域の選定

基本設計レベルの調査とは、より具体的な改修・復興計画実施のための基本設計を実施するもので、マスタープラン調査に引き続いて実施されるレベルの調査である。すなわち、改修・復興のための具体的な対象設備を明確にし、それらの設備の基本設計、積算、実施計画の策定を行うものである。最優先プロジェクトの選定に先立って、調査対象地域である6行政地域間相互の優先度を検証した。

##### (1) 優先度評価のための基礎データ

優先評価の判定は、(a)改修・復興計画実施の緊急性、(b)改修・復興計画実施による効果によって判断することとし、需要に対する供給能力、設備の老朽化の度合い、需要、公共施設、人口等の項目について比較・評価した。評価のための指標として、数値をそのまま使用するのではなく、配電網の改修・復興の投資効果の度合いをより明確に評価するため、単位面積当りの数値を採用した。

##### (2) 優先順位付け

優先順位付けはスコア方式とし、最も数値の高い地域に6点を与え、順次1点ずつ少ない得点を与える。各地域に与えられた得点の合計点の多いものを優先順位が高いと評価した。評価の結果、全ての評価項目で Nasimi 地区が突出し、次いで Sabail、Yasamal の順になった。

#### 3.2 優先プロジェクト候補地域

##### (1) 候補地域

BEN は前節で選定された3優先行政地域に跨る市中心部の早急な改善・復興を強く希望している。また、JICA の実施した予備調査でも、この地域に対する早急な改善・復興計画策定の必要性が指摘されている。この地域の面積はわずか  $12.9\text{km}^2$  (調査対象地域の10%) であるが、公共施設が多く(調査対象6行政地域の医療機関の約43%、教育機関の約32%)、政治経済の中心地域となっており、かつ需要密度が他の地域に比較して非常に高い。またこの地域には、バクー市に6kVシステムが導入された当初のケーブルが未だかなり残っており、相対的に老朽化の進んだ設備が多い。このような状況にあるため、カウンターパートとも協議の上、この市中心部を優先プロジェクト選定のための候補地域として選定した。

##### (2) 地域分割

基本設計レベルの調査対象プロジェクト/地域を、この市中心地域より選定することは、上述の検討結果より見ても、妥当な判断と言える。しかしながら、この地域全体を基本設計レベル調査の対象とし、より詳細

な調査を限られた時間内に実施することは困難であるため、更にこの地域を細分化した。すなわち、平行して実施している6行政地域を対象とした配電網改修・復興のためのマスタープランとの整合性を図るうえで、優先候補地域を更に行政地域別に分割し、3つの最優先候補地域とした。

### 3.3 最優先プロジェクトの選定

基本設計レベル調査の対象となる最優先プロジェクトについては、前述の3最優先候補地域より、整備対象設備の特定、それらの設備に対する予備設計、事業費の積算、経済評価による優先度付けという一連のプレ・フィージビリティ調査を通じて妥当性の検証を行い、カウンターパートと協議のうえ、最優先プロジェクトを決定した。

#### 3.3.1 優先候補地域内の配電設備

既設配電用変電所および地中線路のデータベースを基に、各優先候補地域内の既存の配電設備を抽出した。その結果を表3.3-1に示す。表2.2-1と比較すると、Sabail優先地域の地中線路長が行政地域全体の71%、Yasamalは57%、Nasimiは44%と集中していることが分かる。

表3.3-1 最優先地域内の地域別配電設備

配電設備		Sabail 優先地域	Yasamal 優先地域	Nasimi 優先地域	合計
配電用変電所数	6 kV	57	106	83	246
	10 kV	34	38	23	95
	合計	91	144	106	341
変圧器台数	6 kV	82	160	124	366
	10 kV	58	67	32	157
	合計	130	227	156	513
変圧器容量 (MVA)	6 kV	36.8	79.0	59.4	175.2
	10 kV	37.4	35.3	26.1	98.8
	合計	74.2	114.3	85.5	274.1
地中線路長 (km)	6 kV	46.0	76.2	49.7	171.9
	10 kV	39.1	42.6	15.1	96.4
	合計	85.1	118.8	64.8	268.3

#### 3.3.2 改修・復興対象設備の特定

プレ・フィージビリティ調査のための対象設備は、高圧配電線、配電用変電所建家、高圧開閉機器、変圧器、低圧配電盤および低圧線路とする。改修対象設備の選定は、改修・復興マスタープラン対象設備特定のための基準に準じて行う。

##### (1) 高圧配電線路(地中線路)

優先プロジェクト候補地域内の高圧配電線路は全て地中線路である。プレ・フィージビリティ調査の対象となる高圧配電線路を以下の基準で選定した。

- (a) 1960年までに敷設されたケーブルで構成される線路
- (b) 2箇所以上のケーブル・ジョイントがあり、各々のケーブルの敷設年数が異なる線路

以上の選定基準によって選定された地中線路の長さを表3.3-2に示す。表より明らかなように、1960年以前に敷設された地中ケーブルは6kVのみであり、10kV配電系統の1960年以前のケーブルも当初6kV系統として建設され、後に10kV系統の一部として利用されてきたものである。

表3.3-2 整備対象となる地中線路

項目	Sabail 優先地域	Yasamal 優先地域	Nasimi 優先地域	合計
<b>6kV 地中線路</b>				
1960年以前の敷設	25.2 km	40.5 km	30.2 km	95.9 km
2箇所以上の接続	3.5 km	2.1 km	3.8 km	9.4 km
合計	28.7 km	42.6 km	34.0 km	105.3 km
区間数	54	100	75	229
<b>10kV 地中線路</b>				
1960年以前の敷設	0.3 km	-	0.1 km	0.4 km
2箇所以上の接続	-	0.7 km	4.5 km	5.2 km
合計	0.3 km	0.7 km	4.6 km	5.6 km
区間数	1	1	3	5

## (2) 配電用変電所

緊急な改修対象となる配電用変電設備は、全配電用変電所に対して詳細な調査を実施して、その結果より選定すべきである。しかしながら、この段階は基本設計レベルの最優先プロジェクト/地域を決定するためのプレ・フィージビリティ調査であり、便宜的に優先地域内における配電用変電所の「3分の1」を整備対象とした。

## (3) 変圧器

個々の変圧器の製造年または購入年、設置年などの記録が一部を除いて整理されていないため、改修対象の変圧器をその履歴から特定することが非常に困難である。従って、整備の対象となる変圧器の台数・容量は、配電用変電所と同様、「3分の1」とした。

## (4) 高圧・低圧開閉機器

第3.3.1節で特定したSabail優先地域内の既存の線路数を基に、全線路を2回線とするために必要な開閉機器から、配電用変電所当りの平均的な機器数を求め推定した。

### 3.3.3 プロジェクト費用の算定

優先プロジェクトの建設費を以下の整備内容をベースに算定した。

(1) 配電用変電所建家

一部を除いた配電用変電所建家の拡張は困難と判断する。従って、配電用変電所の新設・拡張は考慮しないが、開閉器盤を設置するための間仕切りの変更を考慮した。

(2) 変圧器および開閉機器

改修対象の配電用変電所の変圧器および高低圧開閉機器は全て更新する。また、6 kV システムの 10 kV への昇圧は考慮しない。なお、線路数に合わせて開閉機器の数量を算定し、積算を行った。

(3) 高低圧配電線路

改修対象の高圧地中線路は、1 回線の線路であっても全て 2 回線とし、ルートを変更せずに更新するものと想定した。

(4) 建設費

機器・ケーブル材料の CIF 単価は、他の配電網整備プロジェクトの実績を参考に算定した。また、配電用変電所建家の改造工事、地中ケーブルの撤去・敷設は現地業者が実施するものとし、機器の据付・調整・試験は外国業者の責任であるが、大部分の作業は現地業者が実施するものと想定した。

以上の条件で算定した各優先地域のプロジェクト費用を表 3.3-3 に示す。

表3.3-3 優先プロジェクト費用内訳 (1,000US\$)

項目	Sabail 優先地域	Yasamal 優先地域	Nasimi 優先地域
機材費 (CIF)	7,921	12,377	9,460
工事費:外貨分	2,272	3,537	2,730
工事費:内貨分	1,175	1,807	1,442
小計	11,368	17,721	13,632
設計・施工監理費	1,137	1,772	1,363
合計	12,505	19,493	14,995

3.3.4 経済評価のためのコストと便益

(1) 評価のためのコスト

経済評価のためのコストとして、前述の優先プロジェクト費用(支出計画:20/50/30%)と新たに建設された設備の維持管理費(プロジェクト費用の2%/年)で構成される。また、マスタープラン評価で用いた合成変換係数にて経済価格へ変換した。

(2) 評価のための便益

マスタープラン・プロジェクト評価と同様に、「プロジェクトを実施した場合、回避可能となる電力供給支障量」を考える。すなわち、配電網改修整備を実施しない場合、設備事故やその結果引き起こされる容量不

足により供給不可能となる電力量が、改修整備実施により供給可能になると考え、供給電力量の増分を便益と考える。

### (3) 優先地域内の需要の想定

販売電力量は行政地域毎の集計であり、対象地域のデータが得られなかった。そこで、行政地域内の平均的な変圧器容量あたりの設備利用率から推定した。なお、ピーク電力算定のため需要の年負荷率を55%とし、変圧器の設備利用率算定のため負荷力率を90%とした。

### (4) 便益の単価

便益を計算するための単価は、既にマスタープラン評価で説明したとおり、供給支障の改善により節約可能な稼働資源(回避コスト)を根拠に求めた。供給支障に対する便益単価として、マスタープラン調査と同様、US cent 9.24/kWhを採用した。

### 3.3.5 感度分析

候補地域間の優先度確度に係る検証のため感度分析を併せて行った。プロジェクト費用の変動(+20%および-20%)および想定した電力供給支障増加率の変動(ベース・ケースに対し0.5%/年の増減)に対する分析を行った。

### 3.3.6 選定結果

各地域別の感度分析を併せた評価結果を表3.3-4に示す。Sabail 優先地域は全てのシナリオにおいて最も高いIRR値を示したので、カウンターパートと協議のうえ、最優先プロジェクト/地域として選定した。

表3.3-4 評価結果 (IRR)

		Sabail 優先地域	Yasamal 優先地域	Nasimi 優先地域
ベース・ケース		24.6%	17.4%	19.0%
感度分析の結果				
1. プロジェクト費用	(-20%)	29.8%	21.3%	23.1%
	(+20%)	21.0%	14.6%	16.0%
2. 供給支障増加率	(-0.5%/年)	21.0%	14.6%	16.0%
	(+0.5%/年)	28.1%	20.0%	21.8%

### 3.4 最優先プロジェクト対象地域における詳細調査

改修対象設備を特定するために、各設備の詳細調査を実施した。なお、基本設計のため基準とした配電系統は、2000年1月現在の系統である。

配電用変電所に対して、機器および建家の老朽化の度合い、配電系統内での重要度などを考慮してBENと協議を行い、改修対象設備として優先度の高い配電用変電所を選定し、基本設計のためのより詳

細な調査を実施した。その調査の主な項目は以下の通りである。

- (i) 変圧器・開閉機器の現状確認
- (ii) 配電用変電所建屋のレイアウトの確認(機器室の配置、寸法など)
- (iii) 建家の周辺状況、特に工事のための搬入路、仮設設備の設置スペース、作業スペースなどの確認
- (iv) 建家拡張のための用地取得の可能性の確認

高圧配電線路の調査の内容は、主に最優先プロジェクト地域内の単線結線図およびルート・マップを作成することであった。また、低圧配電線路については、代表的な配電用変電所からの低圧線路の敷設状況について詳細な調査を実施した。

### 3.5 基本設計対象設備の特定

基本設計調査の対象設備の選定も基本的にマスター・プランのそれと同様であるが、詳細な補足調査の結果、BEN 側の強い要望、カウンターパートとの協議の結果等を基に、より具体的な対象設備の特定を行った。

#### 3.5.1 改修対象設備特定の対処方針

主要な配電設備に対する改修対象設備の特定の方針は以下のとおりである。

##### (1) 高圧配電線路

改修対象高圧配電線路の特定の方法は、プレ・フィージビリティ調査のための特定方法と同様である。ただし、配電用変電所に接続されている線路を同時に改修したほうが良い場合は改修対象に含めた。ここでいう改修とは地中ケーブルの更新である。

##### (2) 高圧開閉機器

第 2.3 節で説明した基準と基本的には同じ基準を適用した。ただし、改修の効果を高める意味で、改修対象となる地中線路が接続されている配電用変電所の開閉機器の改修を優先した。ここで言う改修とは開閉機器の全面的な更新である。

##### (3) 配電用変電所

高圧開閉機器を改修対象とする配電用変電所が改修の対象となる。改修の内容は、真空または SF6 ガス型開閉機器盤を設置するためのスペースを確保するための機器室の間仕切り変更、それに伴う機器の搬入口の変更、屋根を含めた建家自体の補修などである。

(4) 変圧器

高圧開閉機器を改修対象とする配電用変電所に設置されている変圧器は全て更新の対象とする。改修の内容は変圧器の更新であり、撤去された変圧器は修理工場で検査・補修のうえ、他の配電用変電所に流用されることになる。なお、建物密着型、借室型およびキュービクル型の配電用変電所に対しては、変圧器の火災およびその有毒ガスから住民を守るため、モールド型乾式変圧器を採用した。

(5) 低圧開閉機器および線路

高圧開閉機器を改修の対象とする配電用変電所に設置されている低圧開閉器盤は全て改修の対象とする。改修の内容は全面的な更新である。また、更新される低圧開閉器盤から引出されている低圧線路も改修の対象とするが、本計画では資機材の調達のみを留め、低圧線路の敷設替えは BEN が独自に実施するものとした。

3.5.2 特定された改修対象設備

(1) 中心地区の 6 kV から 10 kV への昇圧

2000 年 3 月に発生した地滑り災害への応急処置として、BEN は城壁を囲む最優先地域の中心部の配電システムを 6 kV システムから切り離して 10 kV に変換し、電力供給を継続実施している。Azenerji の No. 119 変電所は、市の中心部の電力供給に重要な位置を占めてきたが、中心部より遠距離にあるうえ、本調査でも明らかになったようにケーブルの老朽化が著しく(1930 年代初頭の敷設)、事故によるケーブルの一部の取替え工事も多く行なわれている。一方、市中心部の 10 kV システムは、城壁近くの比較的新しい No. 116 変電所および Patamdar 110 kV 変電所から電力の供給を受けており、変圧器およびケーブルの容量にも多少余裕がある。このような状況から、BEN はこの応急的に 10 kV に切り替えたシステムを、恒久的に 10 kV システムとして使用することを強く希望した。

城壁内およびその周辺地区は建物が密集しており、Sabail 優先地域内でも特に需要密度の高いところである。現時点での恒久的 10 kV への切り替えは、需要密度を考慮しても望ましく、そのうえ近い将来に必要なと予想される需要増加に対応した 2 重投資を避ける事ができることから、より経済的に有利と判断し、了解した。当該部分の 2000 年 1 月現在のケーブル・ルート図と恒久的 10 kV システムへの改修後のルート図を図 3.5-1 に、改修計画の単線結線図を図 3.5-2 にそれぞれ示す。これら改修対象となる配電用変電所の詳細を添付 3.5-1 に、地中配電線路の詳細を添付 3.5-2 に、それらを要約したものを表 3.5-1 に示す。

表 3.5-1 昇圧に伴う改修対象設備 (第 1 期)

	項目	既設	改修計画
配電線路	1. 線路数	24	23
	2. 線路長	9.8 km	7.0 km
	3. ケーブル長	9.8 km	10.4 km
配電用変電所	1. 配電用変電所数	17 箇所	17 箇所
	2. 変圧器台数	25 台	27 台
	3. 変圧器容量	12.9 MVA	15.9 MVA

(2) 6 kV システムの改修・復興計画

改修対象候補の地中線路は、最優先プロジェクト地域全体に分布しているが、系統構成に多少違いがある。これらの違いを基に、大きく3つに分けた改修計画を作成し、BEN に提案した。

- (a) No.116 変電所 (35/10 kV) 周辺の東部地区は、それ以外の地区と同様に 6 kV と 10 kV システムが混在しているが、系統的に 10 kV システムが電力供給の中心であり、6 kV システムはその中に散在している状況である。そのため、改修対象の配電用変電所数が少ない割に、長距離の地中ケーブルの更新が必要なため、6 kV 配電用変電所の 10 kV への昇圧を計画した。
- (b) 城壁の北部地区は、6 kV システムのみによって電力供給が行われている。従って、既存の系統電圧に合わせた改修を計画した。
- (c) 西部地区は 6 kV と 10 kV システムが混在しているが、北西部の一部を除いて比較的設備が新しく、改修対象設備がほとんど無い。その北西部も 6 kV 設備のみであり、(b)と同様の検討を行った。

以上の検討の結果に基づいて BEN と協議を行った。BEN は上記(b)、(c)案に対しては同意したが、(a)案に対して、城壁周辺部の 10 kV への昇圧により、No.116 変電所の変圧器容量が不足する恐れが有るため、6 kV システムとしての改修を要求した。調査団は以下の理由により今回の改修計画から当該地区を除くこととし、BEN もそれに同意した。

- (i) 6 kV システムとしての改修では、調査団の提案した計画に比較して建設費が大幅に増加する。
- (ii) 今回の計画で更新されるケーブルが既存の 10 kV システムと重複しているため、将来 10 kV に昇圧した場合にその役割を十分果たせなくなる。

改修対象となる地中線路および配電用変電所の位置を図 3.5-3 に、改修後の単線結線図を図 3.5-4(1) および(2)にそれぞれ示す。また、主要な改修対象設備を表 3.5-2 に、配電用変電所の詳細を添付 3.5-3 に、地中線路の詳細を添付 3.5-4 に示す。

表 3.5-2 6 kV システムの改修対象設備 (第 II 期)

	項目	既設	改修計画
配電線路	1. 線路数	18	19
	2. 線路長	10.2 km	10.4 km
	3. ケーブル長	10.5 km	18.2 km
配電用変電所	1. 配電用変電所数	18 箇所	18 箇所
	2. 変圧器台数	27 台	27 台
	3. 変圧器容量	13.9 MVA	17.0 MVA



### 3.6 基本設計

基本設計を以下の方針に基づいて実施した。

- (a) BEN の技術体系に適応
- (b) 維持・管理の容易さを考慮
- (c) 既設設備と整合性の取れた設計および機器を採用
- (d) 高い安全性と信頼性を確保
- (e) 経済性の確保(既存構造物の有効活用)
- (f) 将来の電力系統の拡充に対応可能な融通性のあるシステム構築

#### 3.6.1 適用基準

本計画で設置される機器の設計・製作、工場検査および試験方法については IEC 規格を適用する。なお、定格周波数は 50 Hz、高圧系統の公称電圧は 6.0 kV および 10.0 kV、高圧系統の中性点は非接地、低圧系統のそれは直接接地方式である。

#### 3.6.2 配電用変電所および開閉機器

地上設置独立タイプの配電用変電所は、スペース的に余裕のあるものが多く、隔壁の変更程度で既存の建屋がそのまま利用可能である。しかし、他の建物に密着している配電用変電所ではスペース的に問題となるものもあり、それらに対しては系統構成を変更することで対応した。借室型の拡張は非常に困難であり、間仕切りの変更・系統構成の変更で対応した。

配電用変電所の高圧回路は、以下のキュービクルの組み合わせで構成される。ブスタイは 1 回線のみ接続する変電所には設備しない。また、計器用変成器盤は地絡故障時の故障した回線を検出するための遮断器盤が設置される変電所に設備する。

- SF6 ガス型遮断器盤(フィーダーの送電端)
- SF6 ガス型負荷開閉器盤(フィーダーの受電端)
- SF6 ガス型負荷開閉器盤(ブスタイ)
- 電力ヒューズ付き SF6 ガス型負荷開閉器盤(変圧器回路)
- 計器用変成器盤(主に接地故障の方向検出用)

なお、フィーダー用およびブスタイの開閉装置には、将来の給電指令所からの遠方制御が可能な機器を選定する。

### 3.6.3 プロジェクトの実施体制

#### (1) 組織

1999年5月の基盤整備局(DEC)の組織改正に伴い、BENの業務内容は、10 /6 kV および低圧配電設備の運用・維持管理に限定された。しかしながら、2000年6月14日の配電事業部門の民営化に関する大統領令が公布され、1999年5月付け組織改正以前のBENの組織体制に近い形態でJSC BENが設立された。JSC BENは、当該最優先プロジェクト実施のための必要な機能を有する組織となった。

現時点では、JSC BENの組織体制、入札にて選定される予定の運営管理事業者との責任や役割分担など、確認できない点が多い。ここでは、プロジェクト実施に不可欠な組織(機能体)が全てJSC BENに再統合されたことを踏まえて、過去(1999年5月付け組織改正以降)の組織体制に基づいて、プロジェクト実施の組織体制を下表に示す。

表3.6-1 プロジェクト実施の組織体制

- プロジェクト管理・モニタリング・計画見直し	BEN 本部
- 資材および機器の調達	調達部門 (Technical Procurement Department: BEN)
- 詳細計画策定、建設・据付工事	建設部門 (MRCLAE 内電力施設関連部門: DEC)
- 設備維持管理・運営および保守	配電設備維持管理部門 (City and Suburb Electric Networks: BEN)

注記: 上記組織(機能体)はJSC BENに再統合された。

#### (2) 自己資金による予算計画

BENの自己資金による最優先プロジェクト実施に対する資金/予算計画は現時点では示されておらず、今後も作成される見通しは薄いと思われる。民営化への移行開始時期であり、新組織の事業計画、組織体制、資金計画が確定しない現時点では、現在のBENに最優先プロジェクトに対する自己資金充当計画やその資金計画策定は期待できない状況にある。

#### (3) 要員・技術レベル

本計画の実施に直接携わる部署はBENの1999年5月組織改正前の建設部(改正後のDEC建設部の電力担当部門)である。当該建設部門の要員は主に詳細計画の調査・策定、その実施(建設・据付工事)を担当し、その要員数は現在約125名である。更に、プロジェクト管理・支援業務を目的としたワーキング・グループが協力体制を提供する。

BENには多くの配電設備建設工事の実績があり、特に1999年には配電設備の改修および取替工事として高低圧地中ケーブルの取替工事53km(高圧29km、低圧24km)、変圧器の取替工事148台の実績がある。これらの実施状況から見て、BENの技術力は本計画の実施に支障ないものと判断される。

### 3.7 事業計画

#### (1) 施工方針

BENの配電網を構成する機器・材料は全て旧ソ連邦諸国の製品であり、欧米先進諸国の資機材を使用した経験が無い。既存の BEN の配電網を構成している設備に対し、本計画で採用を予定している資機材は以下の通りである。

表3.7-1 配電用資機材

項目	既存配電用資機材	改修計画で採用予定の資機材
a) MV 遮断器	小油量型遮断器	SF6 ガス型遮断器
b) その他の MV フィーダー	断路器	SF6 ガス型負荷開閉器
c) 変圧器回路用開閉器	断路器/電力フューズ	SF6 ガス型負荷開閉器/電力フューズ
d) MV 地中ケーブル	油浸紙絶縁ケーブル	XLPE ビニールシースケーブル
e) LV 地中ケーブル	油浸紙絶縁ケーブル	XLPE ビニールシースケーブル

従来、BENは改修に必要な資機材を調達し、入札形式で選定された国内業者または BEN 自身が据付け・調整・敷設工事を実施してきており、BEN のみならず国内施工業者の技術レベルは高く、本計画に示す規模の施工には問題ない状況にある。しかしながら、本計画で採用を予定している機器・材料は BEN および現地業者が取り扱った実績の無いものである。従って、入札図書に規定された条件の下に現地の状況に適合した機器を納入させ、かつ、責任を持って据付け・調整・試験を実施させるうえから、経験豊富な外国の業者に、資機材の納入を含めて全ての責任を負わせる「ターン・キー形式」で実施するものとする。

高圧・低圧のケーブル敷設工事は実質的に従来の工法と同じであり、外国業者の責任の範囲から除外し、全て BEN の責任で実施するものとする。ただし、採用を予定しているケーブルは BEN にとって使用実績の無いものであり、特にケーブル接続およびケーブル端子の処理に関して、技術移転も兼ねて、技術指導員を外国業者が一定期間派遣することとする。

一方、BENにとって採用を予定している資機材の使用実績が無いこと、外国よりの資金協力の下で整備計画を実施した経験が無いことなどにより、詳細設計・施工監理を担当する経験豊富なコンサルタントの活用が必要と考える。また、コンサルタントは、設計・施工監理の他、資金協力機関への定期的な進捗状況の報告、問題発生時の処理に係わる承認手続きなどを BEN に協力して実施する。

#### (2) 建設事情および施工上の留意事項

本計画の実施に当たって下記の点に留意する必要がある。

- (a) 計画対象地域は、ビル・集合住宅、同国の政治経済の中心をなす施設が多く、停電による影響が大きい。一方、配電用変電所改修工事に伴う停電は不可避である。このような状況において、停電回数・継続時間を極力抑制するための綿密な施工計画の作成、BEN・コンサルタント・業者間の十分な事前打合せ、工程の確認、停電公報が重要となる。

- (b) 配電用変電所の外国業者による設備更新と BEN により実施されるケーブル敷設工事をタイミング良く実施することは困難である。従って、本計画では、配電用変電所と地中線の敷設工事がそれぞれ独立に実施されることを想定した。
- (c) 地中ケーブルは通常歩道または道路の地下に直接埋設されるが、当該地域は建物が密集しており、道路も十分な広さを持たないものが多い。
- (d) BEN では地中ケーブルの敷設に際し、ケーブル位置識別のためブロックの敷設を義務づけている。本計画では、高圧地中ケーブルに対してケーブル保護を目的としたコンクリート・プレート敷設することとし、経費の低減のため、帯外装を施さない XLPE ケーブルの調達を計画した。ケーブル敷設時には、コンクリート・プレートの敷設を徹底させる必要がある。なお、低圧地中ケーブルについては、高圧ケーブルに比較してその量が多いため、識別用ブロックを高圧地中線路と同様のケーブル保護を主目的としたコンクリート・プレートに変更することは困難である。そのため、従来どおり鋼帯外装を施した XLPE ケーブルの調達を計画した。
- (e) 改修・復興計画実施に伴い周辺に及ぼす恐れのある諸問題(第 2.11 節参照)に対し、十分な配慮・対策が必要である。

### (3) 施工監理計画

BEN の経営権の譲渡を目的とした民営化のための大統領令が 2000 年 6 月 14 日に発出された。その結果、BEN は JSC として配電施設の計画・建設・運用の一連の電力供給事業を行う企業として生まれ変わっている。現在まで、BEN は配電設備の整備・拡張計画の策定、工事監理を行ってきており、能力的に本計画実施の施工監理を行う上で問題が無いと判断される。

一方、BEN の経営権を民間に移譲するための入札手続きが現在進行中であり、各関連機関・グループの関わりの具体的内容など未だ不明である。しかしながら、経営権を民間に移譲しても、対象となる配電設備の所有権が政府に帰属すること、設備整備のための公的資金を導入するための責任の明確化、公正な整備事業実施体制の確立の必要性などから、JSC BEN が配電網整備計画事業の実施機関として機能すべきと考える。

以上から、JSC BEN は本計画実施のための特別チームを編成し、コンサルタントと協力し、施工監理を実施するものとする。また、このチームは、各種許可の取得、アゼルバイジャン側が分担する地中ケーブルの敷設工事の実施、政府関連機関との調整、外国業者への各種支援、供与資機材の管理などの責任を負うべきである。

### (4) 資機材調達計画

調達される機器・資材は、配電用変電所機器、高圧・低圧電力ケーブル更新のためのものであり、公開入札により調達することを想定した。入札に係わる諸条件は資金協力する外国政府機関により異なるが、入札図書作成に際して、(i) 既存施設の有効活用、(ii) 経費の節減、(iii) 配電用変電所機器更新の工期

短縮などを目的として、配電用変電所の建屋の拡張・新設を極力抑制する計画としている。調達する主要な機器・材料を添付 3.7-1 に示す。

(5) 相手方負担工事

配電網の改修・復興計画のうち、外国政府機関の資金協力でカバーされる部分は、(i) 計画実施に必要な機器・材料の国際市場での調達、(ii) バクー市までの輸送、(iii) 輸送保険の付保、(iv) 配電用変電所機器の据付け・調整・試験、(v) 配電用変電所建屋の新設・補修・改造、(vi) 工事保険の付保(配電線路の工事を除く)などであり、必要な材料の現地調達分も含む。一方、アゼルバイジャン側が負担する工事は、高圧・低圧線路用ケーブルの敷設工事および供与資機材の保管である。

(6) 実施工程

本計画を二期に分けて実施することを想定した。すなわち、第一期として、城壁周辺部を 10 kV システムとして恒久化を図るための改修計画を、第二期として、6 kV システムの改修計画を実施することを想定した。

(7) 概算事業費

本計画は外国政府機関の資金協力で実施することを想定している。その場合必要となる事業費総額は約 14.96 百万ドルとなり、下記に示す積算条件による資金供与国とアゼルバイジャン国の負担区分に基づく経費の内訳は、次の通り見積もられる。

(a) 資金供与国側負担工事

事業費区分	第 1 期	第 2 期	合 計
(1) 機材費	4.81 百万ドル	5.24 百万ドル	10.05 百万ドル
(2) 据付け・工事費	1.18 百万ドル	1.34 百万ドル	2.52 百万ドル
(3) 設計・監理費	0.84 百万ドル	0.66 百万ドル	1.50 百万ドル
合 計	6.83 百万ドル	7.24 百万ドル	14.07 百万ドル

(b) アゼルバイジャン側負担工事

事業費区分	第 1 期	第 2 期	合 計
ケーブル敷設工事	0.39 百万ドル	0.49 百万ドル	0.88 百万ドル

(c) 積算条件

- (i) 積算時点 2000 年 8 月
- (ii) 為替変換レート 1 US\$ = AZM 4,456 = 105.5 円
- (iii) 施工期間 2 期による工事とし、各期における詳細設計、資機材供給、工事期間は図 3.7-1 に示す通りである。

### 3.8 事業の効果と提言

#### (1) 事業の効果

本計画の対象地域はバクー市の中心地域であり、需要密度が最も高い。そのうえ同国で最初に配電システムが開発された地域であるため、配電設備の旧式化・老朽化の度合いも著しく、6 kV 地中ケーブルの55%が1960年以前に敷設されたものである。最近配電設備の事故による供給支障が急増しており、改修・復興計画を実施しない場合、急激に電力供給能力の低下を招き、住民の生活を脅かすだけでなく、社会的にも問題となる恐れがある。

当該地域の人口統計がないので居住人口の把握が困難であるが、家庭用需要家当たりの人数や一人当たりの平均消費電力量から推定した人口は、約9万人弱である。また、当該地区内に国・地方政府機関の事務所、国際機関・外国政府の事務所、公共施設、商店、事務所が多く、当該地区以外に居住する多くの人々が働いている。これらの人々は、安定した電力を供給することによる直接的な裨益者と考えられる。

改修事業の実施により、これらの人々が安定した生活を維持できるようになるだけでなく、高圧地中線路の2回線構成、一段上のサイズのケーブルに統一することなどによる損失の低減も期待できる。

#### (2) 提言

当該地区内の配電設備の老朽化が著しく、BENも当該地区の配電網整備を早急に実施することを強く希望している。また、前節で説明した直接的な裨益者の他に、当該地区内に同国の政治、経済、文化の中心をなす事務所・施設が多く、バクー市民全体だけでなく、全国民が間接的に計画実施の恩恵を受けると考えられることから、本計画の実施は妥当なものと判断される。

プロジェクト実施後の配電設備の維持管理については、BENが既にバクー市全体の配電システムを良く運営・管理していることより、全く問題ないものと考えられる。

以上より、本計画の早急な実施を提言する。