

## 第 8 章

### 実施計画および事業費積算

## 第8章 実施計画および事業費積算

### 8.1 実施計画

#### 8.1.1 配電設備の改修

今後10年間に実施すべき配電網の改修・復興計画の詳細を本編5章および6章で説明した。これら改修・復興計画の実施のためには莫大な資金投入が必要であるが、過去10年間の配電網整備・拡張のために投入された資金実績から、BEN独自の資金調達に基づく計画の実施は困難と考えられる。そこで、配電網改修・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、資金調達(借款)との関連で、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II.8.1-1に、その詳細を添付II.8.1-1に示す。

表II.8.1-1 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
改修対象設備					
- 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
主要調達資機材					
- 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II.8.1-1(1)~(5)に、第2期のそれを図II.8.1-2(1)~(5)に、第3期のそれを図II.8.1-3(1)~(5)にそれぞれ示す。図より明らかなように、BENが早急な改修・復興を強く望んでいた市中心部のかなりの設備が第1期の整備対象となっている。なお、図において、既存の設備を青色(10 kV)と緑色(6 kV)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。また、図面上の表示が煩雑になることを避けるため、改修対象、改修済みの地中線路の回線数(原則的に2回線)を既存の回線数に合わせてあることに留意すべきである。

配電網整備計画は、その役割上、需要の動向および上流に当たる送電系統の整備・拡張計画によって左右される。従って、本調査で策定したマスタープランは、上流の送電系統の整備・拡張の進捗状況、また

は需要動向の変化が認められた場合は、その都度見直しをする必要がある。これらの前提条件は比較的頻繁に変更されるので、需要予測を含めて前提条件の見直しを行い、それに対する配電網整備計画の検討を毎年の計画として実施することが一般的である。特に、上記第2期および第3期の整備計画を実施する前に、実状に基づいて見直しを実施することが重要である。

### 8.1.2 給電指令設備の更新

本編6章で説明した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II.8.1-2に示す。35 kV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II.8.1-2には数量を計上していない。本編6章に述べているように、変電所の整備計画を策定し、遠方監視制御に必要な条件が整備された変電所を自動給電指令システムに取り込むものとする。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II.8.1-2 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
35 kV 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)

## 8.2 資機材調達

### 8.2.1 資機材の調達方法

#### (1) 配電設備

第5章において算定した配電網の改修・復興に必要な資機材を、BENが従来実施してきたCIS諸国から調達することは技術的に問題が多いと考えられる。特に高圧開閉機器の調達に問題がある。すなわち、CIS諸国からの調達は、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、むしろ真空型またはSF6ガス型の開閉機器のサイズが問題となる。本マスタープランで改修対象として特定した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る。そのため、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システムのための高圧開閉機器を全て配置するには建屋が狭すぎ、ほとんどの配電用変電所でその拡張を行わなければならない。このことから、以下の困難さが考えられる。

- (a) 独立型の配電用変電所建屋のうち、一部の公園や緑地帯に建設されているものは拡張のためのスペース確保が比較的容易であるが、その他多くの配電用変電所では拡張のスペースの確保が困難な状況にある。特に、借室型のほとんどにおいてスペースの拡張が困難なうえ、代替の借室の確保にも問題がある。
- (b) 改修工事中も電力の供給を継続する必要がある。そのうえ、改修対象の配電用変電所は需要密度の高い地域にあり、1箇所の配電用変電所に多くの一般需要家が接続されているため、停電による影響も大きい。このような状況で、たとえ拡張が可能だとしても、建物の改造に時間を要し、電力供給に支障をきたす可能性がその分増大することになるため、電力の安定供給の面より問題が多いと言える。

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に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

本編6章で説明した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。近年の自由競争によって、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。

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状態であるため、本計画対象地域の詳細な電子地理情報の調達は困難である。そこで、本計画に

て電子地理情報を作成する必要があるが、それには莫大な費用がかかる。また、電子化された地理情報は本計画のみに有用だけでなく、行政上必要なものでもあるので、今後、別の政府機関にて作成されることも大いに予想される。したがって、本計画では、電子地理情報を作成することは考慮しない。

給電指令システムの場合には、そのハードウェアよりもソフトウェアが重要である。そのため、配電網制御がコンピュータで行なわれ、そのソフトウェア開発に十分な経験を持っている諸国からの調達、機器の信頼度を高める上で重要である。また、各装置間の通信仕様、プロトコルなどの情報通信関係の仕様を統一することにより、異なるメーカー間の機器でも十分にシステムを構築可能であるので、国際一般競争入札で必要な資機材の調達を行なうことを想定した。この場合でも、入札図書のなかで、通信仕様、プロトコルなどの機器仕様を明確に規定する必要がある。

### 8.2.2 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作成した。事業実施のための業者契約金額は、工事中の契約変更や追加工事などにより増加する傾向にあるので、予算に多少の余裕を見込む必要がある。採用した資機材の標準単価(FOB)を添付 II.8.2-1 に示す。

給電指令・通信設備も同じ状況にあり、最近の国際入札の状況およびメーカーからの参考見積りを基に積算用の単価を決定した。自動給電指令システムのようなコンピュータ・システムの場合、装置の機器に比べてソフトウェア構築にかかる費用の方が大幅に高い。本積算においては、最低限必要と思われるソフトウェアを計上したが、詳細設計の時点において客先の要求により変更することもありえる。また、前述の理由により、電子地理情報を作成するための費用は考慮しない。積算に採用した単価を添付 II.8.2-2 に示す。

## 8.3 工事費

### 8.3.1 配電設備

従来、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。また、資機材の納入を業者契約に含める場合もあった。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、本計画の実施工事は、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・キー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。

地中線工事は混雑した市街地での作業となり、行政府からの施工許可取得のタイミング、工事に伴う交通規制等の問題もあり、ケーブル敷設工事を配電用変電所工事に合わせて実施することは困難であると考えられる。従って、配電用変電所機器更新のための工事と地中線敷設工事を、それぞれ独立に、かつ、余り時間差が生じないように実施すべきである。

本改修・復興計画実施に伴う工事項目は、次の通りである。

#### (1) 配電用変電所の設備更新

- (a) 需要家への電力供給を継続するための仮設変圧器および開閉機器の設置、それらの仮設設備への既存電力ケーブルの接続
- (b) 既存の開閉機器、変圧器、母線等の撤去
- (c) 変電所建屋の改造、修理、塗装など  
機器設置のための隔壁改造を実施しない建屋でも、ケーブル・ダクトや機器の架台等の工事が必要
- (d) 開閉機器・変圧器等の据付け、調整および試験
- (e) 仮設設備から新設した開閉機器への接続替え
- (f) 地中線工事完了時点でのケーブルの開閉機器への接続

#### (2) 地中ケーブル敷設工事

地中線工事関連の項目は以下の通りである。なお、BENでは、既存の老朽化したケーブルは、新規に敷設するケーブルの工事に支障が無い限り撤去しない方針である。

- (a) ケーブル敷設ルート of 測量、他埋設物の調査、ケーブル敷設計画の作成  
この結果を基に、ケーブル敷設の許可取得が必要
- (b) 掘削  
狭い道路または交通規制の困難な場所では、掘削土の一時撤去のための運搬が必要
- (c) ケーブル敷設およびケーブル保護工事
- (d) 埋め戻しおよび歩道・道路の舗装工事  
歩道・道路の舗装工事は、通常バクー市の道路建設部門が下請けとして実施する

以上のほとんどの項目において、外国業者の責任で、アゼルバイジャンの下請業者により工事が行われることになる。

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、以下に示す方法で行われている。しかし、その方法は複雑であり、

本調査団が種々聞き取り調査を行ったが、残念ながら十分に理解できたとはいえない状況にある。

- (a) 全ての工事の積算は、公的な設計事務所 (Design Institute) により、施工許可取得および工事入札のために実施される。そのための費用は、事業実施機関が負担する。
- (b) 対象設備・工種毎に積算方法、単価が細かく規定されている。それらの規定は旧ソ連時代に作成されたものであり、基準単価も 1991 年時点のものを使用し、基準通貨もすべてルーブル (Russian Rouble, RR) で積算される。
- (c) 1991 の基準単価で積算された建設費 (RR) を、まず 1991 年時点の AZM (1AZM=10RR) に換算し、次いで計画時の物価に基づいて調整を行い、AZM に換算する。

ちなみに、4 回線 (3×185 mm<sup>2</sup>, 10 kV) 地中配電線の敷設工事 (1,160 m) の積算結果を表 II.8.3-1 に示す。なお、表に示した建設費に、雇用基金として人件費の 2.0%、一般管理費の 0.228%、さらに VAT20% が加算される。また、AZM から US\$ への交換レートとして、1US\$=AZM 4,456.00 (2000 年 5 月 31 日) を使用した。なお、表 II.8.3-1 の材料費として、ケーブル (4.87km) および直線ジョイントやケーブル端子などの付属品の価格が含まれている。

表II.8.3-1 ケーブル敷設工事費算定の例

項目	元見積もり (AZM1991)	調整係数	建設費 (1000AZM)	建設費 (US\$)
材料費(ケーブル含む)	8,508	50,053	425,848.5	95,567
人件費	412	21,056	8,674.9	1,947
機械費	190	36,064	6,852.2	1,538
一般管理費	339	17,258	5,850.6	1,313
設計・積算費	756	27,759	20,986.0	4,710
合計	10,205	45,881	468,212.5	105,075

### 8.3.2 給電指令設備

第 8.2 節で述べたように給電指令システムを構成する設備は国際入札により調達されるため、全ての機器・装置が外国製品となる。また、これらシステムは現地据付後の現地調整および試験が機能を発揮する重要な事項であり、場合によってはソフトウェアの修正などの作業も伴う。したがって、経験のある外国企業に全ての責任を負わせるターン・キー形式で調達を実施する必要があると判断する。

コンピュータを使用した大型機器据付の実績の少ないアゼルバイジャンにおいて、給電指令システムの装置据付の費用を調査することは困難であるので、実施方法に合わせて内貨分の工事費は工事費の 20% を計上した。ただし、アゼルバイジャンの電力関連あるいは情報通信関連の施工業者が、外国企業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。

## 8.4 事業費

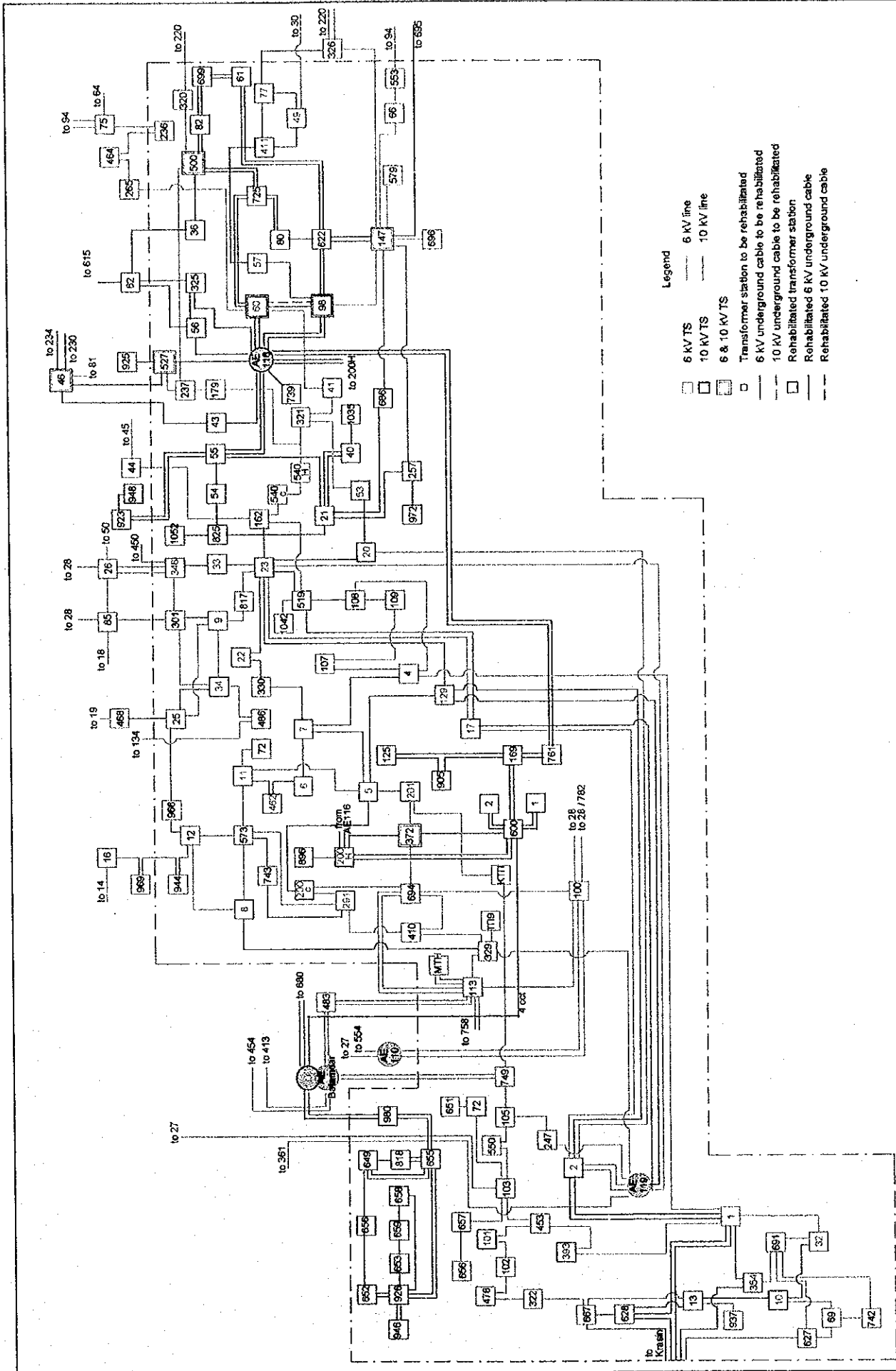
第8.1節の調達資機材、第8.2節で想定した単価、第8.3節の工事費より算定した事業費は、表II.8.4-1に示す通りである。なお、詳細設計および入札支援に引き続いて実施される施工監理のためのエンジニアリング・コストとして、全建設費の8%、事業実施の予備費として10%を見込んでいる。

表II.8.4-1 事業費 (単位1,000US\$)

	第1期	第2期	第3期	合計
<b>配電設備</b>				
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
<b>給電指令設備</b>				
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
<b>配電設備 + 給電指令設備</b>				
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





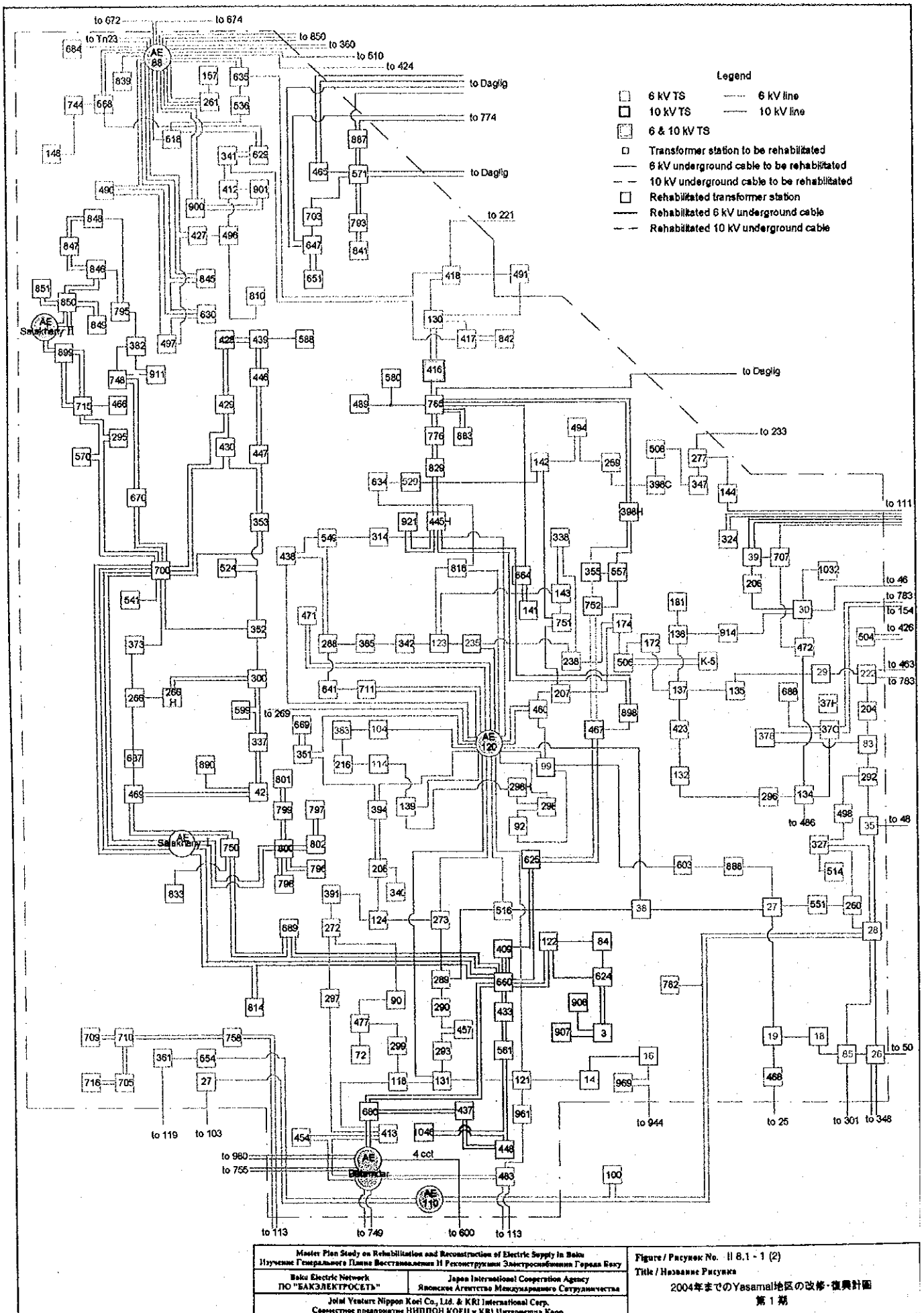


Legend

- 6 KV TS
- 10 KV TS
- 6 & 10 KV TS
- Transformer station to be rehabilitated
- 6 KV underground cable to be rehabilitated
- 10 KV underground cable to be rehabilitated
- Rehabilitated transformer station
- Rehabilitated 6 KV underground cable
- Rehabilitated 10 KV underground cable

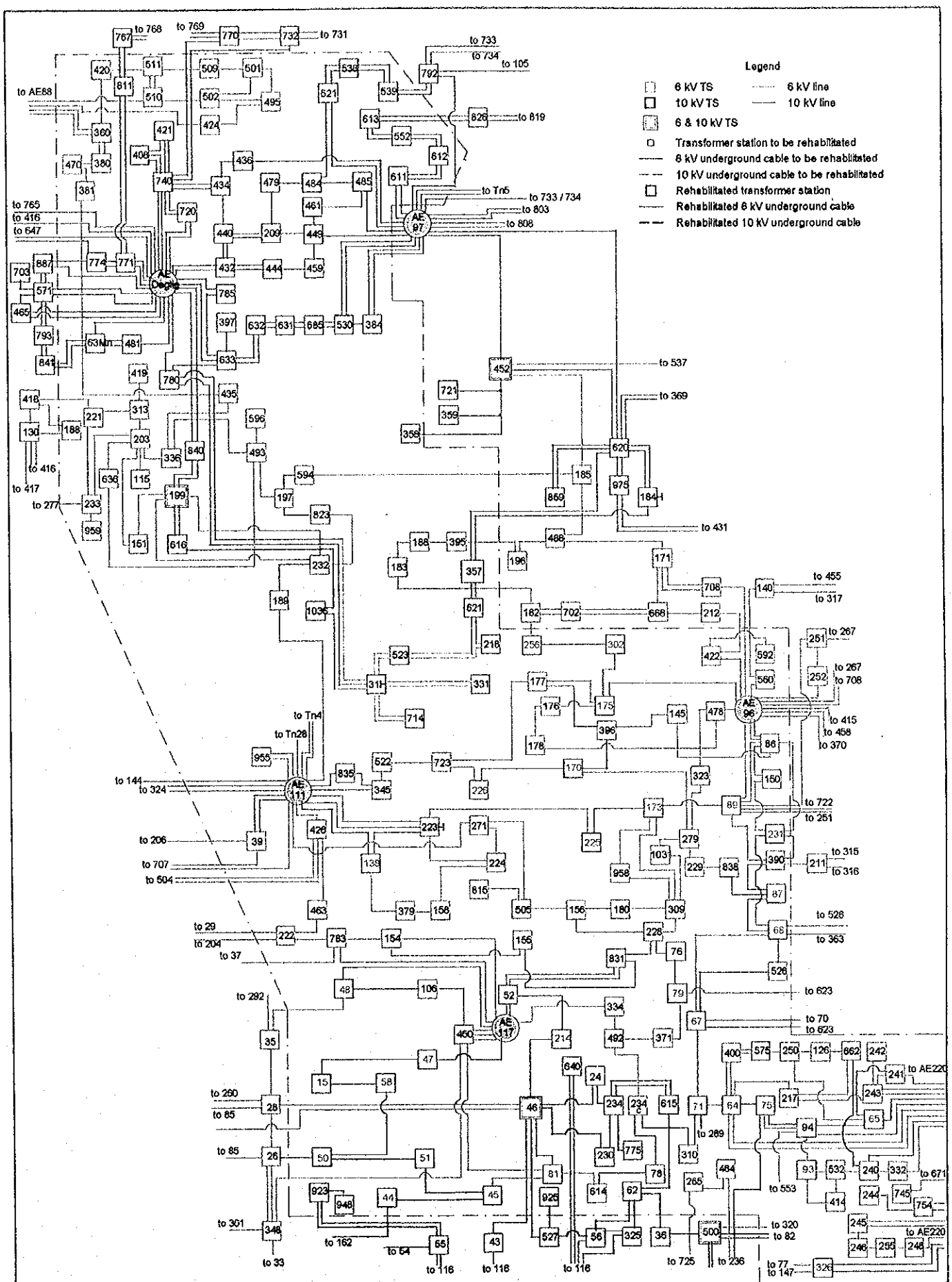
Main Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Batu  
 Исполнительный План Восстановления и Реконструкции Электрообеспечения Горного Района  
 Batu Electric Network  
 Исполнительный План Восстановления и Реконструкции Электрообеспечения Горного Района  
 ПО "БАТУЭЛЕКТРОСЕТЬ"  
 Joint Venture Nippon Kvaik Co., Ltd. & SBI International Corp.  
 Соединенное предприятие НИППОН КВАЙК И СБИ Интернационал Корпорейшн

Figure / Рисунок No. II 8.1 - 1 (1)  
 Title / Название Рисунок  
 2004年までのSabali地区の改修・復旧計画  
 第 1 期



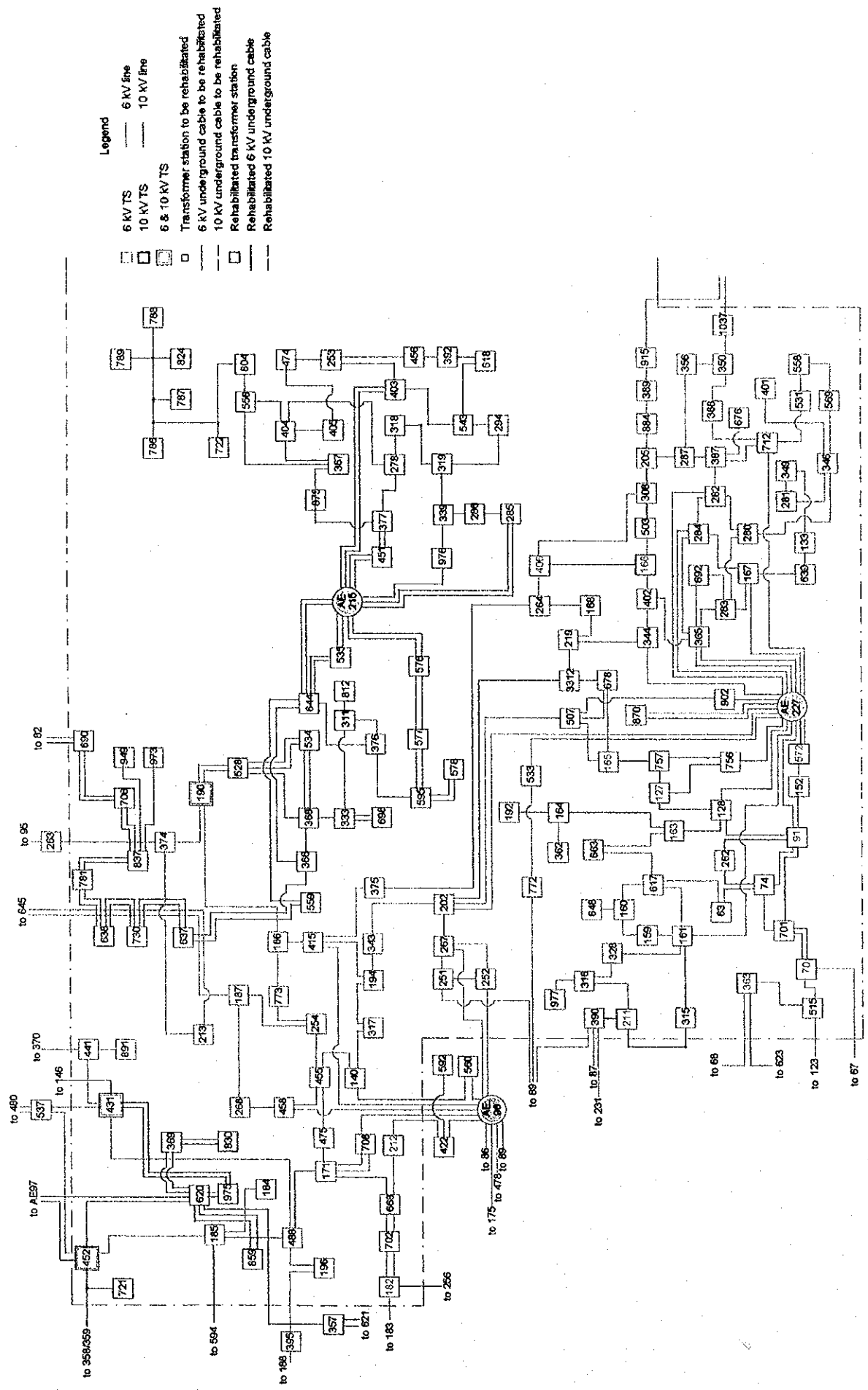
Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Basin  
 Изучение Генерального Плана Восстановления И Реконструкции Электроснабжения Территории Бассейна  
 Basin Electric Network Japan International Cooperation Agency  
 ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ" Японское Агентство Международного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

Figure / Рисунок No. II 8.1 - 1 (2)  
 Title / Название Рисунок  
 2004年までのYessamal地区の改修・復興計画  
 第1期



Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baico  
 Научное Генеральное Плановое Восстановление и Реконструкция Электроэнергетической Системы Города Баико  
 Baico Electric Network  
 ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"  
 Japan International Cooperation Agency  
 Японское Агентство Международного Сотрудничества  
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Совместное предприятие НИППОН КОЭИ и КРИ Интернешнл Корп.

Figure / Рисунок No. II 8.1 - 1 (3)  
 Title / Название Рисунка  
 2004年までのNasimi地区の改修・復興計画  
 第 1 期



- Legend
- 6 KV TS
  - 10 KV TS
  - 6 & 10 KV TS
  - 6 KV line
  - 10 KV line
  - Transformer station to be rehabilitated
  - 6 KV underground cable to be rehabilitated
  - 10 KV underground cable to be rehabilitated
  - Rehabilitated transformer station
  - Rehabilitated 6 KV underground cable
  - Rehabilitated 10 KV underground cable

Figure / Рисунок No. II 8.1 - 1 (4)  
 Title / Название Рисунок  
 2004年までのNarimanov地区の改修・復舊計画  
 第 1 期

Main Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Nakhichevan Republic  
 Nakhichevan Electric Network  
 NO "BANSHEITROCOB" - Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Japanese International Cooperative Agency  
 Japanese Overseas International Cooperation Center  
 Construction Management MIHIDOH KOGAKU & KRI International Corp.

Legend

- 6 kV TS
- 10 kV TS
- 6 & 10 kV TS
- 6 kV line
- 10 kV line
- Transformer station to be rehabilitated
- 6 kV underground cable to be rehabilitated
- 10 kV underground cable to be rehabilitated
- Rehabilitated transformer station
- Rehabilitated 6 kV underground cable
- Rehabilitated 10 kV underground cable

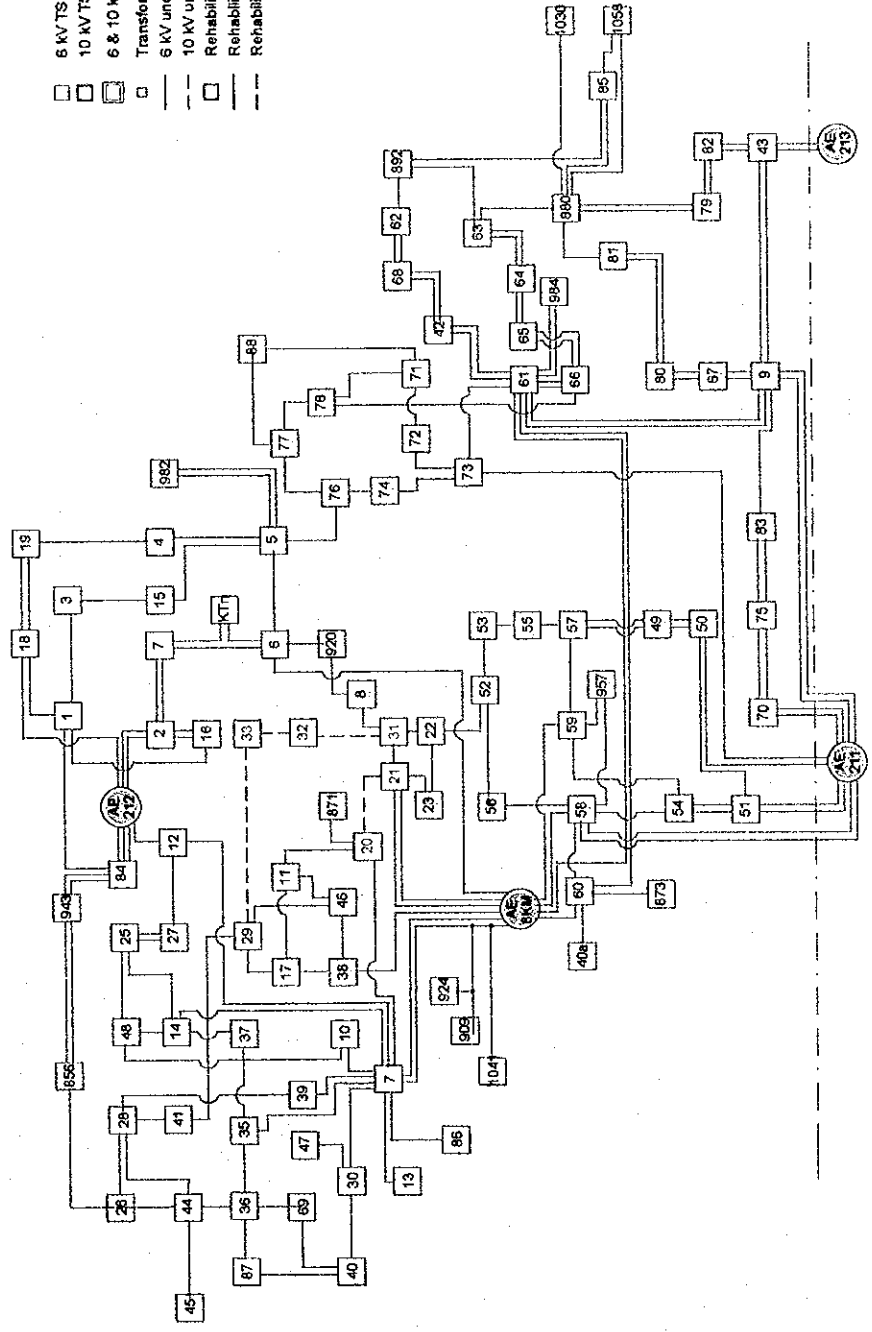
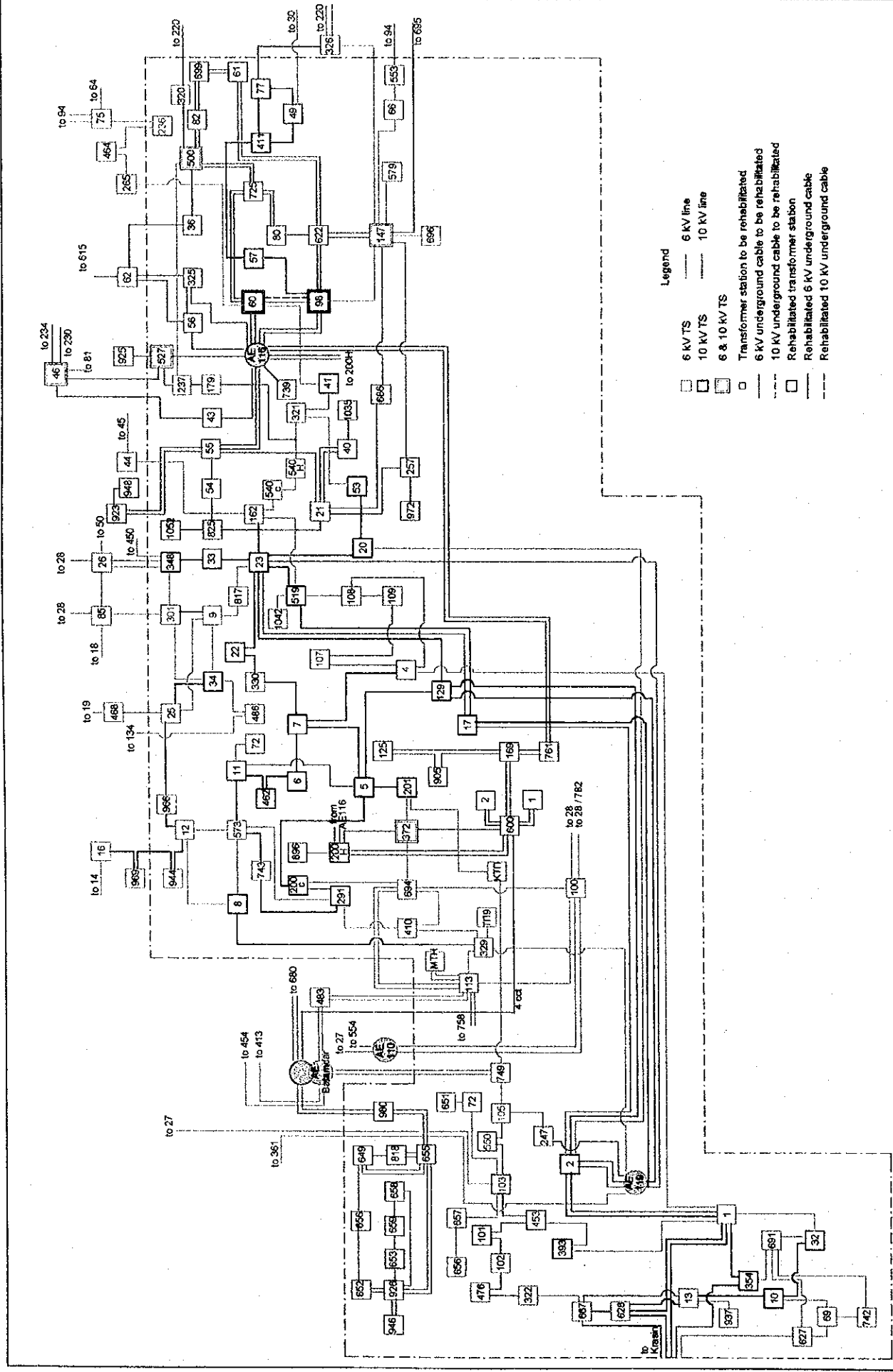


Figure / Figure No. II 8.1 - 1 (5)  
 Title / Название Рисунок  
 2004年までのNizami地区の改修・復旧計画 第 1 期

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Ruku  
 Изучение Генерального плана восстановления и реконструкции электроэнергетического района Рук  
 Ruku Electric Network Японская Международная Компания Агентства  
 ИО "РАКЭЛЕКТРОСЕТЛЬ" Японское Агентство Международных Сотрудничеств  
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернационал Корп.

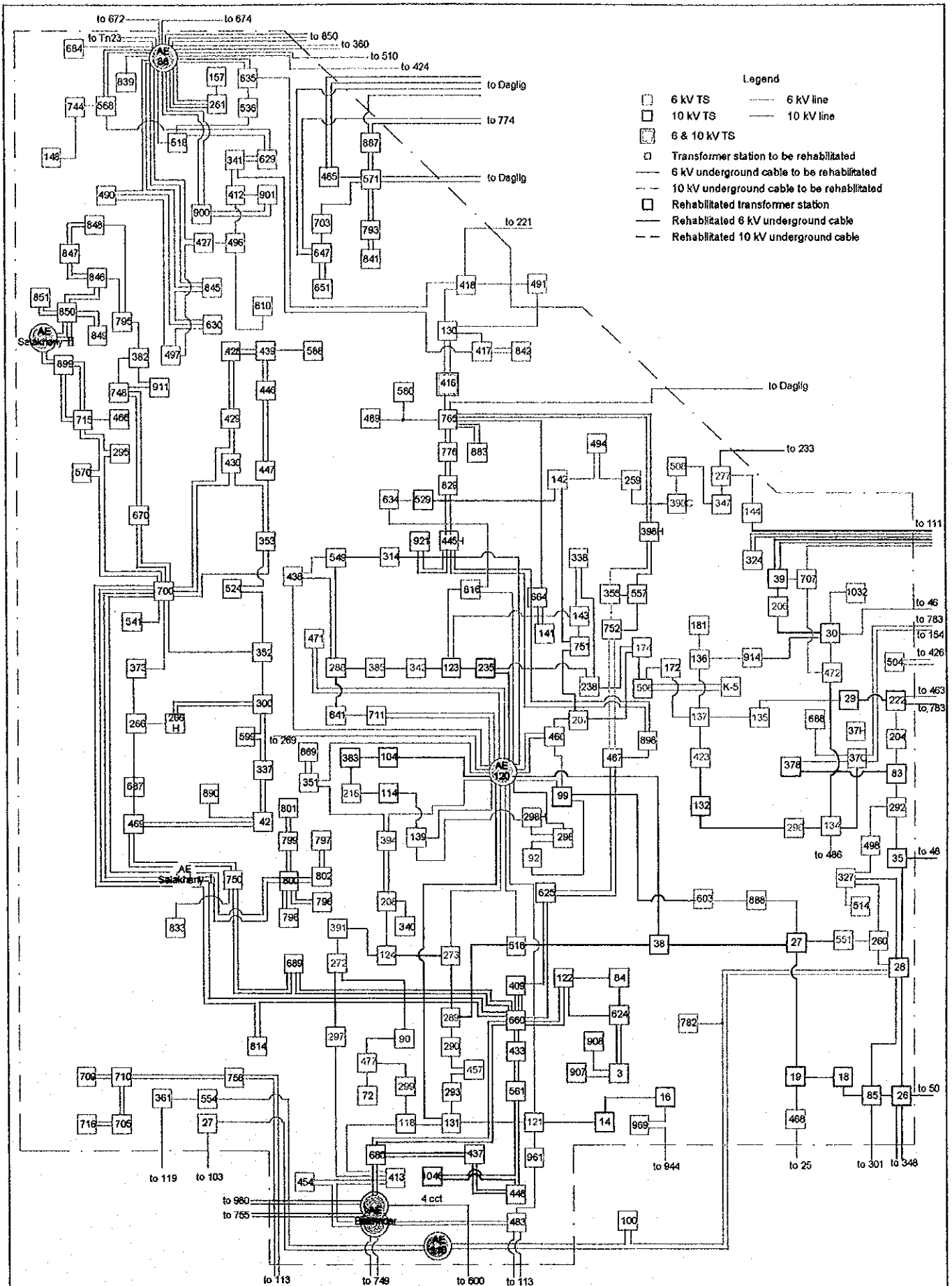


- Legend**
- 6 KV TS
  - 10 KV TS
  - 6 & 10 KV TS
  - Transformer station to be rehabilitated
  - 6 KV underground cable to be rehabilitated
  - 10 KV underground cable to be rehabilitated
  - Rehabilitated transformer station
  - Rehabilitated 6 KV underground cable
  - Rehabilitated 10 KV underground cable

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Baku Electric Network  
 ID: "BAKELNETPROEKT"

Figure / Project No. II 8.1 - 2 (1)  
 Title / Исполнительный Проект  
 2007年までのSabail地区の改修-復原計画  
 第2期

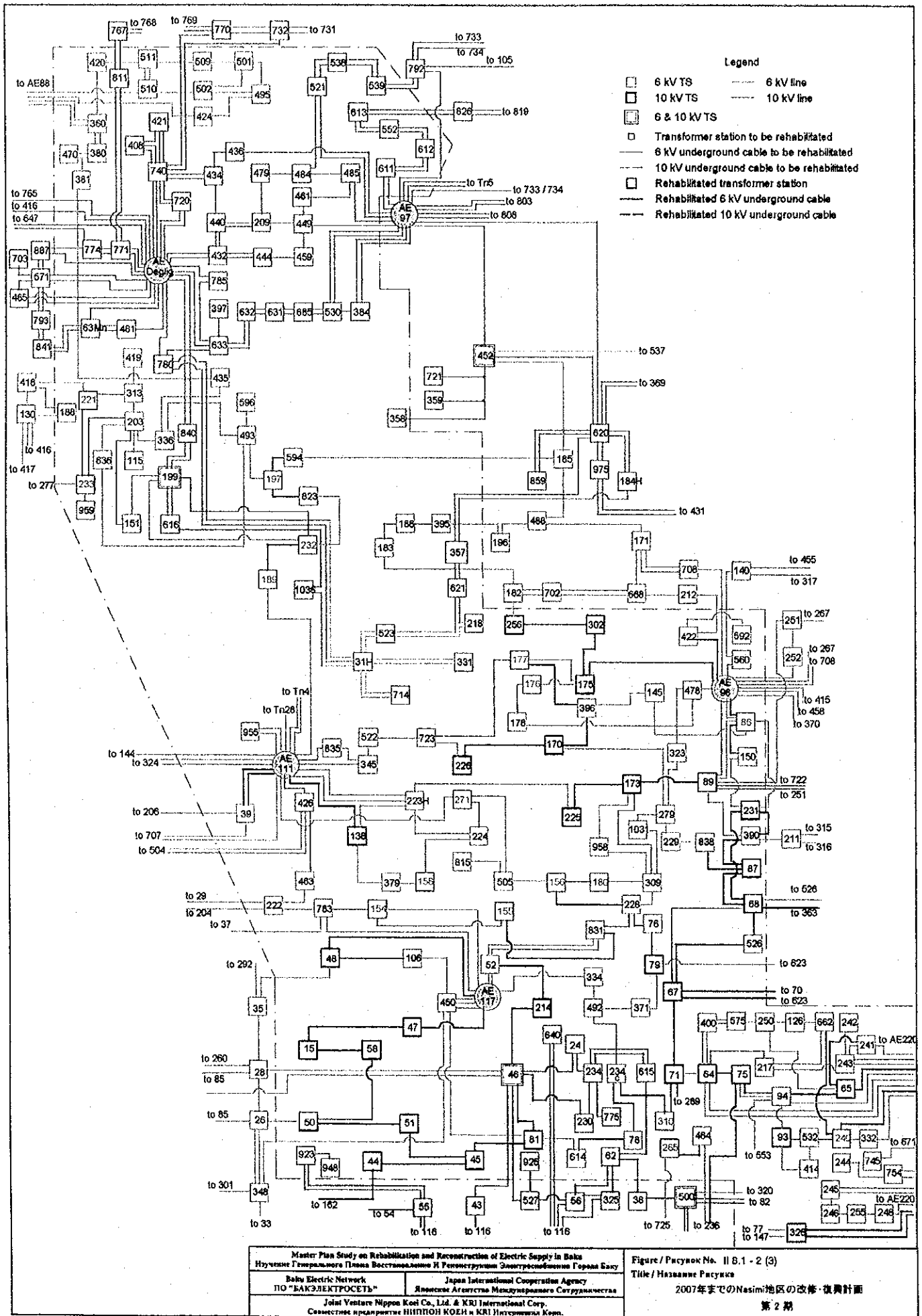
Japan International Cooperation Agency  
 Japanese Agency for International Cooperation  
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KEO International Corp.  
 Советское предприятие ИИИИОН КООИ и КИИ Интернационал АсП.



- Legend
- 6 kV TS
  - 10 kV TS
  - 6 & 10 kV TS
  - Transformer station to be rehabilitated
  - 6 kV underground cable to be rehabilitated
  - 10 kV underground cable to be rehabilitated
  - Rehabilitated transformer station
  - Rehabilitated 6 kV underground cable
  - Rehabilitated 10 kV underground cable

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Изучение Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электроснабжения Города Баку		Figure / Рисунок No. II 8.1 - 2 (2) Title / Название Рисунка
Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"		Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества
Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НИППОН КОЭИ и КРИ Интернешнл Корп.		2007年までのYasamal地区の改修・復興計画 第2期





- Legend**
- 6 kV TS
  - 10 kV TS
  - 6 & 10 kV TS
  - Transformer station to be rehabilitated
  - 6 kV underground cable to be rehabilitated
  - - - 10 kV underground cable to be rehabilitated
  - Rehabilitated transformer station
  - Rehabilitated 6 kV underground cable
  - - - Rehabilitated 10 kV underground cable

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

Figure / Рисунок №. II B.1 - 2 (3)  
 Title / Название Рисунка  
 2007年までのNasimi地区の改修・復興計画  
 第2期

- Legend
- 6 KV TS
  - 10 KV TS
  - 6 & 10 KV TS
  - Transformer station to be rehabilitated
  - 6 KV underground cable to be rehabilitated
  - 10 KV underground cable to be rehabilitated
  - Rehabilitated transformer station
  - Rehabilitated 6 KV underground cable
  - Rehabilitated 10 KV underground cable

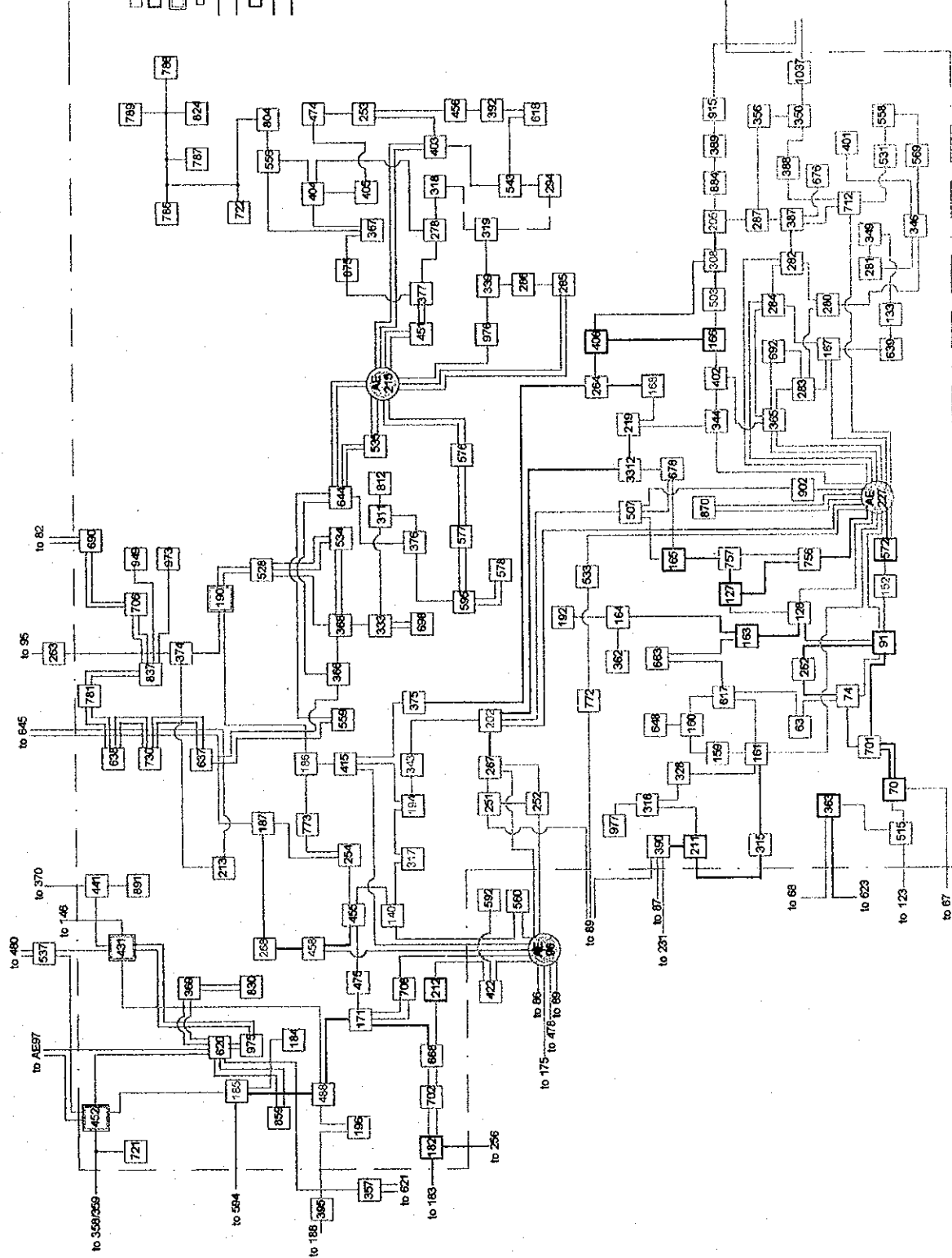
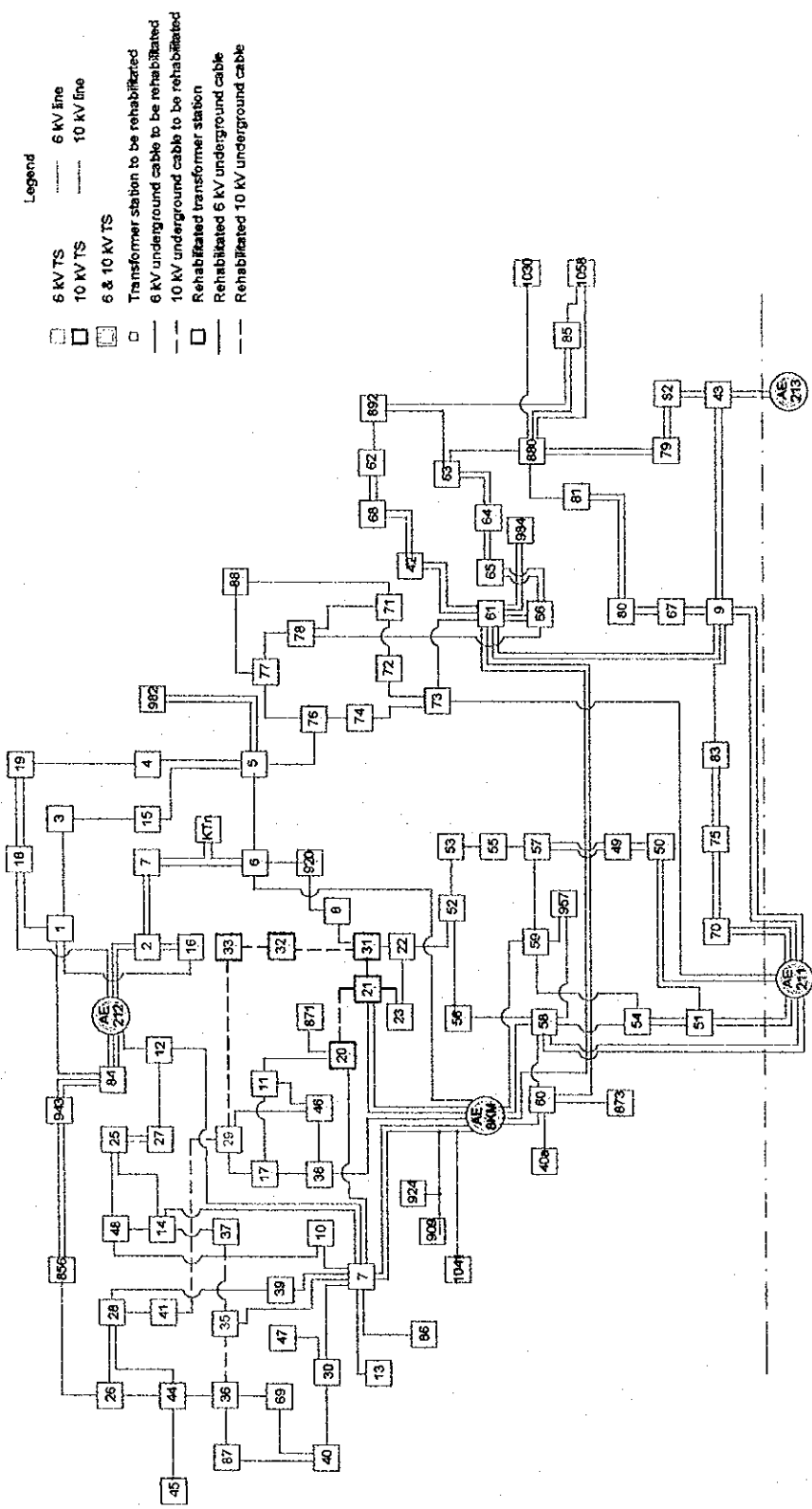


Figure / Рисунок No. II 8.1 - 2 (4)  
 Title / Название Рисунок  
 2007年までのNaftanovskaya地区の改修-復旧計画  
 第 2 期

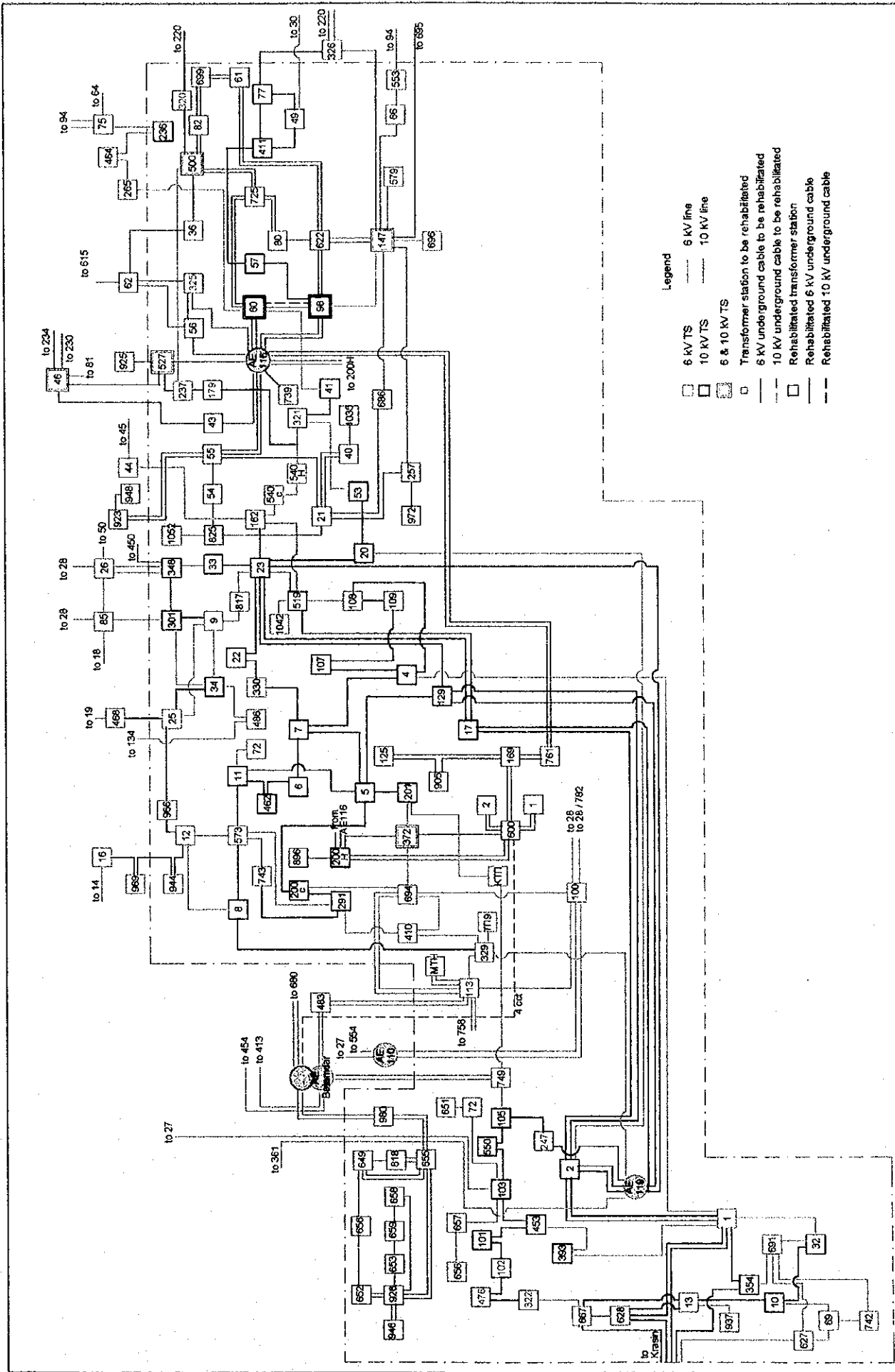
Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Изучение Генерального плана Восстановления и Реконструкции Энергоснабжения Города Баку  
 Baku Electric Network  
 Японская Международная Сотрудничества  
 по "БАЗУЭЛЕКТРОСЕТЬ"  
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Совместное предприятие НИППОН КОЭИ и КРИ Интернационал Корп.



- Legend
- 6 KV TS
  - 10 KV TS
  - 6 & 10 KV TS
  - Transformer station to be rehabilitated
  - 6 KV underground cable to be rehabilitated
  - 10 KV underground cable to be rehabilitated
  - Rehabilitated transformer station
  - Rehabilitated 6 KV underground cable
  - Rehabilitated 10 KV underground cable
  - 6 KV line
  - 10 KV line

Figure / Рисунк No. II 8.1 - 2 (5)  
 Title / Название Рисунок  
 2007年までのNizami地区の改修-復興計画  
 第 2 期

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Штудийне Планнае Восстановление и Реконструкция Электроснабжения Города Баку  
 Baku Electric Network  
 Японско-Азербайджанское Сотрудничество  
 Япония International Cooperation Agency  
 Япония Армянское Реконструкция Корпорация  
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Соединение японских компаний НИППОН КОЭИ и KRI International Corp.

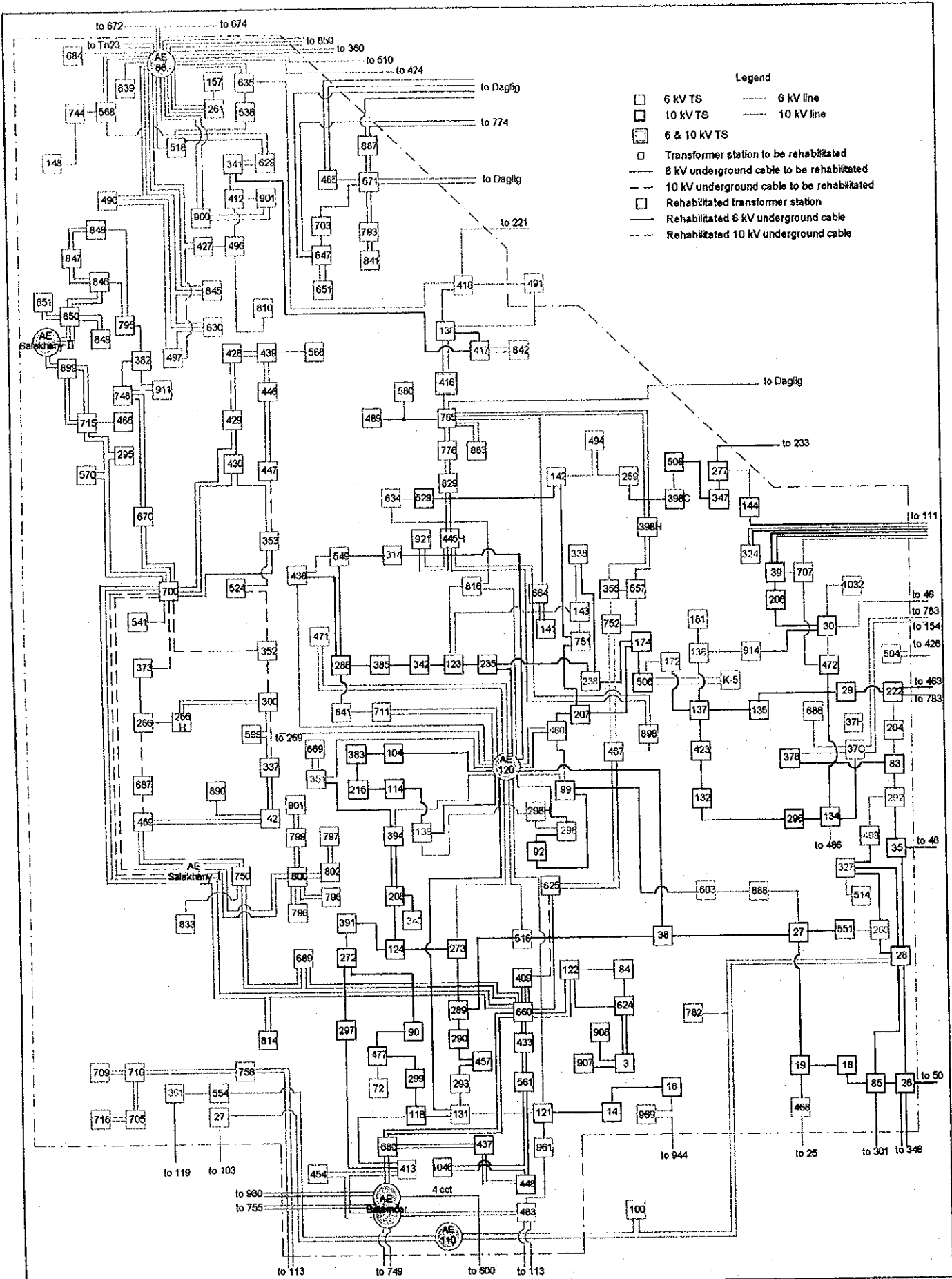


Legend

- 6 KV TS
- 10 KV TS
- 6 & 10 KV/TS
- Transformer station to be rehabilitated
- 6 KV underground cable to be rehabilitated
- 10 KV underground cable to be rehabilitated
- Rehabilitated transformer station
- Rehabilitated 6 KV underground cable
- Rehabilitated 10 KV underground cable

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Baku Electric Network  
 NO "BAKERTEKOETL"  
 Joint Venture Nippon Kofu Co., Ltd. & K&J International Corp.  
 Соединенное предприятие НИППОН КОФУ и К&Д Интернационал Корп.

Figure / Рисунок No. 118.1 - 3 (1)  
 Title / Название Рисунок  
 2010年までのSabail地区的改修-復興計画  
 第 3 期

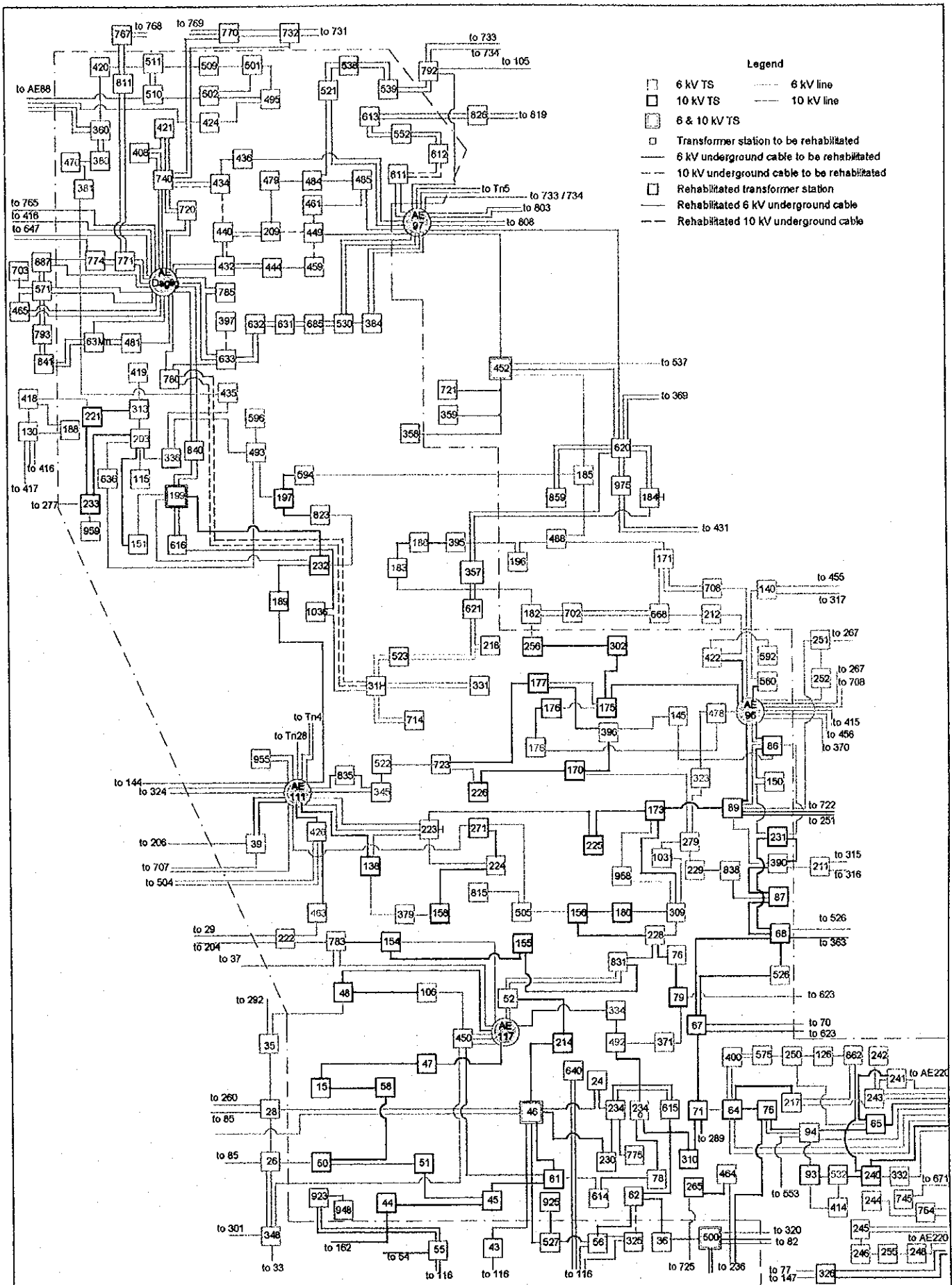


- Legend**
- 6 kV TS
  - 10 kV TS
  - 6 & 10 kV TS
  - Transformer station to be rehabilitated
  - 6 kV underground cable to be rehabilitated
  - 10 kV underground cable to be rehabilitated
  - Rehabilitated transformer station
  - Rehabilitated 6 kV underground cable
  - Rehabilitated 10 kV underground cable

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
Исследование Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электроснабжения Горной Басу

Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"	Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества
Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp. Совместное предприятие НИППОН КОЭИ и КРИ Интернэшнл Корп.	

**Figure / Рисунок No. II 8.1 - 3 (2)**  
 Title / Название Рисунок  
 2010年までのYassamaai地区の改修・復興計画  
 第 3 期

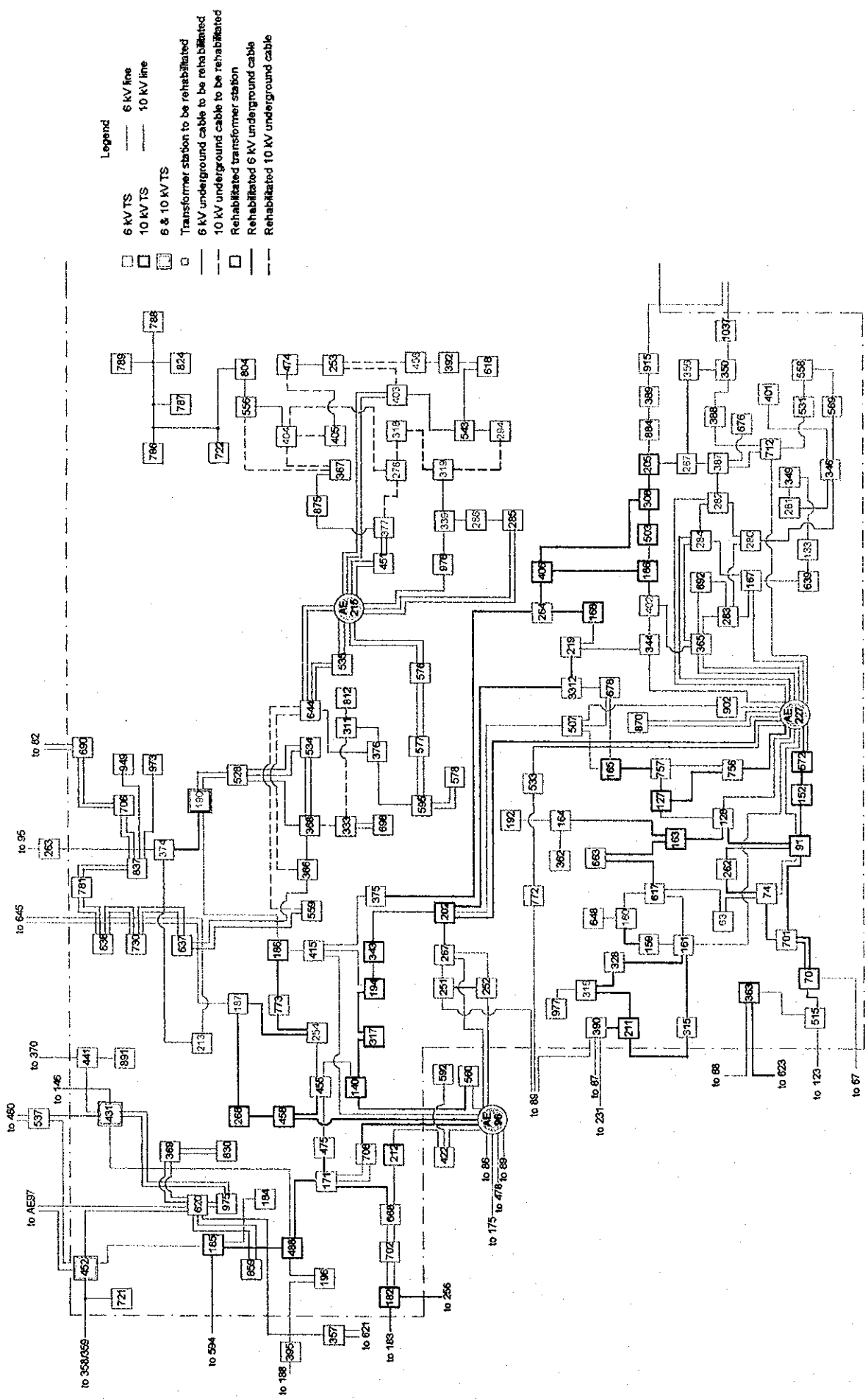


**Legend**

- 6 kV TS
- 10 kV TS
- 6 & 10 kV TS
- Transformer station to be rehabilitated
- 6 kV underground cable to be rehabilitated
- 10 kV underground cable to be rehabilitated
- Rehabilitated transformer station
- Rehabilitated 6 kV underground cable
- Rehabilitated 10 kV underground cable

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

Figure / Рисунок No. II 8.1 - 3 (3)  
 Title / Название Рисунок  
 2010年までのNasimi地区の改修・復興計画  
 第 3 期



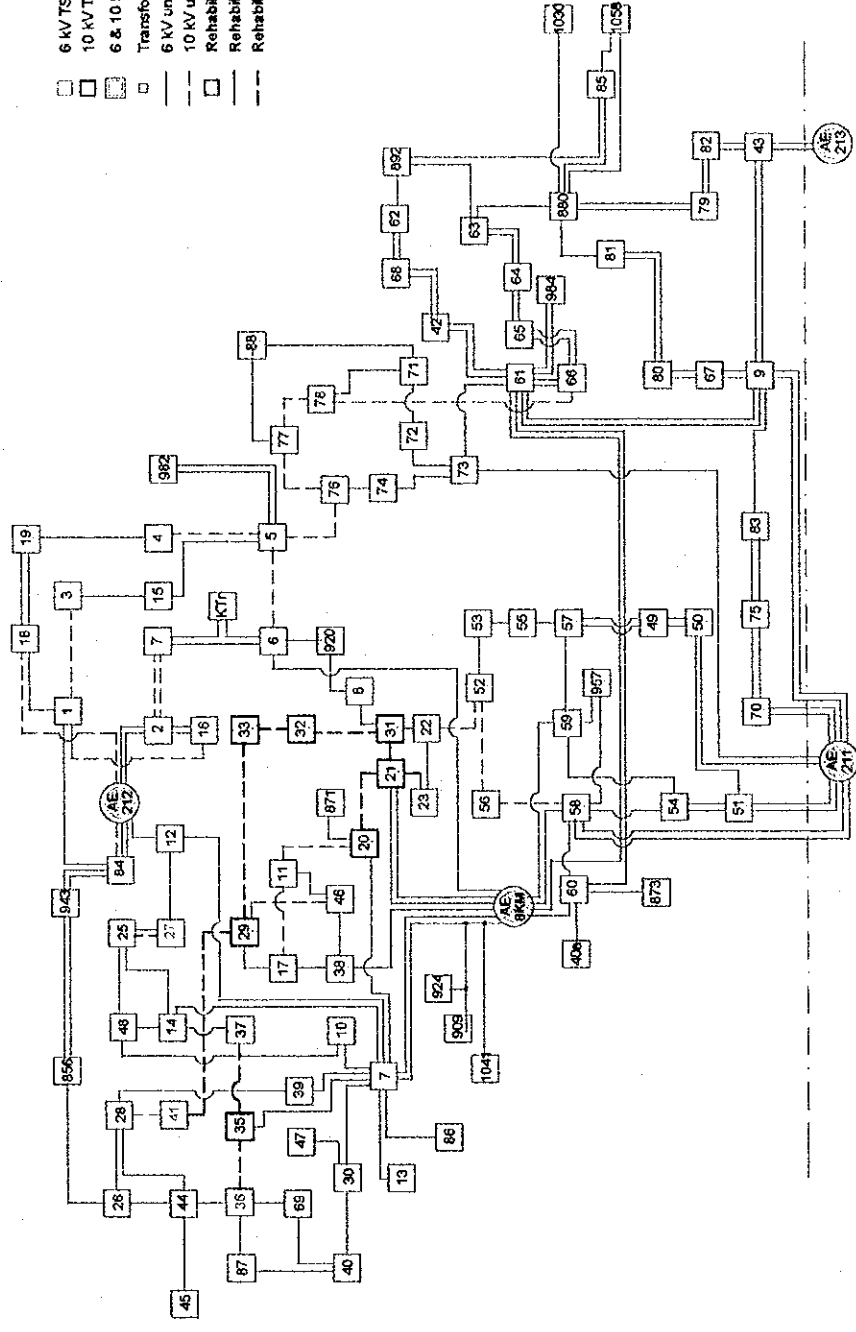
- Legend**
- 6 KV TS
  - 10 KV TS
  - 6 & 10 KV TS
  - Transformer station to be rehabilitated
  - 6 KV underground cable to be rehabilitated
  - 10 KV underground cable to be rehabilitated
  - Rehabilitated transformer station
  - Rehabilitated 6 KV underground cable
  - Rehabilitated 10 KV underground cable

Figure / Рисунок No. II 8.1 - 3 (4)  
 Title / Название Рисунок  
 2010年までのNaimanov地区の改修-復旧計画  
 第 3 期

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Изыскание и проектирование по восстановлению и реконструкции электроснабжения Баку  
 Baku Electric Network  
 Японская Международная Кооперативная Агенция  
 Японская Атомная Международная Корпорация  
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Соединенные предприятия НИППОН КОЭИ и КРИ Интернационал Корп.

Legend

- 6 KV TS
- 10 KV TS
- 6 & 10 KV TS
- 6 KV line
- 10 KV line
- Transformer station to be rehabilitated
- 6 KV underground cable to be rehabilitated
- 10 KV underground cable to be rehabilitated
- Rehabilitated transformer station
- Rehabilitated 6 KV underground cable
- Rehabilitated 10 KV underground cable







添付 II.8.1-1 主要な調達資機材

Description	Unit	First Phase	Second Phase	Third Phase	Total
<b>Facilities to be Rehabilitated</b>					
1 MV underground cable lines					
(a) Number of line sections	nos.	199	147	123	469
(b) Line length	km	93.1	70.1	69.7	232.9
2 Distribution transformer stations					
(a) Number of transformer stations	nos.	106	78	78	262
(b) Number of transformers	nos.	156	102	116	374
<b>Quantities of Facilities to be Procured</b>					
<b>A. Transformer Stations</b>					
<b>A.1 MV Cubicles</b>					
a.1.1 Outgoing feeder (SF6 CB, 630 A, motor driven)	set	370	276	231	877
a.1.2 Incoming feeder (SF6 LBS, 630 A, motor driven)	set	370	276	231	877
a.1.3 Bus coupler (SF6 LBS, 2000 A, motor driven)	set	78	60	63	201
a.1.4 PT cubicles	set	156	120	126	402
a.1.5 Transformer circuit cubicle					
(a) SF6 LBS 200A w/fuse for 400 kVA trans.	set	57	34	47	138
(b) SF6 LBS 200 A w/fuse for 630 kVA trans.	set	83	49	55	187
(c) SF6 LBS 200 A w/fuse for 1,000 kVA trans.	set	15	10	11	36
<b>A.2 Supply and Installation of Distribution Transformers (10/0.4-0.23 kV)</b>					
a.2.1 Oil filled type					
(a) 400 kVA	set	31	24	34	89
(b) 630 kVA	set	48	38	44	130
(c) 1,000 kVA	set	10	8	8	26
a.2.2 Molded dry type					
(a) 400 kVA	set	26	10	13	49
(b) 630 kVA	set	35	11	11	57
(c) 1,000 kVA	set	5	2	3	10
<b>A.3 Supply and Installation of Low Voltage Distribution Board (LVDB)</b>					
a.3.1 1,600 A capacity with 4 feeders of 400 A and 4 feeders of 250 A with bus-tie circuit breaker	set	50	24	38	112
a.3.2 1,600 A capacity with 4 feeders of 400 A and 4 feeders of 250 A	set	105	69	75	249
<b>A.4 Supply and Installation of wall mounted fuse switch</b>					
a.4.1 Main fuse of 400 A with 4x250 fuse switches	set	622	384	456	1,462
<b>A.5 Supply and Installation of Package Type Transformer Station</b>					
(a) Station with 400 kVA transformer	set	0	3	1	4
(b) Station with 630 kVA transformer	set	1	6	2	9
<b>B. Power Cable</b>					
<b>B.1 Supply and Erection of MV XLPE Underground Cables</b>					
(a) 3 x 240 mm <sup>2</sup>	km	138.1	104.1	103.5	345.7
(b) 3 x 150 mm <sup>2</sup>	km	59.2	44.6	44.4	148.2
<b>B.2 LV XLPE Cables</b>					
<b>b.2.1 Supply and Erection of LV Underground Cables</b>					
(a) 3 x 240 + 1 x 95 mm <sup>2</sup>	km	62.2	38.4	45.6	146.2
(b) 3 x 150 + 1 x 70 mm <sup>2</sup>	km	55.9	34.4	41.0	131.3
<b>b.2.2 Supply and Erection of ABC House Frank Cable</b>					
(a) 3 x 150 + 1 x 70 mm <sup>2</sup>	km	65.2	40.2	47.8	153.2
(b) 3 x 70 + 1 x 70 mm <sup>2</sup>	km	65.2	40.2	47.8	153.2
<b>C. Watt-hour Meters</b>					
(a) Single phase 230 V 5/20 A	set	13,476	10,107	10,107	33,690
(b) Single phase 230 V 10/20 A	set	17,968	13,476	13,476	44,920
(c) Single phase 230 V 20/60 A	set	13,476	10,107	10,107	33,690
(d) Three phase 400 V 10/30 A	set	144	108	108	360
(e) Three phase 400 V 20/60 A	set	288	216	216	720
(f) Three phase 400 V 30/90 A	set	288	216	216	720

添付 II.8.2-1 標準単価表(配電設備)

Description	Unit	Unit Rate (FOB) Price (US\$)
<b>A. Transformer Stations</b>		
<b>A.1 Supply and Installation of MV Cubicles</b>		
a.1.1 Outgoing feeder (SF6 CB, 630 A, motor driven)	set	13,863.1
a.1.2 Incoming feeder (SF6 LBS, 630 A, motor driven)	set	3,887.0
a.1.3 Bus coupler (SF6 LBS, 2000 A, motor driven)	set	4,556.4
a.1.4 PT cubicles	set	3,887.0
a.1.5 Transformer circuit cubicles		
(a) SF6 LBS 200A w/fuse for 400 kVA trans.	set	3,076.9
(b) SF6 LBS 200 A w/fuse for 630 kVA trans.	set	3,230.7
(c) SF6 LBS 200 A w/fuse for 1,000 kVA trans.	set	3,384.6
<b>A.2 Supply and Installation of Distribution Transformers (10/0.4-0.23 kV)</b>		
a.2.1 Oil filled type		
(a) 400 kVA	set	6,970.1
(b) 630 kVA	set	9,076.3
(c) 1,000 kVA	set	12,650.5
a.2.2 Molded dry type		
(a) 400 kVA	set	12,546.3
(b) 630 kVA	set	16,337.3
(c) 1,000 kVA	set	22,770.9
<b>A.3 Supply and Installation of Low Voltage Distribution Board (LVDB)</b>		
a.3.1 1,600 A capacity with 4 feeders of 400 A and 4 feeders of 250 A with bus-tie circuit breaker	set	25,568.0
a.3.2 1,600 A capacity with 4 feeders of 400 A and 4 feeders of 250 A	set	17,891.6
<b>A.4 Supply and Installation of Package Type Transformer Station</b>		
(a) Station with 400 kVA transformer	set	46,023.4
(b) Station with 630 kVA transformer	set	49,593.8
<b>B. Power Cable</b>		
<b>B.1 Supply and Erection of MV XLPE Underground Cable</b>		
(a) 3 x 240 mm <sup>2</sup>	km	21,086.7
(b) 3 x 150 mm <sup>2</sup>	km	16,474.7
<b>B.2 LV XLPE Cables</b>		
<b>b.2.1 Supply and Erection of LV Underground Cables</b>		
(a) 3 x 240 + 1 x 95 mm <sup>2</sup>	km	13,619.6
(b) 3 x 150 + 1 x 70 mm <sup>2</sup>	km	9,713.2
<b>b.2.2 Supply and Erection of ABC House Frank Cable</b>		
(a) 3 x 150 + 1 x 70 mm <sup>2</sup>	km	7,284.2
(b) 3 x 70 + 1 x 70 mm <sup>2</sup>	km	4,035.2

Building Works

1	New construction (10% of KO type)	nos.	27,966.0
2	Rearrangement of inside wall(KO*60%, KP:30%)	nos.	9,084.0
3	Cable duct and others(KO:30%,KP:70%)	nos.	5,285.0
4	Cable duct and others(KB:100%)	nos.	2,043.0

Note: KO: Ground-mounted type building standing independently  
 KP: Ground-mounted type building close to other buildings  
 KB: Rented room type

添付 II.8.2-2 標準単価表(給電指令設備)

Description	Unit	Unit Rate (FOB) Price (US\$)
<b>A. Load Dispatching Center</b>		
a.1 Distribution network supervisory control unit	set	160,000
a.2 Substation supervisory control unit & communication equipment	set	254,000
a.3 Dispatcher terminal & accessory	set	44,000
a.4 Large size screen type display & control equipment	set	564,000
a.5 Distribution network display panel & control equipment	set	376,000
a.6 Substation network display panel & control unit	set	376,000
a.7 Radio communication equipment & control equipment	set	235,000
a.8 Training terminal	set	28,000
a.9 Office terminal, Office LAN, accessory	set	94,000
a.10 Power supply equipment	set	125,000
<b>B. Transformer Station</b>		
b.1 Remote terminal unit	set	18,797

## 第 9 章

### 経済的および財務的プロジェクト評価

## 第9章 経済および財務的プロジェクト評価

### 9.1 一般

#### 9.1.1 目的

マスタープランで提案されるプロジェクト(以下プロジェクト)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する。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る。

経済評価は社会全体つまり国民経済の観点より評価を行う。国民経済における実質の資源稼働を反映させるため、単なる移転支払いの除去やシャドウ・プライシングを通して、プロジェクト費用を経済費用に変換する。算定された EIRR は資本の経済的機会費用(カット・オフ・レート)と比較し、プロジェクトの経済性を判断する。

一方、財務評価においては、プロジェクトそれ自体の財務健全性(プロジェクト実施によるキャッシュフローより)を判断する。ここでは市場価格に基づいた純増加プロジェクト費用と、プロジェクト実施により獲得される追加的収入を比較する。

#### 9.1.2 プロジェクト費用および支出計画の概要

プロジェクト費用の算定根拠および概要は本編8章に説明のとおりである。支出計画は各期につき、第2年目に資機材調達、建設工事を開始し、約1年半で完了すると想定し、資機材調達費用の90%および建設費用の40%がその開始年度に支出されると想定した。

本プロジェクトによって建設、据付される配電設備に係る年間の固定的運営維持管理費用(すなわちプロジェクトによる純増分運営維持管理費用)は直接プロジェクト費用の2.0%とし、プロジェクト開始次年度より発生すると想定した。

#### 9.1.3 プロジェクト評価に当たりの仮定および前提条件

本評価において以下の仮定および前提条件を設定する。

- (a) 通貨単位は USドル(USD)およびアゼルバイジャン・マナト(AZM)を用い、公式為替レートは1 USD 当り AZM 4,456.0(2000年5月31日付、アゼルバイジャン中央銀行)を参照する。なお、経済評価においては、国際(国境)価格を基準とするため、為替レートに対するシャドウ・プライシングは行わない。

- (b) 経済評価は USD 換算にて行う。一方財務評価は現地通貨 (AZM) 換算にて行う。
- (c) プロジェクト費用および支出計画は 2000 年時点の価格で見積り、実質価格ベースにて行った。従って、インフレーション効果は考慮しない。
- (d) 未熟練労働者に対するシャドウ・プライス係数を世界銀行の同国における評価例に従い、0.8 と設定し、総プロジェクト費用における現地通貨分の平均で 40% を未熟練労働者に対する賃金と仮定する。現地貨による工事費用および維持管理費に対しては、同国における国際援助機関の評価事例で参照されている標準変換係数、0.9 を用いる。
- (e) 上記より、合成変換係数 0.86 を算定し、プロジェクト費用のうち現地貨分に対する経済費用変換係数として適用する。
- (f) カット・オフ・レート(割引率)としての資本の経済的機会費用は同国での国際援助機関の評価事例より 10 % を適用する。同国における財務的資本費用の推定に当っては、アゼルバイジャン中央銀行(NBA)の貸出レート(1999 年末時点での名目値 10.0 %)を参照した。インフレーションによる効果を取り除いた実質値は、年間平均インフレ率(4.7 %:1995~1999 年期間中の消費者物価指数の推移より)を適用し 5.0 %<sup>1</sup>と推計した。
- (g) 配電設備の経済的耐用年数は各事業フェーズ完了後 25 年間と仮定し、同期間に亘り設備改修効果が発生すると考えた。

## 9.2 プロジェクトによる便益

### 9.2.1 プロジェクトによる効果

先述の通り、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)と同じく増分費用より判断する。まず、配電網の改良整備プロジェクト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。

プロジェクト実施の主要目的は、老朽化した施設を改修復興し、電力供給能力を向上させることであり、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容量不足による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。プロジェクト実施により回避される供給支障電力量は、プロジェクトを実施しない場合に比べ、消費および販売電力量の増加をもたらす。

BENの既存配電設備は非常に旧く、老朽化しているため、度重なる事故や供給支障を引き起こしている。そのため、プロジェクトを実施しない場合には、既に顕在化している供給支障量が幾何級数的に増加すると考えられる。ここでは、プロジェクト評価のため、電力需要量に対する供給支障率が 2001 年より年間 3.0 %ずつ増加すると想定し、2010 年には総需要量の 30.0 %まで拡大するとした。なお、プロジェクトを实

<sup>1</sup> 実質ベースでの財務的資本の平均機会費用 =  $[(1 + 10.0\%) \div (1 + 4.7\%)] - 1 = 5.06\%$

施しない場合に、2010年の供給支障電力量の水準を超えて発生する供給支障分は追加投資により対処されるものと仮定した。

なお、本評価で対象とする総電力需要量には、KhataiおよびNizami地区の電力需要は含めないこととした。本編8章にて説明したとおり、それら地区の配電設備は比較的新しく、極一部の配電設備しか改修更新対象として特定されていない。つまり設備の改修更新を行わなくとも、深刻な供給支障は起こらないと考えられ、それら地区の電力需要を調査対象地域の総需要量より控除し、供給支障発生量を想定した。

配電網改修整備に伴うその他の便益として、供給信頼度の改善、配電網における技術的損失の減少、そしてメーター不良、盗電、請求漏れなどによる非技術的損失の改善(財務上の便益としてのみ認識される)が挙げられる。非技術的損失については、その改善を促す計画の策定および実施は、本プロジェクトの目的でないため、財務評価に当損失改善による収入増加を含めることは合理的でない。

技術的損失に関しても、調査対象地域内の正確な技術的および非技術的損失の構成比率およびそれら改善効果の把握は、データ不足により困難であった。従って本評価では、需要予測にて想定した損失率の推移条件を適用し計算を行ったが、プロジェクトを実施した場合としない場合に同一の条件を適用し、プロジェクト効果として反映させないものとした。結果的に便益の発生は控えめに認識されている。目標年次までのプロジェクト実施による増分効果の流れを添付II.9.2-1に示す。

## 9.2.2 便益および電力販売単価

### (1) 経済便益の単価

供給支障電力量の価値は非ネットワーク供給による電力調達費用に基づいて算定する。供給支障電力量は代替的電力発生手段により供給されると仮定する。調査対象地域における代替的手段として、本調査では、家庭、集合アパート、商業や非工業部門などで利用可能な小型のベンジン燃料型発電機による電力調達を仮定した。バクー市内における簡易な市場調査により、ベンジン燃料型発電機による発電費用を算定し、そのタイプにもよるが、USセント(USC)17-18/kWhの結果を得た。添付II.9.2-2(1)に単価の算定根拠を示す。

参照した発電機は、主に家庭や小規模商業部門向けのものであり、BENの顧客のほとんどが家庭部門など小口需要家であることを考慮すると対象として適切であると考ええる。

一方、電力を通常のネットワークによって供給する場合の経済費用は、当該国の電力システム全体に係る長期限界費用(LRMC)を参照すべきである。しかしアゼルバイジャンでは、現在のところLRMCの正確な算定が行われていない。従って、LRMCの近似値を得る目的で、長期平均増分費用(LRAIC)方式を採用し、簡易の算定を行った。

LRAICの算定は純粋に将来の電力供給システム整備計画に基づいて行う。LRAICの算定にあたりTACISの電力/エネルギー・セクターに関する報告書、国際燃料価格を参照し、資本回収率を10%(資本



の経済的機会費用と同値)として求め、BEN の需要家への(低圧配電網出口での)経済的供給費用は USC 8.08/kWh と算定した。なお、LRAIC の算定根拠を添付 II.9.2-2(2)に示す。

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を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 USC 9.24 (USC 17.42/kWh より USC 8.18/kWh を控除)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。

## (2) 収入(電力販売)単価

プロジェクトの実施により、電力の供給支障が回避され、需要家のもとへ適切な電力販売が可能となり、増分収入が得られる。1999 年の販売記録によると、BEN の加重平均電力販売単価は、AZM 90.7/kWh (USD 0.02/kWh)であった。この販売単価に VAT は含まれていない。

しかし、BEN による販売平均単価については、以下に説明する2点について言及する必要がある。

第一に、2000年6月14日付のJSC BEN 設立に関する大統領令により、バクー市内で従来 Azenerji より供給を受けていた需要家に対しても BEN が供給の責任を有することになり、BEN の需要家構成が大きく変わる。これら需要家のほとんどは電力を高圧で受電しており、大口の工業および商業施設より構成される。結果として、BEN(実際にはJSC BENであるが)の需要家構成の変化は、BENに平均販売単価の増加をもたらす。何故なら最低料金が適用される家庭部門の全体に占める比率が小さくなるためである。

第二に、家庭部門や電力小売業者への卸売を除く部門に適用される料金体系が2000年7月1日付けで下方に改定され、かつ均一となり、先とは逆に平均販売単価の低下をもたらす。

これら2点の変化を考慮し、料金改定の効果が電力消費パターンに現れないと仮定した場合、BENの販売平均単価(1999年の販売記録を基に)は約 AZM 92.3/kWh (USD 0.021/kWh)に増加すると予測される(添付 II.9.2-3)。

一方、Azenerji からの電力卸売り料金は AZM 72/kWh (USD 0.016/kWh)である(但し VAT は除く)。従って、小売平均および卸売価格との差分は、AZM 20.3/kWh となり、販売可能な電力量 kWh 当りの増分収入である。

## 9.3 経済評価

### 9.3.1 経済評価における費用

プロジェクト費用のうち現地貨分財務費用に対しては、先述した変換係数を適用し経済費用に変換する。

### 9.3.2 EIRRの算定

これまでに述べてきた便益に対する考え方および費用での評価をベース・ケースとし、添付 II.9.3-1 に示すとおりプロジェクトのEIRRを計算した。計算の結果、EIRRは26.9%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。

### 9.3.3 感度分析

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。便益および費用に対してそれぞれシナリオを想定し、EIRR値の変化をテストする。一つは、プロジェクト費用の変化に対し、もう一つは供給支障電力量の増加率の変化に対して、EIRR値の変化度合いを分析する。

表II.9.3-1 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:(マイナス 0.5%/年)	22.0%
供給支障電力量の増加率/年毎:(プラス 0.5%/年)	31.7%
プロジェクトの建設費用:(マイナス 20%)	34.0%
プロジェクトの建設費用:(プラス 20%)	22.0%

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。

## 9.4 財務評価

### 9.4.1 財務評価における費用

財務評価に用いる費用と便益(収入)は全て、プロジェクト実施および配電設備運営の結果、実施機関に実際に、かつプロジェクトを実施しない場合に比べて追加的に生じる負担を考慮して、獲得され得るものがベースとなる。従って、市場価格ベースでのプロジェクト見積費用(表 II.8.4-1)および運営維持管理費用を含むプロジェクトの見積り価格が電力販売収入と比較される。

### 9.4.2 FIRRの算定

計算の結果、第 9.2.2 節で求めた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が正值を示すことができなかった。そして正值の割引率では、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。これは主に以下の理由による。

第一に、現行の電力料金体系は非常に助成の割合が高く、長期限界費用や平均増分費用の考え方に沿った発電費用、省需要家への実際の供給費用を反映したものではない。とりわけ、BENの主要顧客であ

り、本来であれば、配電網の末端に位置するがゆえに、最も高い電力供給費用を負担すべきである一般家庭部門に適用される料金(AZM 80/kWh:除く VAT、USD 0.018/kWh)に対して最も顕著であり、実際の供給費用より非常に乖離していると考えられる。

第二に、バクー市における需要化構成についても言及する必要がある。旧ソ連邦崩壊以降、工業およびその他産業部門活動は依然として停滞しており、電力使用量もソ連邦時代に比べ非常に低下している。比較的高い料金が適用される工業およびその他産業部門の電力使用量におけるシェア低下(一般家庭部門のシェアの増大)は電力販売総収入を抑制し、結果的に平均販売単価も低下する。なお、ESEによると、旧ソ連邦時代崩壊前の数年間、一般家庭部門はバクー市における電力使用量の僅か 25~27%(1999 年はバクー市全体で約 57%)しか占めていなかったとのことである。残りは全て工業または政府部門により消費されていた。

最後に、一部グループへの優遇料金政策が更に財務上の損失、平均販売単価の低下をもたらしていることが挙げられる。政府の政策により、BEN は退役軍人や障害者など一般家庭部門に属する料金優遇者グループに対し、料金支払いの一部免除による電力供給を行っている。なお避難民に対しては、政府が一定量までの電気利用に対する支払いを肩代わりする取り決めがある。超過利用が一般的ではあるが、BEN が避難民に対し料金を請求することは可能である。

このような状況下では、BEN ひいては JSC BEN における加重平均販売単価は非常に低く抑えられ、結果的に配電マージンも抑制される。従って、本プロジェクトの財務的健全性が実現されるには困難な外部的環境がある。

本調査では、上記の外的要因が今後次のように改善すると仮定し、電力平均販売単価を予測した。

- 1) バクー市においては、電力需要家構成が再び旧ソ連邦時代のそれに近い形に回復する。工業およびその他部門の電力利用シェアが旧ソ連邦崩壊前と同様、大きくなる(一般家庭部門が 26%、残りはその他部門による電力利用)。

2000 年 7 月付けの料金改定でも意図された工業部門や公共サービス部門による電力消費拡大、急速な石油開発、石油関連製品の輸出増大、石油関連およびその他部門への外国投資の活発化により、家庭部門以外の電力利用シェア拡大は可能性が高いと言える。

- 2) 一部グループへの料金優遇政策(電力料金支払いの免除)が廃止される。

以上 2 点の条件変化を考慮し、加重平均販売単価は AZM 117.0/kWh (AZM 80/kWh × 26%:一般家庭部門 + AZM 130/kWh × 74%:その他部門)に上昇すると予測した。しかしながらこの平均販売単価水準での FIRR も正値を示すに至らなかった。従って、先に仮定した今後の経済状況の改善、需要家構成の変化や料金優遇政策の廃止を視野に入れても、プロジェクト自体そしてプロジェクトを実施した場合の BEN の財務健全性確保は難しく、料金体系の上昇改定(BEN の配電マージン上昇)が望まれるところである。

添付II.9.2-1 プロジェクト実施による増分効果の流れ

(for the Whole Study Area)

With Project Case	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
<b>Energy Sales Projection (GWh)</b>	993.3	1,013.9	1,035.0	1,056.5	1,078.5	1,100.9	1,123.7	1,147.1	1,170.9	1,195.2	1,220.1	1,261.5
Growth (%)	--	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	3.40
Non-technical loss (GWh)	165.2	168.7	160.8	152.8	144.7	136.4	127.9	119.3	110.5	101.5	92.4	84.1
Non-technical loss (%) - assumed	13.4%	13.4%	12.7%	12.0%	11.2%	10.5%	9.7%	9.0%	8.2%	7.5%	6.7%	6.0%
<b>Energy Consumption Projection (GWh)</b>	1,158.5	1,182.6	1,195.8	1,209.3	1,223.1	1,237.2	1,251.6	1,266.4	1,281.4	1,296.7	1,312.4	1,345.6
Technical loss (GWh)	70.8	72.3	70.7	69.1	67.5	65.9	64.2	62.5	60.8	59.0	57.2	56.1
Technical loss (%) - assumed	5.8%	5.8%	5.6%	5.4%	5.2%	5.1%	4.9%	4.7%	4.5%	4.4%	4.2%	4.0%
<b>Energy Requirement Projection (GWh)</b>	1,229.3	1,254.9	1,266.5	1,278.4	1,290.6	1,303.1	1,315.8	1,328.9	1,342.2	1,355.7	1,369.6	1,401.7
<b>Without Project Case</b>	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Unreserved energy for total requirement (%)			3.0%	6.0%	9.0%	12.0%	15.0%	18.0%	21.0%	24.0%	27.0%	30.0%
Unreserved energy for requirement (GWh)	0.0	0.0	38.0	76.7	116.2	156.4	197.4	239.2	281.9	325.4	369.8	420.5
<b>Available Energy for Supply / actual requirement (GWh)</b>	1,229.3	1,254.9	1,228.5	1,201.7	1,174.5	1,146.7	1,118.5	1,089.7	1,060.3	1,030.4	999.8	981.2
Technical loss (GWh)	70.8	72.3	68.6	65.0	61.4	58.0	54.6	51.3	48.0	44.8	41.8	39.2
Technical loss (%) - assumed	5.8%	5.8%	5.6%	5.4%	5.2%	5.1%	4.9%	4.7%	4.5%	4.4%	4.2%	4.0%
<b>Energy Consumption (GWh)</b>	1,158.5	1,182.6	1,159.9	1,136.7	1,113.0	1,088.7	1,063.9	1,038.4	1,012.3	985.5	958.1	941.9
Non-technical loss (GWh)	165.2	168.7	156.0	143.6	131.6	120.0	108.7	97.8	87.3	77.2	67.4	58.9
Non-technical loss (%) - assumed	13.4%	13.4%	12.7%	12.0%	11.2%	10.5%	9.7%	9.0%	8.2%	7.5%	6.7%	6.0%
<b>Energy Sales (GWh)</b>	993.3	1,013.9	1,004.0	993.1	981.4	968.8	953.2	940.6	925.0	908.4	890.6	883.1

**A) For Economic Evaluation of the Project**

<b>Available unused energy for consumption (GWh)</b>	0.0	0.0	35.9	72.6	110.1	148.5	187.7	227.9	269.1	311.2	354.4	403.7
Economic value of resource saving (US\$/kWh)	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24
<b>Incremental benefit - resource saving ('000USD)</b>	0.0	0.0	3,314.8	6,704.4	10,171.3	13,718.2	17,347.5	21,061.9	24,864.1	28,756.6	32,742.4	37,300.0
<b>Add. energy requirement for the above consumption (GWh)</b>	0.0	0.0	2.1	4.1	6.1	7.9	9.6	11.3	12.8	14.2	15.4	16.8
Economic cost of network energy supply (US\$/kWh)	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18
<b>Incremental cost for energy supply ('000USD)</b>	0.0	0.0	173.6	339.3	497.1	646.7	787.9	920.4	1,044.0	1,158.3	1,263.2	1,375.9

<b>Net Incremental Benefit - net resource savings ('000USD)</b>	0.0	0.0	3,141.2	6,365.0	9,674.2	13,071.5	16,559.6	20,141.5	23,820.1	27,598.3	31,479.2	35,924.2
<b>Realizable Benefit by the Project Implementation ('000USD)</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6,535.7	16,559.6	20,189.9	24,864.1	29,598.3	34,332.4	39,079.1

**B) For Financial Evaluation of the Project**

<b>Incremental energy sales (GWh)</b>	0.0	0.0	31.1	63.4	97.1	132.1	168.6	206.5	245.9	286.9	329.4	378.5
Projection of weighted average retail price (AZM/kWh)	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0
<b>Incremental revenue (million AZM)</b>	0.0	0.0	3,632.9	7,416.6	11,356.1	15,456.0	19,721.4	24,157.3	28,769.1	33,562.0	38,541.7	44,278.7
<b>Incremental energy purchase (GWh)</b>	0.0	0.0	38.0	76.7	116.2	156.4	197.4	239.2	281.9	325.4	369.8	420.5
Wholesale price (AZM/kWh)	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
<b>Incremental energy purchase cost (million AZM)</b>	0.0	0.0	2,735.7	5,522.9	8,363.3	11,258.8	14,211.1	17,222.0	20,293.5	23,427.3	26,625.4	30,276.0
<b>Net project's operational profit (million AZM)</b>	0.0	0.0	897.2	1,893.8	2,992.8	4,197.3	5,510.3	6,935.3	8,475.6	10,134.7	11,916.2	14,002.7
<b>Realizable Revenue by the Project Implementation ('000USD)</b>	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2,098.6	5,510.3	5,510.3	6,993.0	10,134.7	10,134.7	12,068.7

添付II.9.2-2 (1) 代替手段(家庭用発電機)による発電費用の算定

Based on the market price data as of June 2000

	Small type	Medium type
Generator price plus installment cost (\$)	720.0	1,000.0
Power output (kW)	2.2	3.5
Capital cost (\$/kW)	327.3	285.7
Capital recovery factor (CRF) at 10 % (6 years) *1	0.264	0.264
<b>Annuitaized capital cost (\$/kW-year)</b>	<b>86.3</b>	<b>75.4</b>
Annual average household consumption per customer (kWh)	7,420	7,420
Utilization factor (%)	0.39	0.24
<b>Capital cost (cent/kWh)</b>	<b>2.56</b>	<b>3.56 ①</b>
<hr/>		
Benzine cost per litter (manat)		1,600
Fuel amount for 1 kWh (l/kWh)		0.40
Fuel cost (manat/kWh)		640.0
<b>Fuel cost (cent/kWh)</b>		<b>14.36 ②</b>
<hr/>		
<b>Generation cost per kWh (cent/kWh) ①+②</b>	<b>16.92</b>	<b>17.92</b>
<b>Average generation cost per kWh (cent/kWh)</b>		<b>17.42</b>

Note1 : Economic use life is assumed to be 6 years.

Note2 : The figure (for 2000) is estimated by applying the growth rate during 1998-99 for the average household consumption record in 1999.

添付II.9.2-2 (2) 長期平均増分費用(LRAIC)の算定

Proposed Generation Plants / Year (2000-05) \*1

	1	2	3	4	5~	28	Present Value	
1) Severmaya TPP (No1) -Combined Cycle								
Cost disbursement (million USD)	67.2	93.6	79.2	-	-	-	198.0	76.4
Output capacity (MW)	0	0	0	380	380	380	2,591.5	
2) Sumgait TPP -Combined Cycle								
Cost disbursement (million USD)	65.4	91.0	77.0	-	-	-	192.5	70.6
3) Severmaya TPP (No2) -Combined Cycle								
Cost disbursement (million USD)	68.5	95.4	80.7	-	-	-	201.7	73.9
Output capacity (MW)	0	0	0	400	400	400	2,727.9	
				Weighted average for annuitized capital cost				73.6
Capital Recovery Factor (CRF)	10.0%	0.110						

(A) Capacity/Capital Cost Estimation \*2

		Generation end	Transmission end	Distribution end
Average incremental capital cost	\$/kW	667.9	912.8	1,484.2
Weighted average for annuitized capital cost	\$/kW year	73.6	100.6	163.5
Degrating/inhouse loss rate	3.0%	75.9	103.7	168.6
Forced outage loss rate	6.0%	80.7	110.3	173.9
Scheduled maintenance and inspection loss rate	7.7%	87.4	119.5	188.5
Transmission and distribution loss rate	21.6%		125.8	221.9
Load factor		60.0%	57.5%	55.0%
LRAIC for capital cost	cent/kWh	1.66	2.19	4.61
LRAIC for O&M cost (cent/kWh)	3.0%	0.38	0.54	0.92
LARIC for total capacity Cost	cent/kWh	2.04	2.73	5.53 ①

(B) Energy Cost Estimation \*3

Heat rate (combined cycle)	kcal/kWh	1,720.0		
Thermal efficiency rate	%	50.0%		
		Heavy Fuel Oil	(fob ave. 2000)	Natural Gas (cif Euro. 2000)
Economic fuel cost	\$/ton	125.0	\$/1000m3	89.3
Calorific value (heat content)	kcal/kg	9,600	kcal/m3	8,600
Fuel cost per Gigacalorie	\$/Gcal	13.0	\$/Gcal	10.4
Assumed contribution by fuel type for energy generation	%	50.0%	%	50.0%
Fuel amount required for 1kWh generation	kg/kWh	0.18	m3/kWh	0.20
Economic energy (fuel) cost per kWh	cent/kWh	2.24	cent/kWh	1.79
Weighted average economic fuel cost per kWh	cent/kWh			2.01
		Generation end transmission end distribution end		
LRAIC for Energy (Fuel) cost (USC/kWh)	cent/kWh	2.01	2.18	2.65 ②
LRAIC (USC/kWh) ①+②	cent/kWh	4.06	4.92	8.18

Note : Above estimation is made by referring to the following reports, and the data obtained by JICA study team for the purpose of updating some parameters.

1) Advice to Government : Azerbaijan, (Part VII Electricity Sector - Development of electricity facilities), January 1995, TACIS

2) Rehabilitation of the Energy Distribution Systems in the Region of Baku and Sumgait (Volume 2), February 1999, TACIS

Economic facility life is assumed to be 25 years.

Note1 : Cost estimate of the proposed plant is adjusted to 2000 price level by average CPI (4.7%) recorded during 1995-99 for only local portion.

Cost estimate based on financial price is adjusted to economic price with Standard Conversion Factor (0.9) for local portion.

Local portion is assumed to account for 20% of total cost, as been in TACIS report.

Note2 : LRAIC at transmission/distribution end is estimated based on the following component ratio of the asset value of electric facilities, available by hearing to Azenerji.

40.0~45.0% Asset value of power generation facilities

16.5~18.0% Asset value of transmission facilities

43.5~37.0% Asset value of distribution facilities

Note3 : Fuel price is referred to World Bank projection as of July 27, 1999 with no price escalation adjustment.

添付II.9.2-3 バクー市のAzenerji需要家を含めた場合の平均販売単価の推定

Revenue by Tariff Category for the entire Baku City (VAT exclusive)	Energy Sales (GWh)	Ratio against Total	Energy Tariff Applied (AZM/kWh)	Projected Revenue (million AZM)
1) Industrial Sector	1,140.4	25.4%	130.0	148,252.0
2) Budget Sector	177.4	4.0%	130.0	23,062.0
3) Non-industrial Sector	162.5	3.6%	130.0	21,125.0
4) Commercial and Service Sector	106.1	2.4%	130.0	13,793.0
5) Electric Railway	54.6	1.2%	130.0	7,098.0
6) Urban Transportation / Water Company	278.8	6.2%	130.0	36,244.0
7) Agricultural Sector	12.3	0.3%	130.0	1,599.0
8) Residential Sector	2,555.3	56.9%	63.8	163,028.1
<b>Weighted Average Sales Tariff exclusive VAT</b>	<b>4,487.4</b>	<b>100.0%</b>	<b>92.3</b>	<b>414,201.1</b>

Source : Azenerji, AHPNE/CHIPNE, BEN/ESE

Note : Energy sales amount is based on 1999's actual record, assuming no effect of tariff change on consumption pattern.

Note : Energy tariff applied for residential sector takes into account the financial loss portion by free-charge supply to privileged groups.

添付II.9.3-1 経済評価 (経済的内部収益率の算定)

Year	Incremental Project Cost				Incremental Project Cost				Incremental Project Cost				Incremental Project Cost				(US\$ 2.5%)		(US\$ 5.5%)	
	F.C. Portion	L.C. Portion	Sub-total	Incremental O & M Cost	Incremental Project Cost	Incremental Benefit - Cost	Balance	F.C. Portion	L.C. Portion	Sub-total	Incremental O & M Cost	Incremental Project Cost	Incremental Benefit - Cost	Balance	Incremental Project Benefit	Incremental Project Cost	Balance	Incremental Project Benefit	Incremental Project Cost	
2001	941.5	941.5	941.5		941.5	(941.5)	1,129.8	753.2	753.2	753.2		753.2	(753.2)	(941.5)						
2002	32,069.1	1,703.9	33,773.0	337.7	34,110.7	(34,110.7)	1,129.8	753.2	1,883.0	35,924.2	(35,924.2)	1,129.8	753.2	(34,110.7)						
2003	7,837.7	2,555.9	10,393.6	779.4	11,173.0	(4,637.5)	38,482.9	2,044.7	13,472.3	40,517.6	(40,517.6)	38,482.9	2,044.7	(4,637.5)						
2004	941.5	1,824.8	2,766.3	883.3	3,649.6	(3,649.6)	1,129.8	3,067.1	4,196.7	4,196.7	(4,196.7)	1,129.8	3,067.1	(3,649.6)						
2005	31,946.0	1,247.6	33,193.6	1,215.3	34,408.9	(34,408.9)	38,335.2	1,497.1	39,832.3	39,832.3	(39,832.3)	38,335.2	1,497.1	(34,408.9)						
2006	6,999.1	1,971.4	8,970.5	1,633.0	10,603.5	(10,603.5)	1,129.8	8,290.9	9,420.7	9,420.7	(9,420.7)	1,129.8	8,290.9	(10,603.5)						
2007	941.5	941.5	941.5	1,722.8	2,664.3	(2,664.3)	2,410.9	2,410.9	4,875.8	4,875.8	(4,875.8)	2,410.9	2,410.9	(2,664.3)						
2008	25,123.1	1,779.2	26,902.3	1,986.8	28,889.1	(28,889.1)	30,147.7	1,538.9	31,686.7	31,686.7	(31,686.7)	30,147.7	1,538.9	(28,889.1)						
2009	6,094.8	1,907.1	8,001.9	2,330.9	10,332.8	(10,332.8)	7,313.8	2,286.6	9,600.3	9,600.3	(9,600.3)	7,313.8	2,286.6	(10,332.8)						
2010				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2011				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2012				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2013				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2014				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2015				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2016				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2017				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2018				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2019				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2020				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2021				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2022				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2023				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2024				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2025				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2026				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2027				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2028				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2029				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2030				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2031				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2032				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2033				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2034				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
2035				2,410.9	2,410.9	35,924.2	2,410.9	2,410.9	38,335.2	38,335.2	(38,335.2)	2,410.9	2,410.9	35,924.2						
PV	65,831.8	5,968.2	71,800.0	13,404.6	85,204.5	(85,204.5)	78,098.1	7,161.9	86,160.0	86,160.0	(86,160.0)	78,098.1	7,161.9	(85,204.5)						

Unit rate for benefit	9.24	26.89%	21.03%	1.86
USCRWA				
Unreserved energy supply				
Increasing rate per each annum	3.0%			
Economic opportunity cost of capital				
Also as a discount rate	10.0%			

Incremental Project Benefit	21,030.0	21.03%	21.03%	1.86
Incremental Project Cost	21,030.0	21.03%	21.03%	1.86
Net Present Value	13,404.6	13.40%	13.40%	1.16
Internal Rate of Return (IRR)	9.24%	9.24%	9.24%	0.80
Benefit-Cost Ratio (B/C)	1.16	1.16	1.16	0.10



## 第 10 章

### 設備維持管理のためのデータベース・システム

## 第 10 章 設備維持管理のためのデータベース・システム

### 10.1 データベースの必要性

#### 10.1.1 概要

配電システムを適切かつ効率的に運用・拡張するためには、配電網を構成する各設備の技術的仕様のみならず、電力販売、機材購買、在庫管理、工事、事故、事故復旧などの配電システム運用に関連する広範囲の情報やデータの蓄積・管理・活用が重要となる。そのため、電気事業者は、通常データベース・システムと呼ばれる、コンピュータ・システムを使用した情報管理システムを構築し、計画・設計・建設・運用・保守などのあらゆる分野で、その効率的運用に努めている。

まず、配電網を効率的かつ適切に管理運用するためには、配電網を構成する各要素の現状を正確に把握することが重要である。そのうえ、それらの要素は各種状況の変化に従って刻々変化するものであり、定期的な情報やデータの追加・削除・更新を行う必要がある。この点において、BEN が現在活用している台帳をベースとした情報/データ管理では、迅速な事故対応に制約が生じ、適切な運用・維持管理を困難なものにしていると判断できる。特に、緊急な対応を要求される事故復旧に際しては、情報/データ管理で生じる制約が、いたずらに復旧を長引かせ、供給信頼度を低下させる原因の一つになっていると言える。

また、配電網の改修整備や拡張計画を策定するうえでも、上述の配電システム運用に関する情報/データが適切に管理される必要がある。すなわち、変動する需要動向に併せた設備計画を策定または見直しする場合、既存設備を最大限に活用すると同時に、顕在化している配電網運用上の問題を解決することが必要となる。この点からも、配電網を構成する各既設要素の状況および、電力消費(需要)や顧客ニーズに係る情報/データが十分管理され、定期的に参照されるシステム構築が必要と言える。

現在の BEN による情報/データ管理手法・システムでは、上述の電力供給事業者が取り組むべき課題に  
応えるという点で、十分に機能していると言い難い。BEN の情報/データ管理に関して以下の問題点が散見された。

- (a) 配電網を構成する各要素(設備、機器、および機材など)に関する情報/データが各ネットワーク・エリアを所管する支所に分散しているケースがある。換言すれば、それら情報/データが BEN 一組織として共有されていないケースがある。
- (b) 配電事業運営および設備運用に関連する情報/データのほとんどは、台帳(つまり紙媒体)にて記録管理されており、台帳自体の劣化・損傷が見受けられた。
- (c) 各種台帳の追加、削除、更新が適宜行われていないケースがある。

- (d) コンピュータを利用した情報/データ管理は極く一部しか行われていない。

これら問題点を受け、かつ上述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する。

### 10.1.2 簡易データベース

配電設備運用のデータと言っても、その利用目的・利用形態によって、対象となるデータの種類や項目などが異なる。一定の調査期間内では、配電設備および配電運営全体を網羅する情報/データの収集は困難である。従って、本調査で対象とする簡易データベースは、以下の情報/データに限定する。

「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、(i)需要動向の変動、(ii)上流である Azenerji の送配電システムの開発状況 (JSC BEN 設立まで)、(iii)マスタープランの進捗状況などに合わせ、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」

上記に基づいた情報/データの範囲および具体的内容は以下のとおりである。

- (a) 対象地域  
マスタープラン策定の対象となる6行政地域(すなわち Sabail, Yasamal, Nasimi, Narimanov, Nizami および Khatai 行政区域)
- (b) マスタープラン策定に使用した配電設備に関する下記の情報/データ
  - (i) 配電用変電所関係: 所在地、建家配置図、変圧器、開閉器関係データなど
  - (ii) 配電線関係: 位置、導体種類、配電線長さ、使用開始日など
- (c) 対象地域の将来に亘る電力需要の見通しに必要な、過去の電力消費や経済指標に関する情報/データ(カテゴリー別、地域別の購入/販売電力量、需要家数など)

簡易データベースは、調査団のマスタープラン策定のために BEN の協力を得て収集したデータに基づいて作成する。しかし、既存の資料収集結果から判断すると、BEN より提供されたデータに欠落や矛盾点が多く存在すると思われる。従って、提案する簡易データベースの修正や補足、対象地域外の配電設備や運営に関連する情報/データの収集追加、さらには、これまで Azenerji の所有であり JSC BEN に移管される 35 kV 以下の設備に関する情報/データの追加収集を BEN が引続きいて実施することを期待する。また、調査対象地域内における Azenerji の 35 kV 以上の変電所や送電線設備に関する情報/データについては、BEN が主体となって収集し、随時簡易データベースに取り込まれるよう提案する。

上記項目(c)について、当初調査団は電力販売購入、顧客数などを管理し電力需要を概略予測するための追加のデータベースを作成する計画を持っていた。ESE はこれまで長い時間をかけてそれらの情報/データを人力で処理してきたが、現地調査により、現在 ESE 自らがデータベース構築を準備中であることが判明した。そのデータベースの内容も、調査団が意図したものと同一であった。ESE によると、現在の顧客台帳をベースとした情報/データ管理が、コンピューターを用いた記録管理に置き換えられるそうである。各

顧客ごとに月あたりの販売額、請求額がデータベースに入力され、料金カテゴリ毎、季節毎、地域別などの情報/データが自動的に処理される。この提案された方式によれば、特定地域の電力消費量の増加率、電力需要の予測などが容易に BEN/ESE の将来の設備計画に提供できる。

したがって重複を避けるために、本調査における簡易データベースは配電設備に関するものに限定し、上記(b)項の(i)と(ii)を対象とする事とした。

## 10.2 簡易データベースに含まれる情報

前節で説明した考え方に基づいて、調査団は配電用変電所設備と地中線設備に関する簡易データベースを作成した。それらの簡易データベースのに含まれる情報/データ項目を表 II.10.2-1 および II.10.2-2 にそれぞれ示す。

ただし、これら提案した簡易データベースの管理項目には、変圧器や開閉機器に関するものなど、BEN がこれまで管理していなかったため収集できなかったものも含まれている。それらの情報/データは、設備維持・管理のために必要だと思われるので、簡易データベース中に入力用項目を含めた。今後は、それら情報/データを BEN により収集し、データベースへ入力していくことが望まれる。

表II.10.2-1 配電用変電所設備の簡易データベース

1) 配電用変電所	2) 変圧器	3) 開閉機器
・位置・変電所番号	・種類	・種類
・ネットワークエリア番号	・電圧	・電圧
・変圧器台数	・容量	・容量
・開閉器数	・結線方式	・製造番号
・送電フィーダー数	・用途	・製造者
・受電フィーダー数	・製造番号	・設備年
・建設年月	・製造者	
・低圧フィーダー数	・設備年	
・配置図	・タップ比	

表II.10.2-2 地中線設備の簡易データベース

高圧地中ケーブル
・ネットワーク地域番号
・ケーブル番号
・始点のネットワーク番号
・始点の配電用変電所番号
・終点のネットワーク番号
・終点の配電用変電所番号
・回線数
・電圧
・ケーブル線種およびサイズ
・長さ
・設備年
・製造者

### 10.3 提言および簡易データベースの利用

簡易データベースへの情報/データ入力フォーマットは現在 BEN の所有する台帳をベースとしているため、BEN のスタッフにとって使いやすいように配慮されている。この簡易データベース利用の利点として下記が考えられる。

- (a) BEN 全体が統一されたの情報/データ入力のフォーマットを使えることになる。
- (b) 配電設備のマスタープランの策定および見直しに必要な(加工)情報が速やかに提供される。
- (c) 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。

さらに、作成した簡易データベースは、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。例えば、配電設備のデータベースを電力需要および顧客のデータとリンクさせ、特定の地域の電力需要増加に対応して、特定の配電設備の増容量を速やかに計画できるようにする等である。またこの簡易データベースを、新設された JSC BEN が管理する全配電設備に対する情報/データを網羅するよう随時拡張していくことも期待される。

## 第 11 章

### 計画実施に伴う環境問題への対応



## 第 11 章 計画実施に伴う環境問題への対応

### 11.1 地中線建設工事に伴う問題

#### 11.1.1 予想される問題

地中線建設工事は、市街地のビル・集合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、建設機械から発生する騒音や振動、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。工事を実施するにあたり、下記事項を考慮し、安全・環境対策に万全を期す必要がある。

##### (1) ルート選定

地中線路のルートは、次の事項に注意し、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ように選定すべきである。

- (a) 線路亘長を極力短縮できる場所
- (b) 道路幅が広く、交通頻繁でなく、作業およびその後の保守が容易な場所
- (c) ガス管、水道管などの地下埋設物との交差接近が少ない場所
- (d) 道路横断箇所が少なく、かつ道路に対して直角に近く横断できる場所
- (e) 地下水位が低く、地盤が強固で安定した場所

##### (2) 誘導障害

送配電線に事故が発生し不平衡電流が流れると、電磁誘導現象により線路と平行に敷設されている通信線にある一定の電圧が誘起される。誘起電圧が一定の限度を超えると人体および接続されている通信機器に障害を及ぼすようになる。

バクー市内の 6 kV および 10 kV 地中配電システムの接地方式は非接地方式である。この方式は 1 線地絡故障時の故障電流が小さいという特徴があり、通信線などへの誘導障害は生じない。

##### (3) 工事期間中の問題

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下記の問題が生じるおそれがある。これらの問題に対して十分な対策が必要となる。

- (a) 歩行者の通行障害および車両の交通規制
- (b) 掘削に伴う他埋設物への損傷



- (c) 地中線敷設のための掘削工事による、地域住民への騒音・振動

### 11.1.2 考慮すべき対策

地中線工事に起因する問題への対策を下記に示す。

#### (1) 交通安全対策

- (a) 工事作業範囲の交通安全、公衆安全、および作業員の安全確保のため、保安施設を設置する。また、作業個所への車両突入を防止するために、作業個所の前後に必要なと考えられる安全対策を施す。
- (b) 作業個所は出来るだけ明確に識別できるようにするとともに、必要に応じて交通整理員を配置し、安全確保と車両運行の円滑化を図る。
- (c) 作業員全員に対して路上作業における安全対策について十分認識を与えるとともに、作業個所の道路条件や交通状況を十分把握させる。

#### (2) 掘削工事の安全対策

- (a) 既設埋設物が幅そうしている工事個所では、ガス管等の埋設位置・状況を事前に調査し、確認する。
- (b) 既設埋設物は図面通りの位置に埋まっていない可能性もあるので、掘削作業は原則として手堀とし、つるはし等の使用に際し埋設物を損傷しないよう細心の注意をする。
- (c) 作業中には、必要に応じて交通整理員を配置し、歩行者および車両の通行に支障をきたさないよう配慮する。また、土砂、材料、工事用電力配線等は十分整理整頓を行う。

#### (3) 環境対策

工事の実施に際しては、地域住民の生活環境を保全するため、騒音、振動、地盤沈下などの公害の防除につとめ、下記事項について留意する。

- (a) 工事現場の騒音・振動については、その工事時間などに配慮し、地域住民に迷惑をかけないように注意する。
- (b) 工事に際しては、事前に看板で地域住民に通知を行うなどして、円滑に作業が行えるよう配慮する。
- (c) 道路使用工事については特に歩行者や車の運行確保に十分配慮する。

## 11.2 配電用変電所の工事および運用に伴う問題

配電用変電所に係る地域住民の生活環境に及ぼす問題として、機器更新、建屋の改造・建設工事に伴う問題と、完成後の設備運用に伴う問題がある。

### 11.2.1 工事に伴う問題

#### (1) 計画停電

配電用変電所の機器更新に伴う建屋の改造、既存設備の撤去、機器の据付け・調整・試験の一連の作業を実施する上で、計画的な停電は不可避である。特に、本計画の対象地域は市の中心部のオフィスビル・集合住宅の密集地であるため停電の影響が大きい。従って、停電の回数・継続時間を極力少なくする努力が必要である。本計画では、停電を極力回避するために、以下の対策を考慮した。

- (a) 仮設変電所設備の有効活用
- (b) 建屋の新設・拡張を極力少なくした計画の策定
- (c) 建屋改造を最小化するための系統構成の検討および機器選定

さらに、建設工事実施に際しては、十分な現場調査に基づく工事工程の作成、客先・業者間の綿密な協議、適確な周辺住民への公報を行い、住民の不安・生活環境への影響を抑制する努力が必要である。

#### (2) 用地問題

計画対象地域は市街地であるため、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、本編 4.6 節でも説明したように、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、配電用変電所の各機器室の隔壁を変更する程度の改造で用地問題に対処できるようにしている。

#### (3) 住民保護

借室型の配電用変電所の多くは一般公道に面しており、更に他の建物に密着した独立型の配電用変電所の多くも地域住民の通路に面している。これら配電用変電所における工事では、交通の阻害を極力少なくするだけでなく、仮設設備を含めて配電設備から一般住民を保護するための十分な対策が必要である。

対策として、露出部分を極力少なくした密閉型仮設設備の採用、仮設設備や工事現場に保護策の設置、作業時間の調整、保安要員の配置等があげられ、個々の周辺環境に合わせて対策を講じることが重要である。

## 11.2.2 完成後の設備運用に伴う問題

### (1) 騒音と振動

配電用変圧器はその老朽化に伴って騒音が増大するが、変圧器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苦情も少ない状況にある。

配電用変圧器の振動は少なく、また変圧器はコンクリート床上に設置されているので、近隣の住民への振動による影響は少ないと考えられる。

### (2) 漏油による土壌汚染

油を使用している変圧器や開閉機器は、一部のパッケージタイプ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。

### (3) 火災

一部の既設配電用変圧器に火災事故が発生しているが、この原因は変圧器の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。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、保守体制の確立が重要である。

また、借室タイプ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する。

## 第3編

### 基本設計レベル調査

## 第1章

### 優先行政地域の選定

## 第1章 優先行政地域の選定

### 1.1 一般

本調査の目的は、今後10年にわたる調査対象6行政地域の配電網改修・復興のためのマスタープラン策定と緊急性の高いプロジェクトを選定し、その選定されたプロジェクトに対する基本設計レベルの調査を実施することである。ここでいう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、本章では調査対象地域である6行政地域間相互の優先度を検証する。

### 1.2 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、以下の項目について検証する。

- (a) 改修・復興計画実施の緊急性
  - i) 電力需要に対する配電設備の供給能力  
すなわち、変電所数、変圧器容量、フィーダー数など
  - ii) 配電設備の運用状況  
すなわち、改修・復興計画実施による技術的効果を判定する基礎となるもので、需要密度、電力損失、事故発生頻度など
  - iii) 配電設備の老朽化の度合い
- (b) 改修・復興計画実施による効果
  - i) 市民にサービスを提供する公共施設の分布状況
  - ii) 改修・復興計画実施による裨益人口等

上記項目を検証するための基礎データを添付 III.1.2-1 に示す。またそれらのデータに対して以下に説明する。

#### (1) Sabail 地区の面積

Sabail 地区の3/4以上は古い油田の跡で、現在も細々と活動を続けており、その油田地域に居住地が少

なく、公共の施設もほとんど無い。そのような状況にあるため、この地域の配電網も架空線が多く、原油を汲み上げるためのポンプへの供給が主体となっている。残りの1/4は旧市街地の一部を形成しており、居住者も多く、公共施設も充実している。従って、油田地域を除いた面積(1/3と想定)をもって評価する。

#### (2) 人口

難民の流入もあり市当局は人口を正確に把握しておらず、担当者によって数値がまちまちであり、どれを採用すべきか迷ったが、市の統計局より与えられた数値を採用している。第1編5章の「電化率」の検証でも明らかのように、市の統計局より与えられた数値も信頼性が乏しいと言える。

#### (3) 公共施設(医療機関、教育機関、公共施設等)

公共施設に関する統計資料を市統計局が作成していないため、バクー市の電話帳よりそれを推定せざるを得なかった。但しこれらデータのうち、宗教関連施設数は実情に合っていないと考えられたので、評価項目から除外した。

#### (4) 電力供給状況

BENの資料では、販売電力量は行政地域毎に集計されているが、Azenerjiからの購入電力量はSabail、Yasamal、Nasimi、NarimanovおよびBinagady地区が一括して記録されており、地域毎の電力供給量や損失が不明である。従って、地域毎の販売電力量と平均損失率から供給電力量を算定した(第2編7章を参照)。また、地域毎のピーク電力は、これら算定された供給電力量と、第1編4章で想定したBENの需要の年負荷率55%から算定した。

#### (5) 設備の事故記録

第1編5章で説明したように、設備の事故記録は細分化された設備管理地区(Network Area)毎に纏められているうえ、個々の境界は行政地域とは無関係に線引きされている。そのため、行政地域毎の事故件数の把握は困難であるので、概略の面積比に基づいて配分・推定した。

### 1.3 指標値

評価のための指標として、添付III.1.2-1の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。

表 III.1.3-1 に単位面積当りの項目別・地域別の指標値を示す。

表III.1.3-1 単位面積当りの比較指標値

	(/km <sup>2</sup> )	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai
1. 一般							
人口	1,000	7.9	13.5	20.0	6.0	5.0	6.8
医療機関	Nos.	2.45	1.52	2.45	0.86	0.31	0.32
教育機関	Nos.	6.91	5.30	9.08	3.16	2.30	2.63
公共施設	Nos.	6.91	2.20	3.78	1.23	0.36	0.44
2. 電力需要							
需要密度	MW	6.19	4.09	6.82	2.59	2.37	2.44
家庭需要家数	1,000	2.86	2.32	3.87	1.27	1.82	1.66
損失	GWh	5.72	3.78	6.31	2.40	0.96	1.59
3. 配電設備							
変圧器台数	Nos.	24.36	24.45	35.71	11.43	9.03	9.94
変圧器容量	MVA	11.93	12.63	17.22	5.51	4.44	5.42
フィーダー数	Nos.	4.15	5.00	7.55	1.56	1.12	1.42
4. 事故・故障回数							
変圧器	Nos.	2.77	2.56	4.39	1.48	1.07	1.01
地中ケーブル	Nos.	36.06	38.11	46.84	17.13	18.42	9.87
5. 40年以上経過した設備							
変電所	Nos.	4.36	3.17	6.53	1.80	0.56	0.22
地中ケーブル	Km	4.17	2.76	4.50	1.78	0.35	0.08

#### 1.4 優先順位付け

上記指標値の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する。各地域の得点を表III.1.4-1に示す。表III.1.4-1より明らかのように、全ての評価項目でNasimi地区が突出しており、次いでSabail、Yasamalの順になった。従って、今後この3地区を対象として、最優先プロジェクト/地域選定の検討を行う。

表III.1.4-1 地域別評価点

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai
1. 一般	(20)	(17)	(22)	(10)	(7)	(8)
人口	3	5	6	1	4	2
医療機関	6	4	5	3	1	2
教育機関	5	4	6	3	1	2
公共施設	6	4	5	3	1	2
2. 電力需要	(15)	(12)	(18)	(5)	(7)	(6)
需要密度	5	4	6	1	3	2
家庭需要家数	5	4	6	1	3	2
損失	5	4	6	3	1	2
3. 配電設備	(12)	(15)	(18)	(9)	(3)	(6)
変圧器台数	4	5	6	3	1	2
変圧器容量	4	5	6	3	1	2
フィーダー数	4	5	6	3	1	2
4. 事故・故障回数	(9)	(9)	(12)	(5)	(5)	(2)
変圧器	5	4	6	3	2	1
地中ケーブル	4	5	6	2	3	1
5. 40年以上経過した設備	(10)	(8)	(12)	(6)	(4)	(2)
変電所	5	4	6	3	2	1
地中ケーブル	5	4	6	3	2	1
合計	66	61	82	35	26	24





添付III.1.2-1 優先行政地域選定のための基礎資料(行政地域)

	Unit	Study Area						Total	Baku Total
		Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai		
<b>1. General Information</b>									
1.1 Area	km <sup>2</sup>	9.4 (28.1)	16.4	9.8	24.4	19.6	31.6	111.2	
1.2 Population	1,000	74.3	221.5	195.8	147.9	159.1	215.5	1,014.1	1,788.6
1.3 Estimated Nos. of Household	1,000	18.6	55.4	49.0	37.0	39.8	53.9	253.7	447.2
1.4 Medical Services	Nos.	23	25	24	21	6	10	109	
Number of Hospital	Nos.	12	12	12	9	3	5	53	
Number of Clinic	Nos.	11	13	12	12	3	5	56	
1.5 Schools	Nos.	65	87	89	77	45	83	446	
High Education	Nos.	16	22	13	17	0	6	74	
Secondary Schools	Nos.	23	22	33	24	24	27	153	
Kindergartens	Nos.	26	43	43	36	21	50	219	
1.6 Public Utilities	Nos.	65	36	37	30	7	14	189	
Theaters incl. Cinema	Nos.	12	3	9	2	1	2	29	
Museum incl. Art Galleries	Nos.	24	4	0	0	0	1	29	
Libraries	Nos.	11	12	12	11	4	4	54	
Community Centers	Nos.	9	7	7	7	1	4	35	
Sports Facilities incl. Stadium	Nos.	9	10	9	10	1	3	42	
1.7 Others (Hotels, Resorts, Places for Rest, Dormitories etc)	Nos.	40	20	15	26	4	18	123	
<b>2. Power Supply and Demand</b>									
2.1 Power Supply (1999)									
Supplied Energy	GWh	280.2	322.8	321.7	304.8	223.6	371.3	1,824.4	3,616.9
Peak Demand	MW	58.2	67.0	66.8	63.3	46.4	77.1	378.7	750.7
2.2 Demand									
Consumed Energy	GWh	226.4	260.8	259.9	246.3	204.8	321.2	1,519.4	3,001.8
Residential Customers	1,000	26.9	38.0	37.9	30.9	35.6	52.6	221.9	357.6
2.3 Losses	GWh	53.8	62.0	61.8	58.5	18.8	50.1	305.0	615.1
	(%)	19.2	19.2	19.2	19.2	8.4	13.5	16.7	17.0
<b>3. Distribution Facilities</b>									
3.1 Transformer station									
Numbers (BEN)	Nos.	149	247	215	182	111	197	1,101	2,278
Transformers	Nos.	229	401	350	279	177	314	1,750	3,166
Total Capacity	MVA	112.1	207.2	168.8	134.4	87.0	171.4	880.9	1,358.8
3.2 Number of Feeders	Nos.	39	82	74	38	22	45	300	798
6 kV	Nos.	17	55	51	21	0	9	153	542
10 kV	Nos.	22	27	23	17	22	36	147	256
<b>4. Faults/Accidents (1998)</b>									
4.1 Underground Cables	Times	339	625	459	418	361	312	2514	2,880
4.2 Transformers	Nos.	26	42	43	36	21	32	200	366
<b>5. Dertioration of Facilities (more than 40 years)</b>									
5.1 Substation (Building)	Nos.	41	52	64	44	11	7	219	
5.2 Underground Cables	km	39.2	45.3	44.1	43.5	6.9	2.4	181.4	
6 kV	km	38.9	44.3	44.0	40.1	2.4	0.0	169.7	
10 kV	km	0.3	1.1	0.1	3.4	4.5	2.4	11.8	

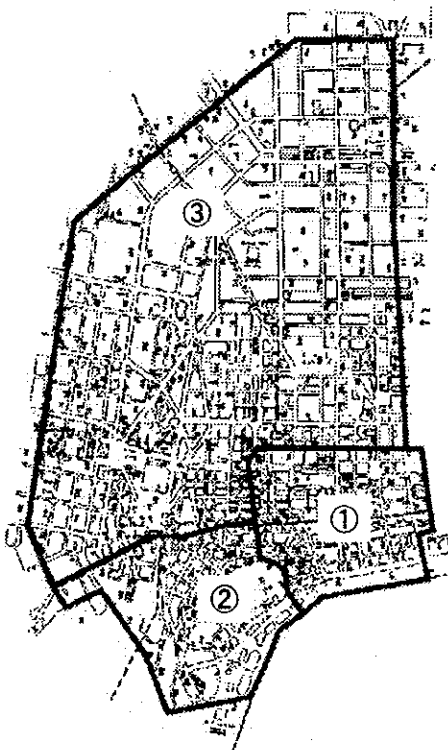
## 第 2 章

### 優先プロジェクト候補地域

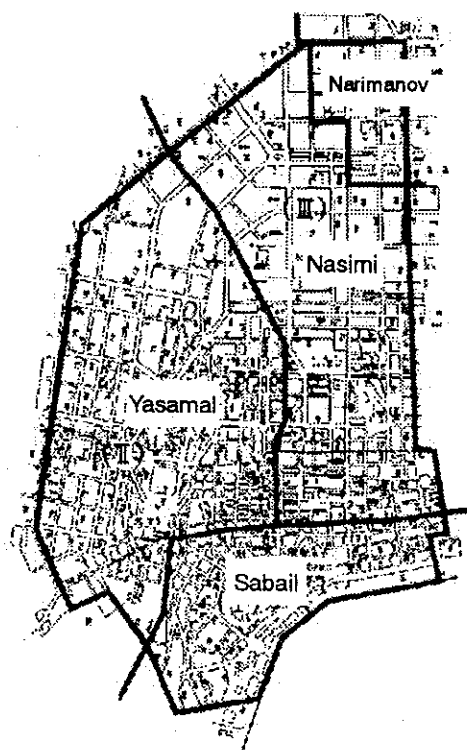
## 第2章 優先プロジェクト候補地域

## 2.1 候補地域

BEN は前章で選定された3優先行政地域に跨る市中心部の早急な改善・復興を希望しており、その地域を図 III.2.1-1(1)に示す。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。事実、この地域の面積はわずか 12.9km<sup>2</sup>(調査対象地域の10%)であるが、表 III.2.1-1 に示すように、調査対象6行政地域の医療機関の約43%、教育機関の約32%が集中している。



図III.2.1-1(1) BENの計画に基づく分割



図III.2.1-1(2) 行政地域に基づく分割

さらに、この地域は同国の主要公的機関や企業の事務所、海外の公的機関や企業の事務所が集中し、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施設・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候補地域として選定した。

表III.2.1-1 優先プロジェクト地域の特徴

項目	優先プロジェクト地域			合計	調査対象地域 に対する比率
	Sabaii	Yasamal	Nasimi		
1.一般					
医療機関	15	12	20	47	43.1%
教育機関	23	50	69	142	31.8%
公共施設	25	26	23	74	39.2%
2.電力需要 (MW)	38.5	36.9	33.8	107.8	28.5%
3.配電設備					
変圧器容量 (MVA)	74.2	114.3	85.6	274.1	31.6%
地中線長 (cct・km)	85.1	118.8	64.8	268.7	31.7%

## 2.2 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、BEN が早急な配電網の改善・復興を強く意図しているこの市中心地域より選定することは、前章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て対象地域を絞り込むこととした。

地域分割の方法は、図 III.2.1-1 に示すように以下の2通りが考えられる。

- (i) BEN の計画に基づく分割(図 III.2.1-1(1))
- (ii) 行政地域に基づく分割(図 III.2.1-1(2))

本調査では、最優先プロジェクトの基本設計レベルの調査と平行して、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を策定することになっており、最優先プロジェクトもそのマスタープランの一部を構成するものでなければならない。すなわち、両計画間の整合性が非常に重要な要素となる。したがって、マスタープランとの整合性の検証が容易な上記(ii)の地域割りに従って最優先プロジェクト/地域を選定することとする。

なお、今後の検討の対象となる優先地域を、それぞれ「Sabaii 優先地域」、「Yasamal 優先地域」および「Nasimi 優先地域」と称する。

## 第 3 章

### 最優先プロジェクトの選定



## 第3章 最優先プロジェクトの選定

### 3.1 一般

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、妥当性を検証し選定した。その結果を基にカウンターパートと協議を行い、最終的に最優先プロジェクトを決定した。本章ではその一連の検証の結果について説明する。

### 3.2 プレ・フィージビリティ調査のための改修対象設備特定

#### 3.2.1 優先候補地域内の配電設備

第2編2章で説明した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、優先候補地域内に設備されている高圧の配電設備を選び出した結果を表 III.3.2-1 に示す。また、優先地域内の配電設備が、それぞれの行政地域全体に占める割合を表 III.3.2-2 に示す。表 III.3.2-2 より、Sabail 優先候補地域の面積は、Sabail 行政地域全体に対してわずかに 7.3%を占めているだけにもかかわらず、その行政地域全体の高圧配電設備の 60%以上が集中している。他の候補地域も Sabail 程ではないが、その集中の度合いが大きいことは明らかである。

表III.3.2-1 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



表III.3.2-2 行政地域全体に対して優先地域内の配電設備の占める割合

配電設備	(単位)	Sabail		Yasamai		Nasimi		合計	
		優先地域		優先地域		優先地域			
面積	km <sup>2</sup>	28.1	7.3%	16.4	36.0%	24.4	20.4%	68.9	18.8%
配電用変電所数 (6/10 kV)	Nos.	149	61.1%	247	58.3%	215	49.3%	611	55.8%
変圧器台数 (6/10 kV)	Nos.	229	56.8%	401	56.6	349	44.7%	979	52.4%
変圧器容量 (6/10 kV)	MVA	112.1	66.2%	207.2	55.2%	168.8	50.7%	488.1	56.2%
地中線路長 (6/10 kV)	km	120.5	70.6%	206.9	57.4%	146.2	44.3%	473.6	56.6%

### 3.2.2 改修・復興対象設備の特定

最優先プロジェクト選定は、上記3優先候補地域内の設備の改修・復興計画に対するプレ・フィービリティ調査によって決定する。プレ・フィー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。以下、各設備に採用した選定基準を説明する。なお、後述する最優先プロジェクト選定後の基本設計レベル調査対象設備の選定方法と一部異なるが、本節で説明する選定は、あくまでもプレ・フィービリティのための対象設備選定であり、便宜的なものであることに留意すべきである。

#### (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年迄に敷設されたケーブルで構成される線路を全て更新の対象とする。また、複数のケーブルを接続して1区間を構成している線路は、その一部のケーブルが1960年以前に敷設されたものであれば、全区間を整備の対象とする。
- (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場合は、ケーブルの損傷または地絡事故が発生し、当該個所の一定区間のケーブルを取替えたものと考えられる。このような履歴をもつケーブルはその敷設年に関係なく、整備対象とする。

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 III.3.2-3 に、その詳細を添付 III.3.2-1(1)~(3) 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6 kVのみであり、10 kV配電系統の1960年以前のケーブルも当初6 kV系統として建設され、後に10 kV系統の一部として利用されてきたものである。

表III.3.2-3 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>6 kV 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個所以上の接続	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>10 kV 地中線路</b>				
1960年以前の敷設	0.3 km	-	0.1 km	0.4 km
2個所以上の接続	-	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。

配電用変電所内に設置されている変電機器の老朽化の度合いとは直接的な関係がないが、全配電用変電所建家の内、1960以前に建設された配電用変電所の数は表 III.3.2-4 に示すように 38%であり、「3分の1」の仮定は、緊急な整備を実施するための対象の規模としては、妥当なものと言える。

表III.3.2-4 1960年以前に建設された配電用変電所数

項目	Sabail 優先地域	Yasamal 優先地域	Nasimi 優先地域	合計
6 kV 配電用変電所数	25	51	41	117
10 kV 配電用変電所数	6	5	3	14
合計	31	56	44	131
総数に対する割合	34.1 %	38.9 %	41.1 %	38.4 %

バクー地区への 10 kV システムの導入は、地中線路の敷設年代より推定すると、1965 年以降である。当該優先地域における最初の 10 kV システムの導入も同様の年代であり、最初の 10 kV ケーブルの敷設年は 1967 年となっている。従って、表 III.3.2-4 に示す 1960 年以前に建設された 10 kV 配電用変電所は、添付 III.3.2-1(1)~(3)を見ても明らかなように、既存の 6 kV システムを 10 kV に昇圧する際、配電用変電所建家のみならず、開閉機器や地中ケーブルもそのまま流用したことによるものである。

## (3) 変圧器

各配電用変電所に設置されている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個々の履歴から特定することが非常に困難な状況に

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。その結果、想定した更新対象変圧器数は表 III.3.2-5 に示す通りである。

表III.3.2-5 更新対象変圧器数

項目	Sabail 優先地域	Yasamai 優先地域	Nasimi 優先地域	合計
既存の変圧器台数	130 台	227 台	156 台	513 台
更新変圧器台数	43 台	76 台	52 台	171 台
既存の変圧器容量	74.2 MVA	114.3 MVA	85.5 MVA	274.0 MVA
更新対象変圧器容量	24.7 MVA	38.1 MVA	28.5 MVA	91.3 MVA

#### (4) 高圧・低圧開閉機器

整備対象となる高圧・低圧開閉機器は、第(1)項で特定した既存の線路数を基に、全線路を2回線化するために必要な数量および変圧器数から推定した。

#### (5) その他の設備

その他の設備として、配電系統運用のための系統監視・給電指令設備やバクー市に電力を供給している Azenerji の 110 kV または 35 kV 変電所があるが、本検討は最優先プロジェクト選定のために実施するものであるため考慮しない。

### 3.3 最優先プロジェクト選定のためのプレ・フィージビリティ調査

3 優先地域に対して、優先順位を経済評価にて検討し、最優先プロジェクト/地域を選定する。

#### 3.3.1 プロジェクト費用の算定

優先プロジェクト費用算定のため、各配電設備の整備内容を以下のように想定した。

##### (a) 配電用変電所建家

第2編で説明したように、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、プレ・フィージビリティ調査では、設備の更新に重点を置き、配電用変電所の新設は考慮しないが、既存の高圧開閉器室は真空型または FS6 ガス型の開閉器盤を設置するには狭すぎるので、配電用変電所建家内部の間仕切りの変更を考慮した。

##### (b) 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が、台数・容量を変更しないものと想定した。なお、6 kV システムの 10 kV への昇圧は考慮しない。なお、既存のシステムでは一台の遮断器または断路器に複数のケーブルを接続しているものが多数見受けられるが、線路数に合わせるように開閉機器の数量を調整し、積算を行った。

## (c) 高圧配電線路

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。

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。なお、低圧配電線路に対しては、ケーブルおよび接続用材料の調達のみで、既存の低圧線路の更新は、BENが独自に実施するものと仮定し、その工事費を見込まない。

以上の条件で算定した地域毎のプロジェクト費用を表 III.3.3-1 に示す。工事費の約 32%は配電用変電所の改造・補修工事(高圧開閉機器を設備するための隔壁の変更、変電所建屋の補修、ケーブル・ダクトの建設等)および地中線の敷設工事費である。これら機器の据付け・調整・試験以外の工事単価は、BENの1999年の積算実績に多少の余裕を見込んで算定した。すなわち、配電用変電所の改造工事費は、No.224 配電用変電所の建設実績を、地中線の敷設工事費は、Patamdar 110kV 変電所と No.600 配電用変電所間の 10kV ケーブル敷設工事(4回線:1,160 m)の実績を参考にした。なお、工事に占める配電用変電所の改造・ケーブル敷設工事の比率が低いのは、外国業者の責任ではなく、現地業者の責任でその工事を実施するものと仮定した結果である。

表 III.3.3-1 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

## 3.3.2 評価のためのコスト

経済評価のためのコストとして、前項で算出した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。

## 3.3.3 評価のための便益

## (1) 優先プロジェクトの効果

第2編9章で説明したマスタープランのためのプロジェクト評価と同様、「プロジェクト(改修・復興計画)を実施した場合、回避可能となる電力供給支障」を考える。3 優先地域において配電網改修整備を実施しない場合に、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、改修整備開始

後は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。なお、各優先地域では、老朽化した配電設備の集中率が非常に高く、プロジェクトを実施しない場合の供給支障電力量の増加率が、マスタープラン評価の調査対象地域全体で考える場合と比較して高いと考えられるが、ここではマスタープラン評価と同様の増加率を用いて検討を行った。

## (2) 優先地域内の需要の推定

ESE では、需要家管理、検診、電気料金請求・徴収などを行政地域事務所毎に行っているが、本調査の優先地域のように、任意の地域を対象とした需要の把握が非常に困難な集計方法を採用している。そこで本調査では、表 III.3.3-2 に示すように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。

表 III.3.3-2 優先地域内の需要推定

1999 年度	単位	Sabail 優先地域	Yasamal 優先地域	Nasimi 優先地域
総電力需要量	GWh	280.2	322.8	321.7
ピーク電力	MW	58.1	67.0	66.8
総変圧器容量	MVA	112.5	207.2	168.8
変圧器の設備利用率	%	57.6	35.9	43.9
優先地域内				
総変圧器容量	MVA	74.2	114.3	85.6
ピーク電力	MW	38.5	36.9	33.8
総需要量	GWh	185.4	177.9	162.8
優先地域が需要量に占める割合	%	66.2	55.1	50.6

上記の 1999 年における需要を基に、優先地域内の需要は、第 2 編 7 章で説明した地域別需要予測の増加率に合わせて、増加すると仮定した。

## (3) 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、通常の電力供給網以外の手段にて電気を得る場合(家庭用発電機を利用)の kWh 当りコストより、長期平均増分費用における低圧需要家受電端の価値(通常電力供給の経済コスト)を控除した US cent 9.24/kWh を採用した。

### 3.3.4 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。

## 3.3.5 選定結果

各地域別の感度分析を併せた評価結果を表 III.3.3-3 に、詳細を添付 III.3.3-1 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、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。なお、Sabail 地域の改修整備の緊急性については、本検討を実施する以前の協議の場でもカウンターパート側より強く指摘されていた。

表 III.3.3-3 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 %

