

第 3 章

配電網改修・復興対象設備の特定

第3章 配電網改修・復興対象設備の特定

3.1 一般

本調査で策定するマスタープランは、調査対象地域内の配電網に対して今後 10 年間に渡って改修・復興を実施するための計画であり、改修・復興計画が終了した時点で、さらに数年間は需要家に安定した信頼性の高い電力を供給できる計画でなければならない。

調査対象地域は、面積的に約 130 km²と比較的狭いが、前節で説明したように、配電網を構成する設備数が多い。このような設備の中から、限られた時間内で改修・復興の対象となる設備を選定するために、明確な基準を設定することが重要となる。以下にその設定した方法・手順および選定結果について項目ごとに説明する。

なお、以下に説明する選定基準に従って選定された改修対象設備のなかに、緊急性の認められない設備が選定され、それ以上の緊急整備が必要な設備が選定から漏れることが十分考えられる。これは、多数の設備の中から、ある一定の基準を満たすものを選ぶ場合当然起こりうることである。一方、需要家に直結した配電システムでは、需要の動向に伴う緊急整備の必要性が時々刻々と変化しており、発電設備に比較して、その変化の度合いが大きい。これらの矛盾やニーズの変化は、実際の改修・復興計画を実施する際に、その前提として実施される「詳細設計」の段階で修正されるものとする。

3.2 高圧地中線路

調査対象地域内の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く一部にしか敷設されていない。それら郊外地域は需要密度が低く、カウンターパート側から特別な問題の存在も指摘されていない。架空線路は地中線路に比較して、さらにデータ/情報の蓄積・管理が悪い。そのため、満足できるレベルの資料収集ができなかった。そのため、改修・復興の対象となる高圧配電線路は、地中線路に限定して実施した。

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ている。

(1) 1960 年までに敷設されたケーブル

表 II.3.2-1 に各調査対象地域に敷設されている最も古いケーブルの年代を示す。すなわち、Sabail 地区の 1900 年が最も古く、ついで Nasimi 地区となっている。なお、表において、“*”記号を付したケーブルは 6 kV 仕様のものである。また、調査対象地域の敷設年代別のケーブル亘長を表 II.3.2-2

に示す。

表 II.3.2-2 に示すケーブルの総量が表 II.2.3-1 の数値と異なるのは、敷設年不明のケーブルを除外しているためである。このように、バクー市には 50 年以上に渡って使用されてきたケーブルが未だ多く残存している。その上、これらのケーブルの多くは、過去に絶縁劣化による地絡事故や損傷事故により、線路の一部のケーブルを交換した履歴を多く持っており、緊急な改修・復興が必要と判断される。

表 II.3.2-1 調査対象地域毎の最も古いケーブル敷設年

		Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai
敷設年:	6 kV 系統	1900	1928	1911	1926	1915	1967
	10 kV 系統	1931*	1950	1960*	1958*	1948*	1936

表 II.3.2-2 敷設年代別ケーブル長 (km)

敷設年代		Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total
6 kV 系統	1900-10	4.51	0	0	0	0	0	4.52
	1911-20	1.07	0	3.14	0	2.36	0	6.56
	1921-30	5.29	0.96	4.67	1.72	0	0	12.64
	1931-40	6.65	2.10	3.89	1.62	0	0	14.25
	1941-50	2.79	0	3.58	3.76	0	0	10.13
	1951-60	18.60	41.22	28.68	33.00	0	0	121.50
	1961-70	10.50	31.22	30.53	14.78	0	0.54	87.57
	1971-80	16.62	12.88	9.99	18.76	0.30	3.85	62.39
	1981-90	1.83	11.74	4.31	1.30	0	0.40	19.57
	1991-00	2.40	1.14	6.67	8.18	0	0.50	20.17
合計	合計	70.25	102.54	95.44	83.11	2.66	5.29	359.29
10 kV 系統	1900-10	0	0	0	0	0	0	0
	1911-20	0.26	0	0	0	0	0	0.26
	1921-30	0	0	0	0	0	0	0
	1931-40	0	0	0	0	0	1.2	1.20
	1941-50	0	1.05	0	0	0.41	0	1.46
	1951-60	0	0	0.13	3.36	4.11	1.22	8.82
	1961-70	0.34	7.47	13.60	10.05	36.92	1.00	69.39
	1971-80	20.53	36.89	26.43	19.20	23.43	63.44	189.91
	1981-90	20.24	37.96	7.78	6.04	18.87	36.03	126.63
	1991-00	7.95	20.51	1.77	4.62	14.22	15.41	64.47
合計	合計	49.32	103.87	49.71	42.97	97.95	118.30	462.12

(2) 2 箇所以上の接続箇所を持つケーブル

線路内のケーブルの接続は、信頼性を損ね、またその補修が架空線に比較して困難であるので、極力避けるべきである。しかしながら、以下のケースでは止むを得ず実施されてきている。

- (a) 新たにケーブルを敷設する際、線路長に比較して1ドラムのケーブルの長さが不足し、他のドラムのケーブルも合わせて使用しなければならない場合。この場合は、ケーブルの敷設年に差がない。

- (b) 配電用変電所の新設時に、既存線路のケーブルを切断し、新たなケーブルを接続し、その配電用変電所に引き込む場合。この場合は、敷設年が異なる上、接続個所が確実に1箇所増加する。
- (c) ケーブルの絶縁劣化や損傷事故により、線路に敷設されているケーブルの一部を交換した場合。この場合は、敷設年が異なる上、接続個所が1箇所または2箇所増加する。

以上のケースで問題となるのは、(c)のケースである。すなわち、その事故原因として、絶縁劣化が他のケーブルより進行しているか、あるいはケーブル材料に問題があるかが考えられる。したがって、敷設年に関係なく、2箇所以上の接続点を持ち、かつ、それぞれのケーブル敷設年の異なる線路を改修・復興の対象とした。なお、緊急整備が必要なケーブル接続点が1箇所の線路が存在する可能性もあるが、収集した情報から判断することが困難であるので、対象から除外した。

(3) 10 kV 系統の 6 kV ケーブルの使用

バクー市に 10 kV システムが導入されたのは、ケーブルの敷設年から見て、1965 年以降と考えられる。その際、既存の 6 kV で供給していた地域では、全面的に 10 kV に更新するのではなく、6 kV 仕様のケーブルをそのまま 10 kV に転用している。このような対処方法は技術的に好ましいものでなく、できるかぎり早期に是正されるべきである。事実、10 kV への切替え後、上記(2)の(c)項に示した原因でケーブルの一部が交換されているものが多い。すなわち、10 kV 系統で使用されている 6 kV 仕様のケーブルの事故率は、6 kV 系統でそのまま使用する場合より増大しているものと考えられる。したがって、敷設年に関係なく、10 kV 系統内で使用されている 6 kV 仕様のケーブルを全て改修対象とした。

以上の基準で選定した地域別の地中線路を表 II.3.2-3 に、その詳細を添付 II.3.2-1(1)から(6)に示す。表より明らかなように、地中線の老朽化が著しく、調査対象地域全体において既設線路の 35.6%の改修が必要と判断される。

表II.3.2-3 改修・復興対象の地中線路長 (km)

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total
6 kV 地中線路							
(a) 1960 年以前の敷設	37.95	44.28	43.95	39.04	1.18	-	166.40
(b) 2 箇所以上の接続	5.49	3.68	6.90	3.29	-	-	19.36
小計	43.44	47.96	50.85	42.33	1.18	-	185.76
10 kV 地中線路							
(a) 1960 年以前の敷設	0.26	1.05	0.13	3.36	4.22	1.81	10.82
(b) 2 箇所以上の接続	2.13	5.20	4.07	3.38	3.21	4.57	22.56
(c) 6kV ケーブル使用	-	1.58	1.62	3.23	7.36	-	13.80
小計	2.39	7.83	5.82	9.97	14.78	6.38	47.18
合計	45.83	55.79	56.67	52.20	15.96	6.38	232.94
既設の線路に対する比率(%)	47.7	34.9	46.4	45.5	19.8	7.8	35.6

(注)*1: 該当する線路(#1-#655)が在るが、線路長が不明

3.3 高圧開閉機器

既存の遮断器は、一部に1930年代以降に製造されたタンク型油遮断器(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り、世界的に広く使用されている真空型またはSF6ガス型の遮断器は一切使用されていない。BENの説明によると、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とのことである。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ため、以下の項目について検証し選定した。

(1) 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

BENより提供された、タンク型油遮断器を有する配電用変電所のリストを添付II.3.3-1に示す。この表によると、未だ89台が使用されており、最も多く残っているのはSabail地区で、16箇所の配電用変電所に35台である。これらタンク型油遮断器を有する配電用変電所は全て、改修・復興の対象とする。その優先順位は、次項の基準で選定された配電用変電所より高いが、製造年の不明な遮断器もあるため、配電用変電所の番号順とした。なお、添付II.3.3-1に示す配電用変電所はBENより提供されたリストを基に個別に調査を行い、既に小油量型に更新されたものや需要家所有のものは除外してある。

(2) 1960年までに敷設された地中線路に接続されている配電用変電所の開閉設備

全ての配電用変電所の開閉設備を詳細に調査したうえで改修・復興対象となる設備を選定すべきであるが、時間的に困難である。そこで、実情との多少の乖離が考えられるが、「古い線路に接続されている配電用変電所は古い」との考えで、前項で改修対象として選定した地中線路のうち、1960年以前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に設置されている開閉機器を改修対象とした。

現在使用されているタンク型および小油量型遮断器は故障遮断の回数に応じて油の取替えを行わなければならないため保守が大変であり、ほとんどメンテナンス・フリーの真空型またはSF6型への更新は運用・保守の効率化に有効である。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。

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の概要を、表II.3.3-1に、その詳細を添付II.3.3-2(1)から(5)に示す。

表II.3.3-1 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

上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。

3.4 変圧器

1998年の1年間に328台の変圧器(既存の変圧器の10.4%)が修理工場に持ち込まれ、検査・修理が実施された。その故障原因別変圧器台数およびその比率を表 II.3.4-1 に示す。なお、絶縁不良には巻線の全面取替えをせずにそのワイヤの一部の補修で済んだものも含まれている。表より明らかなように、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。

表II.3.4-1 1998年の変圧器修理実績

	台数	比率(%)
廃棄	28	8.5
絶縁不良	124	37.8
短絡故障	27	8.2
損焼(全面補修)	21	6.4
その他故障	78	23.8
補修不要	50	15.2
合計	328	100

しかしながら、変圧器を補修した修理工場の記録があるが、個々の変圧器の事故・補修の履歴が整備されていないため、信頼できる情報を入手できず、更新対象の変圧器の特定が非常に困難な状況にある。さらに、変圧器の製造/購入年の記録も十分でなく、経過年数による変圧器の特定も困難である。以上の状況から、改修の対象となる変圧器の台数・容量は、前節で選定した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推定した。ここで選定された変圧器は、技術的な問題があるからではなく、改修対象とすべき数量を示していることに留意すべきである。なお、調達される変圧器の台数は表 II.3.4-2 に示す数値と同じであるが、その容量は本調査で実施した2010年時点の需要予測値をも考慮して決定する。なお、容量が400kVA以下の変圧器は、その容量を400kVAとして変圧器容量を決定する。

改修対象として特定した変圧器の概要を表 II.3.4-2 に、その地域別詳細を添付 II.3.4-1 に示す。

表II.3.4-2 更新対象の変圧器

	台数	容量 (kVA)
20 - 400 kVA	217	74,855
560 - 630 kVA	151	93,450
750 - 1000 kVA	6	5,750
合計	374	174,055

3.5 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、事業費積算のため、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する。改修対象項目としては、配電用変電所内に設置されている低圧配電盤、そこから需要家までの低圧電線路および需要家に設置される電力量計である。これらの数量の特定は、平均的な敷設数をもって推定する。

添付II.3.2-1(1) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Sabail)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Priority	Remarks
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.										
(before 1960)														
1	1	1	1	628	1	6.0	2	CE-6	3x95	486	486	1900	I	ACB6,3x150:50(73);CB10,3x150(75)
2	1	628	1	667	1	6.0	2	CE-6	3x95	410	410	1900	I	ACB10,3x150:50(73);230(83)
3	1	667	88	1903	1	6.0	1	CE-6	3x95	517	517	1900	I	ACB10,3x150:230(83)
4	1	1	88	1903	1	6.0	1	CE-6	3x95	880	880	1910	I	CB10,3x150:148(75)
5	1	2	2	129	1	6.0	2	CE-6	3x70	480	480	1910	I	CE-63x95:25(10);CE-63x95:430(10)
6	2	20	2	23	1	6.0		CE-6	3x95	377	377	1910	I	
7	2	129	88	119	1	6.0	1	CE-6	3x95	1,365	1,365	1910	I	ACB-6 3x185:520(59)
8	1	10	1	13	1	6.0	1	CE-6	3x70	371	371	1912	I	ACB6,3x95:40(-)
9	1	10	1	32	1	6.0	1	CE-6	3x70	364	364	1912	I	ACB6,3x95:40(-)
10	3	25	2	34	1	6.0	1	CE-6	3x50	330	330	1913	I	ACB10,3x150:170(83)
11	2	23	2	129	1	6.0		CE-6	3x95	1,203	1,203	1926	I	
12	1	1	1	2	2	6.0	1	CE-6	3x95	760	1,520	1928	I	CE-10,3x150:140m(19-)
13	1	1	1	354	1	6.0	2	CE-6	3x95	392	392	1928	I	ACB-6,3x150:120m(61);92m(75)
14	1	354	88	1903	1	6.0	1	CE-6	3x95	644	644	1928	I	ACB10,3x150:120(61)
15	2	12	3	16	1	6.0	1	CE-6	3x50	370	370	1929	I	AAAB10,3x185:0(88)
16	2	12	2	966	1	6.0		CE-6	3x50	421	421	1929	I	
17	2	23	2	33	1	6.0		CE-6	3x95	345	345	1929	I	
18	3	25	3	966	1	6.0	3	CE-6	3x70	20	20	1929	I	ACB-10 3x185:0(83);CE-6 3x95:243(77);AAE-10 3x185:0(89)
19	2	33	2	348	1	6.0		CE-6	3x95	120	120	1929	I	
20	2	20	2	53	1	6.0		CE-6	3x70	252	252	1930	I	
21	5	60	5	98	1	6.0		CE-6	3x95	260	260	1931	I	
22	5	60	5	98	1	10.0		CE-6	3x95	260	260	1931	I	
23	2	17	2	519	1	6.0	1	CE-6	3x95	1,322	1,322	1932	II	ACB-10 3x185:100(80)
24	2	17	88	119	1	6.0	3	CE-6	3x95	1,455	1,455	1932	II	CE-6 3x185:100(80);ACB-6 3x185:50(73);ACB-10 3x185:0(89)
25	2	23	2	519	1	6.0	1	CE-6	3x95	200	200	1932	II	CE-10 3x150:100(80)
26	2	5	2	7	1	6.0		CE-6	3x70	427	427	1933	II	
27	2	5	2	129	1	6.0	2	CE-6	3x70	614	614	1933	II	CE-6 3x70:220(60);ACB-63x185:325(60)
28	2	6	2	7	1	6.0		CE-6	3x70	272	272	1933	II	
29	2	7	2	330	1	6.0	1	CE-6	3x70	250	250	1933	II	CE-6 3x185:70(60)
30	2	22	2	330	1	6.0	1	CE-6	3x70	387	387	1933	II	CE-6 3x185:70(33)
31	2	22	2	23	1	6.0		CE-6	3x150	282	282	1933	II	
32	3	25	3	468	1	6.0	2	ACE-10	3x95	298	298	1933	II	ACB10,3x185:35(75);3x150:50(83)
33	2	23	2	162	1	6.0	1	CE-6	3x95	285	285	1936	II	ACB-10 3x185:25(80)
34	2	5	2	200	1	6.0		CE-6	3x70	367	367	1940	II	
35	2	5	2	201	1	6.0		CE-6	3x70	230	230	1940	II	
36	5	57	5	411	1	6.0	1	CE-6	3x95	795	795	1948	II	CE-6 3x185:350(49)
37	5	57	5	98	1	6.0		CE-6	3x95	394	394	1948	II	
38	5	49	5	77	1	6.0		CE-6	3x95	340	340	1949	II	
39	5	49	5	411	1	6.0		CE-6	3x95	260	260	1949	II	
40	5	77	5	326	1	6.0	2	CE-6	3x95	290	290	1949	II	CE-6 3x70:150(49);ACB-6 3x150:320(60)
41	5	77	5	411	1	6.0		CE-6	3x95	150	150	1949	II	
42	1	13	1	628	1	6.0	2	CE-6	3x70	115	115	1950	II	ACB10,3x150:50(73);15(91)
43	1	628	88	1903	1	6.0	1	CE-6	3x70	450	450	1950	II	ACB10,3x150:50(73)
44	2	8	2	329	1	6.0	2	CE-6	3x70	855	855	1952	III	ACB-6 3x185:115(61);AAAB1-10 3x95:350(80)
45	2	291	2	743	1	6.0	3	CE-6	3x185	173	173	1952	III	ACB-6 3x185:21(61);ACB-10 3x185:7(78);ACB-10 3x70:145(88)
46	2	573	2	743	1	6.0	2	CE-6	3x185	567	567	1952	III	CE-10 3x150:180(73);ACB-10 3x185:7(78)
47	2	6	2	462	1	6.0	1	CE-6	3x70	65	65	1954	III	ACB-6 3x185:30(64)
48	2	11	2	462	1	6.0	2	CE-6	3x95	558	558	1954	III	ACB-6 3x185:30(64);CE-6 3x70:45(54)
49	2	11	2	573	1	6.0	2	CE-6	3x95	329	329	1954	III	CE-10 3x150:125(73);CE-6 3x70:21(54)
50	2	4	2	7	1	6.0	1	ACE-6	3x95	483	483	1957	IV	ACB-6 3x185:113(60)
51	2	4	2	107	1	6.0	1	ACE-6	3x95	220	220	1957	IV	ACB-6 3x185:110(60)
52	2	9	2	301	1	6.0		ACE-6	3x120	210	210	1957	IV	
53	1	103	1	453	1	6.0	2	CE-6	3x95	415	415	1958	V	ACB6,3x150(175);3x185(200)
54	2	8	2	573	1	6.0	1	CE-6	3x185	340	340	1958	V	CE-6 3x150:180(74)
55	1	103	1	550	1	6.0	1	ACE-6	3x150	385	385	1958	V	AAAB10,3x185:190(70)
56	1	105	1	550	1	6.0	1	ACE-6	3x150	350	350	1958	V	ACB10,3x185(190)
57	2	108	2	109	1	6.0		ACE-6	3x95	245	245	1958	V	
58	2	200	2	291	1	6.0	1	ACE-6	3x70	145	145	1958	V	ACB-6 3x185:21(61)
59	1	2	88	119	2	6.0	2	ACE-6	3x185	205	410	1959	VI	ACB6,3x120:200(59);ACB6,3x120:210(59)
60	2	5	2	11	1	6.0		ACE-6	3x120	550	550	1959	VI	
61	1	102	1	476	1	6.0	1	CE-6	3x95	315	315	1959	VI	ACB6,3x185:80(65)
62	1	105	1	247	1	6.0		ACE-6	3x120	300	300	1959	VI	
63	2	107	2	109	1	6.0		ACE-6	3x95	300	300	1959	VI	
64	5	179	2	321	1	6.0	1	CE-6	3x185	645	645	1959	VI	CE-6 3x95:210(60)

添付II.3.2-1(1) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Sabail)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct*m)	Commiss. Year	Priority	Remarks
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.										
65	1	247	88	119	1	6.0		ACB-6	3 x 120	235	235	1959	VI	
66	5	320	5	500	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	728	728	1959	VI	AAШБ-10 3 x 150:115(73),ACB-10 3 x 185:133(67)
67	5	320	88	220	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	1,590	1,590	1959	VI	CB-6 3x95:940(0)
68	1	322	1	476	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	135	135	1959	VI	ACB10,3X185:80(65)
69	1	2	2	17	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	1,364	1,364	1959	VI	ACB-10 3x150:500(73),ACB-10 3x185:814(76)
70	1	13	1	667	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	305	305	1959	VI	ACB10,3x185:140(75),CB10,3x185:15(91)
71	2	23	88	119	1	6.0	3	CB-6	3 x 185	2,466	2,466	1959	VI	ACB-10 3x185:470(71),CB-6 0:580(0),ACB-10 3x150:270(71)
72	2	41	2	321	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	230	230	1959	VI	CB-6 3 x 185:435(59),CB-6 3x50:70(59)
73	2	4	2	108	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	1,269	1,269	1960	VII	CB-6 3x50:219(60)
74	2	17	2	23	1	6.0		ACB-6	3 x 120	1,275	1,275	1960	VII	
75	1	101	1	102	1	6.0		ACB-6	3 x 120	195	195	1960	VII	
76	1	101	1	453	1	6.0		ACB-6	3 x 120	530	530	1960	VII	
77	5	179	4	527	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	422	422	1960	VII	CB-6 3x95:342(60)
Subtotal of before 1960					79					38,209	39,174			
(with 2 or more joints cable)														
78	5	147	5	326	1	6.0	3	AAБ-6	3 x 120	1,085	1,085	1962	VIII	CB-4 3x60:70,AAБ-10 3x120:10(1),AAБ-10 3x120:45(71)
79	2	66	5	147	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	890	890	1962	VIII	AAБ-10 3x185:110(91),AAБ-10 3x185:130(72)
80	2	12	2	573	1	6.0	3	ACB-10	3 x 150	432	432	1973	IX	CB-6 3x70:307(0),AAБ-10 3x185:0(0),0 00(0)
81	2	162	2	519	1	6.0	3	ACB-10	3 x 150	780	780	1973	IX	AAБ-10 3x185:100(83),CB-4 3x70:307(0),ACB-4 3x185:10(8)
82	2	301	2	348	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	300	300	1976	IX	ACB-10 3x185:73(84),CB-6 3x185:45(76)
83	2	348	5	450	1	6.0	2	ACB-10	3 x 150	2,000	2,000	1980	X	CB-6 3x185:1460(89),ACB-10 3x185:120(89)
84	1	600	88	1907	4	10.0	2	ЦААШБ-10	3 x 185	2,125	8,500	1980	X	ACB-10 3x185:730(80),IIACB-10 3x185:150(80)
Subtotal of with 2 or more joints cable					10					7,612	13,987			
Total					89					45,821	53,161			

添付II.3.2-1(2) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Yasamal)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commis. Year	Priority	Remarks
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.										
(before 1960)														
1	2	26	3	50	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	324	324	1928	I	CB-6 3 x 95:60(28)
2	2	26	2	348	1	6.0		CB-6	3 x 95	184	184	1928	I	
3	2	26	3	28	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	215	215	1929	I	ACB-6 3 x 150:65(62)
4	3	28	3	35	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	235	235	1929	I	ACB6,3x150:65(62);ACB10,3x185:70(74)
5	3	19	3	27	1	6.0		ACB-6	3 x 70	300	300	1933	II	
6	3	19	3	468	1	6.0	1	ACB-6	3 x 70	165	165	1933	II	ACB10,3x185:35(75)
7	3	18	3	19	1	6.0		CB-6	3 x 50	304	304	1935	II	
8	4	29	4	222	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	375	375	1935	II	AC6,3x150:242(59)
9	3	35	3	48	1	6.0		CB-6	3 x 50	395	395	1935	II	
10	3	18	3	85	1	6.0		CB-6	3 x 70	292	292	1936	II	
11	2	26	3	85	1	6.0		CB-6	3 x 70	150	150	1936	II	
12	4	83	4	378	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	120	120	1936	II	AC10,3x185:30(65)
13	17	748	4	911	1	10.0	2	ACB-10	3 x 120	1,045	1,045	1950	II	ACB-10 3x150:940(75,98)
14	3	27	3	38	1	6.0		CB-6	3 x 95	462	462	1951	III	
15	3	38	3	516	1	6.0		CB-6	3 x 95	600	600	1951	III	
16	3	38	88	120	1	6.0		CB-6	3 x 95	1,313	1,313	1951	III	
17	4	99	3	603	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	516	516	1952	III	AAIII-10 3x240:80(71);CB-10 3x95:12(71)
18	4	104	88	120	1	6.0		CB-6	3 x 70	480	480	1952	III	
19	4	123	4	235	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	270	270	1952	III	C6,3x70:200(68)
20	4	235	88	120	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	470	470	1952	III	CB-6 3x70:200(68)
21	4	39	88	111	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	590	590	1953	III	ACB-10 3x240:370(98)
22	4	104	4	383	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	370	370	1953	III	C6,3x70:190(58)
23	4	142	4	529	1	6.0		CB-6	3 x 95	770	770	1953	III	
24	3	14	3	16	1	6.0	3	CB-6	3 x 95	544	544	1954	III	CB6,3x95:25(34);254(58);ACB10,3x150:102(73)
25	4	30	4	206	1	6.0	2	CB-6	3 x 120	485	485	1954	III	C6,3x185:145(54);AC10,3x150:20(68)
26	4	39	4	206	1	6.0		CB-6	3 x 185	300	300	1954	III	
27	3	131	88	120	1	6.0		CB-6	3 x 50	1,700	1,700	1954	III	
28	4	132	4	296	1	6.0		CB-6	3 x 95	440	440	1954	III	
29	4	132	4	423	1	6.0		CB-6	3 x 95	140	140	1954	III	
30	4	134	4	472	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	546	546	1954	III	C6,3x150:75(64)
31	4	137	4	423	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	272	272	1954	III	AC6,3x185:12(63)
32	4	142	4	751	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	950	950	1954	III	C6,3x95:850(54);AC10,3x150:75(80)
33	3	27	3	551	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	445	445	1955	IV	ACB-10 3x150:135(69)
34	4	123	4	342	1	6.0	3	ACB-6	3 x 185	806	806	1955	IV	AC6,3x95:171(69);AC6,3x150:250(66);AA6,3x240:75(69)
35	3	124	3	273	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	558	558	1955	IV	C6,3x95:241(58);3x185:141(62)
36	4	144	88	111	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	270	270	1955	IV	C6,3x150:150(66)
37	3	273	5	289	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	134	134	1955	IV	C6,3x95:361(58)
38	4	277	9	233	1	6.0	4	CB-6	3 x 95	1,327	1,327	1955	IV	AC6,3x95:171(69);AC6,3x150:250(66);AA6,3x240:75(69)
39	4	288	4	385	1	6.0		ACB-6	3 x 185	320	320	1955	IV	
40	4	288	4	641	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	375	375	1955	IV	AC10,3x185:120(65);AC10,3x150:60(73)
41	5	289	3	516	1	6.0	3	CB-6	3 x 70	1,040	1,040	1955	IV	C6,3x95:100(58);3x70:12(60);AC10,3x185:195(71)
42	4	207	4	751	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	385	385	1956	IV	AC10,3x50:75(80)
43	6	37	4	134	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	903	903	1957	IV	AC10,3x150:470(74)
44	3	85	2	301	1	6.0		ACB-6	3 x 185	360	360	1957	IV	
45	3	90	3	272	1	6.0		CB-6	3 x 95	525	525	1957	V	
46	4	114	4	216	1	6.0		CB-6	3 x 95	150	150	1957	V	
47	3	118	3	131	1	6.0		CB-6	3 x 70	370	370	1957	V	
48	3	121	3	961	1	6.0	1	ACB-10	3 x 120	305	305	1957	V	ACB-10 3 x 120:5(95)
49	3	124	3	391	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	670	670	1957	V	AC6,3x185:170(63)
50	4	174	4	207	1	6.0		CB-6	3 x 70	420	420	1957	V	
51	4	174	4	506	1	6.0	2	ACB-6	3 x 95	430	430	1957	V	AC6,3x185:163(62);AC10,3x150:150(69)
52	3	208	3	394	1	6.0		CB-6	3 x 150	350	350	1957	V	
53	4	222	4	783	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	230	230	1957	V	AC10,3x95:150(83)
54	3	14	3	121	1	6.0	1	C-6	3x70	281	281	1958	V	CB6,3x95:51(58)
55	4	29	4	135	1	6.0		CB-6	3 x 50	315	315	1958	V	
56	4	30	4	914	1	6.0	2	ACB-10	3 x 150	470	470	1958	V	AA5-10,3x95:50(95);ACB-10,3x150:20(68)
57	3	90	3	477	1	6.0	1	CB-6	3 x 150	450	450	1958	V	AA510,3x150:0(65)
58	4	92	4	99	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	400	400	1958	V	AAIII10,3x240:80(71)
59	3	118	3	299	1	6.0		CB-6	3 x 150	230	230	1958	V	
60	3	124	3	208	1	6.0		ACB-6	3 x 185	570	570	1958	V	
61	3	131	3	293	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	125	125	1958	V	AC6,3x185:35(62)
62	4	135	4	137	1	6.0		CB-6	3 x 50	375	375	1958	V	
63	4	216	4	383	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	115	115	1958	V	AC6,3x185:75(62)
64	4	222	4	463	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	410	410	1958	V	AC10,3x150:100(68)

添付II.3.2-1(2) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Yasamal)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Priority	Remarks
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.										
65	4	259	4	398	1	6.0	1	ACE-6	3 x 185	205	205	1958	V	AC6,3x185:75(62)
66	3	272	3	297	1	6.0		ACE-6	3 x 150	296	296	1958	V	
67	4	277	4	347	1	6.0	1	ACE-6	3 x 185	255	255	1958	V	AA10,3x185:75(70)
68	5	289	3	290	1	6.0		CE-6	3 x 95	360	360	1958	V	
69	3	290	3	457	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	134	134	1958	V	AC6,3x150:46(64)
70	3	293	3	457	1	6.0	2	CE-6	3 x 95	217	217	1958	V	Ac6,3x150:46(64);3x185:35(62)
71	3	299	3	477	1	6.0	1	CE-6	3 x 150	565	565	1958	V	AA10,3x150:290(65)
72	4	347	4	508	1	6.0	1	ACE-6	3 x 185	95	95	1958	V	AA10,3x150:430(66)
73	3	35	4	292	1	6.0		ACE-6	3x120	210	210	1959	VI	
74	4	83	4	292	1	6.0		ACE-6	3 x 185	285	285	1959	VI	
75	4	92	4	298	1	6.0	1	ACE-6	3 x 150	107	107	1959	VI	AC6,3x185:70(58)
76	4	134	4	296	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	294	294	1959	VI	C6,3x185:120(54)
77	4	136	4	137	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	323	323	1959	VI	C6,3x185:45(52)
78	4	137	4	172	1	6.0	1	CE-6	3 x 70	230	230	1959	VI	C6,3x185:50(52)
79	4	174	4	238	1	6.0		ACE-6	3 x 185	240	240	1959	VI	
80	4	207	4	460	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	390	390	1959	VI	AC6,3x150:90(64)
81	4	235	4	238	1	6.0		ACE-6	3 x 150	480	480	1959	VI	
82	2	361	88	119	1	6.0	1	CE-6	3 x 50	800	800	1959	VI	CE-6 3x50:110(59)
83	4	460	88	120	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	214	214	1959	VI	AC6,3x150:90(64)
84	3	28	3	85	1	6.0		ACE-6	3 x 150	460	460	1960	VII	
85	3	28	3	260	1	6.0	1	ACE-6	3 x 150	170	170	1960	VII	ACB6,3x185(60)
86	3	28	3	327	1	6.0		ACE-6	3 x 185	392	392	1960	VII	
87	4	114	4	139	1	6.0		ACE-6	3 x 185	350	350	1960	VII	
88	9	130	17	417	1	6.0		ACE-6	3 x 95	90	90	1960	VII	
89	4	139	88	120	1	6.0	1	ACE-6	3 x 185	575	575	1960	VII	AA6,3x185:320(64)
90	3	208	3	340	1	6.0		ACE-6	3 x 185	250	250	1960	VII	
91	3	208	3	394	1	6.0		ACE-6	3 x 185	370	370	1960	VII	
92	4	238	4	338	1	6.0		ACE-6	3 x 185	367	367	1960	VII	
93	3	260	3	327	1	6.0		ACE-6	3 x 185	263	263	1960	VII	
94	4	288	4	438	1	6.0	2	CE-6	3 x 95	470	470	1960	VII	AC6,3x185:340(63);AC6,3x95:80(64)
95	4	288	4	549	1	6.0	2	CE-6	3 x 95	610	610	1960	VII	AC10,3x150:135(74)&85(76)
96	4	298	88	120	1	6.0	2	ACE-6	3 x 185	720	720	1960	VII	AC6,3x185:320(64);AA10,3x185:330(89)
97	4	314	4	549	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	285	285	1960	VII	AC10,3x150:135(60)
98	4	314	88	120	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	1,302	1,302	1960	VII	C6,3x95:385(60)
99	4	324	88	111	1	6.0	1	ACE-6	3 x 185	566	566	1960	VII	C6,3x185:286(60)
100	3	327	3	498	1	6.0	1	ACE-6	3 x 185	240	240	1960	VII	AA10,3x150:130(65)
101	17	341	9	417	1	6.0	3	ACE-6	3 x 95	1,390	1,390	1960	VII	AC6,3x185:15(68);AC10,3x185:15(72);450(75)
102	4	342	4	385	1	6.0	1	ACE-6	3 x 95	385	385	1960	VII	AC6,3x185:214(60)
103	3	351	3	394	1	6.0	2	ACE-6	3 x 185	935	935	1960	VII	AC6,3x185:100(62);AA10,3x185:225(68)
Subtotal of before 1960					103					45,326	45,326			
(with 2 or more joints cable)														
104	17	568	17	629	1	6.0	2	ACE-6	3 x 185	928	928	1961	VIII	AAE-10 3x150:600(69);ACE-10 3x150(73)
105	3	118	2	413	1	6.0	3	ACE-6	3 x 70	250	250	1962	VIII	AA10,3x185:100(83);AAIII6,3x150:140(83)
106	3	297	2	413	1	6.0	2	ACE-6	3 x 70	1,450	1,450	1962	VIII	AAIII10,3x185:1100(75);AA10,3x185:100(83)
107	9	130	9	418	1	6.0	2	ACE-6	3 x 185	654	654	1963	VIII	AIII10,3x150:30(70);AC10,3x185:220(-)
108	4	472	4	707	1	6.0	2	CE-6	3 x 95	400	400	1964	IX	C6,3x150:75(64);AC10,3x185:45(77)
109	17	353	17	447	1	10.0	2	ACE-6	3 x 185	1,234	1,234	1964	IX	AAIII6-10 3 x 185:337(78);AAIII6-10 3x150:337(78)
110	17	266	17	687	1	10.0	3	ACE-6	3 x 120	830	830	1965	IX	ACE-6,3x120,160(69);2x120:300(63);ACE-10,3x120:300(91)
111	17	352	17	700	1	10.0	4	ACE-6	3 x 185	340	340	1966	IX	ACE-6 3x185:15(68);ACE-6 3x185:15(68);ACE-6 3x185:15(68)
112	17	373	17	700	1	10.0	2	ACE-6	3 x 185	655	655	1966	IX	ACE-10 3x185:15(68);CE-10 3x95:280(68)
113	17	700	88	1910	2	10.0	2	AAIII6-10	3 x 185	1,470	2,940	1974	IX	ACE-10 3x185:90(75);ACE-10 3x185:15(77)
114	3	409	3	625	1	10.0	2	ACE-10	3 x 150	670	670	1975	IX	ACE-10 3x150:50(75);ACE-10 3x150:70(80)
Subtotal of with 2 or more joints cable					12					8,881	10,351			
(use 6kV cable)														
115	17	300	17	337	1	10.0		ACE-6	3 x 185	300	300	1963	X	
116	17	428	17	439	1	10.0		CE-6	3 x 95	250	250	1963	X	
117	17	266	17	373	1	10.0		ACE-6	3 x 120	270	270	1961	X	
118	17	300	17	352	1	10.0		ACE-6	3 x 185	300	300	1961	X	
119	17	469	17	687	1	10.0	1	ACE-6	3 x 120	230	230	1965	X	ACE-10 3x120:80(91)
120	7	377	7	451	1	10.0		ACE-6	3 x 95	150	150	1965	X	
121	17	352	17	524	1	10.0		ACE-6	3 x 120	234	234	1967	X	
Subtotal of use 6kV cable					7					1,734	1,734			
Total					122					55,941	57,411			

添付II.3.2-1(3) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Nasimi)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Priority	Remarks
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.										
(before 1960)														
1	2	44	5	45	1	6.0		CB-6	3 x 95	365	365	1911	I	
2	5	78	5	234	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	267	267	1911	I	CB-6 3x70:360(31)
3	5	45	5	81	1	6.0	1	CE-6	3 x 70	358	358	1912	I	CB-6 3x95:125(58)
4	5	46	5	81	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	429	429	1912	I	CB-6 3x95:125(58)
5	5	78	5	614	1	6.0		ACB-10	3 x 150	170	170	1912	I	
6	5	46	5	214	1	6.0	2	CE-6	3 x 95	587	587	1913	I	CB-6 3x70:153(72),AAB-10 3x150:15(72)
7	8	39	88	1915	2	6.0	1	ACB-10	3 x 240	1,180	2,360	1915	I	CB-6 3x95:220(54)
8	5	71	5	3289	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	961	961	1920	I	CB-6 3x185:430(67),CB-10 3x95:185(70)
9	3	47	88	117	1	6.0	1	CE-6	3 x 50	662	662	1922	I	ACB-6 3x150:340(22)
10	3	48	88	117	1	6.0	1	ACB-10	3 x 150	450	450	1922	I	CB-6 3x50:100(22)
11	5	64	5	75	1	6.0	1	CE-10	3 x 95	599	599	1923	I	CB-10 3x95:250(70)
12	5	65	5	94	1	6.0	1	CE-6	3 x 95	400	400	1923	I	ACB-6 3x185:100(78)
13	5	65	88	220	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	670	670	1923	I	CB-6 3x70:570(23)
14	5	75	5	94	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	405	405	1923	I	CB-6 3x150:38(58),ACB-6 3x185:40(73)
15	5	65	90	241	1	6.0		CB-6	3 x 70	250	250	1926	I	
16	6	67	7	70	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	540	540	1926	I	C6,3x70:160(56);AA10,3x150:140(82)
17	3	15	3	58	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	175	175	1927	I	CB6,3x70:61(--)
18	3	50	3	58	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	519	519	1928	I	CB6,3x95:70(53)
19	5	45	3	51	1	6.0		CB-6	3 x 70	293	293	1931	I	
20	3	50	3	51	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	340	340	1931	I	CB6,3x95:115(53)
21	6	67	6	526	1	6.0		CB-6	3 x 95	317	317	1931	I	
22	6	68	6	87	1	6.0		CB-6	3 x 95	386	386	1931	I	
23	6	68	6	526	1	6.0		CB-6	3 x 95	315	315	1931	I	
24	6	87	6	390	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	415	415	1931	II	AC6,3x150:145(63)
25	6	89	6	390	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	375	375	1931	II	AC6,3x150:145(63)
26	3	15	3	47	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	262	262	1935	II	CB6,3x70:50(--)
27	3	48	5	106	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	410	410	1935	II	ACB-10 3x185:200(77)
28	2	44	2	162	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	645	645	1936	II	AAB-10 3x185:25(80),CB-6 3x50:460(0)
29	6	87	6	838	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	130	130	1938	II	AC10,3x185:30(87)
30	6	67	6	623	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	230	230	1949	II	AC10,3x150:135(73)
31	6	68	6	363	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	408	408	1949	II	AC10,3x95:150(61),3x185:195(61)
32	5	326	88	220	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	1,420	1,420	1949	II	ACB-6 3x150:320(62)
33	6	68	6	231	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	662	662	1950	II	C6,3x185:480(50);AC6,3x185:75(66)
34	6	170	6	226	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	387	387	1950	II	AC6,3x95:213(64)
35	6	170	6	396	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	470	470	1950	II	C6,3x95:220(55)
36	5	76	5	79	1	6.0		CB-6	3 x 70	341	341	1951	III	
37	5	173	5	225	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	200	200	1951	III	ACB-6 3x185:350(62)
38	6	89	5	173	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	570	570	1953	III	CB-6 3x95:140(53),ACB-6 3x150:167(59)
39	5	138	88	111	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	603	603	1953	III	ACB-6 3x95:382(61)
40	6	231	6	390	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	280	280	1953	III	AC6,3x150:75(53);AC6,3x185:135(66)
41	5	52	5	214	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	490	490	1954	III	ACB-10150:80(80)
42	6	67	5	71	1	6.0		CB-6	3 x 95	476	476	1954	III	
43	6	86	6	150	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	65	65	1954	III	C6,3x95:180(54);AAIII,3x185:140(54)
44	5	155	5	831	1	6.0		CB-6	3 x 70	545	545	1954	III	
45	5	156	5	180	1	6.0		ACB-6	3 x 120	495	495	1954	III	
46	5	156	1	228	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	335	335	1954	III	ACB-10 3x185:50(74)
47	5	228	5	831	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	305	305	1954	III	ACB-6 3x185:130(77)
48	5	234	5	310	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	300	300	1954	III	CB-6 3x95:400(55),CB-6 3x185:100(59)
49	6	422	88	96	1	6.0	3	CB-6	3 x 95	473	473	1954	III	AC6,3x150:117(62);56(63);AC10,3x185:50(78)
50	5	71	5	310	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	230	230	1955	IV	CB-6 3x183:100(59)
51	5	75	5	236	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	270	270	1955	IV	ACB-10 3x185:120(77)
52	5	76	1	228	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	270	270	1955	IV	ACB-10 3x185:120(77)
53	6	86	88	96	1	6.0		CB-6	3 x 95	200	200	1955	IV	
54	6	175	6	302	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	620	620	1955	IV	AC6,3x150:210(59)
55	6	175	88	96	1	6.0	2	OCB-35	3 x 95	584	584	1955	IV	C6,3x185:80(55);3x150:85(65)
56	6	177	6	396	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	530	530	1955	IV	C6,3x50:250(62)
57	4	189	9	232	1	6.0		ACB-6	3 x 70	510	510	1955	IV	
58	9	197	9	594	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	414	414	1955	IV	AC10,3x185:7(72)
59	9	197	9	823	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	230	230	1955	IV	AA10,3x185:100(85)
60	9	221	9	233	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	440	440	1955	IV	AAIII10,3x150:310(73)
61	6	256	6	302	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	275	275	1955	IV	AC6,3x150:230(59)
62	5	240	5	662	1	6.0	3	CB-6	3 x 150	696	696	1956	IV	AAB-10 3x185:92(68),ACB-10 3x240:100(74),ACB-6 3x185:185(59)
63	5	240	88	220	1	6.0	2	CB-6	3 x 150	510	510	1956	IV	AAB-10 3x185:93(68),ACB-10 3x150:105(77)
64	5	265	5	464	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	195	195	1956	IV	CB-6 3x70:55(56),ACB-10 3x150:50(80)

添付II.3.2-1(3) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Nasimi)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (oct'm)	Commiss. Year	Priority	Remarks	
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.											
65	5	154	4	783	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	573	573	1957	V	C6,3x95:236(57);AC6,3x95:150(83)	
66	5	154	5	155	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	580	580	1957	V	CB-6 3x70:180(57)	
67	5	158	5	224	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	312	312	1957	V	ACB-6 3x150:12(87)	
68	6	175	6	176	1	6.0		ACB-6	3 x 120	250	250	1957	V		
69	6	175	6	177	1	6.0		CB-6	3 x 95	229	229	1957	V		
70	5	224	5	271	1	6.0	1	ACB-6	3 x 150	433	433	1957	V	ACB-6 3x150:55(87)	
71	6	560	88	96	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	325	325	1957	V	AC10,3x185:85(69)	
72	6	67	6	68	1	6.0		CB-6	3 x 95	635	635	1958	V		
73	6	176	6	178	1	6.0	1	ACB-6	3 x 95	280	280	1958	V	AC10,3x185:65(68)	
74	9	183	9	188	1	6.0	4	ACB-10	3 x 120	650	650	1958	V	AAE-6, 3x95:70(80), AAE-10 120 120 120 120, 3x95:200(80), AAE-10 3x120:55(79)	
75	9	188	9	395	1	6.0		ACB-6	3 x 95	160	160	1958	V		
76	5	234	5	492	1	6.0	3	ACB-6	3 x 185	439	439	1958	V	CB-6 3x185:74(88), ACB-10 3x150:160(71), CB-6 3x70:175(54)	
77	5	426	4	463	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	515	515	1958	V	AC6,3x150:90(58);AC10,3x150:515(68)	
78	5	426	88	111	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	262	262	1958	V	ACB-6 3x150:90(63)	
79	5	64	5	217	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	632	632	1959	VI	CB-6 3x95:250(70)	
80	5	93	5	532	1	6.0	1	ACB-6	3 x 150	120	120	1959	VI	ACB-10 3x150:55(59)	
81	5	173	5	309	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	790	790	1959	VI	AAIIB-10 3x185:110(79)	
82	5	180	5	309	1	6.0	1	ACB-6	3 x 120	290	290	1959	VI	AAIIB-6 3x120:110(70)	
83	9	221	9	313	1	6.0		CB-6	3 x 95	425	425	1959	VII		
84	5	240	5	532	1	6.0	1	ACB-6	3 x 150	340	340	1959	VII	ACB-6 3 x 185:55(60)	
85	6	89	6	251	1	6.0	1	ACB-10	3 x 95	1,050	1,050	1960	VII	AC10,3x185:70(60)	
86	6	89	6	772	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	721	721	1960	VII	AC10,3x150:196(81);AA10,3x185:420(81)	
87	6	89	88	96	1	6.0	1	CB-6	3 x 150	548	548	1960	VII	AC6,3x185:59(60)	
88	9	151	9	203	1	6.0		CB-6	3 x 95	550	550	1960	VII		
89	6	177	6	723	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	626	626	1960	VII	C6,3x185:350(60);AC10,3x240:110(60)	
90	9	199	9	232	1	6.0		ACB-6	3 x 120	800	800	1960	VII		
91	9	203	9	233	1	6.0		ACB-6	3 x 95	600	600	1960	VII		
92	9	203	9	313	1	6.0		CB-6	3 x 95	270	270	1960	VIII		
93	9	203	9	336	1	6.0		ACB-6	3 x 95	110	110	1960	VIII		
94	5	223	5	225	1	6.0	1	ACB-10	3 x 120	250	250	1960	VIII	ACB-6 3x185:210(60)	
95	6	323	6	478	1	6.0	2	ACB-6	3 x 240	615	615	1960	VIII	ACB-6 3x185:160(60);ACB-6 3x185:90(60)	
96	5	334	5	492	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	112	112	1960	VIII	ACB-10 3x185:70(69);ACB-6 3x185:22(79)	
97	5	334	88	117	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	476	476	1960	VIII	ACB-10 3x185:21(79);ACB-10 3x185:435(69)	
98	6	345	6	522	1	6.0	2	ACB-10	3 x 185	285	285	1960	VIII	CB-6 3x185:145(60);CB-6 3x150:15(67)	
99	6	345	9	835	1	6.0		CB-6	3 x 95	190	190	1960	VIII		
100	6	345	88	111	1	6.0		CB-6	3 x 95	290	290	1960	VIII		
101	9	380	9	470	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	562	562	1960	VIII	AC10,3x185:222(64)	
102	9	381	9	470	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	267	267	1960	VIII	AC10,3x185:222(64)	
103	6	478	88	96	1	6.0		ACB-6	3 x 240	155	155	1960	VIII		
104	6	522	6	723	1	6.0	1	CB-6	3 x 185	410	410	1960	VIII	ACB-10 3x240:110(78)	
105	6	835	88	111	1	6.0		CB-6	3 x 95	100	100	1960	VIII		
106	5	62	5	325	1	10.0		CB-6	3 x 185	130	130	1960	VIII	CB-6 3x95:80(60)	
Subtotal of before 1960					107					45,261	46,441				
(with 2 or more joints cable)															
107	5	228	5	309	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	500	500	1961	VIII	AAIIB-10 3x185:110(74);ACB-10 3x185:110(76)	
108	6	229	6	838	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	395	395	1961	VIII	CB-6 3x70:250(38);AAE-10 3x185:30(87)	
109	5	94	5	553	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	1,270	1,270	1962	VIII	AAIIB-10 3x185:420(78);AAE-10 3x185:130(71)	
110	9	434	9	440	1	10.0	2	CB-6	3 x 95	680	680	1963	IX	AC6,130(63);AC10,3x150:370(74)	
111	9	434	9	740	1	10.0	2	ACB-6	3 x 150	290	290	1963	IX	ACB-10,3x150:60(78);ACB-10,3x150:50(78)	
112	90	2060	88	95	2	6.0	2	ACB-10	3 x 185	1,595	3,190	1964	IX	ACB-10 3x185:1050(74);445(81)	
113	4	189	88	111	1	6.0	3	CB-6	3 x 150	1,380	1,380	1965	IX	AAE-10 3x185:790(87);ACB-6,3x150:150(61);210(67)	
114	6	150	6	231	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	355	355	1966	IX	AAIIB10,3x185:140(82);CB-6 3x70:130(54)	
115	9	434	9	740	1	10.0	2	ACB-10	3 x 120	220	220	1969	IX	ACB-10,3x150:30(78);ACB-10,3x150:50(78)	
116	9	611	9	612	2	10.0	2	AAE-10	3 x 185	370	740	1969	IX	AA10,3x150:60(71);AC10,3x185:42(85)	
117	5	24	5	234	1	10.0	2	ACB-10	3 x 185	475	475	1972	IX	ACB-10 3 x 185:10(85);ACB-10 3 x 185:190(72)	
118	6	31	6	780	2	10.0	2	ACB-10	3 x 150	2,037	4,074	1977	X	ACB-10 3x185:100(83);ACB-10 3x240:73(84)	
119	5	93	5	94	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	567	567	1978	X	CB-6 3x70:257(78);AAIIB-10 3x185:40(78)	
120	5	81	5	450	1	6.0	2	ACB-10	3 x 150	840	840	1980	X	ACB-10 3x185:270(89);ACB-10 3x240:150(74)	
Subtotal of with 2 or more joints cable					17					10,974	14,976				
(use 6kV cable)															
121	9	397	9	633	1	10.0	1	ACB-6	3 x 185	166	166	1962	X	AA10,3x185:116(74)	
122	9	408	9	421	1	10.0		ACB-6	3 x 120	273	273	1963	X		
123	9	432	9	440	1	10.0		CB-6	3 x 95	275	275	1963	X		
124	9	209	9	440	1	10.0		AAE-6	3 x 185	250	250	1964	X		
125	9	209	9	449	1	10.0		ACB-6	3 x 120	230	230	1964	X		

添付II.3.2-1(3) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Nasimi)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct*m)	Commiss. Year	Priority	Remarks
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.										
126	9	449	9	459	1	10.0		ACE-6	3 x 120	130	130	1964	X	
127	9	449	9	461	1	10.0		ACE-6	3 x 150	300	300	1964	X	
Итого до используются 6KV-ные кабели					41					23,572	31,576			
Total					165					79,807	92,993			

添付II.3.2-1(4) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Narimanov)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Priority	Remarks
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.										
(before 1960)														
1	7	70	7	701	2	6.0	3	CB-6	3 x 50	500	1,000	1926	I	C6,3x70:80(56);3x95:60(32);3x150:50(76)
2	7	91	7	701	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	720	720	1926	I	C6,3x50:540(27);AC10,3x150:50(76)
3	7	91	7	262	1	6.0		CB-6	3 x 70	645	645	1936	II	
4	6	251	6	252	1	6.0	1	CB-6	3 x 120	150	150	1936	II	CB-6,3x95:40(68)
5	7	127	7	756	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	365	365	1940	II	AAIII10,3x150:80(79)
6	7	756	88	227	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	455	455	1940	II	AAIII10,3x150:110(79);AC6,3x185:260(-)
7	7	572	88	227	2	6.0	2	CB-6	3 x 185	555	1,110	1941	II	ACB-10 3x185:240(79);AAIII6-10 3x185:105(70)
8	6	363	6	623	1	6.0	2	CB-6	3 x 50	392	392	1949	II	ACB-10 3x150:135(73);ACB-6 3x95:345(61)
9	7	127	7	757	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	130	130	1950	II	AA10,3x185:30(81)
10	7	163	7	164	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	523	523	1950	II	AC6,3x50:43(58)
11	7	165	7	757	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	355	355	1950	III	AA10,3x185:30(81)
12	7	166	7	406	1	6.0	2	ACB-6	3 x 95	690	690	1950	III	AC6,3x95:385(58);3x185:175(62)
13	6	182	6	256	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	563	563	1950	III	C10,3x185:42(50);AC10,3x150:85(65)
14	7	128	7	163	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	499	499	1952	III	C6,3x95:105(57)
15	6	211	6	315	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	308	308	1953	III	C6,3x185:192(59)
16	6	211	6	390	1	6.0		CB-6	3 x 95	75	75	1953	III	
17	7	161	6	315	1	6.0	5	CB-6	3 x 95	753	753	1954	III	0001817(9);AC10,3x150:67(75);3x185:55(75)
18	6	171	6	668	1	6.0	2	ACB-6	3 x 95	330	330	1954	IV	AC10,3x150:67(75);3x185:55(75)
19	6	171	6	488	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	595	595	1954	IV	CB-6 3x95:59(59);AAIII-10 3x185:340(89)
20	7	205	7	308	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	255	255	1954	IV	C6,3x185:90(59);AC6,3x185:60(59)
21	7	74	7	262	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	415	415	1955	IV	C6,3x95:22(55);AC10,3x150:125(-)
22	7	168	7	264	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	165	165	1955	IV	C6,3x70:80(-)
23	9	185	6	488	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	330	330	1955	IV	AA10,3x120:230(89)
24	9	185	9	594	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	783	783	1955	IV	AC10,3x185:4(72)
25	7	202	7	3312	1	6.0		CB-6	3 x 70	755	755	1955	IV	
26	7	219	7	312	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	295	295	1955	IV	C6,3x95:50(59);AA10,3x185:100(90)
27	7	264	7	375	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	1,785	1,785	1955	IV	C6,3x95:125(59);AC6,3x185:420(61)
28	6	171	6	475	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	243	243	1956	IV	AC6,3x185:73(65);AC10,3x185:110(75)
29	7	202	6	267	1	6.0		CB-6	3 x 70	997	997	1956	IV	
30	6	268	6	458	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	393	393	1956	IV	ACB-6 3x95:40(68)
31	7	308	7	503	1	6.0	3	CB-6	3 x 70	650	650	1956	IV	AC6,3x95:83(59);AA10,3x150:90(86);C6,3x70:145(66)
32	6	455	6	458	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	367	367	1956	IV	AA10,3x150:180(72)
33	7	91	7	128	1	6.0		CB-6	3 x 95	505	505	1957	V	
34	6	140	6	317	1	6.0	2	CB-6	3 x 70	305	305	1957	V	C6,3x95:20(59);AC6,3x95:200(59)
35	6	140	6	560	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	595	595	1957	V	AC10,3x185:85(69)
36	6	194	6	317	1	6.0	1	CB-6	3 x 70	390	390	1957	V	ACB-6 3x95:200(59)
37	7	202	6	343	1	6.0	3	CB-6	3 x 95	1,160	1,160	1957	V	AC6,3x185:230(69);AA18,3x150:80(66);AC10,3x185:450(64)
38	7	202	88	227	1	6.0		CB-6	3 x 95	1,350	1,350	1957	V	
39	6	458	88	96	1	6.0	2	CB-6	3 x 150	1,138	1,138	1957	V	AC6,3x240:155(60);AC10,3x185:43(70)
40	6	708	88	96	1	6.0	1	CB-6	3 x 150	690	690	1957	V	ACB-10 3x185:90(73)
41	7	74	7	701	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	377	377	1958	VI	AC10,3x150:85(76);175(88)
42	7	91	7	152	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	185	185	1958	VI	AC10,3x150:135(75)
43	7	152	7	572	1	6.0	2	CB-6	3 x 95	400	400	1958	VI	AC10,3x150:200(74);150(75)
44	7	163	7	663	1	6.0	2	ACB-6	3 x 95	410	410	1958	VI	AC6,3x185:60(59);AA10,3x150:200(89)
45	6	182	9	183	1	6.0	4	ACB-6	3 x 185	850	850	1958	VI	AAI-10 3x185:100(79);AAI-4 3x185:100(79)
46	6	186	6	773	1	6.0		ACB-10	3 x 95	360	360	1958	VI	
47	6	187	6	254	1	6.0	1	ACB-6	3 x 95	660	660	1958	VI	AC6,3x185:410(63)
48	6	187	6	268	1	6.0		ACB-6	3 x 95	240	240	1958	VI	
49	6	190	6	374	1	6.0		CB-6	3 x 70	430	430	1958	VI	
50	6	254	6	773	1	6.0	1	ACB-10	3 x 95	460	460	1958	VI	AC10,3x185:410(63)
51	7	264	7	406	1	6.0	1	ACB-6	3 x 95	505	505	1958	VI	AC6,3x185:175(62)
52	7	346	7	569	1	6.0	2	ACB-6	3 x 70	550	550	1958	VI	AC6,3x95:215(67);AC10,3x185:35(69)
53	7	278	7	318	1	10.0	1	CB-6	3 x 50	204	204	1958	VI	C6,3x70:147(60)
54	7	278	7	377	1	10.0	2	CB-6	3 x 70	455	455	1958	VI	AC6,3x185:110(60);AA10,3x185:165(69)
55	7	294	7	319	1	10.0	1	CB-6	3 x 50	533	533	1958	VI	AC6,3x95:110(59)
56	7	318	7	319	1	10.0	2	CB-6	3 x 50	275	275	1958	VI	C6,3x70:145(60);AC6,3x95:110(59)
57	7	159	7	160	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	380	380	1959	VII	C10,3x185:80(59);AAIII10,3x185:160(75)
58	7	161	6	328	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	350	350	1959	VII	AC10,3x185(74)
59	6	211	6	316	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	700	700	1959	VII	AA,3x150:87(66)
60	7	282	7	387	1	6.0	1	CB-6	3 x 185	800	800	1959	VII	AC6,3x185:300(62)
61	7	308	7	406	1	6.0	1	ACB-6	3 x 95	975	975	1959	VII	AC6,3x185:285(62)
62	6	316	6	328	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	210	210	1959	VII	AC10,3x185:45(88)
63	6	617	7	663	1	6.0	2	ACB-6	3 x 120	430	430	1959	VII	ACB-6 3x150:30(86);AAE-10 3x150:200(89)
64	7	63	7	74	1	6.0	1	CB-6	3 x 95	390	390	1960	VIII	AC10,3x150:150(88)

添付II.3.2-1(4) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Narimanov)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Priority	Remarks	
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.											
65	7	63	6	617	1	6.0	1	ACB-6	3 x 150	250	250	1960	VIII	AC6,3x150:60(86)	
66	7	133	7	639	1	6.0	2	CB-6	3 x 150	237	237	1960	VIII	AC6,3x185:30(62);AC10,3x185:115(74)	
67	7	166	7	402	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	130	130	1960	VIII	AC6,3x150:25(62);AA10,3x120:40(89)	
68	6	194	6	343	1	6.0		ACB-6	3 x 120	227	227	1960	VIII		
69	7	205	7	287	1	6.0		ACB-6	3 x 120	325	325	1960	VIII		
70	6	213	6	374	1	6.0	2	ACB-6	3 x 95	1,536	1,536	1960	VIII	CB-6 3x70:320(58);ACB-6 3x150:16(61)	
71	7	219	7	344	1	6.0		ACB-6	3 x 120	600	600	1960	VIII		
72	7	280	7	282	1	6.0		ACB-6	3 x 120	460	460	1960	VIII		
73	7	280	7	346	1	6.0	1	ACB-6	3 x 185	850	850	1960	VIII	AA10,3x185:450(95)	
74	7	281	7	346	1	6.0	1	AA-10	3x185	450	450	1960	VIII	AA10,3x185:100(-)	
75	7	282	7	284	1	6.0	1	CB-6	3 x 50	480	480	1960	VIII	AC6,3x185:310(60)	
76	7	284	88	227	1	6.0		ACB-6	3x120	1,040	1,040	1960	VIII		
77	7	287	7	356	1	6.0	1	ACB-6	3 x 150	623	623	1960	VIII	AC6,3x185:218(61)	
78	7	253	7	403	1	10.0	2	ACB-6	3 x 150	215	215	1960	VIII	CB-10 3x150:50(67);ACB-10 3x150:180(80)	
79	7	253	7	456	1	10.0	1	ACB-6	3 x 150	625	625	1960	VIII	ACB-10 3x150:180(80)	
80	7	278	7	404	1	10.0	2	ACB-6	3 x 150	655	655	1960	VIII	AC10,3x150:385(69);C10,3x95:60(71)	
81	7	286	7	339	1	10.0		ACB-10	3 x 120	400	400	1960	VIII		
Subtotal of before 1960					83					42,401	43,456				
(with 2 or more joints cable)															
82	7	350	7	356	1	6.0	2	ACB-10	3 x 185	381	381	1961	VIII	AC10,3x150:60(74);AA10,3x150:160(74)	
83	7	365	7	402	1	6.0	3	ACB-6	3 x 150	508	508	1962	VIII	AC6,3x185:365(62);AC10,3x185:70(75);AA10,3x120:50(89)	
84	7	392	7	618	1	10.0	2	AAE-10	3 x 185	595	595	1964	IX	AAIII10,3x185:45(76);AA10,3x185:220(73)	
85	7	392	7	618	1	10.0	2	AAE-10	3 x 185	595	595	1964	IX	AAIII10,3x185:45(76);AA10,3x185:220(73)	
86	6	431	6	537	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	402	402	1964	IX	AA10,3x150:175(67);3x185:75(67)	
87	6	196	6	488	1	6.0	2	ACB-6	3 x 185	432	432	1965	IX	CB-6 3x150:250(66);ACB-6 3x95:170(58)	
88	6	772	88	227	1	6.0	3	ACB-10	3 x 185	1,365	1,365	1965	IX	ACB-10 3x150:100(65);ACB-10 3x185:200(76);ACB-10 3x185:300(80)	
89	7	70	6	515	1	6.0	2	ACB-6	3 x 150	200	200	1966	IX	AA10,3x185:160(65);105(75)	
90	6	559	7	644	1	10.0	2	ACB-10	3 x 150	1,110	1,110	1973	IX	AAE-10 3 x 150:80(73);ACB-10 3x95:60(74)	
91	7	366	7	644	1	10.0	2	CB-10	3 x 95	1,080	1,080	1974	IX	AC10,3x150:920(73);100(74)	
Subtotal of with 2 or more joints cable					10					6,668	6,668				
(use 6kV cable)															
92	7	311	7	333	1	10.0		ACB-6	3 x 120	430	430	1961	X		
93	7	333	7	368	1	10.0		ACB-6	3 x 120	280	280	1961	X		
94	7	366	7	368	1	10.0		ACB-6	3 x 150	310	310	1961	X		
95	7	367	7	556	1	10.0	1	ACB-6	3 x 185	160	160	1961	X	AC6,3x150:1010(69)	
96	7	367	7	404	1	10.0		ACB-6	3 x 120	316	316	1962	X		
97	7	392	7	456	1	10.0	1	ACB-6	3 x 95	170	170	1962	X	AC10,3x185:40(76)	
98	7	404	7	405	1	10.0		ACB-6	3 x 120	316	316	1962	X		
99	7	405	7	474	1	10.0	1	ACB-6	3 x 185	643	643	1962	X	AC10,3x185:270(65)	
100	6	431	6	441	1	10.0	1	ACB-6	3 x 150	458	458	1964	X	ACB-6 3x185:338(64)	
Subtotal of use 6kV cable					9					3,083	3,083				
Total					102					52,152	53,207				

添付II.3.2-1(5) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Nizami)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (cct·m)	Commiss. Year	Priority	Remarks
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.										
(before 1960)														
1	8	20	8	21	1	10.0		ACB-6	3 x 120	410	410	1948	II	
2	8	21	8	23	1	10.0		ACB-6	3 x 70	369	369	1953	III	
3	8	21	8	31	1	10.0		ACB-6	3 x 120	225	225	1953	III	
4	8	31	8	32	1	10.0		ACB-6	3 x 120	225	225	1953	III	
5	8	32	8	33	1	10.0		ACB-6	3 x 95	460	460	1953	III	
6	8	29	8	33	1	10.0		ACB-6	3 x 95	735	735	1955	IV	
7	8	35	8	37	1	10.0		ACB-6	3 x 95	200	200	1957	V	
8	8	25	8	27	1	10.0	1	CB-6	3 x 50	322	322	1958	VI	ACB-10 3x150:62(77)
9	8	29	8	41	1	10.0		ACB-6	3 x 70	770	770	1958	VI	
10	8	35	8	36	1	10.0		ACB-6	3 x 95	200	200	1958	VI	
11	8	2	8	7	2	10.0		ACB-6	3 x 150	300	600	1960	VIII	
Subtotal of before 1960					12					4,216	4,516			
(with 2 or more joints cable)														
12	8	14	8	37	1	10.0	2	ACB-10	3 x 95	486	486	1961	VIII	ACB-10 3x150:240(69),96(87)
13	8	66	8	75	1	10.0	2	ACB-10	3 x 185	480	480	1965	IX	ЦАСБ-10 3x70:30(72),ААШБ-10 3x95:150(71)
14	8	66	8	78	1	10.0	2	ACB-10	3 x 185	1,200	1,200	1965	IX	ЦАСБ-10 3x70:30(72),ААШБ-10 3x95:150(71)
15	8	18	88	212	1	10.0	2	ACB-10	3 x 150	731	731	1971	IX	ACB-10 3x120:360(83),ААШБ-10 3x120:75(95)
16	8	84	88	212	1	10.0	2	ACB-10	3 x 120	315	315	1989	X	ААБ-10 3x185:120(89),ААБ-10 3x120:75(95)
Subtotal of with 2 or more joints cable					5					3,212	3,212			
(use 6kV cable)														
17	8	11	8	20	1	10.0		ACB-6	3 x 70	450	450	1963	X	
18	8	22	8	31	1	10.0		ACB-6	3 x 70	140	140	1964	X	
19	8	22	8	52	1	10.0	1	ACB-6	3 x 70	190	190	1964	X	ААБ-10 3x95:30(68)
20	8	52	8	56	1	10.0		ACB-6	3 x 70	400	400	1964	X	
21	8	53	8	55	1	10.0		ACB-6	3 x 70	730	730	1964	X	
22	8	56	8	58	1	10.0		ACB-6	3 x 120	650	650	1964	X	
23	8	1	8	3	1	10.0	1	ACB-6	3 x 185	875	875	1965	X	ААБ-10 3x185:400(82)
24	8	1	8	16	1	10.0	1	ACB-6	3 x 185	435	435	1965	X	ААБ-10 3x185:85(70)
25	8	4	8	5	1	10.0		ACB-6	3 x 150	255	255	1965	X	
26	8	5	8	6	1	10.0	1	ACB-6	3 x 150	520	520	1965	X	ААШБ-10 3x120:220(85)
27	8	5	8	76	1	10.0		ACB-6	3 x 150	150	150	1965	X	
28	8	11	8	17	1	10.0		CB-6	3 x 95	400	400	1965	X	
29	8	28	8	41	1	10.0		ACB-6	3 x 70	370	370	1965	X	
30	8	29	8	46	1	10.0		ACB-6	3 x 50	512	512	1965	X	
31	8	76	8	77	1	10.0		ACB-6	3 x 120	573	573	1965	X	
32	8	77	8	78	1	10.0		ACB-6	3 x 185	360	360	1965	X	
33	8	8	8	31	1	10.0		ACB-6	3 x 70	350	350	1967	X	
Subtotal of use 6kV cable					17					7,360	7,360			
Total					34					14,788	15,088			

添付II.3.2-1(6) 改修・復興対象の高圧地中配電線(Khatal)

No.	From		To		Num. Of Circuit (CCT)	Voltage (kV)	Joint	Cable Type	Cable Size	Route Length (m)	Cable Length (oct·m)	Commiss. Year	Priority	Remarks
	Network No.	Station No.	Network No.	Station No.										
(before 1960)														
1	13	291	88	1902	1	10.0	3	ACE-10	3 x 120	1,200	1,200	1936	II	AAE-10,3x185:236(82),AAE-10,3x150:300(82),AAE-10,3x105:644(95)
2	13	318	13	319	2	10.0		ACE-10	3 x 95	610	1,220	1958	VI	
Subtotal of before 1960					3					1,810	2,420			
(with 2 or more joints cable)														
3	13	290	13	291	1	10.0	2	AAE-10	3 x 150	360	360	1975	IX	AAIIB-10 3x150:310(79)
4	13	333	88	1902	1	10.0	2	ACE-10	3 x 240	1,770	1,770	1976	IX	ACE-10 3 x 240:150(86),ACE-10 3 x 185:1,620(76)
5	13	200	13	202	1	10.0	2	ACE-10	3 x 185	600	600	1977	X	AAE-10 3x185:90(82),ACE-10:70(82)
6	13	202	88	1902	1	10.0	2	ACE-10	3 x 185	1,840	1,840	1977	X	ACE-10 3x185:90(82),ACE-10 3x95:70(82)
Subtotal of with 2 or more joints cable					4					4,570	4,570			
Total					7					6,380	6,990			

添付II.3.3-1 タンク型油遮断器を使用している配電用変電所

No.	Tr. Station No.	Network Area	Bulk-Oil Type CB		Manuf. Year	District Name	Remarks
			Model	Nos.			
(Sabail District)					35		
1	5	2	AESH-200	2	1938	Sabail	
			VM-16600	2	1938		
2	6	2	VM-5200	1	1938	Sabail	
			VM-10600	1	1938		
3	7	2	AESH-1	1	1937	Sabail	
			VM-14	1	1937		
4	8	2	VMb-10	3	1949	Sabail	
5	17	2	VM-22	1	1946	Sabail	
6	20	2	VM-14200	1	1939	Sabail	
7	23	2	VM-22400	1	1939	Sabail	
			VM-14600	1	1939		
8	33	2	VM-14200	1	1930	Sabail	
9	34	3	VMb-10	5	1955	Sabail	
10	41	2	VMb-10	3	1928/34	Sabail	
11	53	2	VMb-400	1	1938	Sabail	
12	60	5	VVb-200	1	1932	Sabail	
			VMb-400	1	1959		
			VM-14400	1	1939		
			VMb-400	1	1940		
13	101	1		1		Sabail	
14	129	2	VM-5200	1	1936	Sabail	
15	200	2	VM-22	3	1939	Sabail	
16	393	1		1		Sabail	
(Yasamal District)					27		
1	18	3	VM-14	1	1940	Yasamal	
2	19	3	VMb-10	3	1940	Yasamal	
3	26	2	AESH-200	4	1935	Yasamal	
4	27	3	AESH-200	1	1939	Yasamal	
			VM-14	1	1939		
			VMb-10	2	1939		
5	29	4	AEG-200	1	1930	Yasamal	
			VM-16600	1			
			AEG-200	1			
6	35	3	AEG	2	1935	Yasamal	
			VM-14	2	1935		
7	38	3	AEG-200	1	1938	Yasamal	
			VMb-10	1	1938		
8	39	4		2		Yasamal	
9	104	4	VMb-10	1	1947	Yasamal	
10	114	4	VMb-10	1	1947	Yasamal	
11	132	4		1		Yasamal	
12	222	4	VMb-10	1	1958	Yasamal	
(Nasimi District)					22		
1	15	2	VM-12	1	1941	Nasimi	
2	44	2	VMb-400	1	1938	Nasimi	
			VMb-10	1	1953		
3	47	3	VMb-10	1	1970	Nasimi	
			VM-2	1	1935		
4	48	3	VM-14	1	1935	Nasimi	
			AEG-200	1	1935		
			VM-12	1	1937		
			VMb-10	1	1970		
5	50	3	VMb-10	2	1953	Nasimi	
6	58	3	VMb-200	1	1928	Nasimi	10kV
7	68	6	VMb-10	2		Nasimi	
8	93	5	VM-14400	1	1936	Nasimi	
			VM-14	1	1934		
			VMb-10	1	1938		
9	175	6		3		Nasimi	
			VMb-10	1	1930		
10	302	6		1		Nasimi	
(Narimanov District)					5		
1	211	6		3		Narimanov	
2	212			2		Narimanov	
Grand Total				89			

添付II.3.3-2(1) 改修・復興対象の配電用変電所(Sabail)

No.	Tr.station No.	Transformers			Primary Voltage (kV)	Type of Station	Num. of Panel (nos)	Circuit Breaker (nos)	Comms. Year of Tr. St	Network Area	Comms. Year of UG Cables	Priority
		Unit (nos)	Unit Cap. (kVA)	Total Cap. (kVA)								
1	5	2	400+630	1,030	6.0	KP	7	3	1940	2	1933	I
2	6	1	630	630	6.0	KB	4	1	1938	2	1933	I
3	7	2	250+400	650	6.0	KP	8	3	1937	2	1933	I
4	8	2	400+630	1,030	6.0	KO	6	3	1948	2	1952	I
5	17	2	400+630	1,030	6.0	KP	6	2	1953	2	1932	I
6	20	1	400	400	6.0	KB	5	1	1939	2	1910	I
7	23	2	400	800	6.0	KB	8	4	1934	2	1910	I
8	33	2	320+630	950	6.0	KP	5	1	1930	2	1929	I
9	34	2	630	1,260	6.0	KO	6	5	1955	3	1913	I
10	41	1	400	400	6.0	KB	5	2	1928	2	1959	I
11	60	1	400	400	6.0	KO	2	0	1937	5	1931	I
12	101	1	400	400	6.0	KO	4	2	1950	1	1960	II
13	129	0	-	0	6.0	KB	4	2	1932	2	1910	II
14	200	2	630	1,260	6.0	KO	6	3	1939	2	1940	II
15	393	1	630	630	6.0	KO	4	1	1962	1	1962	II
16	2	1	630	630	6.0	KO	7	6	1920	1	1910	II
17	10	1	320	320	6.0	KO	4	2	1964	1	1912	II
18	32	4	3x320+560	1,520	6.0	KO	6	5	1940	1	1912	II
19	354	1	320	320	6.0	KB	4	3	1961	1	1928	II
20	348	2	630	1,260	6.0	KB	5	1	1962	2	1928	II
21	53	1	315	315	6.0	KB	3	1	1938	2	1930	III
22	98	0	-	0	6.0	KB	1	0	1934	5	1931	III
23	60	2	400+630	1,030	10.0	KO	7	4	1937	5	1931	III
24	98	2	400	800	10.0	KB	6	2	1934	5	1931	III
25	519	1	630	630	6.0	KO	7	2	1966	2	1932	III
26	22	1	400	400	6.0	KB	4	0	1966	2	1933	III
27	201	1	320	320	6.0	KO	3	0	1937	2	1940	III
28	57	2	630	1,260	6.0	KO	4	4	1948	5	1948	III
29	411	2	400+320	720	6.0	KB	6	4	1952	5	1948	III
30	49	2	320	640	6.0	KB	2	0	1952	5	1949	III
31	77	2	320	640	6.0	KB	6	4	1952	5	1949	III
32	291	1	630	630	6.0	KB	4	3	1961	2	1952	IV
33	462	1	400	400	6.0	PMT	2	0	1964	2	1954	IV
34	11	2	400+630	1,030	6.0	KB	5	2	1955	2	1954	IV
35	236	2	560+630	1,190	6.0	KB	5	3	1950	5	1955	V
36	4	1	400	400	6.0	KP	4	0	1960	2	1957	VI
37	107	1	400	400	6.0	PMT	3	0	1960	2	1957	VI
38	301	2	630	1,260	6.0	KO	7	2	1964	2	1957	VI
39	103	1	400	400	6.0	PMT	4	1	1959	1	1958	VII
40	453	1	320	320	6.0	KO	4	2	1964	1	1958	VII
41	550	1	320	320	6.0	KO	4	1	1970	1	1958	VII
42	105	1	400	400	6.0	KB	4	2	1958	1	1958	VII
43	321	2	400+630	1,030	6.0	KO	6	2	1958	2	1959	VIII
44	102	1	320	320	6.0	KO	3	1	1958	1	1959	VIII
45	476	1	320	320	6.0	KO	4	1	1965	1	1959	VIII
46	247	1	320	320	6.0	KO	5	2	1953	1	1959	VIII
47	179	1	400	400	6.0	KB	4	1	1960	5	1959	VIII
48	320	0	-	0	6.0	KB	3	1	1957	5	1959	VIII
49	322	1	250	250	6.0	PMT	3	0	1959	1	1959	VIII
50	325	1	630	630	10.0	KB	4	2	1962	5	1960	IX
Total		69		31,695			233	97				

添付II.3.3-2(2) 改修・復興対象の配電用変電所 (Yasamal)

No.	Tr. station No.	Transformers			Primary Voltage (kV)	Type of Station	Num. of Panel (nos)	Circuit Breaker (nos)	Comms. Year of Tr. St	Network Area	Comms. Year of UG Cables	Priority
		Unit (nos)	Unit Cap. (kVA)	Total Cap. (kVA)								
1	18	1	400	400	6.0	KB	3	1	1940	3	1935	I
2	19	1	630	630	6.0	KO	4	3	1940	3	1933	I
3	26	1	630	630	6.0	KB	6	3	1935	2	1928	I
4	27	2	400+630	1,030	6.0	KP	8	3	1939	3	1933	I
5	29	2	630	1,260	6.0	KB	5	3	1930	4	1935	I
6	35	1	400	400	6.0	KP	4	2	1935	3	1929	I
7	38	2	630	1260	6.0	KO	5	2	1938	3	1951	I
8	39	2	320	640	6.0	KO	6	2	1946	4	1953	I
9	104	1	630	630	6.0	KO	3	1	1949	4	1952	II
10	114	1	630	630	6.0	KO	3	1	1956	4	1957	II
11	132	1	1,000	1000	6.0	KO	4	2	1951	4	1954	II
12	222	2	400+630	1,030	6.0	KO	7	4	1956	4	1935	II
13	16	1	630	630	6.0	KP	3	1	1942	3	1929	III
14	28	2	400+630	1,030	6.0	KP	8	4	1961	3	1929	III
15	85	1	630	630	6.0	KO	8	6	1936	3	1936	III
16	83	2	320	640	6.0	KO	6	2	1966	4	1936	III
17	378	1	630	630	6.0	KB	4	1	1936	4	1936	III
18	99	2	630	1,260	6.0	KO	6	2	1946	4	1952	IV
19	123	2	630+400	1030	6.0	KO	6	2	1968	4	1952	IV
20	235	1	630	630	6.0	KO	4	1	1956	4	1952	IV
21	383	1	320	320	6.0	KB	4	2	1958	4	1953	IV
22	529	1	320	320	6.0	KO	4	3	1953	4	1953	IV
23	14	1	320	320	6.0	KO	4	1	1958	3	1954	IV
24	30	3	2x560+630	1,750	6.0	KO	7	2	1968	4	1954	IV
25	206	1	400	400	6.0	KB	4	1	1954	4	1954	V
26	296	1	630	630	6.0	PMT	3	0	1957	4	1954	V
27	423	1	400	400	6.0	PMT	3	0	1963	4	1954	V
28	134	1	630	630	6.0	KO	5	2	1940	4	1954	V
29	472	1	630	630	6.0	KO	4	1	1965	4	1954	V
30	137	1	560	560	6.0	KO	5	2	1954	4	1954	V
31	551	2	400	800	6.0	KO	6	2	1969	3	1955	V
32	342	1	1,000	1,000	6.0	KO	4	2	1962	4	1955	V
33	124	3	320+2x400	1,120	6.0	KB	7	5	1962	3	1955	V
34	273	1	400	400	6.0	KB	4	1	1956	3	1955	V
35	144	2	250+560	810	6.0	KB	4	2	1950	4	1955	V
36	289	1	560	560	6.0	KO	4	1	1958	3	1955	V
37	277	1	250	250	6.0	KO	4	2	1969	4	1955	V
38	288	2	400	800	6.0	KO	8	5	1962	4	1955	V
39	385	1	400	400	6.0	KO	4	1	1962	4	1955	V
40	207	1	320	320	6.0	KO	4	1	1954	4	1956	VI
41	90	1	320	320	6.0	KO	4	0	1951	3	1957	VI
42	272	1	630	630	6.0	KO	4	2	1962	3	1957	VI
43	216	1	560	560	6.0	KO	4	0	1958	4	1957	VI
44	118	1	320	320	6.0	KB	6	5	1960	3	1957	VI
45	121	2	320+400	720	6.0	KO	6	3	1956	3	1957	VI
46	391	1	1,000	1000	6.0	KO	5	2	1963	3	1957	VI
47	174	1	320	320	6.0	KB	5	1	1954	4	1957	VI
48	506	2	320	640	6.0	KO	6	2	1966	4	1957	VI
49	208	2	560+630	1190	6.0	KO	7	4	1958	3	1957	VI
50	394	6	x320+2x56	2400	6.0	KO	13	8	1962	3	1957	VII
51	135	1	630	630	6.0	PMT	3	0	1958	4	1958	VII
52	477	1	320	320	6.0	KO	4	2	1965	3	1958	VII
53	92	1	630	630	6.0	KB	3	0	1956	4	1958	VII
54	299	1	630	630	6.0	KO	4	3	1958	3	1958	VII
55	398	2	630	1260	6.0	PMT	6	3	1962	4	1958	VII
56	297	1	400	400	6.0	KO	6	4	1962	3	1958	VII
57	347	1	320	320	6.0	KO	4	0	1966	4	1958	VII
58	290	1	400	400	6.0	KB	4	2	1958	3	1958	VII
59	457	1	560	560	6.0	KO	4	1	1964	3	1958	VII

添付II.3.3-2(2) 改修・復興対象の配電用変電所(Yasamal)

No.	Tr.station No.	Transformers			Primary Voltage (kV)	Type of Station	Num. of Panel (nos)	Circuit Breaker (nos)	Comms. Year of Tr. St	Network Area	Comms. Year of UG Cables	Priority
		Unit (nos)	Unit Cap. (kVA)	Total Cap. (kVA)								
60	508	1	400	400	6.0	KO	4	1	1966	4	1958	VII
61	292	1	320	320	6.0	KB	6	3	1969	4	1959	VIII
62	298	1	560	560	6.0	KO	4	2	1961	4	1959	IX
63	136	1	630	630	6.0	KP	4	2	1954	4	1959	IX
64	172	1	320	320	6.0	KB	4	1	1953	4	1959	IX
65	238	1	320	320	6.0	KO	4	2	1956	4	1959	IX
66	460	2	180	360	6.0	KO	6	2	1968	4	1959	IX
67	361	4	x400+2x18	1160	6.0	KB	6	0	1961	2	1959	IX
68	260	1	320	320	6.0	KB	4	2	1958	3	1960	IX
69	327	3	2x560+630	1,750	6.0	KO	8	5	1959	3	1960	IX
70	139	1	320	320	6.0	KO	4	2	1956	4	1960	IX
71	130	2	630	1260	6.0	KO	12	10	1950	9	1960	IX
72	417	1	320	320	6.0	KP	4	1	1968	9	1960	IX
73	340	3	2x320+560	1200	6.0	KO	8	5	1967	3	1960	IX
74	338	1	630	630	6.0	KO	4	1	1959	4	1960	IX
75	314	1	560	560	6.0	PMT	4	1	1956	4	1960	IX
76	324	2	1000	2000	6.0	KB	7	3	1960	4	1960	IX
77	498	2	400	800	6.0	KO	6	2	1967	3	1960	IX
78	341	3	2x320+750	1390	6.0	KB	7	6	1962	17	1960	IX
79	351	4	320	1,280	6.0	KO	14	8	1961	3	1960	IX
Total		120		57,590			413	183				

添付II.3.3-2(3) 改修・復興対象の配電用変電所(Nasimi)

No.	Tr. station No.	Transformers			Primary Voltage (kV)	Type of Station	Num. of Panel (nos)	Circuit Breaker (nos)	Comms. Year of Tr. St	Network Area	Comms. Year of UG Cables	Priority
		Unit (nos)	Unit Cap. (kVA)	Total Cap. (kVA)								
1	15	1	400	400	6.0	KO	3	1	1941	3	1927	I
2	44	2	320+630	950	6.0	KP	4	1	1938	2	1911	I
3	47	2	400+630	1,030	6.0	KB	4	2	1935	3	1922	I
4	48	2	320+630	950	6.0	KB	6	3	1935	3	1922	I
5	50	1	630	630	6.0	KP	4	2	1953	3	1928	I
6	58	1	630	630	10	KO	4	1	1927		1927	I
7	68	2	400+630	1030	6.0	KO	9	4	1930	6	1931	I
8	93	1	315	315	6.0	KO	4	2	1936	5	1959	I
9	175	2	400	800	6.0	KO	6	4	1952	6	1955	II
10	302	2	400+630	1030	6.0	KO	6	2	1963	6	1955	II
11	45	1	630	630	6.0	KP	4	4	1950	5	1911	II
12	81	2	400+320	720	6.0	KB	6	3	1952	5	1912	II
13	214	1	320	320	6.0	KO	4	1	1947	5	1913	II
14	71	1	400	400	6.0	KB	5	2	1961	5	1920	II
15	64	4	2x630+400	1660	6.0	KO	19	12	1970	5	1923	II
16	65	1	400	400	6.0	KO	6	2	1961	5	1923	II
17	75	2	320+630	950	6.0	KP	6	4	1928	5	1923	II
18	67	2	400	800	6.0	KB	12	6	1928	6	1926	II
19	51	2	400+630	1030	6.0	KP	4	2	1960	3	1931	III
20	87	1	630	630	6.0	KO	4	2	1933	6	1931	III
21	89	2	630	1260	6.0	KO	8	6	1960	6	1931	III
22	526	1	630	630	6.0	KB	3	0	1930	6	1931	III
23	326	1	320	320	6.0	KO	5	3	1959	5	1949	III
24	170	1	320	320	6.0	KO	4	1	1949	6	1950	IV
25	226	1	320	320	6.0	KB	3	0	1939	6	1950	IV
26	231	2	560	1120	6.0	KO	6	2	1964	6	1950	IV
27	256	1	400	400	6.0	KO	4	1	1966	6	1950	IV
28	79	1	630	630	6.0	KB	4	1	1940	5	1951	IV
29	173	1	630	630	6.0	KO	4	3	1949	5	1951	IV
30	225	1	400	400	6.0	KP	4	2	1938	5	1951	IV
31	138	1	630	630	6.0	KO	4	3	1958	5	1953	IV
32	86	1	400	400	6.0	KO	10	4	1964	6	1954	V
33	155	1	630	630	6.0	KO	4	2	1954	5	1954	V
34	156	1	320	320	6.0	KP	4	1	1954	5	1954	V
35	180	1	320	320	6.0	KO	4	1	1958	5	1954	V
36	310	1	320	320	6.0	KO	4	2	1959	5	1954	V
37	177	1	320	320	6.0	KO	4	1	1957	6	1955	VI
38	189	1	630	630	6.0	PMT	1	0	1956	4	1955	VI
39	197	1	560	560	6.0	KO	4	0	1957	9	1955	VI
40	221	2	630	1260	6.0	KP	6	5	1956	9	1955	VI
41	232	2	630+560	1190	6.0	KO	5	3	1960	9	1955	VI
42	233	2	320	640	6.0	KO	5	3	1960	9	1955	VI
43	240	2	320	640	6.0	KO	6	3	1944	5	1956	VI
44	265	1	630	630	6.0	KB	4	2	1965	5	1956	VI
45	154	1	630	630	6.0	KO	6	4	1959	5	1957	VII
46	158	1	630	630	6.0	KO	4	1	1948	5	1957	VII
47	176	1	320	320	6.0	KP	5	1	1958	6	1957	VII
48	271	1	630	630	6.0	KO	6	4	1948	5	1957	VII
49	178	1	320	320	6.0	KB	4	1	1958	6	1958	VIII
50	183	1	630	630	6.0	KO	4	2	1957	9	1958	VIII
51	188	2	320+630	950	6.0	KO	5	3	1960	9	1958	VIII
52	426	1	320	320	6.0	KO	7	3	1963	5	1958	VIII
53	463	1	630	630	6.0	KO	4	1	1968	4	1958	VIII
54	492	2	630+320	950	6.0	KO	9	3	1967	5	1958	VIII
55	217	2	320	640	6.0	KB	7	6	1960	5	1959	IX
56	313	1	320	320	6.0	KO	4	2	1962	9	1959	IX
57	532	1	320	320	6.0	KO	4	1	1964	5	1959	IX
58	151	1	320+400	720	6.0	KO	5	4	1955	9	1960	X
59	199	2	100+320	420	6.0	KO	6	2	1963	9	1960	X

添付II.3.3-2(3) 改修・復興対象の配電用変電所(Nasimi)

No.	Tr.station No.	Transformers			Primary Voltage (kV)	Type of Station	Num. of Panel (nos)	Circuit Breaker (nos)	Comms. Year of Tr. St	Network Area	Comms. Year of UG Cables	Priority
		Unit (nos)	Unit Cap. (kVA)	Total Cap. (kVA)								
60	203	2	320	640	6.0	KP	8	5	1960	9	1960	X
61	323	1	400	400	6.0	KO	4	1	1960	6	1960	X
62	334	2	400+630	1,030	6.0	KO	4	1	1960	5	1960	X
63	336	1	630	630	6.0	KO	5	2	1962	9	1960	X
64	345	2	20	40	6.0	KO	13	8	1960	5	1960	X
65	380	2	320	640	6.0	KO	6	2	1962	9	1960	X
66	381	2	630	1,260	6.0	KO	6	2	1960	9	1960	X
67	470	1	630	630	6.0	KO	4	1	1964	9	1960	X
68	478	1	320	320	6.0	KP	4	3	1950	6	1960	X
69	522	1	320	320	6.0	KO	4	1	1967	6	1960	X
Total		97		44,165			368	173				

添付II.3.3-2(4) 改修・復興対象の配電用変電所(Narimanov)

No.	Tr. station No.	Transformers			Primary Voltage (kV)	Type of Station	Num. of Panel (nos)	Circuit Breaker (nos)	Comms. Year of Tr. St	Network Area	Comms. Year of UG Cables	Priority
		Unit (nos)	Unit Cap. (kVA)	Total Cap. (kVA)								
1	211	1	400	400	6.0	KO	4	3	1960	6	1953	II
2	212	1	320	320	6.0	KO	4	2	1960			II
3	70	1	630	630	6.0	KO	5	2	1925	7	1926	II
4	91	2	400+630	1030	6.0	KO	9	5	1927	7	1926	II
5	127	2	180+320	500	6.0	KO	7	2	1940	7	1940	III
6	572	2	400+630	1030	6.0	KO	6	3	1967	7	1941	III
7	363	1	400	400	6.0	KO	4	2	1963	6	1949	III
8	163	1	630	630	6.0	KB	4	3	1956	7	1950	IV
9	165	1	400	400	6.0	KP	4	2	1940	7	1950	IV
10	166	1	320	320	6.0	KO	4	1	1950	7	1950	IV
11	406	2	320+630	950	6.0	KO	6	2	1962	7	1950	IV
12	182	2	320	640	6.0	KP	6	2	1960	6	1950	IV
13	488	1	400	400	6.0	KO	5	2	1965	9	1954	V
14	205	2	400+630	1,030	6.0	KO	6	2	1952	7	1954	V
15	308	2	180+630	810	6.0	KO	4	1	1960	7	1954	V
16	168	1	630	630	6.0	KP	4	2	1949	7	1955	V
17	185	1	320	320	6.0	KO	4	3	1957	9	1955	V
18	202	2	630	1260	6.0	KO	17	10	1945	7	1955	VI
19	268	1	400	400	6.0	KO	4	1	1950	6	1956	VI
20	458	1	320	320	6.0	KO	5	2	1967	6	1956	VI
21	503	1	320	320	6.0	PMT	4	1	1966	7	1956	VI
22	140	1	320	320	6.0	KP	4	2	1960	6	1957	VII
23	317	1	630	630	6.0	KO	4	1	1960	6	1957	VII
24	194	1	630	630	6.0	KO	4	2	1960	6	1957	VII
25	343	1	630	630	6.0	KO	4	2	1961	6	1957	VII
26	152	1	630	630	6.0	PMT	3	0	1958	7	1958	VII
27	186	1	320	320	6.0	KO	4	2	1959	6	1958	VII
28	187	1	630	630	6.0	KO	4	2	1959	6	1958	VIII
29	254	2	560	1,120	6.0	KO	6	3	1964	6	1958	VIII
30	190	1	320	320	6.0	KO	3	1	1957	6	1958	VIII
31	374	1	320	320	6.0	KO	4	2	1961	6	1958	VIII
32	278	1	315	315	10.0	KB	4	2	1959	7	1958	VIII
33	318	1	315	315	10.0	KB	3	0	1960	7	1958	VIII
34	377	2	315+400	715	10.0	KO	6	2	1959	7	1958	VIII
35	294	1	630	630	10.0	KB	4	2	1958	7	1958	VIII
36	319	2	250	500	10.0	KO	6	2	1958	7	1958	VIII
37	160	2	400	800	6.0	KB	5	1	1960	6	1959	IX
38	316	1	320	320	6.0	KO	4	2	1960	6	1959	IX
39	282	2	400+630	1030	6.0	KO	6	3	1950	7	1959	IX
40	387	2	400+630	1030	6.0	KO	7	2	1960	7	1959	IX
41	63	1	320	320	6.0	KO	4	2	1960	7	1960	X
42	133	1	630	630	6.0	KO	4	2	1958	7	1960	X
43	402	2	320	640	6.0	KO	7	2	1964	7	1960	X
44	287	1	630	630	6.0	KO	4	2	1946	7	1960	X
45	213	1	560	560	6.0	KO	4	1	1956	6	1960	X
46	280	2	400+630	1030	6.0	KO	6	4	1940	7	1960	X
47	281	1	400	400	6.0	KO	1	1	1953	7	1960	X
48	284	1	630	630	6.0	KP	3	0	1943	7	1960	X
49	356	1	400	400	6.0	PMT	4	2	1962	7	1960	X
50	403	2	630	1260	10.0	KO	6	2	1967	7	1960	X
51	456	2	400	800	10.0	KO	4	1	1951	7	1960	X
52	404	2	400+630	1,030	10.0	KO	6	2	1964	7	1960	X
53	286	2	630+400	1,030	10.0	KO	7	2	1954	7	1960	X
54	339	2	400+630	1030	10.0	KO	6	1	1959	7	1960	X
Total		75		34,335			267	110				

添付II.3.3-2(5) 改修・復興対象の配電用変電所(Nizami)

No.	Tr. station No.	Transformers			Primary Voltage (kV)	Type of Station	Num. of Panel (nos)	Circuit Breaker (nos)	Comms. Year of Tr. St	Network Area	Comms. Year of UG Cables	Priority
		Unit (nos)	Unit Cap. (kVA)	Total Cap. (kVA)								
1	20	1	400	400	10.0	KO	7	4	1950	8	1948	III
2	21	1	400	400	10.0	KO	6	3	1950	8	1948	III
3	31	1	400	400	10.0	KO	5	3	1962	8	1953	IV
4	32	2	400	800	10.0	KO	6	2	1958	8	1953	IV
5	33	2	630	1,260	10.0	KO	6	1	1958	8	1953	IV
6	29	2	630	1,260	10.0	KO	8	5	1953	8	1955	VI
7	35	1	320	320	10.0	KO	6	3	1963	8	1957	VII
8	27	1	400	400	10.0	KO	4	2	1958	8	1958	VIII
9	41	1	630	630	10.0	KO	4	2	1956	8	1958	VIII
10	36	1	400	400	10.0	KO	6	3	1958	8	1958	VIII
Total		13		6,270			58	28				

添付II.3.4-1 変圧器の取替え数量／容量

Transformers		Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total
20 - 400 kVA	Unit (nos)	43	65	56	45	8	0	217
	Capacity (kVA)	15,455	22,020	18,615	15,645	3,120	0	74,855
560 - 630 kVA	Unit (nos)	26	49	41	30	5	0	151
	Capacity (kVA)	16,240	29,820	25,550	18,690	3,150	0	93,450
750 - 1000 kVA	Unit (nos)	0	6	0	0	0	0	6
	Capacity (kVA)	0	5,750	0	0	0	0	5,750
Total	Unit (nos)	69	120	97	75	13	0	374
	Capacity (kVA)	31,695	57,590	44,165	34,335	6,270	0	174,055

第 4 章

配電網改善・復興のための設備計画

第4章 配電網改修・復興のための設備計画

4.1 一般

本章では、将来の需要増への対応と供給信頼度の向上を目的として、配電網を構成する各設備の計画の基本的な方針について説明する。ここで説明する基本方針は、改修・整備後の配電網のあるべき姿を明確にするだけでなく、改修・復興計画実施のための事業規模を決定するものである。以下主要な項目について説明する。

4.2 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市街地であり需要密度も高いので、将来の需要増に対応するために10 kV 系統へ早い時期に切替える事は十分に意味のあることである。しかし、本マスタープランにおいて、以下の理由により後述の高圧地中線路を除いて、6 kV 系統の10 kV への昇圧は考慮しないこととする。

- (a) 本調査の予備調査段階(1999年3月)において、2国間で相互に確認された調査範囲は、当時バクー市が所有し、維持・管理を行っている6 kV と10 kV の高圧配電施設と需要家に直接配電している低圧配電設備である。
- (b) 系統電圧を6 kV から10 kV に切替える場合、切替えの対象地域に電力を供給しているAzenerjiの110/10-6 kV または35/10-6 kV 変電所の変圧器の更新または新設が必要となる。しかしながら、これらは本調査の範囲に含まれてはいない。

本マスタープランを実施する場合で、かつその対象地域の一部の6 kV 系統を10 kV 系統に昇圧したい場合、実施計画の最初の段階である「詳細設計」の中で補足的に110/6 kV または35/6 kV 変電所の110/10 kV または35/10 kV への切替計画を合わせて検討し、計画に織込むことが妥当と考える。

4.3 高圧地中線路

既存の高圧地中線路において、6 kV 系統は電源線を除いて1回線の線路が多いが、1965年以降導入された10 kV 系統では、原則的に2回線の線路による系統の構築を目指した建設が進められてきている。そのため、10 kV 系統のほうが6 kV のそれより供給信頼度の高いものとなっている。事実、第2編1章で説明した1989年に策定されたバクー市中心部の長期整備計画も、既存6 kV システムの10 kV への昇圧を積極的に進め、新たに敷設する10 kV 線路も原則的に2回線構成とするとしている。一般に、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

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多く採用されている。本計画の対象地域はバクー市の中心であり、一般需要家や政府機関等の重要施設が多く、需要密度も高いことから、原則的に、改修対象の1回線地中線路は全て2回線の線路とすることとする。

また、改修の対象となっている地中線のほとんどは6kV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10kV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。6kVと10kVケーブル自体の価格の差が小さく、工事費もほとんど変わらないので、新規に敷設するケーブルは全て10kV仕様のものであるとする。

4.4 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、コストを低減する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。そこで調査団は、現在BENのシステムに採用されている方式よりもさらに低建設コストの「本線予備選方式」を将来的に採用することを提案した。この方式は、電力を供給する変電所より本線2回線を敷設し、配電用変電所には本線を構成するケーブルからT分岐でケーブルを引き込み、遮断器の代わりに安価な負荷開閉器を介して配電用変電所に接続するものである。

しかしながら、BENは、今まで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、T分岐引込みの現時点の採用には消極的であった。事実、第1編5章で説明したように、過去5年間、高圧配電施設の事故停止件数が急増してきており(1994年:4.7件/日から1998年:9.4件/日)、その内、地中線の事故によるものが65%から84%という高い割合を占めており、BENの懸念はもつともなものと考えられる。

従って、本マスタープランでは、現在BENで採用されている系統構成を採用することとする。ただし、建設費をできるだけ抑制し、かつ系統切替の容易さ、将来の自動給電システムの採用等を視野に入れた系統構成とする。その基本的な結線図を図II.4.4-1に示す。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、負荷開閉器を採用する。ただし、後述の配電所変電所建屋の都合で、遮断器設置のスペースが確保できない場合は、その変電所に引込まれる線路には負荷開閉器を採用し、線路保護は他端に設置した遮断器で行うことを考える。

また、変圧器回路には、現在電力ヒューズと断路器を採用しているが、本マスタープランで提案する改修案では、負荷電流を遮断する機能を持った、電力ヒューズ付きの負荷開閉器を採用することとする。

4.5 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、変圧器の火災防止のために、他の建物に密着

している独立建屋型、間借り型およびキュービクル型の配電用変電所に対しては、モールド型乾式変圧器を採用する。

また、変圧器の容量は400kVA、630kVAおよび1,000kVAの3種類とする。

4.6 配電用変電所建屋の改造

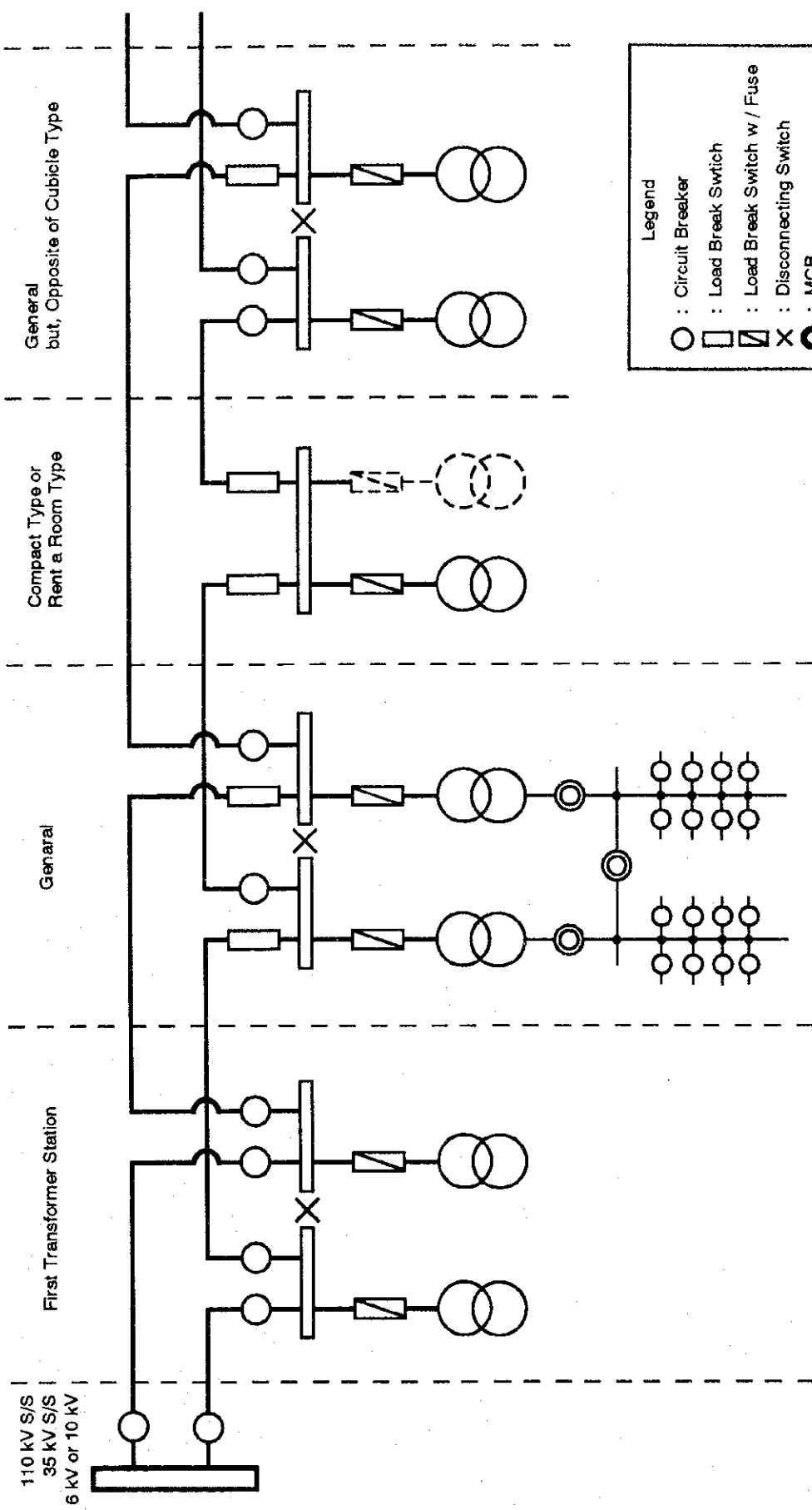
高圧開閉機器を改修対象とする配電用変電所が、その建屋改造の対象となる。既存の配電用変電所建屋は、タンク型油遮断器または小油量型遮断器のサイズをベースに、特に6kV系統では1回線を基本として、設計されている。本調査で提案している2回線を基本とした系統構成とするためには、高圧開閉機器盤を設置するスペースの確保が困難である。そのうえ、調査対象地域は市街地であり、公園や緑地帯内に設置された配電用変電所を除いて、建屋の拡張や周辺に代替え地の確保が困難なものが多い。特に、他の建物の一部を間借りしている配電用変電所は拡張の余地がほとんど無い状況にある。

後述の基本設計レベル調査のために実施したより詳細な調査結果を分析・検討したところ、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、高圧開閉機器盤を設置するためのスペースの確保が困難なものが多い。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、詳細設計段階で決定する必要がある。

また、系統構成上重要な位置を占める配電用変電所において、独立建屋型でも必要な開閉設備を設置するためのスペースが確保できない場合もある。この場合、周辺に十分なスペースがあれば既存の変電所建屋の拡張あるいは新設を考えるが、スペースが無い場合は、系統構成を変更して、その配電用変電所の系統への影響を低減する必要がある。なお、本マスタープランの段階では、新設する配電用変電所、機器室の間仕切り変更を行う配電用変電所、ほとんど改造を必要としない配電用変電所の全体に占める比率は、後述の基本設計レベル調査の結果から推定する。

4.7 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。1つの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本とする。既存の多くの配電用変電所で、1つの開閉器に複数のフィーダーが接続されている状況が見受けられた。この様な状況を解決するため、低圧線路の途中に小型の低圧分電盤の設置を考慮することとする。



Legend

- : Circuit Breaker
- ▭ : Load Break Switch
- ▭/ : Load Break Switch w / Fuse
- ⊗ : Disconnecting Switch
- : MCB
- : Fuse Switch

Figure / Рисунок No. II.4.4-1

Title / Название Рисунка

基本的な系統構成図

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

第 5 章

配電網改修・復興計画

第5章 配電網改修・復興計画

5.1 一般

本章では、本編3章で特定した既存の改修対象設備に対して、第4章の設備計画の基本的方針に基づいて改修内容を明確にし、今後10年間に渡って実施すべき計画の詳細について説明する。

5.2 調達すべき機器・材料

5.2.1 高圧地中線路用材料

表II.3.2-3に示すように、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%と非常に低く、大部分の改修対象配電線路が1回線構成となっている。この2回線化率は、表II.2.3-2に示すものよりはるかに小さいが、古い配電システムは1回線構成を基本として構築されたため、当然の結果と言える。本編4章で説明したように、6kVシステムの電力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、これらの改修対象地中線路を原則として全て2回線構成として改修計画を策定する。そのため、493.6kmのケーブルの調達が必要となる。

調達するケーブルとして、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3x240mm²および3x150mm²を採用する。前者はシステム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、各ケーブル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とした。なお、敷設されたケーブルの保護用として、従来のケーブル敷設位置識別用のブロックに代えて、コンクリートプレートを採用する。建設コストの低減のため、鋼帯外装を施したケーブルは採用しない。

ケーブル付属品として、ケーブル接続箱(straight joint kit)、およびケーブルを開閉機器盤に接続するための端子(terminal kit)が必要である。前者に対しては総ケーブルドラム数の約120%の数量が、後者に対しては配電線路の開閉機器数と同数量が必要となる。

5.2.2 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する。送電フィーダー回路および変圧器回路には保護・計測用に計器用変成器を設備する。なお、配電線路用の開閉器およびブス・タイ用の開閉器は、将来自動給電指令システム(本編6章参照)の採用を見越して、電動化されたものを採用する。

- (a) 送電フィーダー回路: SF6 ガスまたは真空型遮断器 (630 A 定格)
- (b) 受電フィーダー回路: SF6 ガス型負荷開閉器 (630 A 定格)
- (c) ブス・タイ: SF6 ガス型負荷開閉器 (2000 A 定格)
- (d) 計器用変圧器: 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ューズ

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。すなわち、第1編5章で配電用変電所建屋が3タイプに分類されると説明したが、建屋の構造上、(i)地上設置独立建屋型、(ii)独立建屋・他の建物への密着型、(iii)建物内の借室型および(iv)地上設置キュービクル型の4タイプに分類される。(iv)のキュービクル型だけでなく、(iii)の借室型の多くは2回線化により増加した開閉器盤を設置するためのスペースが十分でなく、(ii)の建物密着型の一部にも地形に合わせて無理な設計をしたものが多く、所定の開閉機器盤を設置できないものがある。設備計画では、これらの配電用変電所に対しては、平行2回線のうち、1回線のみを接続することとする。改修対象の配電用変電所のうち、1回線のみを接続すると仮定した変電所は表 II.5.2-1 に示す通りである。

表II.5.2-1 1回線のみ接続する配電用変電所数

建屋タイプ	改修対象総数	想定比率	1回線接続
建物密着型	26	30%	8
借室型	57	70%	40
キュービクル型	13	100%	13
合計	96		61

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。なお、後述するように、需要の増加に対応して変圧器の容量を増加する必要があるが、本計画では、変圧器台数をそのままとし、単器容量を増加することで対応する。

表II.5.2-2 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

なお、上記の数量のうち開閉器盤26セット、変圧器盤13セットはキュービクル型の配電用変電所盤に組込まれる。

5.2.3 変圧器

改修対象変圧器の内訳は、表 II.5.2-3 に示す通りである。これらの変圧器の容量をそのままに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、さらに供給信頼度の確保および需要の増加を考慮して調達すべき容量を決定する。また、1個所の配電用変電所に設置するの変圧器数は、キュービクル型で1台、それ以外では2台を標準とする。

表II.5.2-3 改修対象変圧器の詳細

容量 (kVA)	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	合計
1000		5				5
750		1				1
630	22	34	37	27	5	125
560	2	15	4	3		24
400	23	24	19	21	7	94
320	19	35	33	17	1	105
315	1		1	3		5
250	2	2		2		6
180		4		2		6
100			1			1
20			2			2
合計	69	120	97	76	13	374
(MVA)	31.1	57.6	44.2	34.3	6.3	173.4

本編8章の需要予測の結果より、調査対象地域の1999年および2010年時点の最大電力および需要増加率は、表 II.5.2-4 に示すように計算される。表において、Sabail、Yasamal 両地域の需要増加率が他の地域に比較して著しく低いのは、当該地域の一人当たりの電力消費量が多く、今後実施されるであろう電力事業の適正化により何らかの需要抑制効果が出るものと仮定した結果である。調査対象地域全体の需要増加率は15.7%であるが、Khatai 地区には改修対象の配電用変電所が存在しないことから、Khatai 地区を除いた地域の需要増加率を計算すると16.8%となる。

表II.5.2-4 需要予測

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	合計
(1999)							
供給電力量 (GWh)	280.2	322.8	321.7	304.8	223.6	371.3	1,824.4
最大電力 (MW)	58.2	67.0	66.8	63.3	46.4	77.1	378.7
(2010)							
供給電力量 (GWh)	304.3	412.8	370.1	314.4	295.2	414.5	2,111.3
最大電力 (MW)	63.2	85.7	76.8	65.3	61.3	86.0	438.2
需要増加率 (%)	8.6	27.9	15.0	3.1	32.0	11.6	15.7

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。2010年まで変圧器の増設が実施されないと仮定した場合の、変圧器の1999年および2010年時点の設備利用率は、表 II.5.2-5 に示すように算定される(Khatai 地区を除く)。同表の「追加容量」の欄に示す数値は、

2010年時点において変圧器の設備利用率を50%以下に保つために増設しなければならない変圧器容量を示している。すなわち、行政地域毎に2010年時点で変圧器の設備利用率を50%以下に抑制するために、設備容量(709.5 MVA)に対し90.2 MVA(12.7%)の増容量が必要となる。

表II.5.2-5 変圧器の設備利用率

	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	合計
変圧器容量(MVA)	112.1	207.2	168.8	134.4	87.0	709.5
設備利用率(1999年, %)	57.6	35.9	3.9	52.3	59.3	47.2
設備利用率(2010年, %)	62.6	45.9	50.6	54.0	78.3	55.2
追加容量(MVA)	28.3	-	1.9	10.7	49.3	90.2

しかしながら、本計画で改修の対象となる変圧器の容量(173.4 MVA)は、5地区の合計設備容量(709.5 MVA)の24.5%にあたるため、これらの地域において設備利用率を50%以下に保つように変圧器容量を増大させることは無理がある。特に、Nizami地区では、改修対象変圧器容量6.3 MVAに対し、49.3 MVAの増容量が必要となる。従って、本計画では、NizamiおよびKhatai地区を除く4地区の2010年の時点で変圧器の設備利用率を50%以下に維持するために必要な追加容量(40.9 MVA、改修対象変圧器容量173.4 MVAの23.6%)に相当する増容量を表II.5.2-6に示すように計画した。変圧器台数の調整も有り増加容量は42.9 MVAであり、需要の増加分(16.8%、29.2 MVA)をも十分カバーするものである。なお、検討のため、表II.5.2-3に示す変圧器の単器容量を1000 kVA、630 kVAおよび400 kVAの3種類に統一した場合をi)に示して、比較している。

表II.5.2-6 本計画で設備する変圧器台数および容量

	1000 kVA (台)	630 kVA (台)	400 kVA (台)	合計 (MVA)
i) 表II.5.2-3に示す改修対象変圧器の容量を3種類に統一した場合	6	149	219	187.5
ii) 本計画で調達する変圧器(設備利用率を考慮)	36	196	142	216.3

表II.5.2-1に示すように、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、キュービクル型は13ヶ所あり、変圧器は129台(59.7 MVA)設置されている。これらの配電用変電所に対しては、近隣住民の安全を変圧器の火災時に発生する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。本計画で調達する乾式変圧器は、以下の通りである。

表II.5.2-7 調達する乾式変圧器

単器容量	台数	合計容量
1000 kVA	10	10.0 MVA
630 kVA	66	41.6 MVA
400 kVA	53	21.2 MVA
合計	129	72.8 MVA

なお、表II.5.2-7に示す変圧器のうち、キュービクル型の配電用変電所用には、630 kVAを9台、400

kVAを4台がMV開閉機器・LV分電盤と共に組込まれる。

従って、本計画で調達する油入変圧器は、表II.5.2-8に示す通りである。

表II.5.2-8 調達する油入変圧器

単器容量	台数	合計容量
1000 kVA	26	26.0 MVA
630 kVA	130	81.9 MVA
400 kVA	89	35.6 MVA
合計	245	145.3 MVA

5.2.4 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。低圧分電盤に設備するフィーダー数は、キュービクル型の配電用変電所では6フィーダー、それ以外の配電用変電所では8フィーダーとする。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あることから、低圧変圧器回路の電流容量は、容量が1000 kVAの変圧器まで対応できる仕様とする。なお、キュービクル型は設置する変圧器から、回路の電流容量を決定する。

配電用変電所の変圧器数は、キュービクル型を除いて、2台を標準とすることから、低圧分電盤も2台設置を標準とする。そこで、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)を設備する。低圧分電盤の電流容量は、以下のとおりである。

表II.5.2-9 低圧分電盤の定格電流

	主回路	ブス・タイ	フィーダー回路
キュービクル型以外の配電用変電所	1,800 A	1,800 A	4 x 400 A + 4 x 250 A
キュービクル型 (630 kVA 変圧器)	1,200 A	-	2 x 400 A + 4 x 250 A
キュービクル型 (400 kVA 変圧器)	800 A	-	6 x 250 A

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適用する。アゼルバイジャンの電力ケーブル施工基準では、敷設したケーブルの位置識別用にブロックを敷設するのみで、施工上ケーブルの保護を考慮していない。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。従って、低圧地中線路には鋼帯外装を施したケーブルを適用し、ケーブル切断に伴う事故の抑制を図ることとする。

ケーブルのサイズは、地中線路用として幹線に3x240+1x95 mm²を、それ以外の線路に3x150+1x70mm²の2種類を適用する。また、屋側電線路用として幹線に3x150+1x70 mm²を、それ以外の線路に3x70+1x70 mm²の2種類を適用する。

5.3 改修・復興計画

地区別の改修対象地中線路は本編3章の添付II.3.2-1(1)から(6)に、配電用変電所は添付II.3.3-2(1)から(5)に示してある。これらの改修対象設備の優先順位は、既に説明したように、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、表II.3.2-2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。たとえば、Sabail 地区では、初年度に1920年代前半までに敷設されたケーブルの更新が計画されるのに対し、Narimanov 地区では、1950年までに敷設されたケーブルの更新が計画されることになる。

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てのち、便宜的に各調査対象地区に分割する方式を採用する。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、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。

表II.5.3-1に、以上の方針に基づいて策定した今後10年間の改修対象施設を年次別に示す。なお、行政地域別の改修実施の年次を、本編3章の添付II.3.2-1(1)～(6)および添付II.3.3-2(1)～(5)の「Priority」欄に合わせて示している。

表II.5.3-1 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

第 6 章

給電指令システム

第6章 給電指令システム

6.1 一般

第1編1章で説明したように、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、2000年6月の大統領令により、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維持・管理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、これら新たにBENが維持管理を行なうことになった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。そこで、本調査の対象に含まれていないこれらAzenerjiより移譲された設備に対してマスタープラン調査を実施し、その整備計画も取り込んだ給電指令システムの構築が望ましい。

従って、本調査対象の10 kVおよび6 kVシステムを対象とした給電指令システムの提言だけでは不十分のため、Azenerjiより移譲されたシステムを含んだ自動給電指令システムを検討した。

6.2 中央給電指令所のシステム構成

既設BENの給電指令所は、大きな系統盤が所内に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、提言するBENの中央給電指令所では、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する。

新たなBENの中央給電指令所のシステムは、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。

配電網遠方監視制御装置は、配電網を構成する配電用変電所に設置されている機器を、コンピュータにより常時監視し自動制御するものである。配電線路は遮断器や開閉器でいくつかの区間に分けられている。ある区間で事故が発生した場合、配電網自動監視制御装置はその区間を自動検出し、健全区間への電力の自動融通を短時間で行なう機能を有するものとする。

変電所遠方監視制御装置は、新たにBENの維持管理対象となった35 kV変電所の機器を含む変電所

機器の自動遠方監視、変圧器回路の電流、母線電圧などの自動計測をコンピュータを介して行なうものである。変電所の事故時には、設定されている事故時対応プログラムに従って、自動復旧操作あるいは自動融通を行なうための操作を行なう。

配電網遠方監視制御装置および変電所遠方監視制御装置は、それぞれの監視している機器の情報を共有し、有機的に配電網の監視制御を行ない、停電時間の大幅な短縮と復旧に関わる省力化を図るものである。

指令員端末は、自動給電指令システムと給電指令員との間のマン・マシン・インターフェースである。指令員による変電所機器、配電線路中の機器の操作、機器の状態、電圧電流などの計測情報を表示するものである。

表示装置は、それぞれ変電所用、配電網用、およびそれら両用の大型スクリーン3面で構成される。それぞれの表示装置は、事故時には自動的に事故個所の情態を表示できるものとし、指令員端末からの信号で表示の切替えが行なえるものとする。

将来的に変電所の増設・改造や配電線路の増設・経路変更などのネットワークの変更が必要となったとき、自動給電指令システムは十分にそれに適応できる構造とする。したがって、ハードウェアやソフトウェアの見地からシステムは LAN (Local Area Network) によって構築される。

提案する BEN の自動給電指令システムの構成図を図 II.6.2-1 に示す。このシステムの主要装置の概要は下記に示す通りである。

(a) 配電網遠方監視制御装置(主装置)

- CPU、磁気ディスク、コントローラ等の装置から構成されるコンピュータシステム
- 配電用変電所の MV 開閉器の自動遠方監視制御
- 配電線の電圧・電流の自動遠方計測
- 自動事故区間監視および自動融通
- 自動過負荷回避制御
- 自動計画作業制御
- 自動記録(事故、系統操作、計測記録など)

(b) 配電網遠方監視制御装置(副装置)

主装置が停止した場合、自動的にバックアップする。

(c) 指令員端末

- 電子地図上に描かれた配電線ルート図、配電系統図の表示
- 配電用変電所の単線結線図の表示
- 自動計測値の表示

-
- 変電所の単線結線図、状態表示、計測情報の表示
 - 配電用変電所の MV 開閉器および変電所のフィーダ遮断器の遠方操作
 - 地図、配電網系統図、単線結線図などの保守
 - システム・クロックの設定
- (d) 大型スクリーン表示装置
- 情報の共有化のために、指令員端末と同じ表示内容を大画面に表示し、指令員端末より画面切替え操作が行なえるものとする。配電用変電所および配電線事故時には、事故個所の系統図など必要な画面を自動的に表示する。
- (e) 配電網系統盤
- 配電線の単線結線図の表示
 - 配電系統図の表示(地図情報付き)
 - 配電線の遠方計測値の表示
- (f) 通信制御装置
- 通信装置を通じた配電用変電所の遠方監視
 - 通信装置および通信路の自動監視
- (g) 変電所遠方監視制御装置(親局)
- 変電所の母線および開閉器の遠方監視
 - 指令員端末からの指示による変電所の母線および開閉器の遠方操作
 - フィーダーの電圧・電流の遠方計測
 - 電送路の自動監視
- (h) 変電所表示盤
- 変電所の状態・計測情報の表示
 - 変電所の単線結線図の表示
- (i) 教育訓練端末
- 開閉器操作のシミュレーション
 - 自動融通のシミュレーション
- (j) 事務所端末
- 機器管理台帳記録
 - 配電網の作業計画の操作要求
-

6.3 配電用変電所の機器

本計画では、配電用変電所内に設置されている開閉器を BEN の中央給電指令所からの遠方監視制御の対象とする。遠方監視制御される開閉器の設置されている配電用変電所は、その配電網における重要度や位置などによって決定されるべきであるが、既設配電網の複雑さから全ての配電用変電所を遠方監視制御の対象として計画する。

配電用変電所機器の遠方監視制御は 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する。配電用変電所に設置される無線アンテナは、その建屋に設置することを原則とするが、配電用変電所の所在により無線回線が構成できない場合には、その付近の高いビルに設置する。無線回線構成は基本設計および詳細設計によるものとする。

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。遠方制御ユニットは機器の情態を検知する機能 (装置) を有するものとする。また、電流・電圧の計測値を取り込む機能を有するものとする。

RTU の概要は下記のとおり。

- (a) RTU は電動化キュービクルと通信システムとをインターフェースで接続する。RTU は 4 つ以上の電化キュービクルと 4 つ以上の検知器を管理する容量を持つ。
- (b) RTU は、220 V 絶縁変圧器、バッテリーバックアップ付直流電源、制御パネル、標準化された遠方制御カード、故障検出カード、無線トランシーバなどから構成される。
- (c) 電源は低圧盤あるいは MV キュービクルの配電用変電所制御用電源の MCCB (Molded Case Circuit Breaker) に並列に接続する。
- (d) 無線システムは BEN の LDC データ電送要求のためにのみに使用される。
- (e) 無線通信システムのために 400 MHz 周波数帯 UHF を割当てて。

配電網の改修・復興計画のなかで、配電用変電所の開閉器は電動化されたものを設置する必要がある。また、計画実施の初期の段階で電動化されていなくても、遠方監視制御化されるときに電動化が可能な機器を選択する必要がある。

6.4 35 kV 変電所の機器

BEN が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、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。

しかしながら、これらの 35 kV 変電所は本調査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、いくつかの変電所を調査した結果、最近更新された機器を除いて、ほとんどの開閉機器は遠方監視制御が可能な仕様となっていなかった。従って、35 kV システムの改修計画を策定し、本計画に取込む必要がある。

それら開閉機器を遠方監視制御するためには、次の条件が整備されることを前提となる。

- (a) 電動化されている
- (b) 遠方制御の信号を受け、操作できる機能を有する
- (c) その開閉状態を表示する信号を子局に出力できる機能を有する
- (d) 計測情報をアナログ信号(4~20 mA)またはデジタル信号に変換し、子局に出力できる機能を有する

変電所と給電指令所間の情報伝送は、将来的には光ファイバーによる高速大容量通信に移行していくものと思われる。しかし、現状の35 kV 変電所と既設の BEN の中央給電指令所との間の情報伝送路を考えた場合、既設の電話回線による通信路を使用するか、あるいは新たに無線回線を開設する方法が考えられる。本計画では、簡単かつ安価に伝送路を開設できる無線方式による伝送路を採用する。

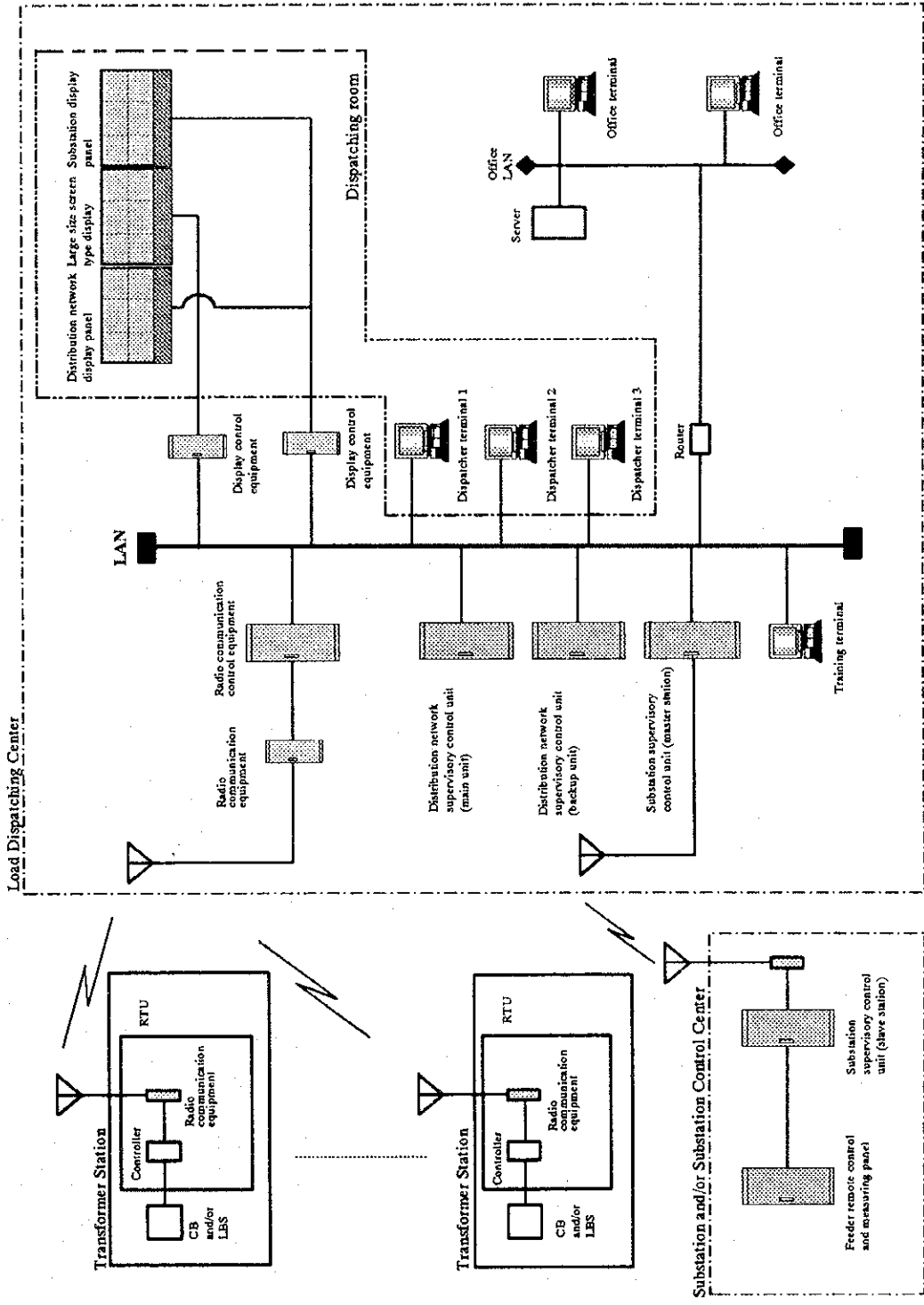


Figure / Рисунок No. II.6.2-1
 Title / Название Рисунок
 Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku
 Изучение Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электрооборудования Города Баку
 Baku Electric Network
 АО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"
 Japan International Cooperation Agency
 Японское Агентство Международного Сотрудничества
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.
 Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернашнл Корп.
 自動給電指令システム

第7章

調査対象地域の電力需要予測

第7章 調査対象地域の電力需要予測

7.1 電力需要予測の目的

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推計した。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、配電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。

7.2 需要予測手法

2010 年までの BEN/ESE 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分類に応じて予測した。予測の考え方・手法・前提条件は以下のとおりである。

7.2.1 家庭需要

(1) 全般

2010 年における家庭用電力需要は、2010 年における地区別の人口と一人当たり電力消費量に基づき算定した。2010 年における地区別人口は、1999 年の数値をベースに自然増と社会増を考慮し予測した。1999 年における人口データはバクー市の統計局から入手したが、人口調査の方法が厳密でなく数値の正確性に問題がある。1999 年の一人当たり消費量を地区毎の電力消費量を地区人口で除すことにより求め比較すると以下ようになる。

表II.7.2-1 バクー市における人口一人当たり電力消費量(1999年)

地域	一人当たり電力消費量 (kWh/人/年)
(調査対象地域内)	
1 Sabail	2,234
2 Yasamal	975
3 Nasimi	1,130
4 Narimanov	1,356
5 Nizami	1,091
6 Khatai	1,277
Subtotal	1,235
(調査対象地域外)	1,567
バクー市合計	1,379

注: 合計 12.9GWh の "Inspection" 需要を、各地区の需要量に応じて配分した分を含む。

調査対象地域内で一番高い地区 (Sabail) が 2,234 kWh/人、一番低い地区 (Yasamal) が 975 kWh/人で格差は約 2.3 倍である。電力関係のデータをもとに需要家 1 戸当たりの消費量を見ると、一番高い地区

(Yasamal)の6,938 kWh/戸と一番低い地区(Nizami)の4,783 kWh/人と1.5倍の格差となっている。

アゼルバイジャンなどの旧ソ連諸国においては社会サービスの料金が非常に低く設定されている結果、一般的に電力使用の浪費パターンが見られる。将来の需要を算定する際には、そのような現状からコストに見合った料金体系の導入という方向性と、その結果としての浪費の抑制と電力使用量の低下の可能性を考慮することが重要である。このためには国際的な電力使用量との比較が必要で、バクー市における人口一人当たりの電力使用量が国際水準と比べて将来どのように変化していくか、という点について検討を加えることが必要となる。バクー市の人口統計の不確実性は認めざるを得ないが、このような必要性を考慮し、あえてバクー市から得た人口データを需要予測の基礎とした。人口統計はあらゆる計画作成の基礎データとして最も重要なものなので、今後本格的な形で人口センサスを行い人口データの収集・整理体制を強化していくことが強く望まれる。

(2) 代替シナリオ

バクー市の家庭用電力需要予測を行うに際しては、「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。人口予測においては両ケースとも共通の予測値を用いたが、2010年の一人当たり電力消費量において異なる前提条件を設定した。「高成長シナリオ」の場合は、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。この場合、現在の浪費パターンは改められないと想定する。「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。現在の、電気料金を支払っている者が損をし、払わない者が得をするという社会的不公正の是正、コスト回収原則の適用による経済的非効率の是正という観点から、料金制度改革の必要性を認識しシナリオに反映させる。ただし、冬季の暖房需要についてはアゼルバイジャンの特殊な事情と言えるので、その分を上乗せしてある。このシナリオの場合は、料金制度改革の影響が所得向上の影響を上回ると想定する。

(3) 前提条件

家庭用電力需要を算定する上での前提条件は以下のとおりである。

(a) 電化率

バクー市では最新の家計データが整備されていないため、近年の地区別家計数の把握ができない。従って、家計数と家庭用電力需要家数の比較による電化率の推計が不可能である。しかしながら、調査対象地域であるバクー市の中心部は都市化された地域であり、電化率はほぼ100%に達していると判断して間違いない。参考までに下表 II.7.2-2 に、バクー市の人口、家庭用電力の需要家数、および需要家あたり人口を示す。

表II.7.2-2 バクー市の人口、家庭用電力需要家数および需要家あたり人口

項目	調査対象地域	調査対象地域外	合計
人口 (10 ³)	1,014.1	774.5	1,788.6
家庭用電力需要家 (10 ³)	217.5	142.1	359.6
人口/需要家	4.7	5.5	5.0

調査対象地域においては、需要家あたりの人口が 4.7 人であった。家計数データの得られる 1989 年においては、一世帯あたりの人口は 4.3 人であった。世帯あたり人口が現在も適用できると考えると、需要家あたりの人口 4.7 人は一世帯あたり人口 4.3 人を 9% 上回ることになる。一需要家の下に複数家計がぶらさがっている場合も考えられるので、調査対象地域における電化率はほぼ 100% と判断して妥当と思われる。バクー市内の調査対象地域外においては、現在の電化率が 100% 以下で今後は上昇していくという可能性があり得るが、信頼に足る前提条件を設定するだけのデータが欠如しているため、調査対象地域と同様の考え方をい用い需要を予測する。

上記のような考慮に基づき、家庭用電力需要予測においては、電化率の上昇は考慮せず、人口の変化および一人当たり電力消費量の変化が総電力消費量に影響を与えるという考え方を採る。

(b) 人口増加率

人口増加率は平均 2.6%/年として、両ケース、各地区共通とする。人口増加は、出生・死亡による自然増加と流入・流出による社会増加の両面を考慮する。アゼルバイジャンの人口自然増加率は、下記のとおり 1989 年-1998 年の間に平均 1.5%/年と推計される。2010 年までの期間バクー市においても 1.5%/年の成長率で人口の自然増加が続くと想定する。

- a. 1989 年人口: 7,014.2 千人
- b. 1998 年人口: 7,876.7 千人
- c. 1989-1998 人口純流出数: 161.6 千人
- d. 1998 年純流出無しの場合の人口: 8,038.3 千人
- e. a. から d. への年平均成長率: 1.5 %/年

バクー市の場合、雇用機会を求めて労働力・人口の流入が起こるであろうから、全体人口の増加率は 1.5%/年より高くなると考えるのが妥当である。アルメニアとの政治問題等が解決した場合、難民・IDP が故郷に帰ることにより人口流出による人口減の可能性もあるが、政治状況の見通しが現時点では難しいこと、難民・IDP がバクーに定住する可能性もあること、などの側面を考慮し予測には反映させないこととする。

人口の社会増については、経済成長率と労働人口増加率の関係に関するアゼルバイジャンの過去の例を参考に成長率を設定した。下表に示すとおり、非農業部門における労働人口増加率の同部門 GDP 成長率に対する比率は、アゼルバイジャンの場合 1995 年から 1998 年にかけて 0.19 であった。つまり、非農業部門の生産拡大 1% が労働人口 0.19% 増をもたらしたということである。

表II.7.2-3 アゼルバイジャンにおける非農業部門の生産額と雇用の関係

項目		1995	1998	変化率 (%/年)
GDP 非農業部門	(10億 AZM、 1995年価格)	7,991	10,012	7.8
非農業部門雇用数	(千人)	2,500	2,617	1.5
雇用弾力性		-	-	0.19

この係数をバクーにおける人口の社会増を算定するために用いた。人口の自然増加率を 1.5%/年とすると人口の全体増は以下のように計算できる。

自然増:	1.5%/年
社会増:	6%/年 (非農業・石油部門生産拡大) × 0.19 = 1.1%
全体増:	1.5%/年 + 1.1%/年 = 2.6%/年

上記では非農業・石油部門の平均成長率を 6%/年としているが、これは国際援助機関の長期見通しを参考に設定した。

(c) 一人当たり電力消費量

「高成長シナリオ」

現在の料金徴集体制・料金体系が 2010 年まで維持されると想定するケースである。現在、料金徴集率は 31%と低く、料金水準もコストに比べると非常に低い水準に設定されている。不払いに対して罰則が無いこと、料金水準が低いことなどが、電気の浪費を許容する結果をもたらしており、国際的に見てもバクーの一人当たり電力消費量は約 1,379 kWh/人/年と高めである。世界諸国のうち電化率が 100%に達していると考えられる発展途上国では、おおよそ 600 kWh/人/年の消費量が平均的である。冬季の暖房需要 180 kWh を差し引いてもまだ 2 倍程度の高水準である。料金制度の改革が進まないと想定すると、現在のような電気利用パターンが続き、所得の向上に応じて電力消費も現状から増えていくものと考えられる。

このような状態が続くと仮定し、以下の前提条件を設定した。

所得上昇率:	6.0%/年 (非農業・非石油部門成長率と同じに設定)
所得弾力性値:	1.0 (世界の例では、家庭需要の場合の所得弾力性値は 1.0 から 2.0 の間が多い。当予測では 1.0 と想定)

「節電促進シナリオ」

現在の料金徴集体制、料金水準などが見直され、電気の無駄使いが電力使用支払い額の増加につながるため、極力無駄使いを抑えようというインセンティブが働くケースを想定した。消費水準が世界並に近づくケースである。電力消費水準は、所得水準の変化というプラス要因と料金水準・徴集体制の改革というマイナス要因の両面に影響されるが、このシナリオでは後者の影響が前者の影響

を上回ると想定する。

2010年において生活上必要となる一人当たり電力消費量を以下とする。

冬季暖房需要:	200 kWh/人/年
一般需要:	800 kWh/人/年
合計:	1,000 kWh/人/年

添付 II.7.2-1 に示すとおり、現状の冬季暖房需要は ESE の月別電力販売実績から 184 kWh/人/年程度と推計される。2010 年については、多少の余裕を見て 200 kWh と想定する。一般需要 800 kWh/人/年という想定は、世界各国のうち電化率がほぼ 100%と考えられる非先進国での平均消費量が 600 kWh/人/年前後であり、都市部ではより高い消費水準を想定することが妥当と考え、約 30% 増しの 800 kWh/人/年と設定した。

各地区での一人当たり電力消費量は、以下のパターンにより変動していくと想定する。

- i) 現在の一人当たり消費量が 1,000 kWh より高い場合:
- 1999 年の消費量が 2010 年まで年率 2.9% で減少していくと想定した。これは、1999 年のバクー市平均消費量 1,379 kWh/人/年から 2010 年に 1,000 kWh/人/年まで減少する場合の年平均変化率である。但し、2010 年以前に 1,000 kWh まで減少する場合は、1,000 kWh/人/年を下限としそれ以下には下がらないと想定する。2010 年における一人当たり電力消費量の設定方法については、1999 年時点での消費量 1,000 kWh/人を超えている地区は、2010 年には一律に 1,000 kWh/人まで消費量が低下するという考え方もあり得るが、本予測では採用しなかった。人口データの確実性が高い場合はこの考え方も妥当であるが、本ケースのように人口データに不確実性がある場合、特に現在の一人当たり電力消費量が過大算定されている可能性がある場合、このような考え方を採用すると将来の電力需要が過小評価されてしまう可能性がある。実際の人口が統計人口より多い場合、統計人口に基づく一人当たり電力消費量は実際より大きくなり、2010 年までに一律の基準値まで低下すると想定すると需要の低下分が実際よりも大きくなってしまふ。これにより設備整備水準が必要以下に抑えられてしまう可能性も出てくる。このような危険性を回避するために、上記のように一定率での需要減少を想定した。
- ii) 現在の一人当たり消費量が 1,000 kWh より低い場合:
- 現在の消費量と同水準で変らないと想定する。電力需要には、所得上昇による消費増という面と、料金水準の上昇、料金徴集体制の強化などの結果としての消費減という両面がある。本予測では、後者の消費抑制効果が前者の消費促進効果を上回ると想定し、1999 年時点の一人当たり消費量が維持されるとした。現消費量が 1,000 kWh 以下の場合、現制度下でより高い消費水準が可能であるにも関わらず現水準に留まっているという事実は、現時点での電力消費水準により生活上の必要が十分まかなわれているであろうことを物語っていると判断でき、料金体系・徴集体制が厳しいものとなる将来の状況下では電力消費量は増加しないと想定すること

が妥当であろう。

7.2.2 工業・その他需要

「工業用」および「その他」の電力需要は、1999年の電力消費水準をベースに2010年まで以下の条件で増加していくと想定し算定した。これらの需要家は、現在でもコスト意識が高く電気の浪費は見られないと考えてよい。将来、諸活動の拡大に伴い電力消費量も増大していくであろう。従って、代替シナリオは設定しない。

経済成長率: 6%/年(非農業・非石油部門の成長率についての国際機関の見通し)
成長率に対する弾性値: 1.0(非家庭部門の弾性値は、各国・地域の条件により「工業需要」0.2-4.0、「その他需要」0.2-2.5 と幅が非常に大きい。バクー市の場合は1.0と想定する。)

7.2.3 損失

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。但し、Nizami 地区では1999年の損失率が8.4%と10%以下であったので、2010年においても8.4%を用いた。1999年については、調査対象地域内のうち Sabail、Yasamal、Nasimi および Narimanov の損失率が地区別に整理されていないので市街地の平均値 19.2%を用いた。Khatai については、13.5%という損失率が判明しているなのでこの値を用いた。調査対象地域外については一部不明な地区があるので直接設定する代わりに、1999年のバクー市合計の損失率が17.0%になる率として17.3%を求め用いた。

7.2.4 年別需要・ピーク需要

年別需要は、1998年と2010年間の年平均変化率を用いて算定した。ピーク需要は、年負荷率0.55を用いて算定した。

7.3 需要予測結果

上記の前提条件に基づき算定したバクー市の BEN・ESE 需要家による2010年までの電力需要予測結果は、添付 II.7.3-1、II.7.3-2 および II.7.3-3 に示すとおりである。家庭用需要については、「節電促進シナリオ」を採用した。2010年までには電力を含む各種公共サービスの制度的改革が何らかの形で進む可能性が高いこと、「高成長シナリオ」の場合 BEN の施設整備必要量が現在の1.9倍程度と過大になるので、何らかの需要抑制政策が必要となること、などの要因を考慮した結果「節電促進シナリオ」を採用した。以下に、BEN/ESE 需要家による電力需要予測の結果を要約する。

表II.7.3-1 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)
A. 調査対象地域			
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. 調査対象地域外			
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
C. バクー市合計(A+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

添付 II.7.3-4 は、調査対象地域の家庭用電力につき上記のように求められた 2010 年需要推計値と、人口と共に増加すると仮定した場合の家庭電力需要家数に基づき、家庭電力需要家あたりの電力消費量を算定したものである。以下は、その要約である。

1999 年: 5,758 kWh/需要家/年

2010 年:

高成長シナリオ: 8,318 kWh/需要家/年

消費節約シナリオ: 4,847 kWh/需要家/年 (採用シナリオ)

添付II.7.2-1 月別のBENによる電力供給量および1人あたり暖房需要

Month	(a) Amount of Electricity Sold by BEN by Month in 1998 (GWh)	Electricity Consumption per capita (kWh/person)		
		(b) Total	(c) Non-heating purpose	(d) Heating purpose
January	279.3	125.2	89.4	35.9
February	284.4	127.5	89.4	38.2
March	280.8	125.9	89.4	36.6
April	228.0	102.2	89.4	0
May	188.9	84.7	89.4	0
June	184.7	82.8	89.4	0
July	190.8	85.6	89.4	0
August	204.7	91.8	89.4	0
September	190.7	85.5	89.4	0
October	207.2	92.9	89.4	0
November	246.1	110.4	89.4	21.0
December	316.9	142.1	89.4	52.7
Total	2,802.5	1,256.6	1,072.3	184.3

(Source : Energy Sales Enterprise)

Note :

Population in 1998 1,788.6 thousand

Proportion of residential consumption : 80.20%

(b) (a) / population * 80.2%

(c) Average of b. between April and October

(d) Difference between b. and c. between November and March. No heating consumption is assumed between April and October

添付II.7.3-1 2010年におけるBENのシナリオ別家庭用電力需要予測の結果

District	1999				2010					
	Electricity consumption (GWh)	Population (thousand)	Electricity consumption per person (kWh/person)	Population (thousand)	High Growth Scenario		Save-energy Scenario			
					Electricity consumption per person (kWh/person)	Total electricity consumption (GWh)	Annual average growth rate (%/year)	Electricity consumption per person (kWh/person)	Total electricity consumption (GWh)	Annual average growth rate (%/year)
(Study Area)	166.0	74.3	2,234	98.5	3,227	318.0	6.1	1,616	159.2	-0.4
1 Sabail	215.9	221.5	975	293.8	1,408	413.7	6.1	975	286.4	2.6
2 Yasamal	221.3	195.8	1,130	259.7	1,632	423.9	6.1	1,000	259.7	1.5
3 Nasimi	200.5	147.9	1,356	196.2	1,959	384.2	6.1	1,000	196.2	-0.2
4 Narimanov	173.5	159.1	1,091	211.0	1,575	332.4	6.1	1,000	211.0	1.8
5 Nizami	275.2	215.5	1,277	285.8	1,845	527.3	6.1	1,000	285.8	0.3
6 Khatai	1,252.5	1,014.1	1,235	1,344.9	1,784	2,399.4	6.1	1,040	1,398.3	1.0
Subtotal	63.1	94.3	669	125.1	967	120.9	6.1	669	83.7	2.6
(Outside Study Area)	291.9	209.3	1,395	277.6	2,015	559.3	6.1	1,009	280.1	-0.4
7 Garadagh	369.9	188.6	1,961	250.1	2,833	708.7	6.1	1,419	354.9	-0.4
8 Binagadi	326.7	116.5	2,804	154.5	4,051	625.9	6.1	2,029	313.5	-0.4
9 Sabunchi	161.7	165.8	976	219.9	1,409	309.9	6.1	976	214.5	2.6
10 Azizbayov	1,213.4	774.5	1,567	1,027.2	2,263	2,324.7	6.1	1,214	1,246.7	0.2
11 Surakhany	2,465.9	1,788.6	1,379	2,372.1	1,992	4,724.1	6.1	1,115	2,645.0	0.6
TOTAL										

Assumptions:

- Rate of population increase: 2.6% per year
- High growth scenario "The present rate of electricity charge collection and tariff level remains." 6.0% per year
Economic growth: 3.4% per year (6.0% minus 2.6%)
Rise in household income: 1.0
Elasticity
- Save-energy scenario "Electricity consumption will approach ordinary country level as a result of an improvement in charge collection and a new tariff system." 1,000 kWh per person, including regular demand (800 kWh/person) and heating demand (200kWh/person).
Electricity consumption per capita is assumed at:
For districts with the per capita consumption rate higher than 1,000 kWh in 1999, the rate will decline at the following rate.
1999 1,379 kWh per person
2010 1,000 kWh per person
Rate of change: -2.9 % per year
Decline in per capita consumption rate is assumed to stop at 1,000 kWh per person. The districts with consumption rate lower than 1,000 kWh in 1999 will maintain its 1999 consumption rate.
- Electricity use for "Inspection" in 1999 is allocated to each district in proportion to the residential electricity use in each district.
Total electricity use for "Inspection" in 1999: 12.9 GWh

添付II.7.3-2 2010年におけるBENの総電力需要予測の結果

District (Study Area)	1999							2010											
	Sold Electricity (GWh)				Loss		Purchased electricity (GWh)	Sold Electricity (GWh)				Loss		Purchased electricity (GWh)	Growth Rate (%/year)				
	Residential demand	Industrial demand	Other demand	Sub-total	(%)	(GWh)		Residential demand	Industrial demand	Other demand	Sub-total	(%)	(GWh)		Residential demand	Industrial demand	Other demand	Sub-total	Total
1 Sabail	166.0	4.9	55.5	226.4	19.2	53.8	280.2	159.2	9.3	105.4	273.9	30.4	304.3	-0.4	6.0	6.0	1.7	-5.0	0.8
2 Yasamal	215.9	4.3	40.5	260.8	19.2	62.0	322.8	286.4	8.2	77.0	371.5	41.3	412.8	2.6	6.0	6.0	3.3	-3.6	2.3
3 Nasimi	221.3	1.5	37.1	259.9	19.2	61.8	321.7	259.7	2.9	70.5	333.0	37.0	370.1	1.5	6.0	6.0	2.3	-4.5	1.3
4 Narimanov	200.5	7.3	38.4	246.3	19.2	58.5	304.8	196.2	13.9	72.9	283.0	31.4	314.4	-0.2	6.0	6.0	1.3	-5.5	0.3
5 Nizami	173.5	8.1	23.2	204.8	8.4	18.8	223.6	211.0	15.3	44.1	270.4	24.8	295.2	1.8	6.0	6.0	2.6	2.6	2.6
6 Khatai	275.2	9.9	36.0	321.2	13.5	50.1	371.3	285.8	18.9	68.3	373.0	41.4	414.5	0.3	6.0	6.0	1.4	-1.7	1.0
Subtotal	1,252.5	36.0	230.9	1,519.3	16.7	305.0	1,824.3	1,398.3	68.4	438.2	1,904.9	206.4	2,111.3	1.0	6.0	6.0	2.1	-3.5	1.3
(Outside Study Area)	1,213.4	92.0	177.1	1,482.5	17.3	310.1	1,792.6	1,246.7	174.6	336.1	1,757.4	195.3	1,952.7	0.2	6.0	6.0	1.6	-4.1	0.8
TOTAL	2,465.9	128.0	407.9	3,001.8	17.0	615.1	3,616.9	2,645.0	243.0	774.4	3,662.3	401.7	4,064.0	0.6	6.0	6.0	1.8	-3.8	1.1

Assumption:

1) Electricity demand for industrial and other purposes is projected based on the following assumptions.

Rate of economic growth:

6.0% per year

Elasticity of demand to economic growth:

1.0

2) Residential electricity demand: Save-energy Scenario

3) Loss rate assumed: 1999: Sabail, Yasamal, Nasimi, Narimanov: 19.2% (average of city area in 1999)

Nizami and Khatai: from data for each district in 1999

Outside study area: controlled at 17.3%, which makes the loss rate of the total of Baku 17.0%

2010: 10.0% of the electricity purchased from Azenerji, including technical and non-technical loss, except for Nizami district where the loss rate in 1999 was 8.4%.

8.4% is used for Nizami district for 2010.

4) "Inspection" consumption for industrial and other uses is allocated to each district in proportion to the industrial and other consumption respectively.

Inspection consumption for industrial use:

59.80 GWh

Inspection consumption for other use:

80.70 GWh

添付II.7.3-3 2010年までの年別電力需要とピーク需要の予測結果

Year	Demand in the study area							Demand outside study area	Total demand
	Sabail	Yasamal	Nasimi	Narimanov	Nizami	Khatai	Total		
(Electricity demand in GWh)									
1999	280.2	322.8	321.7	304.8	223.6	371.3	1,824.3	1,792.6	3,616.9
2000	282.3	330.1	325.8	305.7	229.3	375.0	1,848.2	1,565.9	3,414.0
2001	284.4	337.5	330.0	306.5	235.2	378.8	1,872.4	1,588.0	3,460.4
2002	286.6	345.2	334.2	307.4	241.2	382.6	1,897.1	1,610.6	3,507.7
2003	288.7	353.0	338.5	308.3	247.4	386.4	1,922.3	1,633.5	3,555.8
2004	290.9	361.0	342.8	309.1	253.7	390.3	1,947.9	1,657.0	3,604.8
2005	293.1	369.1	347.2	310.0	260.2	394.2	1,973.9	1,680.8	3,654.7
2006	295.3	377.5	351.7	310.9	266.9	398.2	2,000.4	1,705.1	3,705.5
2007	297.5	386.0	356.2	311.8	273.7	402.2	2,027.4	1,729.9	3,757.3
2008	299.8	394.7	360.7	312.7	280.7	406.2	2,054.9	1,755.1	3,809.9
2009	302.1	403.7	365.4	313.5	287.9	410.3	2,082.8	1,780.8	3,863.6
2010	304.3	412.8	370.1	314.4	295.2	414.5	2,111.3	1,952.7	4,064.0
(Peak Demand in MW)									
1999	58.1	67.0	66.8	63.3	46.4	77.1	378.6	372.1	750.7
2000	58.6	68.5	67.6	63.4	47.6	77.8	383.6	325.0	708.6
2001	59.0	70.1	68.5	63.6	48.8	78.6	388.6	329.6	718.2
2002	59.5	71.6	69.4	63.8	50.1	79.4	393.8	334.3	728.0
2003	59.9	73.3	70.3	64.0	51.3	80.2	399.0	339.1	738.0
2004	60.4	74.9	71.2	64.2	52.7	81.0	404.3	343.9	748.2
2005	60.8	76.6	72.1	64.3	54.0	81.8	409.7	348.9	758.6
2006	61.3	78.3	73.0	64.5	55.4	82.7	415.2	353.9	769.1
2007	61.8	80.1	73.9	64.7	56.8	83.5	420.8	359.0	779.8
2008	62.2	81.9	74.9	64.9	58.3	84.3	426.5	364.3	790.8
2009	62.7	83.8	75.8	65.1	59.7	85.2	432.3	369.6	801.9
2010	63.2	85.7	76.8	65.3	61.3	86.0	438.2	405.3	843.5

Note : (1) Annual hours : 8,760
 (2) Load factor : 0.55
 (3) Electricity demand in each year is interpolated applying annual average growth rates between 1999 and 2010 for respective district.

添付II.7.3-4 1999年と2010年における家庭需要家1戸あたりの電力消費量

District	1999						2010					
	"High Growth Scenario"			"Save-energy Scenario"			"High Growth Scenario"			"Save-energy Scenario"		
	Number of residential customer	Electricity consumption (GWh)	Electricity consumption per customer (kWh)	Number of residential customer	Electricity consumption (GWh)	Electricity consumption per customer (kWh)	Rate of change in electricity consumption per customer (%/year)	Number of residential customer	Electricity consumption (GWh)	Electricity consumption per customer (kWh)	Rate of change in electricity consumption per customer (%/year)	
(Study Area)												
1 Sabail	27,110	166.0	6,122.0	35,954	318.0	8,845	3.4	35,954	159.2	4,427.9	-2.9	
2 Yasamal	31,121	215.9	6,938.4	41,274	413.7	10,023	3.4	41,274	286.4	6,939.0	0.0	
3 Nasimi	38,434	221.3	5,756.9	50,972	423.9	8,316	3.4	50,972	259.7	5,095.0	-1.1	
4 Narimanov	31,306	200.5	6,406.0	41,520	384.2	9,253	3.4	41,520	196.2	4,725.5	-2.7	
5 Nizami	36,279	173.5	4,782.6	48,114	332.4	6,909	3.4	48,114	211.0	4,385.4	-0.8	
6 Khatai	53,257	275.2	5,168.1	70,632	527.3	7,465	3.4	70,632	285.8	4,046.3	-2.2	
Subtotal	217,507	1,252.5	5,758.2	288,466	2,399.5	8,318	3.4	288,466	1,398.3	4,847.4	-1.6	
(Outside Study Area)												
7 Garadagh	12,163	63.1	5,190.2	16,132	120.9	7,495	3.4	16,132	83.7	5,188.6	0.0	
8 Binagadi	44,849	291.9	6,509.2	59,480	559.3	9,403	3.4	59,480	280.1	4,709.2	-2.9	
9 Sabunchi	33,434	369.9	11,064.7	44,341	708.7	15,983	3.4	44,341	354.9	8,003.8	-2.9	
10 Azizbayov	20,044	326.7	16,296.7	26,584	625.9	23,544	3.4	26,584	313.5	11,792.9	-2.9	
11 Surakhany	31,572	161.7	5,123.1	41,872	309.9	7,401	3.4	41,872	214.5	5,122.8	0.0	
Subtotal	142,062	1,213.4	8,541.3	188,408	2,324.7	12,339	3.4	188,408	1,246.7	6,617.0	-2.3	
Baku Total	359,569	2,465.9	6,857.8	476,874	4,724.2	9,906.6	3.4	476,874	2,645.0	5,546.5	-1.9	

Assumptions:

- (1) Number of residential customer in 1999: Only the total figure at 359,569 were obtained. Allocation to districts was made applying the each district's proportion in 1998.
- (2) Electricity consumption in 1999: "Inspection" consumption is allocated to each district in proportion to each district share.
- (3) Number of residential customer in 2010: Assumed to grow in proportion to population growth at 2.6 %/year.
- (4) Electricity consumption in 2010: As projected for two cases.