

## **ГЛАВА 3**

# **ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЦЕЛЕВЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ**

## ГЛАВА 3 ИДЕНТИФИКАЦИЯ ЦЕЛЕВЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ

### 3.1 Общие положения

В настоящем исследовании формулируется Генеральный План восстановления и реконструкции распределительной системы в зоне исследования на период 10 лет. Даже после завершения Генерального плана должно обеспечиваться стабильное и надежное энергоснабжение потребителей на протяжении последующих лет.

Хотя зона исследования имеет сравнительно небольшую площадь около 130 км<sup>2</sup>, количество распределительных объектов, составляющих сеть, велико. В этом плане представляется важным в ограниченные сроки установить четкие критерии для установления среди такого количества объектов оборудования, подлежащего восстановлению. Для рассматриваемых критериев и подхода ниже даются результаты выбора и разъяснения по каждому пункту.

Отмечается, что в число подлежащих восстановлению объектов, установленных с использованием разъясненных ниже критериев и методологии, могут быть включены некоторые объекты меньшей важности и исключены объекты, требующие принятия неотложных мер. Это неизбежно произойдет при выборе среди большого количества объектов некоторых, удовлетворяющих определенным критериям. С такими противоречиями будет иметь дело детальный рабочий проект при фактическом выполнении Генерального Плана.

### 3.2 Подземные линии среднего напряжения

Большинство распределительных линий СН в зоне исследования представляют собой подземные линии, а количество воздушных линий очень мало, особенно в пригородной области зоны исследования. В пригородной области плотность потребности в электроэнергии в целом мала, и партнер не указал на какие-то особые проблемы. К тому же, накопление и работа с информацией/данными по воздушным линиям не организовано должным образом. Поэтому распределительные линии СН, подлежащие выбору для восстановления, ограничены подземными линиями.

Для подземных линий, которые нужно выбрать, были исследованы следующие позиции. Порядок приоритетности установленных линий соответствует порядку их перечисления и годам прокладки кабелей.

## (1) Кабели, проложенные до 1960 г.

Старейшие из проложенных в зоне исследования кабелей указаны в Таблице II.3.2-1. Самый старый кабель проложен в 1900 г. в Сабаильском районе. Длины кабелей по годам прокладки также приведены в Таблице II.3.2-2.

Замечено, что общая длина в Таблице II.3.2-2 отличается от суммы длин отдельных кабелей (представленных в Таблице II.2.3-1), поскольку кабели с неизвестным годом прокладки исключены. Ясно, что еще остаются многие кабели, используемые более 50 лет. Более того, по большинству таких кабелей имеются данные о коротком замыкании на землю и повреждениям в результате сгорания, и в результате часть кабелей заменена. Поэтому необходимо срочное восстановление.

Таблица II.3.2-1 Годы прокладки наиболее старых кабелей по районам

		Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи
Год	Система 6 кВ	1900	1928	1911	1926	1915	1967
прокладки	Система 10кВ	1931*	1950	1960*	1958*	1948*	1936

Примечание \* : кабели для 6 кВ

Таблица II.3.2-2 Длина кабеля по году прокладки (км)

Год прокладки	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого	
Система 6 кВ	1900-10	4,51	0	0	0	0	4,52	
	1911-20	1,07	0	3,14	0	2,36	6,56	
	1921-30	5,29	0,96	4,67	1,72	0	12,64	
	1931-40	6,65	2,10	3,89	1,62	0	14,25	
	1941-50	2,79	0	3,58	3,76	0	10,13	
	1951-60	18,60	41,22	28,68	33,00	0	121,50	
	1961-70	10,50	31,22	30,53	14,78	0	87,57	
	1971-80	16,62	12,88	9,99	18,76	0,30	62,39	
	1981-90	1,83	11,74	4,31	1,30	0	19,57	
	1991-00	2,40	1,14	6,67	8,18	0	20,17	
Итого	70,25	102,54	95,44	83,11	2,66	5,29	359,29	
Система 10 кВ	1900-10	0	0	0	0	0	0	
	1911-20	0,26	0	0	0	0	0,26	
	1921-30	0	0	0	0	0	0	
	1931-40	0	0	0	0	0	1,2	
	1941-50	0	1,05	0	0	0,41	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
Итого	49,32	103,87	49,71	42,97	97,95	118,30	462,12	

(2) Кабели, имеющие более двух соединений

Кабельные соединения в линии ухудшают надежность и затрудняют ремонт в сравнении с воздушными линиями, поэтому их нужно по возможности избегать. Однако это является неизбежной практикой в следующих случаях.

- (а) Когда при прокладке новой кабельной линии одного кабельного барабана недостаточно и нужен еще кабельный барабан. В этом случае год прокладки этих кабелей один и тот же.
- (б) При протягивании кабели в новую трансформаторную станцию путем отрезания существующего кабеля и подключением нового кабеля. В этом случае добавляется кабельное соединение с разными годами прокладки.
- (в) Когда участок кабеля, проложенного в линии, заменяется ввиду ухудшившейся изоляции и разрушения в результате пожара. В этом случае добавляются одно или два кабельных соединения с разными годами прокладки.

Среди этих случаев наиболее проблематичным представляется (в). В качестве причины повреждения могут рассматривать более изношенную по сравнению с другим кабелем изоляцию или проблему с материалом кабеля. Соответственно, линии, имеющие более 2 соединений с различным годом прокладки каждого из кабелей, выбираются для восстановления независимо от их года прокладки. Хотя предполагается, что кабели с одним кабельным соединением также нуждаются в срочном восстановлении, они исключены из намеченных объектов ввиду сложности определения на основе собранной информации.

(3) Использование кабелей 6 кВ в системе 10 кВ

Судя по данным о годах укладки кабелей, система 10 кВ принята в Баку в 1965 г. В то время существующая система 6 кВ была преобразована в систему 10 кВ, но не была полностью заменена ею. Эта практика не рекомендуется с технической точки зрения и нуждается в исправлении. В действительности, после подключения к системе 10 кВ часть кабелей часто заменяется по причинам, упомянутым в пункте (в) параграфа (б). Другими словами, очевидно, что для кабелей 6 кВ, используемых в системе 10 кВ, доля аварий выше, чем для таких же кабелей в системе 6 кВ. Соответственно, кабели 6 кВ, применяемые в системе 10 кВ, подлежат восстановлению независимо от года прокладки.

Подземные кабельные линии, установленные по вышеуказанным критериям отбора, показаны в Таблице П.3.2-3, а детали приведены в Приложениях П.3.2-1(1) - (6). Как видно из таблицы, подземные кабели чрезвычайно устарели и требуется замена 35,6% совокупной протяженности кабелей по всей зоне исследования.

Таблица II.3.2-3 Подземные кабельные линии, подлежащие восстановлению (км)

	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатан	Итого
Подземные линии 6 кВ							
(а) проложенные до 1960	37,95	44,28	43,95	39,04	1,18	-	166,40
(б) более 2 соединений	5,49	3,68	6,90	3,29	-	-	19,36
Итого	43,44	47,96	50,85	42,33	1,18	-	185,76
Подземные линии 10 кВ							
(а) проложенные до 1960	0,26	1,05	0,13	3,36	4,22	1,81	10,82
(б) более 2 соединений	2,13	5,20	4,07	3,38	3,21	4,57	22,56
(с) с использованием кабеля 6 кВ	-	1,58	1,62	3,23	7,36	-	13,80
Итого	2,39	7,83	5,82	9,97	14,78	6,38	47,18
Всего	45,83	55,79	56,67	52,20	15,96	6,38	232,94
Доля от длины существ. кабелей (%)	47,7	34,9	46,4	45,5	19,8	7,8	35,6

Примечание \*1 : Соответствующие линии (#1-#655) существуют, но их длина неизвестна.

### 3.3 Распределительные устройства среднего напряжения

Часть существующих автоматических выключателей представляет собой все еще используемые маслозаполненные выключатели производства 1930-х гг. Однако, все остальные выключатели – минимальные масляные. Совсем не применяются вакуумные и элегазовые выключатели, широко распространенные во всем мире. Согласно БаГЭС, при выходе из строя маслозаполненных выключателей проводится время от времени их замена на минимальные масляные. Отсутствует график замены всех маслозаполненных выключателей в зависимости от года установки. Поэтому невозможно определить распределительные устройства, подлежащие восстановлению в соответствии с годом установки, и для их выявления проводится проверка следующих элементов.

- (1) Распределительные устройства трансформаторных станций с использованием маслозаполненных выключателей

В Приложении II.3.3-1 показан предоставленный БаГЭС список трансформаторных станций, на которых используются баковые масляные выключатели. Как видно из Приложения, все еще используются 89 единицы. В Сабаильском районе, где их остается наибольшее количество, на 18 трансформаторных станциях используются 38 единиц таких выключателей. Все станции, на которых используются баковые масляные выключатели, должны быть восстановлены. Хотя приоритет здесь выше, чем у трансформаторных станций, определенных на основе критериев в следующем разделе, порядок приоритетности согласуется с номером трансформаторной станции, т.к. год производства некоторых выключателей неизвестен. В ходе инспекции по индивидуальным станциям те трансформаторные станции, где проведена замена на маломасляные выключатели и те, которые принадлежат непосредственно потребителям, исключены из перечня восстанавливаемых объектов, указанных в Приложении II.3.3-1.

- (2) Распределительные устройства на трансформаторных станциях, соединенных с подземными кабелями, проложенными до 1960 г.

Ввиду ограниченного времени исследования, для отбора объектов применяется условие, что трансформаторная станция, соединенная со старым кабелем, считается старой. Подлежат восстановлению РУ СН в трансформаторных станциях, введенных в эксплуатацию до 1970 г. и подключенные к подземным кабелям, проложенным до 1960 г.

Замена маломасляных выключателей на вакуумные и/или элегазовые, не требующие обслуживания, даст значительный эффект, так как маломасляные и баксовые выключатели требуют замены масла после нескольких срабатываний при КЗ и относительно интенсивное техобслуживание. Степень приоритетности соответствует году прокладки подземных кабелей.

Общее описание трансформаторных станций, оборудованных распределительными устройствами СН, которые подлежат восстановлению по вышеуказанным критериям, приведено в Таблице II.3.3-1, а детали - в Приложениях II.3.3-2 (1) - (5).

Таблица II.3.3-1 Распределительные устройства среднего напряжения (трансформаторные станции), подлежащие восстановлению

	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого
Кол-во трансформаторных станций, использующих баксовые масляные выключатели	16	12	10	2	-	-	40
Кол-во трансформаторных станций, соединенных с подземными кабелями, проложенными до 1960	34	67	59	52	10	-	222
Итого	50	79	69	54	10	-	262
Доля из числа существующих трансформаторных станций (%)	33,6	32,0	32,1	29,7	9,0	0,0	23,8

Из таблицы видно, что в Хатаинском районе нет трансформаторных станций, отвечающих этим критериям, поскольку электрификация этого района была проведена позже всех остальных.

### 3.4 Трансформаторы

В 1998 г. в трансформаторную мастерскую для ремонта поступило в общей сложности 328 трансформаторов. Количество и относительный показатель трансформаторов, поступивших в мастерскую, в зависимости от характера причин приводятся в Таблице II.3.4-1. В категории "плохая изоляция" приводятся трансформаторы, нуждающиеся в ремонте части обмотки без ее полной замены. Как видно из таблицы, произошло много повреждений, требующих значительных ремонтных работ, и предполагается влияние старения и перегрузки.

Таблица II.3.4-1 Данные по ремонту трансформаторов в 1998 г.

	Кол-во единиц	Доля (%)
Разрушение	28	8,5
Плохая изоляция	124	37,8
Авария вследствие короткого замыкания	27	8,2
Сгорело от перегрузки (полный ремонт)	21	6,4
Прочие	78	23,8
Перемонтируемые	50	15,2
Итого	328	100

Однако, т.к. регистрация данных о ремонте и авариях по каждому трансформатору не организована, надежная информация отсутствует и поэтому трудно выбрать трансформаторы для восстановления. Более того, поскольку не хранятся данные о годе производства и покупки для каждого трансформатора, вряд ли возможен отбор по длительности (количеству лет) использования. В такой ситуации в качестве подлежащих восстановлению определены трансформаторы, установленные на трансформаторных станциях, использующих распределительные устройства, выбранные в Разделе 3.3. Однако, количество выбранных трансформаторов не получено путем выявления трансформаторов с техническими проблемами. Количество всего лишь указывает трансформаторы, подлежащие восстановлению. В результате получено количество, подлежащее восстановлению (Таблица II.3.4-2). Общая мощность трансформаторов будет определена с учетом величины прогноза потребности в 2010 г., подготовленного в ходе исследования. Для трансформаторов с мощностью менее 400 кВА, мощность для их поставки будет рассчитана на основе 400 кВА.

Обобщение трансформаторов, выбранных для восстановления, приведено в Таблице II.3.4-2. Подробные данные по каждому району в зоне исследования представлены в Приложении II.3.4-1.

Таблица II.3.4-2 Трансформаторы, подлежащие восстановлению

Пункт	Количество единиц	Мощность (кВА)
20 - 400 кВА	217	74855
560 - 630 кВА	151	93450
750 - 1000 кВА	6	5750
Итого	374	174055

### 3.5 Цепи низкого напряжения

В случае РУ НН и линий, составляющих цепи НН, как и в случае трансформаторов, для оценки стоимости намечены только цепи НН трансформаторных станций, использующих подлежащие восстановлению распределительные устройства СН. Объекты восстановления включают низковольтные распределительные щиты на трансформаторных станциях, низковольтные фидеры, идущие от щитов к потребителям, и счетчики электроэнергии, установленные у потребителей. Количество этих объектов будет рассчитано на основе среднего показателя прокладки, которое определит исследовательская группа.

Приложение II.3.2-1(1) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Сабаильском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	ОТ		К		Цель (цель)	Напряжение (КВ)	Соединение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (кв/метр)	Год ввода в эксплуатацию	Приоритет	Примечания
	Номер сетевого района	Номер подстанции	Номер сетевого района	Номер подстанции										
(6 и 10КВ: до 1960)														
1	1	1	1	628	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	486	486	1900	I	АСБ6,3x150:50(73);СВ10,3x150(75)
2	1	628	1	667	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	410	410	1900	I	АСБ10,3x150:50(73),230(83)
3	1	667	88	1903	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	517	517	1900	I	АСБ10,3x150:230(83)
4	1	1	88	1903	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	880	880	1910	I	СВ10,3x150:148(75)
5	1	2	2	129	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	480	480	1910	I	СБ-63x95:25(10),СБ-63x95:430(10),
6	2	20	2	23	1	6.0		СБ-6	3 x 95	377	377	1910	I	
7	2	129	88	119	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	1,365	1,365	1910	I	АСБ-6 3x185:520(59)
8	1	10	1	13	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	371	371	1912	I	АСБ6,3x95:40(-)
9	1	10	1	32	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	364	364	1912	I	АСБ6,3x95:40(-)
10	3	25	2	34	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	330	330	1913	I	АСБ10,3x150:170(83)
11	2	23	2	129	1	6.0		СБ-6	3 x 95	1,203	1,203	1926	I	
12	1	1	1	2	2	6.0	1	СБ-6	3 x 95	760	1,520	1928	I	СБ-10,3x150:140m(19--)
13	1	1	1	354	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	392	392	1928	I	АСБ-6,3x150:120m(61);92m(75)
14	1	354	88	1903	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	644	644	1928	I	АСБ10,3x150:120(61)
15	2	12	3	16	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	370	370	1929	I	ААВ10,3x185:0(88)
16	2	12	2	966	1	6.0		СБ-6	3x50	421	421	1929	I	
17	2	23	2	33	1	6.0		СБ-6	3 x 95	345	345	1929	I	
18	3	25	3	966	1	6.0	3	СБ-6	3 x 70	20	20	1929	I	АСБ-10 3x150:50(83),СБ-6 3x150:263(29),ААБ-10 3x185:0(89)
19	2	33	2	348	1	6.0		СБ-6	3 x 95	120	120	1929	I	
20	2	20	2	53	1	6.0		СБ-6	3 x 70	252	252	1930	I	
21	5	60	5	98	1	6.0		СБ-6	3 x 95	260	260	1931	I	
22	5	60	5	98	1	10.0		СБ-6	3 x 95	260	260	1931	I	
23	2	17	2	519	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	1,322	1,322	1932	II	АСБ-10 3 x 185:100(80)
24	2	17	88	119	1	6.0	3	СБ-6	3 x 95	1,455	1,455	1932	II	СБ-6 3x185:21(61),АСБ-10 3x185:7(78),АСБ-10 3x150:0(75)
25	2	23	2	519	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	200	200	1932	II	СБ-10 3x150:100(80)
26	2	5	2	7	1	6.0		СБ-6	3 x 70	427	427	1933	II	
27	2	5	2	129	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	614	614	1933	II	СБ-6 3 x 70:220(60),АСБ-6 3 x 185:325(60)
28	2	6	2	7	1	6.0		СБ-6	3 x 70	272	272	1933	II	
29	2	7	2	330	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	250	250	1933	II	СБ-6 3x185:70(60)
30	2	22	2	330	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	387	387	1933	II	СБ-6 3x185:70(33)
31	2	22	2	23	1	6.0		СБ-6	3 x 150	282	282	1933	II	
32	3	25	3	468	1	6.0	2	АСБ-10	3 x 95	298	298	1933	II	АСБ10,3x185:35(75);3x150:50(83)
33	2	23	2	162	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	285	285	1936	II	АСБ-10 3x185:25(80)
34	2	5	2	200	1	6.0		СБ-6	3 x 70	367	367	1940	II	
35	2	5	2	201	1	6.0		СБ-6	3 x 70	230	230	1940	II	
36	5	57	5	411	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	795	795	1948	II	СБ-6 3 x 185:350(49)
37	5	57	5	98	1	6.0		СБ-6	3 x 95	394	394	1948	II	
38	5	49	5	77	1	6.0		СБ-6	3 x 95	340	340	1949	II	
39	5	49	5	411	1	6.0		СБ-6	3 x 95	260	260	1949	II	
40	5	77	5	326	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	290	290	1949	II	СБ-6 3 x 70:150(49),АСБ-6 3 x 150:320(60)
41	5	77	5	411	1	6.0		СБ-6	3 x 95	150	150	1949	II	
42	1	13	1	628	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	115	115	1950	II	АСБ10,3x150:50(73),15(91)
43	1	628	88	1903	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	450	450	1950	II	АСБ10,3x150:50(73)
44	2	8	2	329	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	855	855	1952	III	АСБ-6 3x185:115(61),ААБЛ-10 3x95:350(80)
45	2	291	2	743	1	6.0	3	СБ-6	3 x 185	173	173	1952	III	АСБ-6 3x185:21(61),АСБ-10 3x185:7(78),АСБ-10 3x150:145(88)
46	2	573	2	743	1	6.0	2	СБ-6	3 x 185	567	567	1952	III	СБ-10 3 x 150:180(73),АСБ 10 3 x 185:7(78)
47	2	6	2	462	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	65	65	1954	III	АСБ-6 3x185:30(64)
48	2	11	2	462	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	558	558	1954	III	АСБ-6 3x185:30(64),СБ-6 3x70:45(54)
49	2	11	2	573	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	329	329	1954	III	СБ-10 3x150:125(73),СБ-6 3x70:21(54)
50	2	4	2	7	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 95	483	483	1957	IV	АСБ-6 3x185:113(60)
51	2	4	2	107	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 95	220	220	1957	IV	АСБ-6 3x185:110(60)
52	2	9	2	301	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	210	210	1957	IV	
53	1	103	1	453	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	415	415	1958	V	АСБ6,3x150(175),3X185(200)
54	2	8	2	573	1	6.0	1	СБ-6	3 x 185	340	340	1958	V	СБ-6 3x150:180(74)
55	1	103	1	550	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 150	385	385	1958	V	ААВ10,3X185:190(70)
56	1	105	1	550	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 150	350	350	1958	V	АСБ10,3X185(190)
57	2	108	2	109	1	6.0		АСБ-6	3 x 95	245	245	1958	V	
58	2	200	2	291	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 70	145	145	1958	V	АСБ-6 3x185:21(61)
59	1	2	88	119	2	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	205	410	1959	VI	АСБ6,3x120:200(59);АСБ6,3x120:210(59)
60	2	5	2	11	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	550	550	1959	VI	
61	1	102	1	476	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	315	315	1959	VI	АСБ6,3X185:80(65)
62	1	105	1	247	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	300	300	1959	VI	
63	2	107	2	109	1	6.0		АСБ-6	3 x 95	300	300	1959	VI	
64	5	179	2	321	1	6.0	1	СБ-6	3 x 185	645	645	1959	VI	СБ-6 3x95:210(60)



Приложение II.3.2-1(1) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Сабаильском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

№.	ОТ		К		Цепь (шт.)	Напряже-ние (КВ)	Соеди-нение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (длина метра)	Год ввода в эксплу-атацию	Приоритет	Примечания
	Номер сете-вого района	Номер подстанции	Номер сете-вого района	Номер подстанции										
65	1	247	88	119	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	235	235	1959	VI	
66	5	320	5	500	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	728	728	1959	VI	ААШБ-10 3 x 150:115(73), АСБ-10 3 x 185:33(67)
67	5	320	88	220	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	1,590	1,590	1959	VI	СБ-6 3x95:94(0)
68	1	322	1	476	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	135	135	1959	VI	АСВ10,3x185:80(65)
69	1	2	2	17	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	1,364	1,364	1959	VI	АСБ-10 3x150:50(73), АСБ-10 3x185:814(76)
70	1	13	1	667	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	305	305	1959	VI	АСВ10,3x185:140(75), СВ10,3x185:15(91)
71	2	23	88	119	1	6.0	3	СБ-6	3 x 185	2,466	2,466	1959	VI	АСБ-10 3x185:47(71), СБ-6 0:58(0), АСБ-10 3x150:27(71)
72	2	41	2	321	1	6.0	2	СБ-6	3 x 50	230	230	1959	VI	СБ-6 3 x 185:435(59), СБ-6 3x50:70(59)
73	2	4	2	108	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	1,269	1,269	1960	VII	СБ-6 3x50:219(60)
74	2	17	2	23	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	1,275	1,275	1960	VII	
75	1	101	1	102	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	195	195	1960	VII	
76	1	101	1	453	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	530	530	1960	VII	
77	5	179	4	527	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	422	422	1960	VII	СБ-6 3x95:342(60)
<b>Итого</b>					<b>79</b>					<b>38,209</b>	<b>39,174</b>			
<b>(6 и 10КВ: с двумя и более кабельными соединениями)</b>														
78	5	147	5	326	1	6.0	3	ААБ-6	3 x 120	1,085	1,085	1962	VIII	СБ-6 3x185:110(91), ААБ-10 3x185:130(72)
79	2	66	5	147	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	890	890	1962	VIII	ААБ-10 3x185:110(91), ААБ-10 3x185:130(72)
80	2	12	2	573	1	6.0	3	АСБ-10	3 x 150	432	432	1973	IX	СБ-6 3x70:307(0), ААБ-10 3x185:0:0(0)
81	2	162	2	519	1	6.0	3	АСБ-10	3 x 150	780	780	1973	IX	ААБ-10 3x185:110(91), ААБ-10 3x185:130(72)
82	2	301	2	348	1	6.0	2	СБ-6	3 x 50	300	300	1976	IX	АСБ-10 3x185:73(84), СБ-6 3x185:45(76)
83	2	348	5	450	1	6.0	2	АСБ-10	3 x 150	2,000	2,000	1980	X	СБ-6 3x185:146(89), АСБ-10 3x185:120(89)
84	1	600	88	1907	4	10.0	2	ЦААШБ-10	3 x 185	2,125	8,500	1980	X	АСБ-10 3x185:730(80), ЦААШБ-10 3x185:150(80)
<b>Итого</b>					<b>10</b>					<b>7,612</b>	<b>13,987</b>			
<b>Итого</b>					<b>89</b>					<b>45,821</b>	<b>53,161</b>			

Приложение II.3.2-1(2) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Ясамальском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	ОТ		К		Цепь (тепль)	Напряже- ние (КВ)	Соеди- нение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (метр)	Год ввода в эксплу- тацию	Приоритет	Примечания
	Номер сете- вого район- а	Номер подстанции	Номер сете- вого район- а	Номер подстанции										
(6 и 10КВ: до 1960)														
1	2	26	3	50	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	324	324	1928	I	СБ-6 3 x 95:60(28)
2	2	26	2	348	1	6.0		СБ-6	3 x 95	184	184	1928	I	
3	2	26	3	28	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	215	215	1929	I	АСБ-6 3 x 150:65(62)
4	3	28	3	35	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	235	235	1929	I	АСБ6,3x150:65(62);АСБ10,3x185:70(74)
5	3	19	3	27	1	6.0		АСБ-6	3 x 70	300	300	1933	II	
6	3	19	3	468	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 70	165	165	1933	II	АСБ10,3x185:35(75)
7	3	18	3	19	1	6.0		СБ-6	3 x 50	304	304	1935	II	
8	4	29	4	222	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	375	375	1935	II	АСБ6,3x150:242(59)
9	3	35	3	48	1	6.0		СБ-6	3 x 50	395	395	1935	II	
10	3	18	3	85	1	6.0		СБ-6	3 x 70	292	292	1936	II	
11	2	26	3	85	1	6.0		СБ-6	3 x 70	150	150	1936	II	
12	4	83	4	378	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	120	120	1936	II	АС10,3x185:30(65)
13	17	748	4	911	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 120	1,045	1,045	1950	II	АСБ-10 3x150:940(75,98)
14	3	27	3	38	1	6.0		СБ-6	3 x 95	462	462	1951	III	
15	3	38	3	516	1	6.0		СБ-6	3 x 95	600	600	1951	III	
16	3	38	88	120	1	6.0		СБ-6	3 x 95	1,313	1,313	1951	III	
17	4	99	3	603	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	516	516	1952	III	ААШБ-10 3x240:80(71);СБ-10 3x95:12(71)
18	4	104	88	120	1	6.0		СБ-6	3 x 70	480	480	1952	III	
19	4	123	4	235	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	270	270	1952	III	С6,3x70:200(68)
20	4	235	88	120	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	470	470	1952	III	СБ-6 3x70:200(68)
21	4	39	88	111	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	590	590	1953	III	АСБ-10 3x240:370(98)
22	4	104	4	383	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	370	370	1953	III	С6,3x70:190(58)
23	4	142	4	529	1	6.0		СБ-6	3 x 95	770	770	1953	III	
24	3	14	3	16	1	6.0	3	СБ-6	3 x 95	544	544	1954	III	СБ6,3x95:85(54),254(58);АСБ10,3x150:102(73)
25	4	30	4	206	1	6.0	2	СБ-6	3 x 120	485	485	1954	III	С6,3x185:145(54);АС10,3x150:20(68)
26	4	39	4	206	1	6.0		СБ-6	3 x 185	300	300	1954	III	
27	3	131	88	120	1	6.0		СБ-6	3 x 50	1,700	1,700	1954	III	
28	4	132	4	296	1	6.0		СБ-6	3 x 95	440	440	1954	III	
29	4	132	4	423	1	6.0		СБ-6	3 x 95	140	140	1954	III	
30	4	134	4	472	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	546	546	1954	III	С6,3x150:75(64)
31	4	137	4	423	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	272	272	1954	III	АСБ6,3x185:12(63)
32	4	142	4	751	1	6.0	2	СБ-6	3 x 50	950	950	1954	III	С6,3x95:850(54);АС10,3x150:75(80)
33	3	27	3	551	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	445	445	1955	IV	АСБ-10 3x150:135(69)
34	4	123	4	342	1	6.0	3	АСБ-6	3 x 185	806	806	1955	IV	АСБ6,3x95:171(60);АСБ6,3x150:250(68);ААБ6,3x240:75(68)
35	3	124	3	273	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	558	558	1955	IV	С6,3x95:241(58);3x185:141(62)
36	4	144	88	111	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	270	270	1955	IV	С6,3x150:150(66)
37	3	273	5	289	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	134	134	1955	IV	С6,3x95:361(58)
38	4	277	9	233	1	6.0	4	СБ-6	3 x 95	1,327	1,327	1955	IV	АСБ6,3x95:156(58);АСБ6,3x150:150(66);АСБ10,3x185:90(72);
39	4	288	4	385	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	320	320	1955	IV	
40	4	288	4	641	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	375	375	1955	IV	АС10,3x185:120(65);АС10,3x150:60(73)
41	5	289	3	516	1	6.0	3	СБ-6	3 x 70	1,040	1,040	1955	IV	С6,3x95:100(58);3x70:12(60);АС10,3x185:195(71)
42	4	207	4	751	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	385	385	1956	IV	АС10,3x50:75(80)
43	6	37	4	134	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	903	903	1957	IV	АС10,3x150:470(74)
44	3	85	2	301	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	360	360	1957	IV	
45	3	90	3	272	1	6.0		СБ-6	3 x 95	525	525	1957	V	
46	4	114	4	216	1	6.0		СБ-6	3 x 95	150	150	1957	V	
47	3	118	3	131	1	6.0		СБ-6	3 x 70	370	370	1957	V	
48	3	121	3	961	1	6.0	1	АСБ-10	3 x 120	305	305	1957	V	АСБ-10 3 x 120:5(95)
49	3	124	3	391	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	670	670	1957	V	АСБ6,3x185:170(63)
50	4	174	4	207	1	6.0		СБ-6	3 x 70	420	420	1957	V	
51	4	174	4	506	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 95	430	430	1957	V	АСБ6,3x185:163(62);АС10,3x150:150(69)
52	3	208	3	394	1	6.0		СБ-6	3 x 150	350	350	1957	V	
53	4	222	4	783	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	230	230	1957	V	АС10,3x95:150(83)
54	3	14	3	121	1	6.0	1	С-6	3x70	281	281	1958	V	СБ6,3x95:51(58)
55	4	29	4	135	1	6.0		СБ-6	3 x 50	315	315	1958	V	
56	4	30	4	914	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 150	470	470	1958	V	ААБ-10,3x95:50(95);АСБ-10,3x150:20(68)
57	3	90	3	477	1	6.0	1	СБ-6	3 x 150	450	450	1958	V	ААБ10,3x150:0(65)
58	4	92	4	99	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	400	400	1958	V	ААШ10,3x240:80(71)
59	3	118	3	299	1	6.0		СБ-6	3 x 150	230	230	1958	V	
60	3	124	3	208	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	570	570	1958	V	
61	3	131	3	293	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	125	125	1958	V	АСБ6,3x185:35(62)
62	4	135	4	137	1	6.0		СБ-6	3 x 50	375	375	1958	V	
63	4	216	4	383	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	115	115	1958	V	АСБ6,3x185:75(62)
64	4	222	4	463	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	410	410	1958	V	АС10,3x150:100(68)

Приложение II.3.2-1(2) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Ясамальском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	ОТ		К		Цепь (цепь)	Напряжение (КВ)	Соединение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (кап/метр)	Год ввода в эксплуатацию	Приоритет	Примечания
	Номер сетевого района	Номер подстанции	Номер сетевого района	Номер подстанции										
65	4	259	4	398	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	205	205	1958	V	АС6,3x185:75(62)
66	3	272	3	297	1	6.0		АСБ-6	3 x 150	296	296	1958	V	
67	4	277	4	347	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	255	255	1958	V	AA10,3x185:75(70)
68	5	289	3	290	1	6.0		СБ-6	3 x 95	360	360	1958	V	
69	3	290	3	457	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	134	134	1958	V	АС6,3x150:46(64)
70	3	293	3	457	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	217	217	1958	V	АС6,3x150:46(64);3x185:35(62)
71	3	299	3	477	1	6.0	1	СБ-6	3 x 150	565	565	1958	V	AA10,3x150:290(65)
72	4	347	4	508	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	95	95	1958	V	AA10,3x150:430(66)
73	3	35	4	292	1	6.0		АСБ-6	3x120	210	210	1959	VI	
74	4	83	4	292	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	285	285	1959	VI	
75	4	92	4	298	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 150	107	107	1959	VI	АС6,3x185:70(58)
76	4	134	4	296	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	294	294	1959	VI	С6,3x185:120(54)
77	4	136	4	137	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	323	323	1959	VI	С6,3x185:45(52)
78	4	137	4	172	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	230	230	1959	VI	С6,3x185:50(52)
79	4	174	4	238	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	240	240	1959	VI	
80	4	207	4	460	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	390	390	1959	VI	АС6,3x150:90(64)
81	4	235	4	238	1	6.0		АСБ-6	3 x 150	480	480	1959	VI	
82	2	361	88	119	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	800	800	1959	VI	СБ-6 3x50:110(59)
83	4	460	88	120	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	214	214	1959	VI	АС6,3x150:90(64)
84	3	28	3	85	1	6.0		АСБ-6	3 x 150	460	460	1960	VII	
85	3	28	3	260	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 150	170	170	1960	VII	АСБ6,3x185(60)
86	3	28	3	327	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	392	392	1960	VII	
87	4	114	4	139	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	350	350	1960	VII	
88	9	130	17	417	1	6.0		АСБ-6	3 x 95	90	90	1960	VII	
89	4	139	88	120	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	575	575	1960	VII	AA6,3x185:320(64)
90	3	208	3	340	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	250	250	1960	VII	
91	3	208	3	394	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	370	370	1960	VII	
92	4	238	4	338	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	367	367	1960	VII	
93	3	260	3	327	1	6.0		АСБ-6	3 x 185	263	263	1960	VII	
94	4	288	4	438	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	470	470	1960	VII	АС6,3x185:340(63);АС6,3x95:80(64)
95	4	288	4	549	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	610	610	1960	VII	АС10,3x150:135(74)&85(76)
96	4	298	88	120	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	720	720	1960	VII	АС6,3x185:320(64);AA10,3x185:330(89)
97	4	314	4	549	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	285	285	1960	VII	АС10,3x150:135(60)
98	4	314	88	120	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	1,302	1,302	1960	VII	С6,3x95:385(60)
99	4	324	88	111	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	566	566	1960	VII	С6,3x185:286(60)
100	3	327	3	498	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	240	240	1960	VII	AA10,3x150:130(65)
101	17	341	9	417	1	6.0	3	АСБ-6	3 x 95	1,390	1,390	1960	VII	АС6,3x185:15(68);АС10,3x185:15(72);450(75)
102	4	342	4	385	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 95	385	385	1960	VII	АС6,3x185:214(60)
103	3	351	3	394	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	935	935	1960	VII	АС6,3x185:100(62);AA10,3x185:225(68)
Итого					103					45,326	45,326			
<b>(6 и 10КВ: с двумя и более кабельными соединениями)</b>														
104	17	568	17	629	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	928	928	1961	VIII	ААБ-10 3x150:600(69);АСБ-10 3x150(73)
105	3	118	2	413	1	6.0	3	АСБ-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	АСБ-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	АСБ-6	3 x 185	654	654	1963	VIII	АШ10,3x150:30(70);АС10,3x185:220(--)
108	4	472	4	707	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	400	400	1964	IX	С6,3x150:75(64);АС10,3x185:45(77)
109	17	353	17	447	1	10.0	2	АСБ-6	3 x 185	1,234	1,234	1964	IX	ААШБ-10 3 x 185:55(78);ААШБ-10 3x150:55(78)
110	17	266	17	687	1	10.0	3	АСБ-6	3 x 120	830	830	1965	IX	АСБ-6 3x120:160(69);3x120:90(63);АСБ-10 3x120:80(91)
111	17	352	17	700	1	10.0	4	АСБ-6	3 x 185	340	340	1966	IX	АСБ-6 3x185:15(68);ААБ-10 3x185:90(75);АСБ-10 3x185:15(77)
112	17	373	17	700	1	10.0	2	АСБ-6	3 x 185	655	655	1966	IX	АСБ-10 3x185:15(68);СБ-10 3x95:280(68)
113	17	700	88	1910	2	10.0	2	ААШБ-10	3 x 185	1,470	2,940	1974	IX	АСБ-10 3x185:90(75);АСБ-10 3x185:15(77)
114	3	409	3	625	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 150	670	670	1975	IX	АСБ-10 3x150:50(75);АСБ-10 3x150:70(80)
Итого					12					8,881	10,351			
<b>(10КВ: используются 6КВ-ные кабельные линии)</b>														
115	17	300	17	337	1	10.0		АСБ-6	3 x 185	300	300	1963	X	
116	17	428	17	439	1	10.0		СБ-6	3 x 95	250	250	1963	X	
117	17	266	17	373	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	270	270	1961	X	
118	17	300	17	352	1	10.0		АСБ-6	3 x 185	300	300	1961	X	
119	17	469	17	687	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 120	230	230	1965	X	АСБ-10 3x120:80(91)
120	7	377	7	451	1	10.0		АСБ-6	3 x 95	150	150	1965	X	
121	17	352	17	524	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	234	234	1967	X	
Итого					7					1,734	1,734			
Итого					122					55,941	57,411			

Приложение II.3.2-1(3) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Насиминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	ОТ		К		Цель (цепь)	Напряжение (КВ)	Соединение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (кабельметр)	Год ввода в эксплуатацию	Приоритет	Примечания
	Номер сетевого района	Подстанция	Номер сетевого района	Подстанция										
(6 и 10КВ: до 1960)														
1	2	44	5	45	1	6.0		СБ-6	3 x 95	365	365	1911	I	
2	5	78	5	234	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	267	267	1911	I	СБ-6 3x70:360(31)
3	5	45	5	81	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	358	358	1912	I	СБ-6 3x95:125(58)
4	5	46	5	81	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	429	429	1912	I	СБ-6 3x95:125(58)
5	5	78	5	614	1	6.0		АСБ-10	3 x 150	170	170	1912	I	
6	5	46	5	214	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	587	587	1913	I	СБ-6 3x70:153(72), ААБ-10 3x150:15(72)
7	8	39	88	1915	2	6.0	1	АСБ-10	3 x 240	1,180	2,360	1915	I	СБ-6 3x95:220(54)
8	5	71	5	3289	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	961	961	1920	I	СБ-6 3x185:430(67), СБ-10 3x95:185(70)
9	3	47	88	117	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	662	662	1922	I	АСБ-6 3x150:340(22)
10	3	48	88	117	1	6.0	1	АСБ-10	3 x 150	450	450	1922	I	СБ-6 3x50:100(22)
11	5	64	5	75	1	6.0	1	СБ-10	3 x 95	599	599	1923	I	СБ-10 3x95:250(70)
12	5	65	5	94	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	400	400	1923	I	АСБ-6 3x185:100(78)
13	5	65	88	220	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	670	670	1923	I	СБ-6 3x70:570(23)
14	5	75	5	94	1	6.0	2	СБ-6	3 x 50	405	405	1923	I	СБ-6 3x150:38(58), АСБ-6 3x185:40(73)
15	5	65	90	241	1	6.0		СБ-6	3 x 70	250	250	1926	I	
16	6	67	7	70	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	540	540	1926	I	СБ, 3x70:160(56); АА10, 3x150:140(82)
17	3	15	3	58	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	175	175	1927	I	СБ6, 3x70:61(-)
18	3	50	3	58	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	519	519	1928	I	СБ6, 3x95:70(53)
19	5	45	3	51	1	6.0		СБ-6	3 x 70	293	293	1931	I	
20	3	50	3	51	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	340	340	1931	I	СБ6, 3x95:115(53)
21	6	67	6	526	1	6.0		СБ-6	3 x 95	317	317	1931	I	
22	6	68	6	87	1	6.0		СБ-6	3 x 95	386	386	1931	I	
23	6	68	6	526	1	6.0		СБ-6	3 x 95	315	315	1931	I	
24	6	87	6	390	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	415	415	1931	II	АСБ, 3x150:145(63)
25	6	89	6	390	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	375	375	1931	II	АСБ, 3x150:145(63)
26	3	15	3	47	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	262	262	1935	II	СБ6, 3x70:50(-)
27	3	48	5	106	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	410	410	1935	II	АСБ-10 3x185:200(77)
28	2	44	2	162	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	645	645	1936	II	ААБ-10 3x185:25(80), СБ-6 3x50:460(0)
29	6	87	6	838	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	130	130	1938	II	АС10, 3x185:30(87)
30	6	67	6	623	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	230	230	1949	II	АС10, 3x150:135(73)
31	6	68	6	363	1	6.0	2	СБ-6	3 x 50	408	408	1949	II	АС10, 3x95:150(61); 3x185:195(61)
32	5	326	88	220	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	1,420	1,420	1949	II	АСБ-6 3x150:320(62)
33	6	68	6	231	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	662	662	1950	II	СБ, 3x185:480(50); АСБ, 3x185:75(66)
34	6	170	6	226	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	387	387	1950	II	АСБ, 3x95:213(64)
35	6	170	6	396	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	470	470	1950	II	СБ, 3x95:220(55)
36	5	76	5	79	1	6.0		СБ-6	3 x 70	341	341	1951	III	
37	5	173	5	225	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	200	200	1951	III	АСБ-6 3x185:350(62)
38	6	89	5	173	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	570	570	1953	III	СБ-6 3x95:140(53), АСБ-6 3x150:167(59)
39	5	138	88	111	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	603	603	1953	III	АСБ-6 3x95:382(61)
40	6	231	6	390	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	280	280	1953	III	АСБ, 3x150:75(53); АСБ, 3x185:135(66)
41	5	52	5	214	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	490	490	1954	III	АСБ-10150:80(80)
42	6	67	5	71	1	6.0		СБ-6	3 x 95	476	476	1954	III	
43	6	86	6	150	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	65	65	1954	III	СБ, 3x95:180(54), ААIII, 3x185:140(54)
44	5	155	5	831	1	6.0		СБ-6	3 x 70	545	545	1954	III	
45	5	156	5	180	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	495	495	1954	III	
46	5	156	1	228	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	335	335	1954	III	АСБ-10 3x185:50(74)
47	5	228	5	831	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	305	305	1954	III	АСБ-6 3x185:130(77)
48	5	234	5	310	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	300	300	1954	III	СБ-6 3x95:400(55), СБ-6 3x185:100(59)
49	6	422	88	96	1	6.0	3	СБ-6	3 x 95	473	473	1954	III	АСБ, 3x150:117(62); 56(63); АС10, 3x185:50(78)
50	5	71	5	310	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	230	230	1955	IV	СБ-6 3x183:100(59)
51	5	75	5	236	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	270	270	1955	IV	АСБ-10 3x185:120(77)
52	5	76	1	228	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	270	270	1955	IV	АСБ-10 3x185:120(77)
53	6	86	88	96	1	6.0		СБ-6	3 x 95	200	200	1955	IV	
54	6	175	6	302	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	620	620	1955	IV	АСБ, 3x150:210(59)
55	6	175	88	96	1	6.0	2	ОСБ-35	3 x 95	584	584	1955	IV	СБ, 3x185:80(55); 3x150:85(65)
56	6	177	6	396	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	530	530	1955	IV	СБ, 3x50:250(62)
57	4	189	9	232	1	6.0		АСБ-6	3 x 70	510	510	1955	IV	
58	9	197	9	594	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	414	414	1955	IV	АС10, 3x185:7(72)
59	9	197	9	823	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	230	230	1955	IV	АА10, 3x185:100(85)
60	9	221	9	233	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	440	440	1955	IV	ААIII10, 3x150:310(73)
61	6	256	6	302	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	275	275	1955	IV	АСБ, 3x150:230(59)
62	5	240	5	662	1	6.0	3	СБ-6	3 x 150	696	696	1956	IV	ААБ-10 3 x 185:93(68), АСБ-10 3x150:104(6), АСБ-6 3x185:185(55)
63	5	240	88	220	1	6.0	2	СБ-6	3 x 150	510	510	1956	IV	ААБ-10 3 x 185:93(68), АСБ-10 3x150:105(77)
64	5	265	5	464	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	195	195	1956	IV	СБ-6 3x70:55(56), АСБ-10 3x150:50(80)

Приложение II.3.2-1(3) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Насиминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	ОТ		К		Цепь (цепь)	Напряжение (КВ)	Соединение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (метра/метр)	Год ввода в эксплуатацию	Приоритет	Примечания
	Номер сетевого района	Номер подстанции	Номер сетевого района	Номер подстанции										
65	5	154	4	783	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	573	573	1957	V	СБ-6,3x95-236(57);АСБ-6,3x95-150(83)
66	5	154	5	155	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	580	580	1957	V	СБ-6 3x70-180(57)
67	5	158	5	224	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	312	312	1957	V	АСБ-6 3x150-12(87)
68	6	175	6	176	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	250	250	1957	V	
69	6	175	6	177	1	6.0		СБ-6	3 x 95	229	229	1957	V	
70	5	224	5	271	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 150	433	433	1957	V	АСБ-6 3x150-55(87)
71	6	560	88	96	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	325	325	1957	V	АС10,3x185-85(69)
72	6	67	6	68	1	6.0		СБ-6	3 x 95	635	635	1958	V	
73	6	176	6	178	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 95	280	280	1958	V	АС10,3x185-65(68)
74	9	183	9	188	1	6.0	4	АСБ-10	3 x 120	650	650	1958	V	ААБ-6 3x570(58);3x120-150(60);3x570(58);ААБ-10,3x120-55(75)
75	9	188	9	395	1	6.0		АСБ-6	3 x 95	160	160	1958	V	
76	5	234	5	492	1	6.0	3	АСБ-6	3 x 185	439	439	1958	V	СБ-6 3x185-74(60);АСБ-10 3x150-180(72);СБ-6 3x70-175(58)
77	5	426	4	463	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	515	515	1958	V	АСБ-6 3x150-90(63)
78	5	426	88	111	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	262	262	1958	V	АСБ-6 3x95-250(70)
79	5	64	5	217	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	632	632	1959	VI	СБ-6 3x95-250(70)
80	5	93	5	532	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 150	120	120	1959	VI	АСБ-10 3x150-55(59)
81	5	173	5	309	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	790	790	1959	VI	ААШБ-10 3x185-110(79)
82	5	180	5	309	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 120	290	290	1959	VI	ААШБ-6 3x120-110(70)
83	9	221	9	313	1	6.0		СБ-6	3 x 95	425	425	1959	VII	
84	5	240	5	532	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 150	340	340	1959	VII	АСБ-6 3 x 185-55(60)
85	6	89	6	251	1	6.0	1	АСБ-10	3 x 95	1,050	1,050	1960	VII	АС10,3x185-70(60)
86	6	89	6	772	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	721	721	1960	VII	АС10,3x150-196(81);АА10,3x185-420(81)
87	6	89	88	96	1	6.0	1	СБ-6	3 x 150	548	548	1960	VII	АСБ-6 3x185-59(60)
88	9	151	9	203	1	6.0		СБ-6	3 x 95	550	550	1960	VII	
89	6	177	6	723	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	626	626	1960	VII	СБ-6,3x185-350(60);АС10,3x240-110(60)
90	9	199	9	232	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	800	800	1960	VII	
91	9	203	9	233	1	6.0		АСБ-6	3 x 95	600	600	1960	VII	
92	9	203	9	313	1	6.0		СБ-6	3 x 95	270	270	1960	VIII	
93	9	203	9	336	1	6.0		АСБ-6	3 x 95	110	110	1960	VIII	
94	5	223	5	225	1	6.0	1	АСБ-10	3 x 120	250	250	1960	VIII	АСБ-6 3x185-210(60)
95	6	323	6	478	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 240	615	615	1960	VIII	АСБ-6 3x185-160(60);АСБ-6 3x185-90(60)
96	5	334	5	492	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	112	112	1960	VIII	АСБ-10 3x185-70(69);АСБ-6 3x185-22(79)
97	5	334	88	117	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	476	476	1960	VIII	АСБ-10 3x185-21(79);АСБ-10 3x185-435(69)
98	6	345	6	522	1	6.0	2	АСБ-10	3 x 185	285	285	1960	VIII	СБ-6 3x185-145(60);СБ-6 3x150-15(67)
99	6	345	9	835	1	6.0		СБ-6	3 x 95	190	190	1960	VIII	
100	6	345	88	111	1	6.0		СБ-6	3 x 95	290	290	1960	VIII	
101	9	380	9	470	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	562	562	1960	VIII	АС10,3x185-222(64)
102	9	381	9	470	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	267	267	1960	VIII	АС10,3x185-222(64)
103	6	478	88	96	1	6.0		АСБ-6	3 x 240	155	155	1960	VIII	
104	6	522	6	723	1	6.0	1	СБ-6	3 x 185	410	410	1960	VIII	АСБ-10 3x240-110(78)
105	6	835	88	111	1	6.0		СБ-6	3 x 95	100	100	1960	VIII	
106	5	62	5	325	1	10.0		СБ-6	3 x 185	130	130	1960	VIII	СБ-6 3x95-80(60)
Итого						107				45,261	46,441			
<b>(6 и 10КВ: с двумя и более кабельными соединениями)</b>														
107	5	228	5	309	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	500	500	1961	VIII	ААШБ-10 3x185-110(74); АСБ-10 3x185-110(76)
108	6	229	6	838	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	395	395	1961	VIII	СБ-6 3x70-250(38); ААБ-10 3x185-30(87)
109	5	94	5	553	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	1,270	1,270	1962	VIII	ААШБ-10 3x185-420(78); ААБ-10 3x185-130(71)
110	9	434	9	440	1	10.0	2	СБ-6	3 x 95	680	680	1963	IX	АСБ-10,3x150-370(74)
111	9	434	9	740	1	10.0	2	АСБ-6	3 x 150	290	290	1963	IX	АСБ-10,3x150-60(78); АСБ-10,3x150-50(78)
112	90	2060	88	95	2	6.0	2	АСБ-10	3 x 185	1,595	3,190	1964	IX	АСБ-10 3x185-1050(74); 445(81)
113	4	189	88	111	1	6.0	3	СБ-6	3 x 150	1,380	1,380	1965	IX	ААБ-10 3x185-710(67); АСБ-6 3x150-150(63); 220(67)
114	6	150	6	231	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	355	355	1966	IX	ААШБ-10,3x185-140(82); СБ-6 3x70-130(54)
115	9	434	9	740	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 120	220	220	1969	IX	АСБ-10,3x150-30(78); АСБ-10,3x150-50(78)
116	9	611	9	612	2	10.0	2	ААБ-10	3 x 185	370	740	1969	IX	АА10,3x150-60(71); АС10,3x185-42(85)
117	5	24	5	234	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 185	475	475	1972	IX	АСБ-10 3 x 185-10(85); АСБ-10 3 x 185-190(72)
118	6	31	6	780	2	10.0	2	АСБ-10	3 x 150	2,037	4,074	1977	X	АСБ-10 3x185-100(83); АСБ-10 3x240-737(84)
119	5	93	5	94	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	567	567	1978	X	СБ-6 3x70-257(78); ААШБ-10 3x185-40(78)
120	5	81	5	450	1	6.0	2	АСБ-10	3 x 150	840	840	1980	X	АСБ-10 3x185-270(89); АСБ-10 3x240-150(74)
Итого						17				10,974	14,976			
<b>(10КВ: используются 6КВ-ные кабельные линии)</b>														
121	9	397	9	633	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 185	166	166	1962	X	АА10,3x185-116(74)
122	9	408	9	421	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	273	273	1963	X	
123	9	432	9	440	1	10.0		СБ-6	3 x 95	275	275	1963	X	
124	9	209	9	440	1	10.0		ААБ-6	3 x 185	250	250	1964	X	
125	9	209	9	449	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	230	230	1964	X	

Приложение II.3.2-1(3) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Насиминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	ОТ		К		Цепь (итеть)	Напряже ние (КВ)	Соедине ние	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (сальмер)	Год ввода в эксплу- атацию	Приоритет	Примечания
	Номер сете вого район а	Номер подстанции	Номер сете вого район а	Номер подстанции										
126	9	449	9	459	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	130	130	1964	X	
127	9	449	9	461	1	10.0		АСБ-6	3 x 150	300	300	1964	X	
<b>Итого</b>					<b>41</b>					<b>23,572</b>	<b>31,576</b>			
<b>Итого</b>					<b>165</b>					<b>79,807</b>	<b>92,993</b>			

Приложение II.3.2-1(4) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Наримановском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	ОТ		К		Цепь	Напряжение (КВ)	Соединение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (метр)	Год ввода в эксплуатацию	Приоритет	Примечания
	Номер сети в районе	Номер подстанции	Номер сети в районе	Номер подстанции										
(6 и 10КВ: до 1960)														
1	7	70	7	701	2	6.0	3	СБ-6	3 x 50	500	1,000	1926	I	C6,3x70:80(50);3x95:60(32);3x150:50(76)
2	7	91	7	701	1	6.0	2	СБ-6	3 x 50	720	720	1926	I	C6,3x50:540(27);AC10,3x150:50(76)
3	7	91	7	262	1	6.0		СБ-6	3 x 70	645	645	1936	II	
4	6	251	6	252	1	6.0	1	СБ-6	3 x 120	150	150	1936	II	СБ-6,3x95:40(68)
5	7	127	7	756	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	365	365	1940	II	ААIII10,3x150:80(79)
6	7	756	88	227	1	6.0	2	СБ-6	3 x 50	455	455	1940	II	ААIII10,3x150:110(79);AC6,3x185:260(-)
7	7	572	88	227	2	6.0	2	СБ-6	3 x 185	555	1,110	1941	II	АСБ-10 3x185:280(79);ААIIIБ-10 3x185:105(70)
8	6	363	6	623	1	6.0	2	СБ-6	3 x 50	392	392	1949	II	АСБ-10 3x150:135(73);АСБ-6 3x95:345(61)
9	7	127	7	757	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	130	130	1950	II	АА10,3x185:30(81)
10	7	163	7	164	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	523	523	1950	II	AC6,3x50:43(58)
11	7	165	7	757	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	355	355	1950	III	АА10,3x185:30(81)
12	7	166	7	406	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 95	690	690	1950	III	AC6,3x95:385(58);3x185:175(62)
13	6	182	6	256	1	6.0	2	СБ-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	СБ-6	3 x 70	499	499	1952	III	C6,3x95:105(57)
15	6	211	6	315	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	308	308	1953	III	C6,3x185:192(59)
16	6	211	6	390	1	6.0		СБ-6	3 x 95	75	75	1953	III	
17	7	161	6	315	1	6.0	5	СБ-6	3 x 95	753	753	1954	III	АСБ-6 3x95:40(68);АА10,3x150:100(90)
18	6	171	6	668	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 95	330	330	1954	IV	AC10,3x150:67(75);3x185:55(75)
19	6	171	6	488	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	595	595	1954	IV	СБ-6 3x95:95(54);ААБЛ-10 3x185:340(69)
20	7	205	7	308	1	6.0	2	СБ-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	СБ-6	3 x 70	415	415	1955	IV	C6,3x95:22(55);AC10,3x150:125(-)
22	7	168	7	264	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	165	165	1955	IV	C6,3x70:80(-)
23	9	185	6	488	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	330	330	1955	IV	АА10,3x120:230(89)
24	9	185	9	594	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	783	783	1955	IV	AC10,3x185:4(72)
25	7	202	7	3312	1	6.0		СБ-6	3 x 70	755	755	1955	IV	
26	7	219	7	312	1	6.0	2	СБ-6	3 x 70	295	295	1955	IV	C6,3x95:50(59);АА10,3x185:100(90)
27	7	264	7	375	1	6.0	2	СБ-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	СБ-6	3 x 95	243	243	1956	IV	AC6,3x185:73(65);AC10,3x185:110(75)
29	7	202	6	267	1	6.0		СБ-6	3 x 70	997	997	1956	IV	
30	6	268	6	458	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	393	393	1956	IV	АСБ-6 3x95:40(68)
31	7	308	7	503	1	6.0	3	СБ-6	3 x 70	650	650	1956	IV	АСБ-6 3x95:85(58);АА10,3x150:90(66);СБ-6 3x70:145(66)
32	6	455	6	458	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	367	367	1956	IV	АА10,3x150:180(72)
33	7	91	7	128	1	6.0		СБ-6	3 x 95	505	505	1957	V	
34	6	140	6	317	1	6.0	2	СБ-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	СБ-6	3 x 70	595	595	1957	V	AC10,3x185:85(69)
36	6	194	6	317	1	6.0	1	СБ-6	3 x 70	390	390	1957	V	АСБ-6 3x95:200(59)
37	7	202	6	343	1	6.0	3	СБ-6	3 x 95	1,160	1,160	1957	V	АСБ-6 3x185:230(60);АА10,3x150:80(66);AC10,3x185:450(66)
38	7	202	88	227	1	6.0		СБ-6	3 x 95	1,350	1,350	1957	V	
39	6	458	88	96	1	6.0	2	СБ-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	СБ-6	3 x 150	690	690	1957	V	АСБ-10 3x185:90(73)
41	7	74	7	701	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	377	377	1958	VI	AC10,3x150:85(76);175(88)
42	7	91	7	152	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	185	185	1958	VI	AC10,3x150:135(75)
43	7	152	7	572	1	6.0	2	СБ-6	3 x 95	400	400	1958	VI	AC10,3x150:200(74);150(75)
44	7	163	7	663	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 95	410	410	1958	VI	AC6,3x185:60(59);АА10,3x150:200(89)
45	6	182	9	183	1	6.0	4	АСБ-6	3 x 185	850	850	1958	VI	АА10,3x150:180(72);АА10,3x150:180(72)
46	6	186	6	773	1	6.0		АСБ-10	3 x 95	360	360	1958	VI	
47	6	187	6	254	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 95	660	660	1958	VI	AC6,3x185:410(63)
48	6	187	6	268	1	6.0		АСБ-6	3 x 95	240	240	1958	VI	
49	6	190	6	374	1	6.0		СБ-6	3 x 70	430	430	1958	VI	
50	6	254	6	773	1	6.0	1	АСБ-10	3 x 95	460	460	1958	VI	AC10,3x185:410(63)
51	7	264	7	406	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 95	505	505	1958	VI	AC6,3x185:175(62)
52	7	346	7	569	1	6.0	2	АСБ-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	СБ-6	3 x 50	204	204	1958	VI	C6,3x70:147(60),
54	7	278	7	377	1	10.0	2	СБ-6	3 x 70	455	455	1958	VI	AC6,3x185:110(60);АА10,3x185:165(69)
55	7	294	7	319	1	10.0	1	СБ-6	3 x 50	533	533	1958	VI	AC6,3x95:110(59)
56	7	318	7	319	1	10.0	2	СБ-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	АСБ-6	3 x 185	380	380	1959	VII	C10,3x185:80(59);ААIII10,3x185:160(75)
58	7	161	6	328	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	350	350	1959	VII	AC10,3x185(74)
59	6	211	6	316	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	700	700	1959	VII	АА,3x150:87(66)
60	7	282	7	337	1	6.0	1	СБ-6	3 x 185	800	800	1959	VII	AC6,3x185:300(62)
61	7	308	7	406	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 95	975	975	1959	VII	AC6,3x185:285(62)
62	6	316	6	328	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	210	210	1959	VII	AC10,3x185:45(88)
63	6	617	7	663	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 120	430	430	1959	VII	АСБ-6 3x150:30(86);ААБ-10 3x150:200(89)
64	7	63	7	74	1	6.0	1	СБ-6	3 x 95	390	390	1960	VIII	AC10,3x150:150(88)

Приложение II.3.2-1(4) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Наримановском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

№.	ОТ		К		Цепь (цепь)	Напряжение (КВ)	Соединение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (метр/метр)	Год ввода в эксплуатацию	Приоритет	Примечания
	№	Подстанция	№	Подстанция										
65	7	63	6	617	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 150	250	250	1960	VIII	АС6,3x150:60(86)
66	7	133	7	639	1	6.0	2	СБ-6	3 x 150	237	237	1960	VIII	АС6,3x185:30(62);АС10,3x185:115(74)
67	7	166	7	402	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	130	130	1960	VIII	АС6,3x150:25(62);АА10,3x120:40(89)
68	6	194	6	343	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	227	227	1960	VIII	
69	7	205	7	287	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	325	325	1960	VIII	
70	6	213	6	374	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 95	1,536	1,536	1960	VIII	СБ-6 3x70:320(58);АСБ-6 3x150:16(61)
71	7	219	7	344	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	600	600	1960	VIII	
72	7	280	7	282	1	6.0		АСБ-6	3 x 120	460	460	1960	VIII	
73	7	280	7	346	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 185	850	850	1960	VIII	АА10,3x185:450(95)
74	7	281	7	346	1	6.0	1	АА-10	3x185	450	450	1960	VIII	АА10,3x185:100(-)
75	7	282	7	284	1	6.0	1	СБ-6	3 x 50	480	480	1960	VIII	АС6,3x185:310(60)
76	7	284	88	227	1	6.0		АСБ-6	3x120	1,040	1,040	1960	VIII	
77	7	287	7	356	1	6.0	1	АСБ-6	3 x 150	623	623	1960	VIII	АС6,3x185:218(61)
78	7	253	7	403	1	10.0	2	АСБ-6	3 x 150	215	215	1960	VIII	СБ-10 3x150:50(67);АСБ-10 3x150:180(80)
79	7	253	7	456	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 150	625	625	1960	VIII	АСБ-10 3x150:180(80)
80	7	278	7	404	1	10.0	2	АСБ-6	3 x 150	655	655	1960	VIII	АС10,3x150:385(69);С10,3x95:60(71)
81	7	286	7	339	1	10.0		АСБ-10	3 x 120	400	400	1960	VIII	
<b>Итого</b>						<b>83</b>				<b>42,401</b>	<b>43,456</b>			
<b>(6 и 10КВ: с двумя и более кабельными соединениями)</b>														
82	7	350	7	356	1	6.0	2	АСБ-10	3 x 185	381	381	1961	VIII	АС10,3x150:60(74);АА10,3x150:160(74)
83	7	365	7	402	1	6.0	3	АСБ-6	3 x 150	508	508	1962	VIII	АС6,3x185:365(62);АС10,3x185:70(75);АА10,3x120:50(89)
84	7	392	7	618	1	10.0	2	ААБ-10	3 x 185	595	595	1964	IX	ААIII10,3x185:45(76);АА10,3x185:220(73)
85	7	392	7	618	1	10.0	2	ААБ-10	3 x 185	595	595	1964	IX	ААIII10,3x185:45(76);АА10,3x185:220(73)
86	6	431	6	537	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	402	402	1964	IX	АА10,3x150:175(67);3x185:75(67)
87	6	196	6	488	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 185	432	432	1965	IX	СБ-6 3x3x150:250(66);АСБ-6 3x95:170(58)
88	6	772	88	227	1	6.0	3	АСБ-10	3 x 185	1,365	1,365	1965	IX	АСБ-10 3x185:160(65);АСБ-10 3x185:300(76);АСБ-10 3x185:300(76)
89	7	70	6	515	1	6.0	2	АСБ-6	3 x 150	200	200	1966	IX	АА10,3x185:160(65);105(75)
90	6	559	7	644	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 150	1,110	1,110	1973	IX	ААБ-10 3 x 150:80(73);АСБ-10 3x95:60(74)
91	7	366	7	644	1	10.0	2	СБ-10	3 x 95	1,080	1,080	1974	IX	АС10,3x150:920(73);100(74)
<b>Итого</b>						<b>10</b>				<b>6,668</b>	<b>6,668</b>			
<b>(10КВ: используются 6КВ-ные кабельные линии)</b>														
92	7	311	7	333	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	430	430	1961	X	
93	7	333	7	368	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	280	280	1961	X	
94	7	366	7	368	1	10.0		АСБ-6	3 x 150	310	310	1961	X	
95	7	367	7	556	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 185	160	160	1961	X	АС6,3x150:1010(69)
96	7	367	7	404	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	316	316	1962	X	
97	7	392	7	456	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 95	170	170	1962	X	АС10,3x185:40(76)
98	7	404	7	405	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	316	316	1962	X	
99	7	405	7	474	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 185	643	643	1962	X	АС10,3x185:276(65)
100	6	431	6	441	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 150	458	458	1964	X	АСБ-6 3x185:338(64)
<b>Итого</b>						<b>9</b>				<b>3,083</b>	<b>3,083</b>			
<b>Итого</b>						<b>102</b>				<b>52,152</b>	<b>53,207</b>			



Приложение II.3.2-1(5) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Низаминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	ОТ		К		Цепь (цепь)	Напряжение (КВ)	Соединение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (метры)	Год ввода в эксплуатацию	Приоритет	Примечания
	Номер сетевого района	Номер подстанции	Номер сетевого района	Номер подстанции										
<b>(10КВ: до 1960)</b>														
1	8	20	8	21	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	410	410	1948	II	
2	8	21	8	23	1	10.0		АСБ-6	3 x 70	369	369	1953	III	
3	8	21	8	31	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	225	225	1953	III	
4	8	31	8	32	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	225	225	1953	III	
5	8	32	8	33	1	10.0		АСБ-6	3 x 95	460	460	1953	III	
6	8	29	8	33	1	10.0		АСБ-6	3 x 95	735	735	1955	IV	
7	8	35	8	37	1	10.0		АСБ-6	3 x 95	200	200	1957	V	
8	8	25	8	27	1	10.0	1	СБ-6	3 x 50	322	322	1958	VI	АСБ-10 3x150:62(77)
9	8	29	8	41	1	10.0		АСБ-6	3 x 70	770	770	1958	VI	
10	8	35	8	36	1	10.0		АСБ-6	3 x 95	200	200	1958	VI	
11	8	2	8	7	2	10.0		АСБ-6	3 x 150	300	600	1960	VIII	
<b>Итого</b>						12					4,216	4,516		
<b>(6,10КВ: с двумя и более кабельными соединениями)</b>														
12	8	14	8	37	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 95	486	486	1961	VIII	АСБ-10 3x150:240(69),96(87)
13	8	66	8	75	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 185	480	480	1965	IX	ЦАСБ-10 3x70:30(72), ААШБ-10 3x95:15(71)
14	8	66	8	78	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 185	1,200	1,200	1965	IX	ЦАСБ-10 3x70:30(72), ААШБ-10 3x95:15(71)
15	8	18	88	212	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 150	731	731	1971	IX	АСБ-10 3x120:386(83), ААШБ-10 3x120:75(95)
16	8	84	88	212	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 120	315	315	1989	X	ААБ-10 3x185:120(89), ААБ-10 3x120:75(95)
<b>Итого</b>						5					3,212	3,212		
<b>(10КВ: используются 6КВ-ные кабельные линии)</b>														
17	8	11	8	20	1	10.0		АСБ-6	3 x 70	450	450	1963	X	
18	8	22	8	31	1	10.0		АСБ-6	3 x 70	140	140	1964	X	
19	8	22	8	52	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 70	190	190	1964	X	ААБ-10 3x95:30(68)
20	8	52	8	56	1	10.0		АСБ-6	3 x 70	400	400	1964	X	
21	8	53	8	55	1	10.0		АСБ-6	3 x 70	730	730	1964	X	
22	8	56	8	58	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	650	650	1964	X	
23	8	1	8	3	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 185	875	875	1965	X	ААБ-10 3x185:400(82)
24	8	1	8	16	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 185	435	435	1965	X	ААБ-10 3x185:85(70)
25	8	4	8	5	1	10.0		АСБ-6	3 x 150	255	255	1965	X	
26	8	5	8	6	1	10.0	1	АСБ-6	3 x 150	520	520	1965	X	ААШБ-10 3x120:220(85)
27	8	5	8	76	1	10.0		АСБ-6	3 x 150	150	150	1965	X	
28	8	11	8	17	1	10.0		СБ-6	3 x 95	400	400	1965	X	
29	8	28	8	41	1	10.0		АСБ-6	3 x 70	370	370	1965	X	
30	8	29	8	46	1	10.0		АСБ-6	3 x 50	512	512	1965	X	
31	8	76	8	77	1	10.0		АСБ-6	3 x 120	573	573	1965	X	
32	8	77	8	78	1	10.0		АСБ-6	3 x 185	360	360	1965	X	
33	8	8	8	31	1	10.0		АСБ-6	3 x 70	350	350	1967	X	
<b>Итого</b>						17					7,360	7,360		
<b>Итого</b>						34					14,788	15,088		

Приложение II.3.2-1(6) Список подземных кабелей 6КВ и 10 КВ в Хатаинском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No	ОТ		К		Цель (цепь)	Напряже-ние (КВ)	Соеди-нение	Марка кабеля	Сечение кабеля	Длина маршрута (М)	Длина кабеля (метр)	Год ввода в эксплу-атацию	Приоритет	Примечания
	Номер сете-вого район-а	Номер подстанции	Номер сете-вого район-а	Номер подстанции										
<b>(10КВ: до 1960)</b>														
1	13	291	88	1902	1	10.0	3	АСБ-10	3 x 120	1,200	1,200	1936	II	ААБ-10 3x185:240(86), АСБ-10 3x185:90(82), ААБ-10 3x150:310(79)
2	13	318	13	319	2	10.0		АСБ-10	3 x 95	610	1,220	1958	VI	
<b>Итого</b>					<b>3</b>					<b>1,810</b>	<b>2,420</b>			
<b>(10КВ: с двумя и более кабельными соединениями)</b>														
3	13	290	13	291	1	10.0	2	ААБ-10	3 x 150	360	360	1975	IX	ААБ-10 3x150:310(79)
4	13	333	88	1902	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 240	1,770	1,770	1976	IX	АСБ-10 3 x 240:150(86), АСБ-10 3 x 185:1,620(76)
5	13	200	13	202	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 185	600	600	1977	X	ААБ-10 3x185:90(82), АСБ-10: 70(82)
6	13	202	88	1902	1	10.0	2	АСБ-10	3 x 185	1,840	1,840	1977	X	АСБ-10 3x185:90(82), АСБ-10 3x95:70(82)
<b>Итого</b>					<b>4</b>					<b>4,570</b>	<b>4,570</b>			
<b>Итого</b>					<b>7</b>					<b>6,380</b>	<b>6,990</b>			

Приложение II.3.3-1 Трансформаторные станции с баковыми выключателями

№	№ Трансф. Станция	Номер сетевого района	Трансформаторная станция с автоматическим масляным выключателем бакового типа		Год производства	Название района	Примечания
			Марка	кол-во			
<b>(Сабалинский Район)</b>			<b>35</b>				
1	5	2	AESH-200	2	1938	Сабали	
			VM-16600	2	1938		
2	6	2	VM-5200	1	1938	Сабали	
			VM-10600	1	1938		
3	7	2	AESH-1	1	1937	Сабали	
			VM-14	1	1937		
4	8	2	VMb-10	3	1949	Сабали	
5	17	2	VM-22	1	1946	Сабали	
6	20	2	VM-14200	1	1939	Сабали	
7	23	2	VM-22400	1	1939	Сабали	
			VM-14600	1	1939		
8	33	2	VM-14200	1	1930	Сабали	
9	34	3	VMb-10	5	1955	Сабали	
10	41	2	VMb-10	3	1928/34	Сабали	
11	53	2	VMb-400	1	1938	Сабали	
12	60	5	VVb-200	1	1932	Сабали	
			VMb-400	1	1959		
			VM-14400	1	1939		
			VMb-400	1	1940		
13	101	1		1		Сабали	
14	129	2	VM-5200	1	1936	Сабали	
15	200	2	VM-22	3	1939	Сабали	
16	393	1		1		Сабали	
<b>(Ясамальский Район)</b>			<b>27</b>				
1	18	3	VM-14	1	1940	Ясамал	
2	19	3	VMb-10	3	1940	Ясамал	
3	26	2	AESH-200	4	1935	Ясамал	
4	27	3	AESH-200	1	1939	Ясамал	
			VM-14	1	1939		
			VMb-10	2	1939		
5	29	4	AEG-200	1	1930	Ясамал	
			VM-16600	1			
			AEG-200	1			
6	35	3	AEG	2	1935	Ясамал	
			VM-14	2	1935		
7	38	3	AEG-200	1	1938	Ясамал	
			VMb-10	1	1938		
8	39	4		2		Ясамал	
9	104	4	VMb-10	1	1947	Ясамал	
10	114	4	VMb-10	1	1947	Ясамал	
11	132	4		1		Ясамал	
12	222	4	VMb-10	1	1958	Ясамал	
<b>(Насиминский Район)</b>			<b>22</b>				
1	15	2	VM-12	1	1941	Насими	
2	44	2	VMb-400	1	1938	Насими	
			VMb-10	1	1953		
3	47	3	VMb-10	1	1970	Насими	
			VM-2	1	1935		
4	48	3	VM-14	1	1935	Насими	
			AEG-200	1	1935		
			VM-12	1	1937		
			VMb-10	1	1970		
5	50	3	VMb-10	2	1953	Насими	
6	58	3	VMb-200	1	1928	Насими	10 кв
7	68	6	VMb-10	2		Насими	
8	93	5	VM-14400	1	1936	Насими	
			VM-14	1	1934		
			VMb-10	1	1938		
9	175	6		3		Насими	
			VMb-10	1	1930		
10	302	6		1		Насими	
<b>(Наримановский Район)</b>			<b>5</b>				
1	211	6		3		Нариманов	
2	212			2		Нариманов	
<b>ИТОГО</b>			<b>89</b>				

Источник: БаГЭС

Приложение II.3.3-2(1) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Сабаильском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	Номер трансформаторной станции	Трансформаторы			Напряжение и высокая сторона трансформатора (кВ)	Тип станций	Количество панелей (кол-во)	Количество автоматических выключателей (кол-во)	Год ввода в эксплуатацию	Номер сетевого района	Год ввода в эксплуатацию подземных кабелей	Приоритет
		Количество трансформаторов (кол-во)	Мощность (кВА)	Суммарная мощность (кВА)								
1	5	2	400+630	1,030	6.0	КР	7	3	1940	2	1933	I
2	6	1	630	630	6.0	КВ	4	1	1938	2	1933	I
3	7	2	250+400	650	6.0	КР	8	3	1937	2	1933	I
4	8	2	400+630	1,030	6.0	КО	6	3	1948	2	1952	I
5	17	2	400+630	1,030	6.0	КР	6	2	1953	2	1932	I
6	20	1	400	400	6.0	КВ	5	1	1939	2	1910	I
7	23	2	400	800	6.0	КВ	8	4	1934	2	1910	I
8	33	2	320+630	950	6.0	КР	5	1	1930	2	1929	I
9	34	2	630	1,260	6.0	КО	6	5	1955	3	1913	I
10	41	1	400	400	6.0	КВ	5	2	1928	2	1959	I
11	60	1	400	400	6.0	КО	2	0	1937	5	1931	I
12	101	1	400	400	6.0	КО	4	2	1950	1	1960	II
13	129	0	-	0	6.0	КВ	4	2	1932	2	1910	II
14	200	2	630	1,260	6.0	КО	6	3	1939	2	1940	II
15	393	1	630	630	6.0	КО	4	1	1962	1	1962	II
16	2	1	630	630	6.0	КО	7	6	1920	1	1910	II
17	10	1	320	320	6.0	КО	4	2	1964	1	1912	II
18	32	4	3x320+560	1,520	6.0	КО	6	5	1940	1	1912	II
19	354	1	320	320	6.0	КВ	4	3	1961	1	1928	II
20	348	2	630	1,260	6.0	КВ	5	1	1962	2	1928	II
21	53	1	315	315	6.0	КВ	3	1	1938	2	1930	III
22	98	0	-	0	6.0	КВ	1	0	1934	5	1931	III
23	60	2	400+630	1,030	10.0	КО	7	4	1937	5	1931	III
24	98	2	400	800	10.0	КВ	6	2	1934	5	1931	III
25	519	1	630	630	6.0	КО	7	2	1966	2	1932	III
26	22	1	400	400	6.0	КВ	4	0	1966	2	1933	III
27	201	1	320	320	6.0	КО	3	0	1937	2	1940	III
28	57	2	630	1,260	6.0	КО	4	4	1948	5	1948	III
29	411	2	400+320	720	6.0	КВ	6	4	1952	5	1948	III
30	49	2	320	640	6.0	КВ	2	0	1952	5	1949	III
31	77	2	320	640	6.0	КВ	6	4	1952	5	1949	III
32	291	1	630	630	6.0	КВ	4	3	1961	2	1952	IV
33	462	1	400	400	6.0	РМТ	2	0	1964	2	1954	IV
34	11	2	400+630	1,030	6.0	КВ	5	2	1955	2	1954	IV
35	236	2	560+630	1,190	6.0	КВ	5	3	1950	5	1955	V
36	4	1	400	400	6.0	КР	4	0	1960	2	1957	VI
37	107	1	400	400	6.0	РМТ	3	0	1960	2	1957	VI
38	301	2	630	1,260	6.0	КО	7	2	1964	2	1957	VI
39	103	1	400	400	6.0	РМТ	4	1	1959	1	1958	VII
40	453	1	320	320	6.0	КО	4	2	1964	1	1958	VII
41	550	1	320	320	6.0	КО	4	1	1970	1	1958	VII
42	105	1	400	400	6.0	КВ	4	2	1958	1	1958	VII
43	321	2	400+630	1,030	6.0	КО	6	2	1958	2	1959	VIII
44	102	1	320	320	6.0	КО	3	1	1958	1	1959	VIII
45	476	1	320	320	6.0	КО	4	1	1965	1	1959	VIII
46	247	1	320	320	6.0	КО	5	2	1953	1	1959	VIII
47	179	1	400	400	6.0	КВ	4	1	1960	5	1959	VIII
48	320	0	-	0	6.0	КВ	3	1	1957	5	1959	VIII
49	322	1	250	250	6.0	РМТ	3	0	1959	1	1959	VIII
50	325	1	630	630	10.0	КВ	4	2	1962	5	1960	IX
<b>Итого</b>		<b>69</b>		<b>31,695</b>			<b>233</b>	<b>97</b>				

Приложение II.3.3-2(2) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Ясамальском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

№	Номер трансформаторной станции	Трансформаторы			Напряжение на высокой стороне трансформатора (кВ)	Тип станция	Количество панелей (кол-во)	Количество автоматических выключателей (кол-во)	Год ввода в эксплуатацию	Номер сетевого района	Год ввода в эксплуатацию подземных кабелей	Приоритет
		Количество трансформаторов (кол-во)	Мощность (кВА)	Суммарная мощность (кВА)								
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		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

Приложение II.3.3-2(2) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Ясамальском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

No.	Номер трансформаторной	Трансформаторы			Напряжение на высокой стороне трансформатора	Тип станции	Количество панелей (кол-во)	Количество автоматических выключателей	Год ввода в эксплуатацию	Номер сетевого района	Год ввода в промышленную эксплуатацию	Приоритет
		Количество трансформаторов	Мощность	Суммарная мощность								
59	457	1	560	560	6.0	КО	4	1	1964	3	1958	VII
60	508	1	400	400	6.0	КО	4	1	1966	4	1958	VII
61	292	1	320	320	6.0	КВ	6	3	1969	4	1959	VIII
62	298	1	560	560	6.0	КО	4	2	1961	4	1959	IX
63	136	1	630	630	6.0	КР	4	2	1954	4	1959	IX
64	172	1	320	320	6.0	КВ	4	1	1953	4	1959	IX
65	238	1	320	320	6.0	КО	4	2	1956	4	1959	IX
66	460	2	180	360	6.0	КО	6	2	1968	4	1959	IX
67	361	4	x400+2x18	1160	6.0	КВ	6	0	1961	2	1959	IX
68	260	1	320	320	6.0	КВ	4	2	1958	3	1960	IX
69	327	3	2x560+630	1,750	6.0	КО	8	5	1959	3	1960	IX
70	139	1	320	320	6.0	КО	4	2	1956	4	1960	IX
71	130	2	630	1260	6.0	КО	12	10	1950	9	1960	IX
72	417	1	320	320	6.0	КР	4	1	1968	9	1960	IX
73	340	3	2x320+560	1200	6.0	КО	8	5	1967	3	1960	IX
74	338	1	630	630	6.0	КО	4	1	1959	4	1960	IX
75	314	1	560	560	6.0	РМТ	4	1	1956	4	1960	IX
76	324	2	1000	2000	6.0	КВ	7	3	1960	4	1960	IX
77	498	2	400	800	6.0	КО	6	2	1967	3	1960	IX
78	341	3	2x320+750	1390	6.0	КВ	7	6	1962	17	1960	IX
79	351	4	320	1,280	6.0	КО	14	8	1961	3	1960	IX
<b>Итого</b>		<b>119</b>		<b>57,590</b>			<b>413</b>	<b>183</b>				

Приложение II.3.3-2(3) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Насиминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

№.	Номер трансформаторной станции	Трансформаторы			Напряжение на высокой стороне трансформатора (кВ)	Тип станции	Количество панелей (кол-во)	Количество автоматических выключателей (кол-во)	Год ввода в промышленную эксплуатацию	Номер сетевого района	Год ввода в промышленную эксплуатацию подземных кабелей	Приоритет
		Количество трансформаторов (кол-во)	Мощность (кВА)	Суммарная мощность (кВА)								
1	15	1	400	400	6.0	КО	3	1	1941	3	1927	I
2	44	2	320+630	950	6.0	КР	4	1	1938	2	1911	I
3	47	2	400+630	1,030	6.0	КВ	4	2	1935	3	1922	I
4	48	2	320+630	950	6.0	КВ	6	3	1935	3	1922	I
5	50	1	630	630	6.0	КР	4	2	1953	3	1928	I
6	58	1	630	630	10	КО	4	1	1927		1927	I
7	68	2	400+630	1030	6.0	КО	9	4	1930	6	1931	I
8	93	1	315	315	6.0	КО	4	2	1936	5	1959	I
9	175	2	400	800	6.0	КО	6	4	1952	6	1955	II
10	302	2	400+630	1030	6.0	КО	6	2	1963	6	1955	II
11	45	1	630	630	6.0	КР	4	4	1950	5	1911	II
12	81	2	400+320	720	6.0	КВ	6	3	1952	5	1912	II
13	214	1	320	320	6.0	КО	4	1	1947	5	1913	II
14	71	1	400	400	6.0	КВ	5	2	1961	5	1920	II
15	64	4	2x630+400	1660	6.0	КО	19	12	1970	5	1923	II
16	65	1	400	400	6.0	КО	6	2	1961	5	1923	II
17	75	2	320+630	950	6.0	КР	6	4	1928	5	1923	II
18	67	2	400	800	6.0	КВ	12	6	1928	6	1926	II
19	51	2	400+630	1030	6.0	КР	4	2	1960	3	1931	III
20	87	1	630	630	6.0	КО	4	2	1933	6	1931	III
21	89	2	630	1260	6.0	КО	8	6	1960	6	1931	III
22	526	1	630	630	6.0	КВ	3	0	1930	6	1931	III
23	326	1	320	320	6.0	КО	5	3	1959	5	1949	III
24	170	1	320	320	6.0	КО	4	1	1949	6	1950	IV
25	226	1	320	320	6.0	КВ	3	0	1939	6	1950	IV
26	231	2	560	1120	6.0	КО	6	2	1964	6	1950	IV
27	256	1	400	400	6.0	КО	4	1	1966	6	1950	IV
28	79	1	630	630	6.0	КВ	4	1	1940	5	1951	IV
29	173	1	630	630	6.0	КО	4	3	1949	5	1951	IV
30	225	1	400	400	6.0	КР	4	2	1938	5	1951	IV
31	138	1	630	630	6.0	КО	4	3	1958	5	1953	IV
32	86	1	400	400	6.0	КО	10	4	1964	6	1954	V
33	155	1	630	630	6.0	КО	4	2	1954	5	1954	V
34	156	1	320	320	6.0	КР	4	1	1954	5	1954	V
35	180	1	320	320	6.0	КО	4	1	1958	5	1954	V
36	310	1	320	320	6.0	КО	4	2	1959	5	1954	V
37	177	1	320	320	6.0	КО	4	1	1957	6	1955	VI
38	189	1	630	630	6.0	РМТ	1	0	1956	4	1955	VI
39	197	1	560	560	6.0	КО	4	0	1957	9	1955	VI
40	221	2	630	1260	6.0	КР	6	5	1956	9	1955	VI
41	232	2	630+560	1190	6.0	КО	5	3	1960	9	1955	VI
42	233	2	320	640	6.0	КО	5	3	1960	9	1955	VI
43	240	2	320	640	6.0	КО	6	3	1944	5	1956	VI
44	265	1	630	630	6.0	КВ	4	2	1965	5	1956	VI
45	154	1	630	630	6.0	КО	6	4	1959	5	1957	VII
46	158	1	630	630	6.0	КО	4	1	1948	5	1957	VII
47	176	1	320	320	6.0	КР	5	1	1958	6	1957	VII
48	271	1	630	630	6.0	КО	6	4	1948	5	1957	VII
49	178	1	320	320	6.0	КВ	4	1	1958	6	1958	VIII
50	183	1	630	630	6.0	КО	4	2	1957	9	1958	VIII
51	188	2	320+630	950	6.0	КО	5	3	1960	9	1958	VIII
52	426	1	320	320	6.0	КО	7	3	1963	5	1958	VIII
53	463	1	630	630	6.0	КО	4	1	1968	4	1958	VIII
54	492	2	630+320	950	6.0	КО	9	3	1967	5	1958	VIII
55	217	2	320	640	6.0	КВ	7	6	1960	5	1959	IX
56	313	1	320	320	6.0	КО	4	2	1962	9	1959	IX
57	532	1	320	320	6.0	КО	4	1	1964	5	1959	IX
58	151	1	320+400	720	6.0	КО	5	4	1955	9	1960	X

Приложение II.3.3-2(3) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Насиминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

№.	Номер трансформаторной	Трансформаторы			Напряжение на высокой стороне трансформатора	Тип станции	Количество панелей (кол-во)	Количество автоматических выключателей	Год ввода в промышленную эксплуатацию	Номер сетевого района	Год ввода в промышленную эксплуатацию	Приоритет
		Количество трансформаторов	Мощность	Суммарная мощность								
59	199	2	100+320	420	6.0	КО	6	2	1963	9	1960	X
60	203	2	320	640	6.0	КР	8	5	1960	9	1960	X
61	323	1	400	400	6.0	КО	4	1	1960	6	1960	X
62	334	2	400+630	1,030	6.0	КО	4	1	1960	5	1960	X
63	336	1	630	630	6.0	КО	5	2	1962	9	1960	X
64	345	2	20	40	6.0	КО	13	8	1960	5	1960	X
65	380	2	320	640	6.0	КО	6	2	1962	9	1960	X
66	381	2	630	1,260	6.0	КО	6	2	1960	9	1960	X
67	470	1	630	630	6.0	КО	4	1	1964	9	1960	X
68	478	1	320	320	6.0	КР	4	3	1950	6	1960	X
69	522	1	320	320	6.0	КО	4	1	1967	6	1960	X
<b>Итого</b>		<b>97</b>		<b>44,165</b>			<b>368</b>	<b>173</b>				



Приложение II.3.3-2(4) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Наримановском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

№.	Номер трансформаторной станции	Трансформаторы			Напряжение на высокой стороне трансформатора (кВ)	Тип станции	Количество панелей (кол-во)	Количество автоматических выключателей (кол-во)	Год ввода в эксплуатацию	Номер сетевого района	Год ввода в эксплуатацию промышленных подземных кабелей	Приоритет
		Количество трансформаторов (кол-во)	Мощность (кВА)	Суммарная мощность (кВА)								
1	211	1	400	400	6.0	КО	4	3	1960	6	1953	II
2	212	1	320	320	6.0	КО	4	2	1960			II
3	70	1	630	630	6.0	КО	5	2	1925	7	1926	II
4	91	2	400+630	1030	6.0	КО	9	5	1927	7	1926	II
5	127	2	180+320	500	6.0	КО	7	2	1940	7	1940	III
6	572	2	400+630	1030	6.0	КО	6	3	1967	7	1941	III
7	363	1	400	400	6.0	КО	4	2	1963	6	1949	III
8	163	1	630	630	6.0	КВ	4	3	1956	7	1950	IV
9	165	1	400	400	6.0	КР	4	2	1940	7	1950	IV
10	166	1	320	320	6.0	КО	4	1	1950	7	1950	IV
11	406	2	320+630	950	6.0	КО	6	2	1962	7	1950	IV
12	182	2	320	640	6.0	КР	6	2	1960	6	1950	IV
13	488	1	400	400	6.0	КО	5	2	1965	9	1954	V
14	205	2	400+630	1,030	6.0	КО	6	2	1952	7	1954	V
15	308	2	180+630	810	6.0	КО	4	1	1960	7	1954	V
16	168	1	630	630	6.0	КР	4	2	1949	7	1955	V
17	185	1	320	320	6.0	КО	4	3	1957	9	1955	V
18	202	2	630	1260	6.0	КО	17	10	1945	7	1955	VI
19	268	1	400	400	6.0	КО	4	1	1950	6	1956	VI
20	458	1	320	320	6.0	КО	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	КР	4	2	1960	6	1957	VII
23	317	1	630	630	6.0	КО	4	1	1960	6	1957	VII
24	194	1	630	630	6.0	КО	4	2	1960	6	1957	VII
25	343	1	630	630	6.0	КО	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	КО	4	2	1959	6	1958	VII
28	187	1	630	630	6.0	КО	4	2	1959	6	1958	VIII
29	254	2	560	1,120	6.0	КО	6	3	1964	6	1958	VIII
30	190	1	320	320	6.0	КО	3	1	1957	6	1958	VIII
31	374	1	320	320	6.0	КО	4	2	1961	6	1958	VIII
32	278	1	315	315	10.0	КВ	4	2	1959	7	1958	VIII
33	318	1	315	315	10.0	КВ	3	0	1960	7	1958	VIII
34	377	2	315+400	715	10.0	КО	6	2	1959	7	1958	VIII
35	294	1	630	630	10.0	КВ	4	2	1958	7	1958	VIII
36	319	2	250	500	10.0	КО	6	2	1958	7	1958	VIII
37	160	2	400	800	6.0	КВ	5	1	1960	6	1959	IX
38	316	1	320	320	6.0	КО	4	2	1960	6	1959	IX
39	282	2	400+630	1030	6.0	КО	6	3	1950	7	1959	IX
40	387	2	400+630	1030	6.0	КО	7	2	1960	7	1959	IX
41	63	1	320	320	6.0	КО	4	2	1960	7	1960	X
42	133	1	630	630	6.0	КО	4	2	1958	7	1960	X
43	402	2	320	640	6.0	КО	7	2	1964	7	1960	X
44	287	1	630	630	6.0	КО	4	2	1946	7	1960	X
45	213	1	560	560	6.0	КО	4	1	1956	6	1960	X
46	280	2	400+630	1030	6.0	КО	6	4	1940	7	1960	X
47	281	1	400	400	6.0	КО	1	1	1953	7	1960	X
48	284	1	630	630	6.0	КР	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	КО	6	2	1967	7	1960	X
51	456	2	400	800	10.0	КО	4	1	1951	7	1960	X
52	404	2	400+630	1,030	10.0	КО	6	2	1964	7	1960	X
53	286	2	630+400	1,030	10.0	КО	7	2	1954	7	1960	X
54	339	2	400+630	1030	10.0	КО	6	1	1959	7	1960	X
<b>Итого</b>		<b>75</b>		<b>34,335</b>			<b>267</b>	<b>110</b>				

Приложение II.3.3-2(5) Список Распределительных Трансформаторных Станций 6КВ и 10КВ Низаминском районе, которые будут заменены в соответствии с Мастер Планом

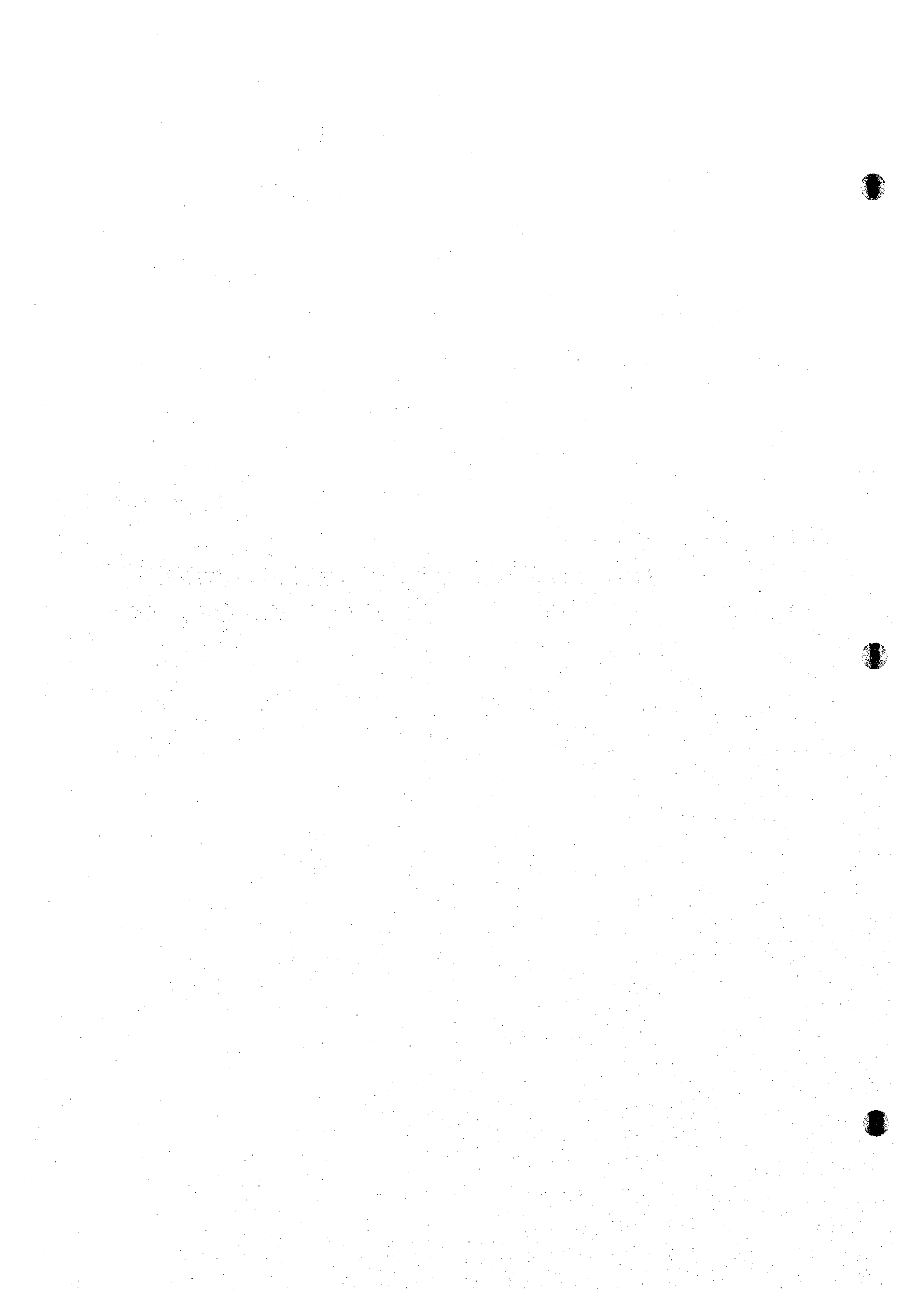
No.	Номер трансформаторной станции	Трансформаторы			Напряжение на высокой стороне трансформатора (кВ)	Тип станции	Количество панелей (кол-во)	Количество автоматических выключателей (кол-во)	Год ввода в промышленную эксплуатацию	Номер сетевого района	Год ввода в промышленную эксплуатацию подземных кабелей	Приоритет
		Количество трансформаторов (кол-во)	Мощность (кВА)	Суммарная мощность (кВА)								
1	20	1	400	400	10.0	КО	7	4	1950	8	1948	III
2	21	1	400	400	10.0	КО	6	3	1950	8	1948	III
3	31	1	400	400	10.0	КО	5	3	1962	8	1953	IV
4	32	2	400	800	10.0	КО	6	2	1958	8	1953	IV
5	33	2	630	1,260	10.0	КО	6	1	1958	8	1953	IV
6	29	2	630	1,260	10.0	КО	8	5	1953	8	1955	VI
7	35	1	320	320	10.0	КО	6	3	1963	8	1957	VII
8	27	1	400	400	10.0	КО	4	2	1958	8	1958	VIII
9	41	1	630	630	10.0	КО	4	2	1956	8	1958	VIII
10	36	1	400	400	10.0	КО	6	3	1958	8	1958	VIII
<b>Итого</b>		<b>13</b>		<b>6,270</b>			<b>58</b>	<b>28</b>				

Приложение II.3.4-1 Трансформаторы, подлежащие реабилитации по каждому району в зоне изучения

Трансформаторы		Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого
20 - 400 кВА	Число тр-ров	43	65	56	45	8	0	217
	Мощность (кВА)	15,455	22,020	18,615	15,645	3,120	0	74,855
560 - 630 кВА	Число тр-ров	26	49	41	30	5	0	151
	Мощность (кВА)	16,240	29,820	25,550	18,690	3,150	0	93,450
750 - 1000 кВА	Число тр-ров	0	6	0	0	0	0	6
	Мощность (кВА)	0	5,750	0	0	0	0	5,750
Итого	Число тр-ров	69	120	97	75	13	0	374
	Мощность (кВА)	31,695	57,590	44,165	34,335	6,270	0	174,055

## **ГЛАВА 4**

### **ПЛАН ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ФОРМУЛИРОВКИ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА**



## ГЛАВА 4 ПЛАН ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ФОРМУЛИРОВКИ ГЕНЕРАЛЬНОГО ПЛАНА

### 4.1 Общие положения

В целях представления будущей картины распределительной сети, в данной Главе рассматривается базовый подход к плану объектов распределительной системы с учетом соответствия будущему увеличению потребности в энергии и повышения надежности снабжения. Базовый подход, разъясненный здесь, служит также основой для установления стоимости проекта восстановления. Основные рассмотренные пункты следующие :

### 4.2 Повышение системного напряжения с 6 кВ до 10 кВ

В случае повышения системного напряжения с 6 кВ до 10 кВ можно получить увеличение предельно допустимого тока более чем в 2,5 раза при том же размере кабеля. Поскольку зона исследования охватывает центральную часть города Баку с более высокой плотностью спроса, повышение напряжения системы до 10 кВ в ближайшем будущем принесет этой зоне пользу. Однако в Генеральном Плане повышение напряжения с 6 кВ до 10 кВ не принимается в расчет, за исключением указанных ниже распределительных линий СН, по следующим причинам:

- (а) Объем исследования, согласованный между двумя странами в ходе подготовительного исследования (март 1999 г.), касается принадлежащих и эксплуатируемых БаГЭС распределительных объектов среднего напряжения 6 кВ и 10 кВ и низковольтных распределительных объектов, снабжающих электроэнергией потребителей.
- (б) В случае повышения напряжения с 6 кВ до 10 кВ предполагается, что трансформаторы 110/6 кВ и 35/6 кВ на подстанциях Азерэнержи должны быть заменены, или подстанции должны быть заново построены (не включено в объем исследования).

Когда дело дойдет до осуществления Генерального Плана, то, признавая необходимость преобразования части системы 6 кВ в систему 10 кВ в зоне исследования, считается уместным дополнительное изучение плана замены подстанций 110/6 кВ и 35/6 кВ на стадии рабочего проекта (проводимой на начальной стадии осуществления проекта) и его включение в рабочий проект.

### 4.3 Подземные линии среднего напряжения

В существующей распределительной системе имеется много одноцепных линий системы 6 кВ. Для системы 10 кВ, принятой с 1965 г., однако, внедряется система с двухцепными линиями. Поэтому система 10 кВ обеспечивает более надежное энергоснабжение, чем 6 кВ. Фактически, план восстановления для центральной части города Баку, сформулированный в 1989 г. (см. Раздел 1.2 в Томе II), предусматривает модернизацию системы с 6 кВ до 10 кВ и новую двухцепную линию для линии 10 кВ. В Японии подземная распределительная система принята в городских зонах, где потребность в электроэнергии очень высока. Что касается структуры системы, то приняты трехцепная "точечная сетевая система" и двухцепная система "главная линия - резервная линия". Соответственно, в принципе, большинство подземных линий, подлежащих восстановлению, заменяются на двухцепные линии.

Большинство подземных линий для восстановления - линии 6 кВ. Вероятно, необходимое повышение напряжения в соответствии будет осуществлено с ростом потребности. В таком случае, если кабели будут снова заменяться, работы по прокладке могут беспокоить жителей, нарушать работу транспортную систему, и вызвать дополнительные расходы. Т.к. разница в стоимости между кабелями 6 кВ и 10 кВ мала, а стоимость работ по прокладке почти одинакова, для вновь прокладываемых кабелей используются подземные кабели с номинальным напряжением 10 кВ.

### 4.4 Распределительные устройства среднего напряжения

В существующей распределительной системе СН все линии соединены непосредственно с трансформаторной станцией. Для уменьшения стоимости использование дорогостоящих выключателей для защиты линии ограничено, и они устанавливаются в начале линии, а дешевые разъединители устанавливаются на приемном конце. Далее, исследовательская группа предложила вместо метода, используемого БаГЭС в настоящее время, в будущем применить систему "главная линия - резервная линия" с меньшей стоимостью строительства. В этой системе главная линия с двухцепной линией с Т-образными ответвлениями прокладывается от двухцепной линии к каждой трансформаторной станции и подает энергию через дешевый выключатель нагрузки. Однако БаГЭС столкнулась с аварией, вызванной неисправностью в точке кабельного соединения, и в настоящее время не поддерживает принятие Т-образного ответвления.

Как было изложено в Главе 5, Том I, число аварий на объектах СН, связанных с перегрузкой, возросло с 4,7 случаев в день в 1994 г. до 9,4 в 1998 г. Из них на долю аварий с подземными кабелями приходится 65 - 84%, что вызывает обеспокоенность БаГЭС.

Соответственно, Генеральный План следовал принятой в настоящее время системе. Конфигурация системы разрабатывается с целью обеспечения простоты переключения и внедрения автоматизированной диспетчерской системы в ближайшем будущем при общем снижении стоимости проекта. Базовая конфигурация системы представлена в Приложении II.4.4-1. На одном конце линии будет установлен выключатель для обнаружения повреждений и отключения поврежденных участков от систем, а на другом конце - выключатель нагрузки с дистанционным управлением. В случае отсутствия в здании трансформаторной станции пространства для установки выключателя, однако, предполагается, что выключатель нагрузки будет применен для линии, протянутой на станцию, а выключатель установлен на станции на другом конце линии для линейной защиты.

Хотя в настоящее время для первичной стороны трансформаторной цепи принят разъединитель с плавким предохранителем, в настоящем Генеральном Плане предусматривается выключатель нагрузки с плавким предохранителем, который отключает ток нагрузки.

#### 4.5 Трансформаторы

Что касается трансформаторов, в качестве стандарта приняты масляные. В то же время, трансформатор сухого типа с литой изоляцией принимается для трансформаторных станций, примыкающих к другим зданиям с частичным использованием их пространства, а также для компактных станций. Мощности трансформаторов 400 кВА, 630 кВА и 1000 кВА.

#### 4.6 Реконструкция зданий трансформаторных станций

Восстановлению подлежат трансформаторные станции, где будут восстанавливаться распределительные устройства СН. Существующие здания трансформаторных станций проектировались на основе размеров баковых масляных или маломасляных выключателей. Более того, в случае 6 кВ трансформаторных станций их здания проектировались на основе одноцепных линий. Соответственно, помещения слишком малы для установки достаточного числа РУ для создания предлагаемой двухцепной конфигурации системы. Кроме того, поскольку зона изучения представляют собой городские кварталы, зачастую имеются сложности с расширением площадей зданий и выделением земельных участков для переноса станций, исключая трансформаторные станции в поясе зеленых насаждений или парках. В особенности сложно провести расширение станций, которые встроены в другие здания.

В результате изучения итогов подробного исследования в рамках базового проектирования, представленного далее, однако, обнаружено, что имеется много наземных (отдельно стоящих) трансформаторных станций, способных вместить указанные выключатели при условии изменения



планировки их помещений с оборудованием. Однако, те трансформаторные станции, которые пристроены к зданиям и занимают часть их площади, не имеют места для установки распределительных устройств. Для таких станций на этапе рабочего проекта необходимо предусмотреть ряд модификаций, в т.ч. подвод только одной линии в станцию.

Имеются в то же время некоторые станции, которые хотя и расположены в важных точках системы, но не располагают пространством для необходимого коммутационного оборудования. В этом случае предлагается вновь отстроить или расширить существующее здание трансформаторной станции при наличии рядом достаточного пространства. При его отсутствии необходимо изменить конфигурацию системы и уменьшить значение соответствующей трансформаторной станции для системы. В данном Генеральном Плана будет оценена относительная доля каждой трансформаторной станции в общей картине на основе результатов базового проектирования.

#### **4.7 Низковольтные распределительные устройства**

При нынешней системе низковольтные распределительные щиты устанавливаются для каждого трансформатора. Та же самая система принимается и для Генерального Плана. Предполагается, что среднее количество фидеров, которые нужно протянуть от одного низковольтного щита, равно 8 линиям, а для комплектных наземных трансформаторных станций - 4 линиям. Имеется также много трансформаторных станций, где множественные фидеры подключены к одному распределительному устройству. Для исправления такой ситуации считается возможным установить на низковольтных линиях по небольшому низковольтному распределительному щиту.

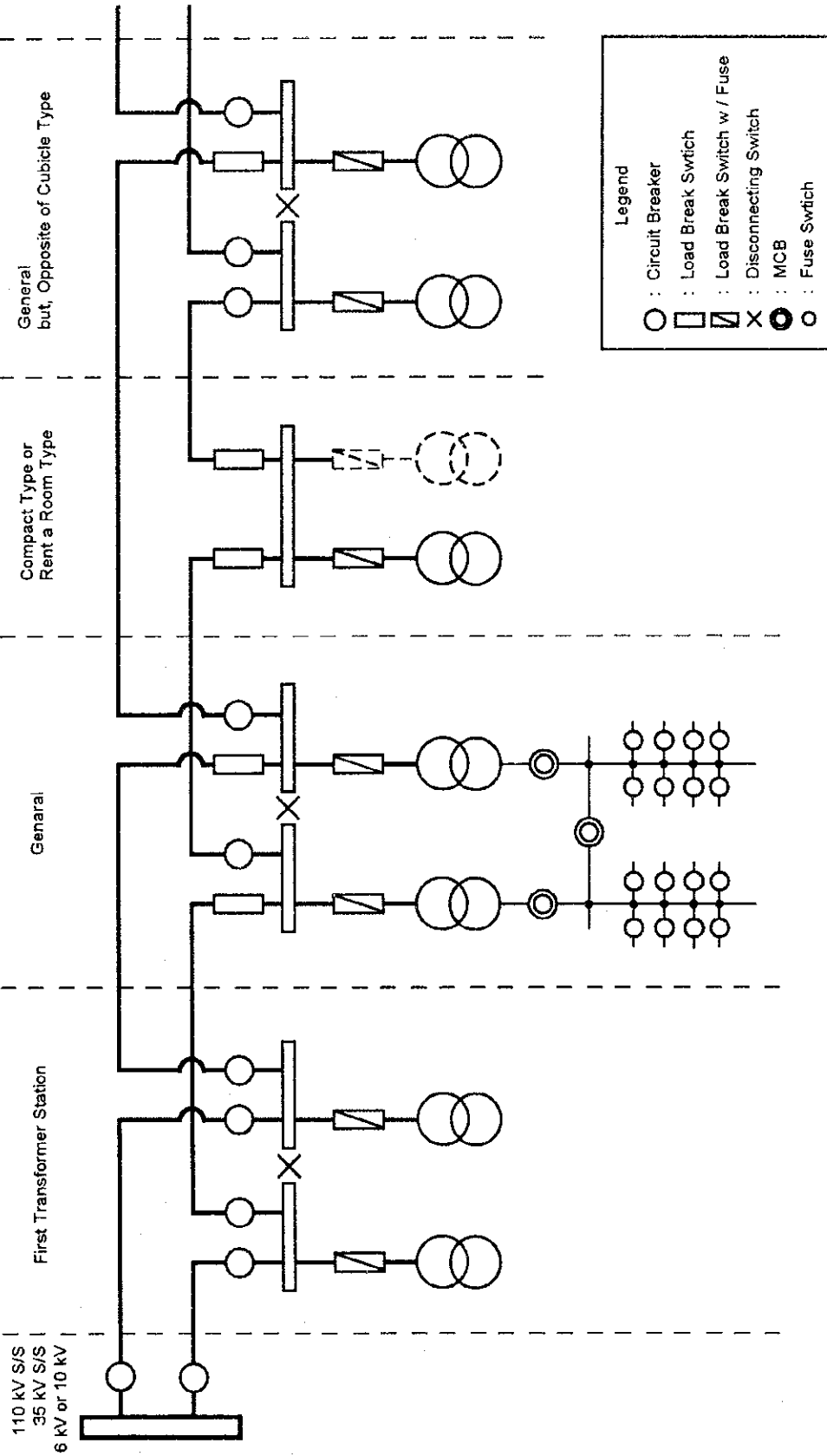


Figure / Рисунок No. II, 4, 4-1  
 Title / Название Рисунка  
 Конфигурация базовой системы

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 Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернационал Корп.

**ГЛАВА 5**

**ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН**

## ГЛАВА 5 ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН

### 5.1 Общие сведения

В данной главе излагается характер работ по восстановлению и реконструкции существующих объектов на основе фундаментальной концепции плана сооружений, обсуждавшейся в Главе 5, Том II, и объясняется подробный план реализации работ по восстановлению и реконструкции на следующие десять лет.

### 5.2 Закупаемое оборудование и материалы

#### 5.2.1 Материалы для подземных кабелей

Как показано в Таблице II.3.2-3, общее число линий равно 485, в то время как количество восстанавливаемых участков подземных распределительных линий составляет 469. Таким образом, доля участков с двойными цепями очень низка (3,4%) и подавляющая часть распределительных линий, подлежащих восстановлению, являются одноцепными линиями. Хотя доля участков с двойными линиями ниже, чем показано в Таблице II.3.2.-3, это вполне естественно, так как старая распределительная система имеет в основном однолинейную конфигурацию. Как уже говорилось в Главе 4, Том II, чтобы повысить надежность системы энергоснабжения 6 кВ до уровня системы 10 кВ и выше, мы планируем, в качестве базовой концепции, провести реконструкцию подземных кабелей в пределах зоны восстановления так, чтобы преобразовать ее в систему с двухцепной конфигурацией. В связи с этим потребуется приобрести кабели общей длиной 493,6 км.

Закупаемые кабели представляют собой кабели на 6/10(12) кВ, с изоляцией из сшитого полиэтилена (полиэтилен с межмолекулярными связями), в ПВХ-оболочке, с алюминиевыми проводниками 3 x 240 мм<sup>2</sup> и 3 x 150 мм<sup>2</sup>. Первый тип будет использован для линий, образующий собой основную и кольцевую систему, а второй – для ответвлений. Далее, соотношение этих типов в объеме закупки мы устанавливаем равным 70% и 30%. Что касается длины кабеля на одном барабане, мы задаем 400 м для кабеля первого типа и 500 м для кабеля второго типа, учитывая маршрут транспортировки из Грузии и характер кабелеукладочных работ в сложной городской обстановке. Вместо кирпичей, укладываемых для указания точки заложения кабеля, будут использоваться бетонные плиты для защиты проложенных кабелей. Для снижения проектных затрат не будут использоваться кабели, бронированные стальной лентой.

Что касается принадлежностей к кабелям, требуются кабелесоединительные комплекты для прямых участков и клеммные комплекты для подключения кабелей к распределительным устройствам. Количество клеммных наконечников для стыковки и соединения кабелей берется равным 120% от общего числа кабельных барабанов, а для подключения к РУ – 120% от общего количества распределительных устройств.

### 5.2.2 Распределительные устройства среднего напряжения

Для распределительных устройств СН мы планируем использовать нижеперечисленные распределительные щиты. Для РУ на распределительных линиях и шинах будут использоваться распределительные щиты с приводом на эл/моторах, принимая во внимание запланированное на будущее внедрение автоматизированной системы диспетчеризации нагрузки (см.Главу 6 данного тома). Измерительные трансформаторы будут использоваться для отходящих фидеров и трансформаторных цепей.

- (а) Отходящие фидеры : элегазовые или вакуумные автом.выключатели (на 600А)
- (б) Входящие фидеры : элегазовые выключатели нагрузки (на 600А)
- (в) Шины : элегазовые выключатели нагрузки (на 2000А)
- (г) Цепи трансформаторов напряжения : Трансформаторы напряжения и вольтметры
- (д) Трансформаторные цепи : элегазовые выключатели нагрузки и силовые предохранители

В качестве базового принципа, к каждой трансформаторной станции будут подключены сдвоенные цепи, однако в существующих трансформаторных станциях мало места и затруднительно установить распределительные щиты, соответствующие двухцепной конфигурации. Как уже излагалось в Главе 5 Тома I, трансформаторные станции классифицируются по трем типам, однако, по конструкции здания их можно классифицировать по четырем типам, а именно :

- (i) Наземные отдельно стоящие здания
- (ii) Наземные здания, пристроенные к другим зданиям
- (iii) Внутри арендованных помещений в других зданиях
- (iv) Модульные

Во многих станциях, не только типа (iv), но также и типа (iii), не имеется достаточно места для установки распределительных панелей, требующихся для двойных цепей, причем это частично относится даже к типу (ii), так как они рассчитаны для установки в ограниченном пространстве. Это вызывает затруднения с монтажом требуемых распределительных щитов. Соответственно, Генеральный План предусматривает для этих станций использовать одинарные цепи. Трансформаторные станции, к которым планируется подключать одинарные цепи, представлены в Таблице II.5.2-1.

Таблица II.5.2-1 Число трансформаторных станций, к которым будут подключены одноцепные линии

Тип здания	Кол-во для реконструкции	Принятая доля	Однолинейные подкл-ния
Пристройки	26	30%	8
Арендованные помещения	57	70%	40
Модульные	13	100%	13
Итого	96		61

На этой основе определяется количество ячеек РУ, подлежащих реконструкции. Как объяснено ниже, так как для удовлетворения растущего спроса необходимо повысить трансформаторные мощности, в нашем плане предусматривается, что число трансформаторных станций остается без изменений и повышается только мощность самих трансформаторов.

Таблица II.5.2-2 Устанавливаемые распределительные щиты

Тип	Кол-во
Щиты сетевых автоматов	877
Щиты выключателей нагрузки	877
Шинные щиты	201
Трансформаторов напряжения	402
Трансформаторных цепей	374

Среди указанного количества в модульных трансформаторных станциях будет установлено 26 комплектов распределительных щитов и 13 комплектов щитов трансформаторных цепей.

### 5.2.3 Трансформаторы

Подробные данные о реконструируемых трансформаторах приведены в Таблице II.5.2-3. Не предусматривается замена трансформаторов с сохранением прежней мощности, напротив, мы планируем с учетом роста потребности в энергоснабжении выбрать мощности приобретаемых трансформаторов среди трех номиналов : 1000 кВА, 630 кВА и 400 кВА. Что касается количества трансформаторов, на модульных станциях будет установлено по одному трансформатору, а на станциях других типов – по два.

Таблица II.5.2-3 Сведения о реконструируемых трансформаторах

Мощность (кВА)	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Итого
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
Итого	69	120	97	76	13	374
(МВА)	31,1	57,6	44,2	34,3	6,3	173,4

По результатам прогноза спроса на электроэнергию, который обсуждался в Главе 7 данного Тома, рассчитана пиковая мощность и темпы роста спроса в 1999 и 2010 гг. Результаты расчета представлены в Таблице II.5.2-4. В этой таблице темпы роста спроса в Сабаильском и Ясамальском районах существенно ниже, чем в других зонах, что объясняется большей долей потребления на человека, а также в связи с предположением, что после нормализации бизнес-деятельности потребители станут более экономно использовать энергию. Хотя в целом по рассматриваемой зоне темпы роста спроса составляют 15,7%, во всех районах, кроме Хатайского, где нет целевых трансформаторных станций, темпы роста равны 16,8%.

Таблица II.5.2-4 Прогноз спроса

		Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Итого
(1999)								
Энергоснабжение	(ГВтч)	280,2	322,8	321,7	304,8	223,6	371,3	1824,4
Пиковая мощность	(МВт)	58,2	67,0	66,8	63,3	46,4	77,1	378,7
(2010)								
Энергоснабжение	(ГВтч)	304,3	412,8	370,1	314,4	295,2	414,5	2111,3
Пиковая мощность	(МВт)	63,2	85,7	76,8	65,3	61,3	86,0	438,2
Рост спроса	(%)	8,6	27,9	15,0	3,1	32,0	11,6	15,7

Поскольку стандартное количество трансформаторов, установленных на станциях в зоне исследования, равно двум, желательно поддерживать степень загрузки трансформаторов ниже 50%. Если допустить, что до 2010 г. не будет установлено дополнительных трансформаторов, результаты расчета степени загрузки трансформаторов на период 1999 – 2010 гг. представлены в Таблице II.5.2-5 (кроме Хатайского района). Данные, показанные в строке "Дополнительная мощность" означают те трансформаторные мощности, которые необходимо установить, чтобы удерживать степень загрузки ниже 50%. Более конкретно, чтобы степень загрузки в 2010 г. была в пределах 50%, требуется установить 90,2 МВА (12,7%) дополнительных трансформаторных мощностей, помимо указанных (709,5 МВА).

Таблица II.5.2-5 Степень загрузки трансформаторов

	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Итого
Трансформ.мощность (МВА)	112,1	207,2	168,8	134,4	87,0	709,5
Степень загрузки (1999, %)	57,6	35,9	3,9	52,3	59,3	47,2
Степень загрузки (2010, %)	62,6	45,9	50,6	54,0	78,3	55,2
Дополнительная мощность (МВА)	28,3	-	1,9	10,7	49,3	90,2

Однако, поскольку трансформаторная мощность, являющаяся целью Генерального Плана (173,4 МВА), соответствует 24,5% всей мощности (709,5 МВА), нереалистично повысить трансформаторную мощность, чтобы сохранить степень загрузки в пределах 50%. Это в особенности ярко проявляется в районе Низами, где потребуется дополнительно установить 49,3 МВА, в противоположность 6,3 МВА, намеченных к реконструкции. Соответственно, в Генеральном Плане, как показано в Таблице II.5.2-6, предусмотрено установить 40,9 МВА дополнительных мощностей

(23,6% от объема реконструируемых мощностей) в четырех районах, кроме Низами и Хатан, чтобы сохранить к 2010 г. степень загрузки в пределах 50%. В связи с необходимостью скорректировать число трансформаторов, дополнительная мощность принята равной 42,9 МВА, что в достаточной степени покрывает рост спроса (16,8%, 29,2 МВА). Для дальнейшего анализа трансформаторные мощности, представленные в Таблице II.5.2-3, объединены в три группы с номинальными мощностями 1000 кВА, 630 кВА и 400 кВА (см. категорию (i) ниже).

Таблица II.5.2-6 Число и мощности трансформаторов, устанавливаемых по Генеральному Плану

	1000 кВА (компл.)	630 кВА (компл.)	400 кВА (компл.)	Итого (МВА)
i) Мощности трансформаторов, реконструируемых по Таблице III.5.2-3 после классификации на 3 типа	6	149	219	187,5
ii) Трансформаторы, приобретаемые согласно Генеральному Плану (с учетом степени загрузки)	36	196	142	216,3

Из 262 намеченных к реконструкции трансформаторных станций 26 являются примыкающими к другим зданиям, 57 относятся к арендованным помещениям, а 13 являются компактного типа. Для таких станций будут применяться сухие трансформаторы с литой изоляцией для защиты окружающей обстановки от пожара и ядовитых газов. Список закупаемых сухих трансформаторов с литой изоляцией представлен в таблице ниже.

Таблица II.5.2-7 Закупаемые сухие трансформаторы

Ед.мощность	Компл.	Общая мощность
1000 кВА	10	10,0 МВА
630 кВА	66	41,6 МВА
400 кВА	53	21,2 МВА
Итого	129	72,8 МВА

Из числа трансформаторов, представленных в Таблице II.5.2-7, 9 комплектов по 630 кВА и 4 комплекта по 400 кВА будут установлены в модульных трансформаторных станциях с распределительными устройствами среднего напряжения и низковольтными распределительными щитами.

Закупаемые масляные трансформаторы представлены в Таблице II.5.2-8.

Таблица II.5.2-8 Закупаемые масляные трансформаторы

Ед.мощность	Компл.	Общая мощность
1000 кВА	26	26,0 МВА
630 кВА	130	81,9 МВА
400 кВА	89	35,6 МВА
Итого	245	145,3 МВА



### 5.2.4 Низковольтные распределительные щиты и материалы для низковольтных линий

На вторичной стороне каждого трансформатора будет установлено по одному распределительному щиту низкого напряжения. В случае модульных трансформаторных станций к одному низковольтному распределительному щиту подключается 6 фидеров, для станций других типов – по 8 фидеров. Поскольку требуется повысить мощность трансформаторов в связи с ростом спроса, номинальный ток вторичной стороны трансформаторных цепей будет выбираться так, чтобы соответствовать мощностям трансформаторов 1000 кВА. Что же касается компактных модульных станций, токопропускающая способность будет определяться в соответствии с конкретными устанавливаемыми трансформаторами.

Так как стандартом предусмотрена установка двух трансформаторов для каждой станции, кроме модульных, будет установлено также по два низковольтных щита. Чтобы избежать перебоев в энергоснабжении при неисправности трансформатора, будут смонтированы шинные переключатели, взаимно соединяющие два низковольтных щита. Нагрузочные способности по току для низковольтных щитов представлены в таблице ниже.

Таблица II.5.2-9 Нагрузочные способности по току для низковольтных щитов

	Осн. цепь	Шина	Фидерная цепь
Трансформаторные станции, кроме модульных	1800 А	1800 А	4 x 400 А + 4 x 250 А
Модульные (трансформатор 630 кВА)	1200 А	-	2 x 400 А + 4 x 250 А
Модульные (трансформатор 400 кВА)	800 А	-	6 x 250 А

Что касается силовых кабелей низковольтных распределительных линий, для подземных кабелей будут использоваться 0,6/1 кВ кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена, в ПВХ-оболочке, бронированные стальной лентой, с алюминиевым проводником. Стандарты прокладки кабелей в Азербайджане предписывают укладывать кирпичи или бетонные плиты только для идентификации точек заложения кабелей, а не для их защиты. Так как прокладываться будет большое число низковольтных кабелей, будет затруднительно установить защитные бетонные плиты, как это намечено делать для СН кабелей. Соответственно, в целях обеспечения защиты будут применяться кабели, бронированные стальной лентой.

Что касается типоразмера, будут применяться :  $3 \times 240 + 1 \times 95 \text{ мм}^2$  для основных цепей и  $3 \times 150 + 1 \times 70 \text{ мм}^2$  для других цепей в случае подземных кабелей, и  $3 \times 150 + 1 \times 70 \text{ мм}^2$  для основных линий и  $3 \times 70 + 1 \times 70 \text{ мм}^2$  для других цепей в случае отводов к домам.

### 5.3 План восстановления и реконструкции электrorаспределительной сети

Восстанавливаемые подземные кабели по каждому району приведены в Приложениях II.3.2-2 с (1) по (6) в Главе 3, а трансформаторные станции – в Приложениях II.3.3-2 с (1) по (5). Как уже объяснялось ранее, приоритет восстановления в принципе основан на годе укладки подземного кабеля. С другой стороны, распределение кабелей по годам укладки, представленное в Таблице II.3.3-2, характеризуется значительным разбросом среди районов зоны исследования. При условии, что Генеральный План на 10-летний период по каждому району будет формулироваться независимо, степень превышения срока службы может отличаться от района к району. К примеру, кабели, уложенные до начала 20-х годов, будут заменены в первый год реализации проекта в Сабанльском районе, в то время как в Наримановском районе будут заменяться кабели, уложенные до 1950 г.

Чтобы избежать таких противоречий при формулировке Генерального Плана, охватывающего всю зону изучения, Генплан следует разрабатывать так, чтобы обеспечить равномерность замены по всей охватываемой территории и на весь 10-летний период. Такой подход не только обеспечит последовательность выделения капиталовложений согласно приоритету для наиболее устаревших объектов, но и позволит отслеживать согласованность между Генеральным Планом и планами, касающихся конкретных районов, в том числе на этапе разработки детального проекта. Далее, ежегодный график проведения работ по восстановлению и реконструкции целевых объектов основан на количестве трансформаторных станций. Для соответствия фактическому состоянию намеченных трансформаторных станций и подземных кабелей ведется подсчет протяженности подземных кабелей среднего напряжения, числа распределительных устройств и числа/мощности трансформаторов.

В Таблице II.5.3-1 представлен график восстановления и реконструкции объектов на предстоящие десять лет, который был разработан на основе вышеуказанных критериев. Кроме того, указаны годы проведения работ с разбивкой по административным районам согласно плану реализации, приведенному в Приложениях II.3.2-1 с (1) по (6) и II.3.3-2 с (1) по (5) в Главе 3 данного тома.

Таблица II.5.3-1 Ежегодный график работ

Год	Подземные кабели		Трансформаторные станции		
	Кол-во линий	Длина линий	Кол-во станций	Кол-во трансф-ров	Трансформат. мощность
1	51	23,4 км	27	42	20,8 МВА
2	52	23,0 км	27	40	19,1 МВА
3	50	23,8 км	26	37	16,9 МВА
4	46	22,9 км	26	36	17,5 МВА
5	57	23,2 км	26	34	15,8 МВА
6	49	23,6 км	26	36	17,5 МВА
7	41	23,4 км	26	32	15,1 МВА
8	46	22,8 км	26	31	13,1 МВА
9	31	22,8 км	26	46	20,3 МВА
10	46	24,1 км	26	40	17,4 МВА
Итого	469	232,9 км	262	374	173,4 МВА

**ГЛАВА 6**

**СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ НАГРУЗКИ**

## ГЛАВА 6 СИСТЕМА ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ НАГРУЗКИ

### 6.1 Общие положения

Как описано в Главе 1 Тома I, целевыми объектами данного изучения являлась распределительная сеть на 10 и 6 кВ по состоянию на март 1999 г., которая управляется силами БаГЭС. Однако, вследствие реорганизации БаГЭС, к целевым объектам была добавлена распределительная система на 35 кВ, которая ранее управлялась силами Азербэргжи. В такой ситуации существующая система диспетчеризации нагрузки должна охватывать всю распределительную сеть на 35, 10 и 6 кВ.

В целях создания надежной системы планируется формирование новой системы диспетчеризации нагрузки, охватывающей всю распределительную сеть. В данной Главе описывается автоматизированная диспетчерская система, рекомендуемая для управления всей распределительной сетью Баку.

### 6.2 Системная конфигурация Центрального диспетчерского центра

Существующий Центральный диспетчерский центр (ЦДЦ) состоит только из основного пульта управления, причем система работает не полностью вследствие обветшания оборудования. Поэтому рекомендуется внедрить новую, надежную систему, а старое оборудование демонтировать. Базовая концепция нового ЦДЦ включает в себя (1) автоматизированную диспетчерскую систему, охватывающую оборудование 35 кВ подстанций, а также распределительные сооружения на 6 и 10 кВ, (2) применение компьютеров для непрерывного отслеживания состояния оборудования, а также (3) функцию автоматического восстановления после сбоя или аварии.

Рекомендуемая система состоит из (а) блока управления распределительной сетью, (б) блока контроля за подстанциями, (в) диспетчерского терминала и (г) дисплейной панели.

- (а) Блок управления распределительной сетью осуществляет непрерывный контроль за линиями между трансформаторными станциями, входящими в состав распределительной сети. Когда на участке линии возникает авария, блок ее обнаруживает, и автоматически отключает участок так, чтобы обеспечить бесперебойное энергоснабжение на функционирующих участках сети.
- (б) Блок контроля за подстанциями осуществляет непрерывный контроль за подстанциями, в частности, за функциями дистанционного управления, контролирует работу датчиков

напряжения и тока и т.д. В случае сбоя проводится автоматическое восстановление согласно заранее разработанной программе.

Контроль за работой сети посредством вышеуказанных блоков предназначен для сбережения времени на восстановление и значительного сокращения длительности перебоев в энергоснабжении.

- (в) Диспетчерский терминал представляет собой человеко-машинный интерфейс между автоматизированной системой диспетчеризации нагрузки и оператором. На терминал выводится информация о работе и состоянии оборудования, а также результаты измерений, напр., напряжение и сила тока.
- (г) Дисплейная панель состоит из трех крупных экранов, каждый из них может использоваться для отображения состояния распределительной сети, подстанций или их вместе. В случае сбоя или аварии срабатывает функция автоматической индикации для указания точки сбоя или аварии, причем характер индицируемой информации может изменяться по командам оператора.

Будет создана достаточно гибкая структура автоматизированной системы диспетчеризации нагрузки с учетом интеграции, когда в будущем потребуется изменение архитектуры сети. Поэтому с точки зрения оборудования и программного обеспечения будет создана локальная вычислительная сеть.

На Рис. III.6.-1 показана рекомендуемая конфигурация автоматизированной системы диспетчеризации нагрузки БГЭС. Ниже дается общая характеристика основных компонентов автоматизированной системы диспетчеризации нагрузки.

- (а) Блок управления распределительной сетью (главный блок)
  - Компьютерная система, включающая центральный процессор, устройство для работы с магнитными дисками, контроллеры и другое оборудование
  - Автоматический контроль и управление распределительными устройствами среднего напряжения на трансформаторных станциях
  - Автоматическое измерение напряжения и тока в распределительной линии
  - Автоматическое обнаружение повреждений в линии и перемаршрутизация распределительной линии
  - Автоматическое избежание эксплуатации при перегрузке
  - Автоматическое выполнение запланированных работ
  - Автоматическая регистрация (регистрация аварий, сведения об эксплуатации сети, результаты измерений и т.д.)

(б) Блок управления распределительной сетью (резервный блок)

Эта система автоматически принимает на себя функции обработки в случае выхода из строя главного блока управления распределительной сетью.

(в) Диспетчерский терминал

- Отображение схемы распределительной линии, совмещаемой с картой дорог, схемой распределительной сети и однолинейной схемой трансформаторных станций.
- Индикация результатов автоматических измерений
- Отображение однолинейных схем подстанций Азербээнержи, включая контрольную (К) и телеметрическую (Т) информацию
- Дистанционное управление распределительными устройствами среднего напряжения на трансформаторных станциях и фидерными автоматическими выключателями на подстанциях Азербээнержи
- Хранение и ведение карт, схем распределительных сетей, однолинейных схем и т.д.
- Установка системных часов

(г) Дисплей с большим экраном

В целях обеспечения отображения одинакового содержания на каждом диспетчерском терминале для коллективного использования информации понадобится большой экран. При возникновении сбоя или аварии на трансформаторной станции или распределительной линии на этом экране будет автоматически отображаться необходимая информация, например, схема системы с указанием точки сбоя или аварии.

(д) Дисплейная панель со схемой распределительной сети

- Отображение однолинейных схем распределительной сети
- Отображение главных распределительных линий на электрической карте
- Индикация результатов дистанционных измерений в линиях

(е) Оборудование для управления радиосвязью

- Контроль и управление трансформаторными станциями (посредством оборудования радиосвязи)
- Оборудование радиосвязи для автоматического наблюдения и линия связи

(ж) Блок контроля за подстанциями (главный пульт)

- Наблюдение за шинами и распределительными устройствами на подстанциях
- Дистанционное управление распределительными устройствами на подстанциях по команде с диспетчерского терминала
- Дистанционное измерение напряжения и тока на фидерах
- Автоматические контрольные линии связи

- (з) Дисплейная панель контрольной / телеметрической информации по подстанциям
  - Отображение контрольной / телеметрической информации по подстанциям
  - Отображение однолинейных схем подстанций
- (и) Обучающий терминал
  - Моделирование работы распределительной линии
  - Моделирование автоматической перемаршрутизации распределения энергии
- (к) Офисный терминал
  - Ведение базы данных по управлению оборудованием
  - Определение последовательности операций для работы распределительной сети

### 6.3 Оборудование трансформаторных станций

Трансформаторные станции, играющие важную роль в сети, будут оборудованы ячейками среднего напряжения, дистанционно управляемыми из ЦДЦ. Хотя количество ячеек с дистанционным управлением зависит от мощности и положения трансформаторной станции в сети, система будет сформирована так, чтобы обеспечить дистанционное управление всеми трансформаторными станциями.

Дистанционное управление будет осуществляться посредством радиорелейных линий в СВЧ-диапазоне на частоте 400 МГц. Радиоантенны будут установлены на трансформаторных станциях или на более высоких соседних зданиях.

Ячейки с дистанционным управлением будут оснащены детекторами изменения состояния. Каждая ячейка с электроприводом будет соединена с блоком дистанционного управления (БДУ) для обеспечения дистанционного управления из ЦДЦ.

Краткая характеристика БДУ :

- (а) Соединение ячейки с электроприводом с радиосистемой и наличие мощности для управления не менее 4-х ячеек с электроприводом и датчиками повреждений
- (б) В состав БДУ входят разделительный трансформатор 220 В, источники питания постоянного тока с резервными аккумуляторами, панель управления, электронная плата дистанционного управления стандартного типа, плата датчика повреждений, радиостанция и т.д.
- (в) Подключение к источнику питания и параллельно к выходу цепи энергоснабжения трансформаторной станции выключателя в литом корпусе, размещенного на щите низкого напряжения или в ячейке среднего напряжения

- (г) Использование радиосистемы только для передачи данных, требуемых для ЦДЦ
- (д) Выделение частоты 400 МГц в СВЧ-диапазоне для системы радиосвязи

Электропривод оборудования нужен для осуществления дистанционного управления распределительными устройствами среднего напряжения на трансформаторных станциях.

На ранней стадии осуществления Генерального плана не предвидится создания автоматизированной системы диспетчеризации нагрузки. С учетом этого, электропривод для оборудования, подлежащего установке на раннем этапе, потребуется для беспрепятственного осуществления дистанционного управления из ЦДЦ.

#### 6.4 Оборудование подстанций 35 кВ

В целях организации дистанционного контроля и управления подстанциями 35 кВ, которые в настоящее время эксплуатируются силами БаГЭС, на подстанциях будут установлены вспомогательный контрольный блоки и блоки управления. Вспомогательный блок отвечает за обмен данными с главным блоком на ЦДЦ и генерацию управляющих сигналов, соответствующих командам из центра. В свою очередь, вспомогательный блок передает в основной блок информацию о состоянии оборудования подстанции. Данных о существующей подстанции не имеется, так как она не была включена в объема исследования, но эта рекомендация была сделана с учетом обеспечения следующих условий:

- (а) Оборудование имеет электроприводы.
- (б) Оборудование имеет функцию приема сигналов дистанционного управления.
- (в) Оборудование имеет функцию передачи информации о своем состоянии в вспомогательный блок.
- (г) Оборудование имеет функцию передачи информации о своем состоянии в вспомогательный блок посредством аналого-цифрового преобразования данных измерений (4-20 мА).

В будущем обмен данными между подстанциями 35 кВ и ЦДЦ будет организован посредством волоконно-оптического кабеля с широкой полосой пропускания информации. Принимая во внимание характер существующей системы, имеется два метода обмена информацией. Первый метод – это использование телефонной линии, а второй – это создание радиорелейного канала связи. В данном исследовании рекомендуется использовать второй метод, так как он более надежен и экономичен.





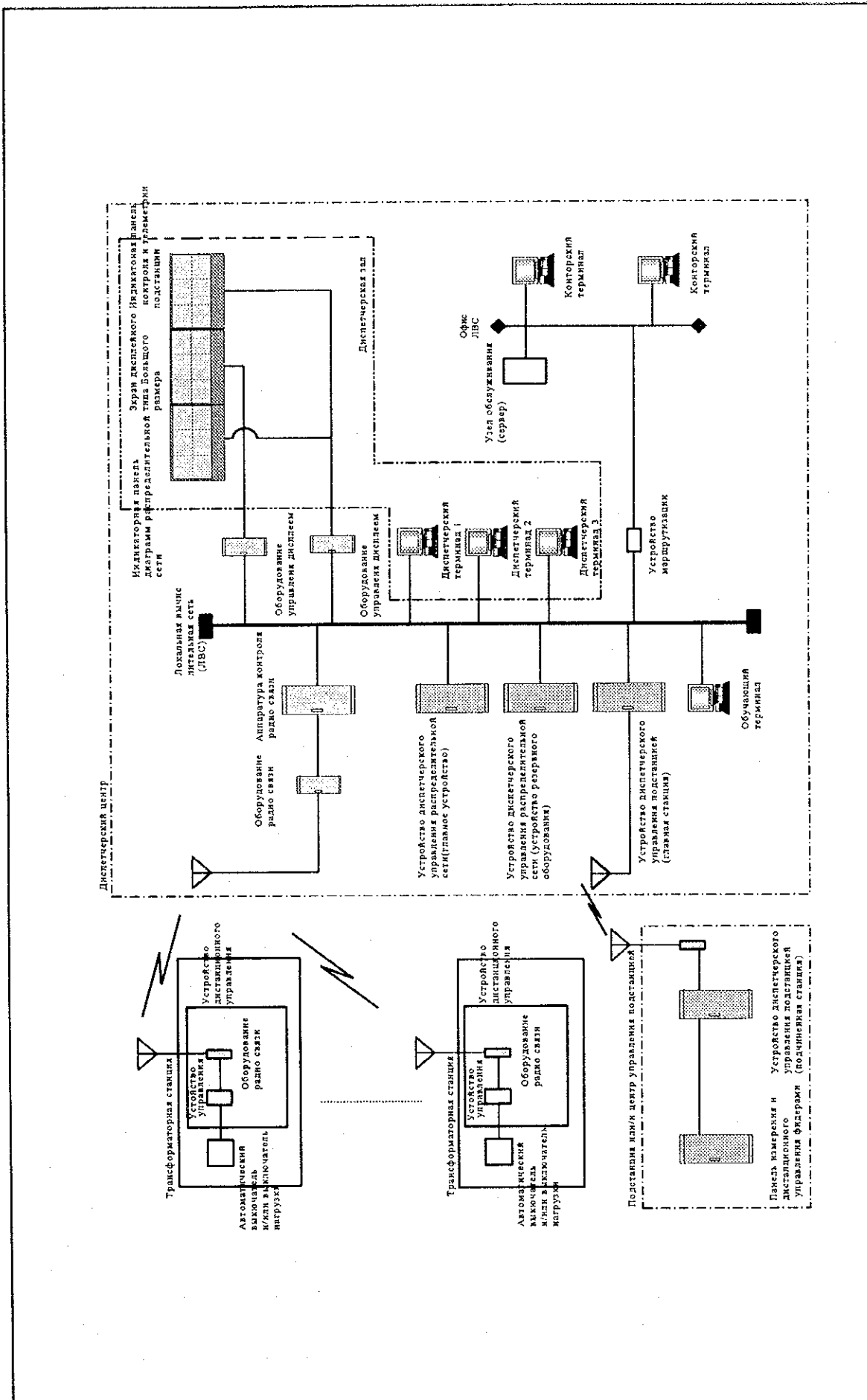


Figure / Рисунок No. II.6.2-1  
 Title / Название Рисунок  
 Диспетчерская система автоматического распределения

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku  
 Бучение Генерального Плана Восстановления И Реконструкции Электрообеспечения Города Баку  
 Baku Electric Network  
 Японское Агентство Международного Сотрудничества  
 PO "BAK-ELECTROSET"  
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.  
 Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернешнл Корп.

## **ГЛАВА 7**

# **ПРОГНОЗ СПРОСА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ СРЕДИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ БаГЭС**

## Глава 7 ПРОГНОЗ СПРОСА НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ СРЕДИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ БаГЭС

### 7.1 Цель

Потребление электроэнергии потребителями БаГЭС прогнозируется до 2010 г. по годам и районам. Прогнозируется как годовое потребление в ГВтч, так и пиковый спрос в МВт. Прогноз спроса на электроэнергию обеспечит базовые условия для планирования распределительной системы.

### 7.2 Методология

Спрос на электроэнергию среди потребителей БаГЭС прогнозируется по 3 категориям: "бытовой сектор", "промышленность", "другие отрасли". Далее приводится объяснение концепции, методологии и предположений для прогнозирования.

#### 7.2.1 Спрос на электроэнергию в бытовом секторе

##### (1) Общие положения

Прогноз спроса на электроэнергию на 2010 г. основывается на предполагаемой численности населения и потреблении электроэнергии на душу населения в 2010 г. Прогноз численности населения на 2010 г. делается посредством анализа как естественных, так и социальных изменений. Данные по населению за 1999 г. получены в статистическом управлении Баку, однако их достоверность внушает некоторые сомнения. Потребление электроэнергии на душу населения по районам в 1999 г. было определено путем деления общего потребления электроэнергии в районе на численность населения района, как показано ниже.

Таблица II.7.2-1 Потребление электроэнергии на душу населения в Баку в 1999 г.

Район	Потребление электроэнергии на душу населения (кВт-ч/чел/год)
(Зона исследования)	
1 Сабайльский	2234
2 Ясамальский	975
3 Насиминский	1130
4 Наримановский	1356
5 Низаминский	1091
6 Хатайский	1277
Промежут. итог	1235
(Вне зоны исследования)	1567
Всего по Баку	1379

(Прим.) В указанные данные включена доля потребности по категории "Инспекция" общим объемом 12,9 ГВт-ч, распределенная по районам пропорционально потребности бытового сектора в каждом районе.

Самый высокий показатель был в Сабаильском районе (2234 кВтч/чел./год), а самый низкий - в Ясамальском (975 кВтч/чел./год), что эквивалентно разнице в 2,3 раза. Разница приблизительно в 4 раза кажется нереальной.

Показатели потребления электроэнергии в странах СНГ обычно выше мирового уровня вследствие низкого уровня тарифов, а также политики социальной защиты, что зачастую делает тарифы ниже себестоимости. В будущем нужно исправить это положение для устранения социальной несправедливости и экономической неэффективности. Улучшенная тарифная система стимулировала бы потребителей БаГЭС к экономии электроэнергии и приблизила бы уровень энергопотребления на душу населения к мировым показателям. Поэтому нужно провести анализ будущего уровня потребления электроэнергии по сравнению с уровнем других стран. Это сравнение может быть сделано в плане потребления электроэнергии на душу населения. С этой целью используются данные о населении, полученные в статистическом управлении Баку. Демографические данные – это основной и самый важный фактор для любого вида планирования. Настоятельно рекомендуется как можно раньше провести полномасштабную перепись населения, чтобы различные виды планирования могли основываться на данных о населении, отражающих реальное состояние в регионе.

## (2) Альтернативные сценарии

Предлагаются два сценария для прогнозирования спроса электроэнергии в бытовом секторе: "Сценарий высоких темпов роста" и "Сценарий энергосбережения". В обоих сценариях использована одна и та же численность населения в 2010 г. Различные допущения делались по потреблению электроэнергии на душу населения. "Сценарий высоких темпов роста" предполагает, что существующая система сбора тарифов сохранится до 2010 г. Показатель потребления электроэнергии на душу населения увеличится в результате роста доходов. Уменьшение неэффективного использования электроэнергии не предполагается. "Сценарий энергосбережения", напротив, допускает, что существующая система сборов тарифов на электричество будет усовершенствована, что приведет к стимулированию более эффективного использования электроэнергии. Потребление электроэнергии на душу населения приблизится к мировому уровню. Влияние роста доходов будет компенсировано усовершенствованной системой тарифов на электричество. Спрос на электроэнергию для отопительных целей зимой, однако, является потребностью, специфической для Баку, и добавляется к нормальному спросу на электроэнергию.

## (3) Предположения

Для прогнозирования спроса на электроэнергию в бытовом секторе делаются следующие предположения.

(а) Степень электрификации

В Баку не имеется последних данных о численности семей. Поэтому невозможно оценить степень электрификации путем сравнения численности бытовых потребителей и семей по каждому из районов. Так как зона изучения, охватывающая центральную часть Баку, представляет собой городские кварталы, эта территория электрифицирована практически на 100%. В таблице ниже приводятся данные о численности населения, бытовых потребителей и числа жителей на одного потребителя.

Таблица II.7.2-2 Численность населения, бытовые потребители и число жителей на потребителя в 1999

Пункт	Зона иссл.	Вне зоны исслед.	Итого
Население (тыс.чел)	1014,1	774,5	1788,6
Бытовые потребители (тыс.ед.)	217,5	142,1	359,6
Жителей на одного потребителя	4,7	5,5	5,0

В зоне исследования число жителей на одного потребителя составляет 4,7 человек. Согласно переписи населения 1989 года, в среднем в Баку на одну семью приходилось 4,3 человека. Предполагая это же число членов семьи сохраняется и на сегодняшний день, число жителей на одного потребителя составляет 4,7 чел., что на 9% выше среднего размера семьи. Если учесть, что в ряде случаев одной точкой подвода энергии пользуется не одна семья, а больше, вполне уместным будет вывод, что практически все семьи в зоне исследования получают электроэнергию. Вместе с тем, за пределами зоны исследования возможно, что степень электрификации ниже 100% и что имеется потенциал для дальнейшего расширения сети в будущем. Прогноз потребления бытовым сектором за пределами зоны исследования следует выполнять по той же методологии, что внутри зоны исследования, так как отсутствуют надежные данные о числе семей и степени электрификации.

На этой основе прогноз потребления электроэнергии бытовым сектором в Баку выполняется из предположения, что степень электрификации не изменится. Рост потребления будет обусловлен только изменением численности населения и интенсивностью потребления энергии на одного жителя или потребителя.

(б) Прирост населения

В обоих сценариях используется темп прироста населения 2,1 % в год для всех районов Баку. Во внимание приняты два фактора : естественный прирост как соотношение смертности и рождаемости; а также социальный прирост в результате миграции населения. Естественный темп роста установлен в 1,5 % в год на основе данных по Азербайджану в период между 1989 и 1998 гг., как показано ниже.

а. Население в 1989 г.:	7014,2 тысяч
б. Население в 1998 г.:	7876,7 тысяч
в. Миграция в период между 1990 и 1998 гг.:	161,6 тысяч
г. Население в 1998 г. без учета миграции:	8038,3 тысяч
д. Естественный темп прироста населения:	1,5 % в год

Тот же показатель естественного прироста населения 1,5 % в год может быть применен и к Баку. Численность населения в Баку, однако, будет увеличиваться быстрее из-за миграции в Баку людей в поисках работы. Это социальное изменение населения Баку было оценено с использованием отношения роста числа лиц, занятых в несельскохозяйственной сфере, к росту ВВП несельскохозяйственных отраслей в Азербайджане в период между 1995 и 1998 гг.

Таблица II.7.2-3 Рост занятости в несельскохозяйственной сфере по отношению к ВВП несельскохозяйственных отраслей

Пункт	1995	1998	Изменение (%/год)
Несельскохозяйственный ВВП (млрд. манат, уровень цен 1995 г.)	7991	10012	7,8
Занятость в несельск. отраслях (тыс. чел)	2500	2617	1,5
Эластичность занятости		0,19	

Численность населения в Баку в 2010 г. прогнозируется на основе естественного и социального прироста следующим образом :

- Естественный прирост 1,5% в год
- Социальный прирост 6,0% в год x 0,19 раз = 1,1% в год
- Полный прирост 1,5% + 1,1% = 2,6% в год

Темпы роста несельскохозяйственного/нефтяного сектора определен на уровне 6% в год по данным международных организаций содействия.

Возможность снижения численности населения ввиду возвращения беженцев и вынужденных переселенцев на свои земли не рассматривается из-за сложности прогнозирования политического развития отношений с Арменией и возможности, что беженцы и вынужденные переселенцы останутся в Баку.

(в) Потребление электроэнергии на душу населения

"Сценарий высоких темпов роста"

"Сценарий высоких темпов роста" предполагает, что существующая тарифная система сохранится до 2010 г. без изменений. В такой ситуации неэффективное использование электроэнергии будет продолжаться, поскольку у части потребителей нет стимула к

ограничению потребления. Нынешний уровень потребления электроэнергии, составляющий около 1379 кВтч на человека в год и почти вдвое превышающий аналогичный показатель развивающихся стран (около 600 кВтч на человека в год) со степенью электрификации около 100%, будет возрастать параллельно увеличению доходов. Были сделаны следующие предположения.

- Увеличение доходов: 6,0% в год (согласно долгосрочному прогнозу международных организаций)
- Эластичность доходов: 1,0 (Эластичность доходов от использования электроэнергии часто находится в интервале 1,0 – 2,0 в случае развивающихся стран с растущей экономикой).

#### "Сценарий энергосбережения"

"Сценарий энергосбережения" предполагает, что система сбора тарифов будет усовершенствована до 2010 г., приведя к более эффективному использованию электроэнергии. После реформы тарифов все потребители будут обязаны оплачивать счета на основе уровня тарифа, измененного с учетом окупаемости. Потребление электроэнергии на душу населения приблизится к мировому уровню. Влияние роста доходов будет скомпенсировано изменением тарифной системы. Следующий уровень потребления на душу населения считается типичным.

- Спрос на отопление в зимний период: 200 кВтч/чел./год
- Обычный спрос: 800 кВтч/чел./год
- Общий спрос: 1000 кВтч/чел./год

Расход электроэнергии на отопительные нужды в 1998 г. оценивается в 184 кВтч на человека в год на основе данных, представленных ПСЭ, как указано в Приложении II.7.2-1. Спрос на отопительные цели в 2010 г. определен на уровне 200 кВтч/чел./год. Использован обычный спрос 800 кВтч/чел./год в городской местности, т.к. средний уровень для данного региона принят приблизительно на 30% выше, чем средний мировой показатель, равный 600 кВтч/чел./год.

Потребление электроэнергии на душу населения в бытовом секторе в каждом районе оценивается на основе следующих допущений. В случае, если уровень потребления на душу населения в 1999 г. превышает 1000 кВтч/чел./год, показатель потребления будет снижаться на 2,9% ежегодно до 2010 г. Величина 2,9% в год представляет собой среднегодовое изменение от 1379 кВтч/чел./год, что являлось средним показателем по всем группам потребителей БаГЭС в 1999 г., до 1000 кВтч/чел./год в 2010 г. Хотя и рассматривалась возможность задания показателя потребления на уровне единого значения 1000



кВтч/чел./год для всех районов в 2010 г., этот подход не был принят. Поскольку в данных о населении, предоставленных Бакинским городским статистическим управлением, возможно занижение действительной численности населения, при таком подходе мог получиться завышенный показатель снижения потребления электроэнергии на душу населения. Это могло привести к недооценке потребности развития системы распределения электроэнергии. В случае, если потребление к 2010 г. фактически упадет ниже 1000 кВт-ч на чел., условно принято, что потребление все же останется на уровне 1000 кВт-ч / чел. до 2010 г.

Если потребление электроэнергии на душу населения в 1998 г. менее 1000 кВтч/чел./год, предполагается, что показатель потребления в 1999 г. сохранится до 2010 г. Теоретически величина потребления на душу населения в будущем будет определяться эластичностью доходов и ценовой эластичностью использования электроэнергии. Данных по этим аспектам, однако, не существует. В настоящем прогнозе допускается, что потребление на душу населения ниже 1000 кВтч в 1999 г. может расцениваться как достаточный уровень для удовлетворения текущих нужд, поскольку потребители решат использовать электричество на существующем уровне даже при том, что для них возможно увеличить свой уровень потребления без дополнительной оплаты при существующей системе сбора платежей. В этом случае влияние роста доходов также будет скомпенсировано эффектом изменения тарифов на электроэнергию.

### 7.2.2 Спрос на электроэнергию в промышленности и других секторах

Предполагается, что потребление для "промышленных" и "других" нужд будет расти следующим образом.

- Увеличение производства: 6,0% в год (согласно долгосрочному прогнозу международных организаций относительно роста нефтяного сектора)
- Эластичность: принято значение 1,0. В мире наблюдается широкий интервал эластичности: 0,2-4,0 для промышленного потребления и 0,2-2,5 для других видов потребления.

Эти виды потребителей обычно более экономны и стремятся эффективно использовать электроэнергию. Вряд ли возможна значительная экономия энергии, так как с развитием хозяйственной деятельности они неизбежно увеличат потребление энергии.

### 7.2.3 Потери

Потери в 2010 г. приняты на уровне 10% от приобретенной электроэнергии для всех районов, включая как технические, так и нетехнические потери, исключая район Низами. Потери в Низами в 1999 г. составили 8,4%, т.е. уже ниже 10%. Поэтому для Низами потери в 2010 г. приняты равными 8,4%.

Показатель потерь в 1999 г. для Сабаньинского, Ясамальского, Насиминского и Наримановского районов равен 19,2% - это средний показатель потерь в городской местности, т. к. данные по каждому району отсутствовали. В Хатанском районе в 1999 г. составили 13,5%. Принимая во внимание также территорию за пределами зоны исследования, потери установлены на уровне 17,3%, что в целом по Баку составляет 17,0%.

#### 7.2.4 Годовой и пиковый спрос на электроэнергию

Годовой расход электроэнергии прогнозируется на каждый год до 2010 г. с использованием среднегодового уровня изменений по каждому району с 1999 г. по 2010 г. Пиковый спрос для каждого района оценен при коэффициенте нагрузки 0,55.

### 7.3 Результат

Для потребления электроэнергии бытовым сектором принимается "сценарий энергосбережения" с учетом следующих моментов.

- Было бы реально предположить, что до 2010 г. будет осуществлена реформа различных систем коммунального обслуживания, в т.ч. системы энергоснабжения.
- БаГЭС необходимо принять ряд мер для ограничения спроса. Будет сложно справиться с ростом спроса по "сценарию высоких темпов роста", т.к. спрос в 2010 г. будет превышать уровень 1999 г. приблизительно в 2 раза.

Прогноз потребления электроэнергии потребителями БаГЭС приводится в Приложениях II.7.3-1, II.7.3-2 и II.7.3-3 и обобщается ниже.

Таблица II.7.3-1 Результата прогноза спроса

	1998	2010	Рост (%/год)
<b>А. Зона исследования</b>			
Продажа энергии БаГЭС (ГВтч)	1519	1905	2,1
<i>Бытовое потребление (ГВтч)</i>	1253	1398	1,0
<i>Промышленное потребление (ГВтч)</i>	36	68	6,0
<i>Другие виды потребления (ГВтч)</i>	231	438	6,0
Потери (ГВтч)	305	206	-3,5
Общее потребление (ГВтч)	1824	2111	1,3
Пиковый спрос (МВт)	379	438	1,4
<b>Б. Вне зоны исследования</b>			
Продажа энергии БаГЭС (ГВтч)	1483	1757	1,6
Покупка энергии БаГЭС (ГВтч)	1793	1953	0,8
Пиковый спрос (МВт)	372	405	0,8
<b>В. Итого по Баку (А + Б)</b>			
Продажа энергии БаГЭС (ГВтч)	3002	3662	1,8
Покупка энергии БаГЭС (ГВтч)	3617	4064	1,1
Пиковый спрос (МВт)	751	844	1,1

(Примечание) Спрос вне Зоны Исследования классифицируется по категории «Инспекция».

В Приложении II.7.3-4 показаны данные о потреблении на одного бытового потребителя в 1999 и 2010 гг. по двум сценариям на основе прогноза потребления и роста числа бытовых потребителей на уровне 2,6% в год, т.е. на уровне темпов прироста численности населения. Ниже обобщены результаты.

1999 :	5758 кВт-ч / потребитель / год
2000 : Сценарий высоких темпов роста	8320 кВт-ч / потребитель / год
Сценарий энергосбережения	4847 кВт-ч / потребитель / год

Приложение II.7.2-1 Оценка потребления электроэнергии на отопление в зимний сезон в Баку

Месяц	(а) Ежемесячный объем продажи электроэнергии БаГЭС в 1998 г. (ГВтч)	Удельное потребление электроэнергии (кВтч/чел.)		
		(б) Всего	(в) Не на отопление	(г) На отопление
январь	279.3	125.2	89.4	35.9
февраль	284.4	127.5	89.4	38.2
март	280.8	125.9	89.4	36.6
апрель	228.0	102.2	89.4	0
май	188.9	84.7	89.4	0
июнь	184.7	82.8	89.4	0
июль	190.8	85.6	89.4	0
август	204.7	91.8	89.4	0
сентябрь	190.7	85.5	89.4	0
октябрь	207.2	92.9	89.4	0
ноябрь	246.1	110.4	89.4	21.0
декабрь	316.9	142.1	89.4	52.7
Всего	2,802.5	1,256.6	1,072.3	184.3

Источник : Предприятия по сбыту электроэнергии

Примечания :

Население в 1998 : 1,788.6 тысяч человек

Доля бытового потребления : 80.20%

(б) (а) / численность населения \* 80.2%

(в) Среднее значение б) между с апреля по сентябрь

(г) Разница между б) и в) с ноября по март. Предполагается, что с апреля по октябрь электроэнергия не расходуется на отопление

Приложение II.7.3-1 Результаты жилищной электропотребности БаГэса в 2010 по сценарию

Район	1999			2010			Сценарий высокого роста			Сценарий экономики электричества			
	Электропотребление ГВтч	Население (тыс.)	Электропотребление на человека (кВтч/чел)	Население (тыс.)	Потребление электричества на человека (кВтч/чел)	Общее потребление электричества (ГВтч)	Средний годовой уровень роста (%/год)	Потребление электричества на человека (кВтч/чел)	Общее потребление электричества (ГВтч)	Средний годовой уровень роста (%/год)	Потребление электричества на человека (кВтч/чел)	Общее потребление электричества (ГВтч)	Средний годовой уровень роста (%/год)
(Зона Изучения)													
1 Сабил	166.0	74.3	2,234	98.5	3,227	318.0	6.1	1,616	159.2	-0.4	1,616	159.2	-0.4
2 Ясамал	215.9	221.5	975	293.8	1,408	413.7	6.1	975	286.4	2.6	975	286.4	2.6
3 Насими	221.3	195.8	1,130	259.7	1,632	423.9	6.1	1,000	259.7	1.5	1,000	259.7	1.5
4 Нариманов	200.5	147.9	1,356	196.2	1,959	384.2	6.1	1,000	196.2	-0.2	1,000	196.2	-0.2
5 Низами	173.5	159.1	1,091	211.0	1,575	332.4	6.1	1,000	211.0	1.8	1,000	211.0	1.8
6 Хатаи	275.2	215.5	1,277	285.8	1,845	527.3	6.1	1,000	285.8	0.3	1,000	285.8	0.3
Промежуточная сумма	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	1,040	1,398.3	1.0
(Вне Зоны Изучения)													
7 Гарадаг	63.1	94.3	669	125.1	967	120.9	6.1	669	83.7	2.6	669	83.7	2.6
8 Бинагади	291.9	209.3	1,395	277.6	2,015	559.3	6.1	1,009	280.1	-0.4	1,009	280.1	-0.4
9 Сабунчи	369.9	188.6	1,961	250.1	2,833	708.7	6.1	1,419	354.9	-0.4	1,419	354.9	-0.4
10 Азизбеков	326.7	116.5	2,804	154.5	4,051	625.9	6.1	2,029	313.5	-0.4	2,029	313.5	-0.4
11 Сураханы	161.7	165.8	976	219.9	1,409	309.9	6.1	976	214.5	2.6	976	214.5	2.6
Промежуточная сумма	1213.4	774.5	1,567	1,027.2	2,263	2,324.7	6.1	1,214	1,246.7	0.2	1,214	1,246.7	0.2
<b>Всего</b>	<b>2,465.9</b>	<b>1,788.6</b>	<b>1,379</b>	<b>2,372.1</b>	<b>1,992</b>	<b>4,724.1</b>	<b>6.1</b>	<b>1,115</b>	<b>2,645.0</b>	<b>0.6</b>	<b>1,115</b>	<b>2,645.0</b>	<b>0.6</b>

Предположения

- Уровень роста населения 2.6% в год
- Сценарий высокого роста "Текущий уровень сбора оплаты тарифов за электроэнергию и тарифный уровень остаются."  
Экономический рост 6.0% в год  
Повышение дохода населения 3.4% в год (6.0% минус 2.1%)  
Эластичность 1.0
- Сценарий умеренного роста "Потребление электроэнергии достигнет уровня обычных стран как результат улучшения в сборе тарифов и новой тарифной системы."  
Электропотребление на душу населения предполагается 1,000 кВтч на человека, включая регулярную потребность (800кВтч/человека) и потребность в отоплении (200кВтч на человека).  
В районах с уровнем потребления на душу населения выше чем 1000кВтч в 1999 год уровень снизится следующим образом:  
1999 1,379 кВтч на человека  
2010 1,000 кВтч на человека  
Rate of change: -2.9 % в год  
Снижение уровня потребления на душу предположительно должно остановиться на уровне 1000кВтч на человека. Районы с уровнем потребления электроэнергии в 1999 г. меньше чем 1000кВтч сохранят этот уровень 1999 года.
- Использование электричества для "Инспекции" в 1999 было выделено каждому р-ну пропорционально использованию электроэнергии жилищным сектором по каждому р-ну.  
Использование элек-ва для "Инспекции" в 1999 12.9 ГВтч

Приложение II.7.3-2 Результаты электропотребности БаГэса к 2010 году

Район	1999						2010						Уровень Роста (%/год)						
	Приобретенная электроэнергия (ГВтч)			Реализованная электроэнергия			Приобретенная электроэнергия (ГВтч)			Реализованная электроэнергия			Приобретенная электроэнергия		Потери	Итого			
	Жилищная потребность	Пром.потребн.	Иная пот. ребн.	Всего	Потери (%)	Потери (ГВтч)	Жилищная потребность	Пром.потребн.	Иная пот. ребн.	Всего	Потери (%)	Потери (ГВтч)	Жилищная потребность	Пром.потребн.			Иная пот. ребн.	Всего	
															Жилищная потребность	Пром.потребн.			Иная пот. ребн.
(Зона Изучения)	166.0	4.9	55.5	226.4	19.2	53.8	280.2	159.2	9.3	105.4	273.9	10.0	30.4	304.3	-0.4	6.0	1.7	-5.0	0.8
1 Сабалл	215.9	4.3	40.5	260.8	19.2	62.0	322.8	286.4	8.2	77.0	371.5	10.0	41.3	412.8	2.6	6.0	3.3	-3.6	2.3
2 Ясамал	221.3	1.5	37.1	259.9	19.2	61.8	321.7	259.7	2.9	70.5	333.0	10.0	37.0	370.1	1.5	6.0	2.3	-4.5	1.3
3 Насими	200.5	7.3	38.4	246.3	19.2	58.5	304.8	196.2	13.9	72.9	283.0	10.0	31.4	314.4	-0.2	6.0	1.3	-5.5	0.3
4 Нариманов	173.5	8.1	23.2	204.8	8.4	18.8	223.6	211.0	15.3	44.1	270.4	8.4	24.8	295.2	1.8	6.0	2.6	2.6	2.6
5 Низами	275.2	9.9	36.0	321.2	13.5	50.1	371.3	285.8	18.9	68.3	373.0	10.0	41.4	414.5	0.3	6.0	1.4	-1.7	1.0
6 Хатаи	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	10.0	206.4	2,111.3	1.0	6.0	2.1	-3.5	1.3
Всего	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	10.0	195.3	1,952.7	0.2	6.0	1.6	-4.1	0.8
(Вне зоны изучения)	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	9.9	401.7	4,064.0	0.6	6.0	1.8	-3.8	1.1

Предположение:

(1) Потребность в электричестве для промышленных и других целей запроецирована на основе следующих предположений.

Уровень экономического роста 6.0% в год

Эластичность потребности к экономическому росту 1.0

(2) Потребность в электроэнергии жилищного сектора: Сценарий Умеренного Роста

(3) Предполагаемые потери 1999 : Сабалл, Ясамал, Насими, Нариманов : 19.2% (в среднем от городской зоны в 1999 г.)

Низами и Хатаи : из данных по каждому р-ну в 1999 г.

Вне Зоны Изучения : управляется на 17.3%, что составляет уровень потерь всего Баку 17.0%

2010 : 10% от электричества, куленного у Азербайджана, включая технические и нетехнические потери

(4) Потребление для "Инспекции" для промышленных и прочих нужд выделяется каждому р-ну пропорционально промышленному и иному потреблению соответственно.

Инспекционное потребление для промышленных нужд: 59.80 ГВтч

Инспекционное потребление для иных нужд: 80.70 ГВтч

Приложение II.7.3-3 Годовая потребность в электроэнергии проектирование пиковой потребности к 2010г.

Год	Потребность в Зоне Изучения							Потребность в не зоны изучения	Общая потребность
	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи	Всего		
Потребность в Электричестве в ГВтч									
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
Пиковая потребность в МВт									
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

Предположение:

(1) Часов в году 8,760

(2) Коэффициент нагрузки 0.55

(3) Потребность в электричестве в каждом году интерполирована применением среднего уровня роста между 1999 2010 по каждому району

Приложение II.7.3-4 Потребление электроэнергии на Жилищного Абонента в 1999 и 2010 согласно Запроектированному Прогнозу Жилищной Потребности в Электричестве

Район	1999						2010								
	"Сценарий Высокого Роста"			"Сценарий Экономии Энергии"			"Сценарий Высокого Роста"			"Сценарий Экономии Энергии"					
	Число Жилищных Абонентов	Потребление Электр-ва (ГВтч)	Потребление электр-ва на Абонента (кВтч)	Число Жилищных Абонентов	Потребление Электр-ва (ГВтч)	Потребление электр-ва на Абонента (кВтч)	Число Жилищных Абонентов	Электр-ва (ГВтч)	Потребление электр-ва на Абонента (кВтч)	Электр-ва (ГВтч)	Потребление электр-ва на Абонента (кВтч)	Число Жилищных Абонентов	Электр-ва (ГВтч)	Потребление электр-ва на Абонента (кВтч)	Степень изменения в потребл. электр-ва на абонента (%/год)
<b>(Зона Изучения)</b>															
1 Сабил	27,110	166.0	6,122.0	35,954	318.0	8,844.6	35,954	159.2	4,427.9	4,427.9	3,4	35,954	159.2	4,427.9	-2.9
2 Ясамал	31,121	215.9	6,938.4	41,274	413.7	10,023.3	41,274	286.4	6,939.0	6,939.0	3.4	41,274	286.4	6,939.0	0.0
3 Наспий	38,434	221.3	5,756.9	50,972	423.9	8,316.3	50,972	259.7	5,095.0	5,095.0	3.4	50,972	259.7	5,095.0	-1.1
4 Нариманов	31,306	200.5	6,406.0	41,520	384.2	9,253.5	41,520	196.2	4,725.5	4,725.5	3.4	41,520	196.2	4,725.5	-2.7
5 Низами	36,279	173.5	4,782.6	48,114	332.4	6,908.6	48,114	211.0	4,385.4	4,385.4	3.4	48,114	211.0	4,385.4	-0.8
6 Хатаи	53,257	275.2	5,168.1	70,632	527.3	7,465.5	70,632	285.8	4,046.3	4,046.3	3.4	70,632	285.8	4,046.3	-2.2
Промежут. сумма	217,507	1,252.5	5,758.2	288,466	2,399.5	8,318.2	288,466	1,398.3	4,847.4	4,847.4	3.4	288,466	1,398.3	4,847.4	-1.6
<b>(Вне Зоны Изучения)</b>															
7 Гарадаг	12,163	63.1	5,190.2	16,132	120.9	7,494.6	16,132	83.7	5,188.6	5,188.6	3.4	16,132	83.7	5,188.6	0.0
8 Бинагади	44,849	291.9	6,509.2	59,480	559.3	9,403.2	59,480	280.1	4,709.2	4,709.2	3.4	59,480	280.1	4,709.2	-2.9
9 Сабунчи	33,434	369.9	11,064.7	44,341	708.7	15,982.9	44,341	354.9	8,003.8	8,003.8	3.4	44,341	354.9	8,003.8	-2.9
10 Азизбеков	20,044	326.7	16,296.7	26,584	625.9	23,544.5	26,584	313.5	11,792.9	11,792.9	3.4	26,584	313.5	11,792.9	-2.9
11 Сураханы	31,572	161.7	5,123.1	41,872	309.9	7,401.2	41,872	214.5	5,122.8	5,122.8	3.4	41,872	214.5	5,122.8	0.0
Промежут. сумма	142,062	1,213.4	8,541.3	188,408	2,324.7	12,338.6	188,408	1,246.7	6,617.0	6,617.0	3.4	188,408	1,246.7	6,617.0	-2.3
<b>Баку Всего</b>	<b>359,569</b>	<b>2,465.9</b>	<b>6,857.8</b>	<b>476,874</b>	<b>4,724.2</b>	<b>9,906.6</b>	<b>476,874</b>	<b>2,645.0</b>	<b>5,546.5</b>	<b>5,546.5</b>	<b>3.4</b>	<b>476,874</b>	<b>2,645.0</b>	<b>5,546.5</b>	<b>-1.9</b>

Предположения:

(1) Число жилищных абонентов в 1999г.

(2) Потребление эл-ва в 1999г.

(3) Число жилищных абонентов в 2010г.

(4) Потребление эл-ва в 2010г.

Была получена только общая цифра в 359,569. Распределение по районам было проведено применением пропорции каждого района в 1998г.

"Инспекционное" потребление распределено каждому р-ну пропорционально доле каждого р-на

Предполагается рост пропорционально росту населения в

Как запроектировано в 2-х случаях

2.6

%/год.