

ГЛАВА 8

ПЛАН РЕАЛИЗАЦИИ И СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ

ГЛАВА 8 ПЛАН РЕАЛИЗАЦИИ И СМЕТНАЯ СТОИМОСТЬ

8.1 План реализации

8.1.1 Распределительные сооружения

Генеральный План восстановления и реконструкции распределительной сети на 10-летний период подробно описан в Главах 5 и 6 данного Тома. Для реализации Генерального Плана потребуются значительные капиталовложения. Считается, что для БаГЭС очень сложно обеспечить финансирование Генерального Плана из своих собственных средств, принимая во внимание сведения о сделанных БаГЭС капиталовложениях за прошедшие десять лет. Соответственно, для гладкого внедрения и реализации Генерального Плана требуется финансовая помощь со стороны иностранных правительств и международных организаций содействия развитию.

В данном исследовании сметная стоимость проекта по Генеральному Плану определена исходя из предпосылки, что финансовая помощь из иностранных источников будет предоставлена и что Генеральный План будет реализовываться на протяжении следующих десяти лет в три этапа. В составе этого десятилетнего плана на первый этап отводится первые четыре года, а на второй и третий этапы – по три года. Восстанавливаемые сооружения и приобретаемые основные виды оборудования и материалов показаны для каждого этапа в Таблице II.8.1-1 и подробно представлены в Приложении II.8.1-1.

Таблица II.8.1-1 Восстанавливаемые сооружения и техническое снабжение на каждом этапе

	Первый этап	Второй этап	Третий этап	Итого
Восстанавливаемые сооружения				
Линии СН, длина (км)	93,1	70,1	69,7	232,9
Трансформаторные станции (кол-во)	106	78	78	262
Основные виды приобретаемого оборудования и материалов				
Кабели : СН (км)	197,3	148,7	147,8	493,8
: НН (км)	246,9	153,2	183,9	583,9
Трансформ.мощности (МВА)	90,7	59,5	66,1	216,3
РУ СН : щиты сетевых автоматов	370	276	231	877
: щиты выкл.нагрузки *1	603	438	411	1452

Прим. *1: включая шину и трансформаторный щит

Расположение подземных линий и трансформаторных станций, восстанавливаемых на первом этапе, представлено на Рисунках II.8.1-1 (1)-(5), на втором этапе – на Рисунках II.8.1-2 (1)-(5), на третьем этапе – на Рисунках II.8.1-3 (1)-(5). Как видно из этих рисунков, первый этап охватывает большинство сооружений в центральной части города Баку, где БаГЭС уже давно желает провести восстановление и реконструкцию. Для каждого этапа существующие сооружения на 10 кВ показаны синим, сооружения на 6 кВ – зеленым, подлежащие восстановлению сооружения – красным, а законченные –

черным цветом. Отметьте, что на этих рисунках число завершенных и подлежащих восстановлению цепей подземных линий (в принципе, двухцепные) такое же, как и число существующих линий.

На план распределительной сети влияет план развития и расширения высоковольтных систем передачи и распределения энергии, а также динамика изменений спроса на электроэнергию. Соответственно, Генеральный План, формулируемый в данном исследовании, необходимо пересматривать согласно хода развития системы передачи электроэнергии и изменения спроса. Поэтому допускается, что Генеральный План распределительной сети будет ежегодно пересматриваться на основе регулярного анализа указанных обстоятельств, в т.ч. динамики изменений потребности в электроэнергии. В особенно важно будет проанализировать конкретную ситуацию перед началом работ по реализации плана на втором и третьем этапах.

8.1.2 Средства диспетчеризации нагрузки

Разработанный план реконструкции системы диспетчеризации нагрузки описан в Главе 6. Этот план поделен на два этапа с экономической точки зрения. Наибольшая часть работ по этому плану выполняется одновременно с восстановительными работами на втором этапе проекта.

В Таблице II.8.1-2 представлены основные виды оборудования и материалов, приобретаемых для работ по реконструкции системы диспетчеризации нагрузки. Подстанции 35 кВ не входят в объем нашего исследования. Поэтому число подстанций 35 кВ, входящих в систему дистанционного контроля и управления из ЦДЦ, не известно и не указывается в Таблице II.8.1-2. После окончания работ по реконструкции и модернизации подстанции будут дистанционно контролироваться и управляться из ЦДЦ. Пункты, отмеченные кружками в колонке второго этапа, означают добавление и/или модификацию программного обеспечения для оборудования, установленного на этапе II.

Таблица II.8.1-2 Основное оборудование системы диспетчеризации нагрузки

	Этап I	Этап II	Этап III	Итого
Центральный диспетчерский центр (ЦДЦ)				
Блок управления распределит.сетью (основной)	—	1	○	1
Блок управления распределит.сетью (запасной)	—	1	○	1
Диспетчерский терминал	—	3	○	3
Крупногабаритный дисплей	—	1	○	1
Дисплейная панель схемы распределительной сети	—	1	○	1
Дисплейная панель контроля и телеметрии	—	1	○	1
Оборудование управление радиосвязью	—	1	—	1
Блок контроля подстанции (основной)	—	1	○	1
Учебный терминал	—	—	1	1
Офисный терминал	—	—	3	3
Трансформаторные станции				
БДУ	—	184	78	262
Подстанции 35 кВ				
Блок контроля подстанции (вспомогательный)	—	—	—	—

Прим. Работы по реконструкции системы диспетчеризации нагрузки начинаются на этапе II

8.2 Материально-техническое снабжение

8.2.1 Средства материально-технического снабжения

(1) Распределительные сооружения

На основе обсуждения подхода к разработке Генерального Плана, рассмотренного в Главе 4 данного Тома, считается технически сложным организовать приобретение оборудования и материалов для реконструкции распределительной сети из стран бывшего Советского Союза, как это ранее делала БаГЭС. В особенности проблематичным является вопрос приобретения распределительных устройств среднего напряжения. Здесь сложность заключается не в технических характеристиках, а в габаритах элегазовых или вакуумных распределительных устройств. Большинство из трансформаторных станций, выявленных в Генеральном Плане, спроектированы под распределительную сеть из одноцепных линий. Поэтому такие трансформаторные станции слишком малы, чтобы в них можно было разместить распределительные устройства среднего напряжения для сети, преобразованной в двухцепную конфигурацию в ходе модернизации, и такие станции требуют расширения площади. При этом предвидятся следующие проблемы :

- (а) Среди наземных трансформаторных станций расширение возможно только для станций, расположенных в зонах зеленых насаждений и парках. Другие станции не имеют такой возможности. Кроме того, станции в арендованных помещениях стоят перед проблемой нехватки площади для установки оборудования и в них нет свободных помещений.
- (б) Во время работ по реконструкции и восстановлению необходимо обеспечить непрерывное энергоснабжение. Помимо этого, станции, намеченные к реконструкции, расположены в зоне с высокой плотностью спроса на электроэнергию, где имеется большое число кабелей, идущих к потребителям, что дополнительно увеличивает вероятность перебоя в электроснабжении. В такой ситуации работы по расширению трансформаторных станций вызовут дополнительные проблемы со стабильным обеспечением энергоснабжения, если работы будут затянуты.

В результате анализа этих обстоятельств считается рациональным использовать международный конкурентный тендер для приобретения распределительных устройств, подходящих для частичной реконструкции трансформаторных станций. Но даже и в этом случае в тендерной документации потребуется подробно указывать компоновку станций и требования к оборудованию.

(2) Средства диспетчеризации нагрузки

Система диспетчеризации нагрузки, рассмотренная в Главе 6, состоит из оборудования связи, средств

и устройств управления, созданных на базе современной электронной технологии, причем такое оборудование продолжает очень быстро развиваться благодаря свободной конкуренции.

В данном плане предусматривается использовать графическую информационную систему (ГИС) для отображения расположения распределительных линий на карте. Однако графическая информационная схема энергетической системы всего Азербайджана находится в процессе создания при помощи Японии и на данный момент не имеется подробной графической информационной карты электросети для проектной зоны. Подготовка такой карты не включена в данный проект, так как такая работа требует очень больших затрат и не входит в конкретную тематику рассматриваемого плана.

Качество программного обеспечения является важным фактором работы автоматизированной системы диспетчеризации нагрузки. Функции программного обеспечения такие же важные, как и у аппаратного обеспечения, если не больше. Поэтому важно, чтобы система диспетчеризации нагрузки приобрелась бы от подрядчика, который обладает большим опытом и возможностями реализации заказов такого типа. Международные конкурентные торги будут организованы для закупки оборудования и устройств в соответствии с детальными техническими спецификациями, касающимися протокола обмена данными, интерфейса телекоммуникационного оборудования для организации канала связи между отдельными устройствами и т.д.

8.2.2 Расценки для определения сметной стоимости Генерального Плана

Для определения сметной стоимости имеются таблицы стандартных расценок, разработанные промышленными предприятиями. Однако эти расценки, которыми пользовалась БаГЭС, были составлены в эпоху бывшего Советского Союза и указанное в них оборудование не подходит для данного Генерального Плана. БаГЭС не имеет опыта проведения закупки оборудования путем международного конкурентного тендера. С учетом этих обстоятельств, исследовательская группа подготовила стандартные расценки на основе информации о международных тендерах за последнее время и с использованием расценок заводов-изготовителей оборудования. Поскольку суммы контракта обычно растут по мере внесения изменений и добавления новых работ, к стандартным расценкам были сделаны поправки. Принятые стандартные расценки на оборудования и материалы (на условиях ФОБ) представлены в Приложении II.8.2-1.

Для расценок на оборудование диспетчеризации и связи, которыми пользуется БаГЭС, характерна аналогичная ситуация. В связи с этим исследовательская группа подготовила новые расценки для такого оборудования на основе информации о международных тендерах за последнее время и с использованием расценок заводов-изготовителей. Расценки представлены в Приложении II.8.2-2

8.3 Подход к определению сметной стоимости Проекта

8.3.1 Распределительное оборудование

БаГЭС закупала необходимое оборудование и материалы от азербайджанских и иностранных поставщиков, и выполняла работы либо своими силами, либо поручала их подрядчикам. Кроме того, иногда в подряд входила поставка оборудования и материалов. Однако, как уже обсуждалось ранее, приобретаемое по данному плану оборудование и материалы должны отвечать различным требованиям, указываемым в тендерной документации, а БаГЭС и местные подрядчики столкнутся с проблемой установки и регулировки незнакомого им оборудования, изготовленного на основе новейшей технологии. Поэтому считается уместным привлечь к выполнению работ опытного зарубежного подрядчика на условиях контракта "под ключ". Вместе с тем предусматривается, что местные, азербайджанские подрядчики выполняют основную часть работ по субподрядным договорам. Прокладка кабелей в центре города требует особенно активного участия местных подрядчиков, принимая во внимание сложности процедур оформления разрешений на проведение работ.

Считается сложным осуществлять прокладку кабелей в точном соответствии с графиком реконструкции трансформаторных станций в связи с упомянутыми сложностями в получении необходимых разрешений, а также в связи с помехами движению автотранспорта. Поэтому работы на трансформаторных станциях и кабелеукладочные работы должны осуществляться независимо друг от друга, но при этом необходимо стремиться свести к минимуму разницу в ходе работ. Ниже представлены основные пункты работ по Генеральному Плану.

(1) Замена оборудования на трансформаторных станциях

Следующие пункты входят в состав работ на трансформаторных станциях:

- (а) Установка временных трансформаторов и распределительных устройств и подключение кабелей для обеспечения непрерывного энергоснабжения потребителей
- (б) Демонтаж существующих распределительных устройств, трансформаторов и шин
- (в) Реконструкция и ремонт зданий трансформаторных станций (даже в том случае, когда не требуется переносить перегородки для установки нового оборудования среднего напряжения, необходимо выполнить определенные работы на кабелепроводах и несущем каркасе зданий)
- (г) Монтаж, регулировка и инспекция распределительных устройств и трансформаторов
- (д) Подключение к смонтированным распределительным устройствам после демонтажа временных РУ
- (е) Подключение кабелей к распределительным устройствам после завершения укладки

подземных кабелей

(2) Подземные кабельные линии

Ниже перечислены пункты работ, связанные с подземными кабельными линиями. Отметьте, что БаГЭС не удаляет существующие устаревшие кабели, если они не мешают укладке новых кабелей.

- (а) Изучение и съемка трасс укладки кабелей и разработка плана укладки (на основе полученных результатов необходимо получить разрешения для прокладки кабелей)
- (б) Земляные работы (на участках с узкими дорогами и сложной транспортной обстановкой потребуются временно вывезти вынутый грунт)
- (в) Укладка кабелей и защитных плит
- (г) Обратная засыпка и восстановление тротуаров и дорожных покрытий (эти работы обычно выполняются силами дорожно-строительных организаций в городе Баку)

Большая часть упомянутых работ передается местным азербайджанским подрядчикам на основе субподрядных договоров, причем общую ответственность за такие работы будет нести опытный зарубежный подрядчик.

Сметная стоимость проектных работ, выполняемых местными субподрядчиками, определялась на основе имеющихся данных за прошлые периоды. Ниже описывается методология определения сметной стоимости общественных работ, в т.ч. по проектам создания коммунальных электросетей в Азербайджане. Вместе с тем, существующий подход чрезвычайно сложен и, несмотря на неоднократные консультации, исследовательская группа не вполне уяснила данную методологию.

- (а) Все расчеты для определения сметной стоимости по проектам общественных работ выполняются государственным проектным институтом и результаты используются для получения разрешений на проведение строительных работ и материально-техническое снабжение. Расходы на эту деятельность несет организация-исполнитель работ.
- (б) Метод определения сметной стоимости устанавливается для каждого объекта и вида работ. Эти методы и нормативы были разработаны в эпоху бывшего Советского Союза и расценки указываются в рублях по базовым ценам 1991 года.
- (в) Стоимость строительных работ, рассчитанная в рублях по базовым ценам 1991 года, пересчитываются в манаты по курсу 1991 года (1 манат = 10 рублей), и затем корректируются в соответствии с уровнем цен на текущий момент.

В Таблице II.9.3-1 представлен пример расчета сметной стоимости для укладки 10 кВ подземных кабелей в линии с четырьмя цепями ($3 \times 185 \text{ мм}^2$: 1160 метров). Трудозатраты (2,0 % от стоимости строительства) в форме отчислений в фонд пособий по безработице, общие и управленческие

накладные расходы (0,228%) и НДС (20%) добавлены к стоимости строительства в данной Таблице. Обменный курс маната к доллару принят равным 1US\$ = 4456,00 манат (по состоянию на 31 мая 2000 года). В материальные затраты включена стоимость принадлежностей к кабелям (4,87 км), кабельных соединений и клемм.

Таблица II.8.3-1 Пример расчета сметной стоимости (укладка подземных кабелей)

Пункт	Базовые цены (манаты, 1991)	Поправочный коэффициент	Стоимость строительства (тыс. манат)	Стоимость строительства (US\$)
Матер.затраты (включая кабели)	8508	50053	425848,5	95567
Трудозатраты	412	21056	8674,9	1947
Строит.машины	190	36064	6852,2	1538
Общие/администр.расх.	339	17258	5850,6	1313
Плановые накопления	756	27759	20986,0	4710
Итого	10205	45881	468212,5	105075

8.3.2 Оборудование диспетчеризации нагрузки

Как указывалось в Разделе 8.2, оборудование системы диспетчеризации нагрузки будет приобретаться в ходе конкурентных международных торгов и все это оборудование будет иностранного производства. Монтаж, регулировка и тестирование на месте представляют собой важные пункты работ, необходимые для достижения максимальных эксплуатационных характеристик. В ходе испытаний часто требуется некоторая модификация программного обеспечения на месте. С учетом таких обстоятельств контракт на создание системы диспетчеризации нагрузки необходимо заключать в ходе конкурентных международных торгов на условиях "под ключ", включая проектирование, изготовление, транспортировку, монтаж, тестирование и ввод в эксплуатацию.

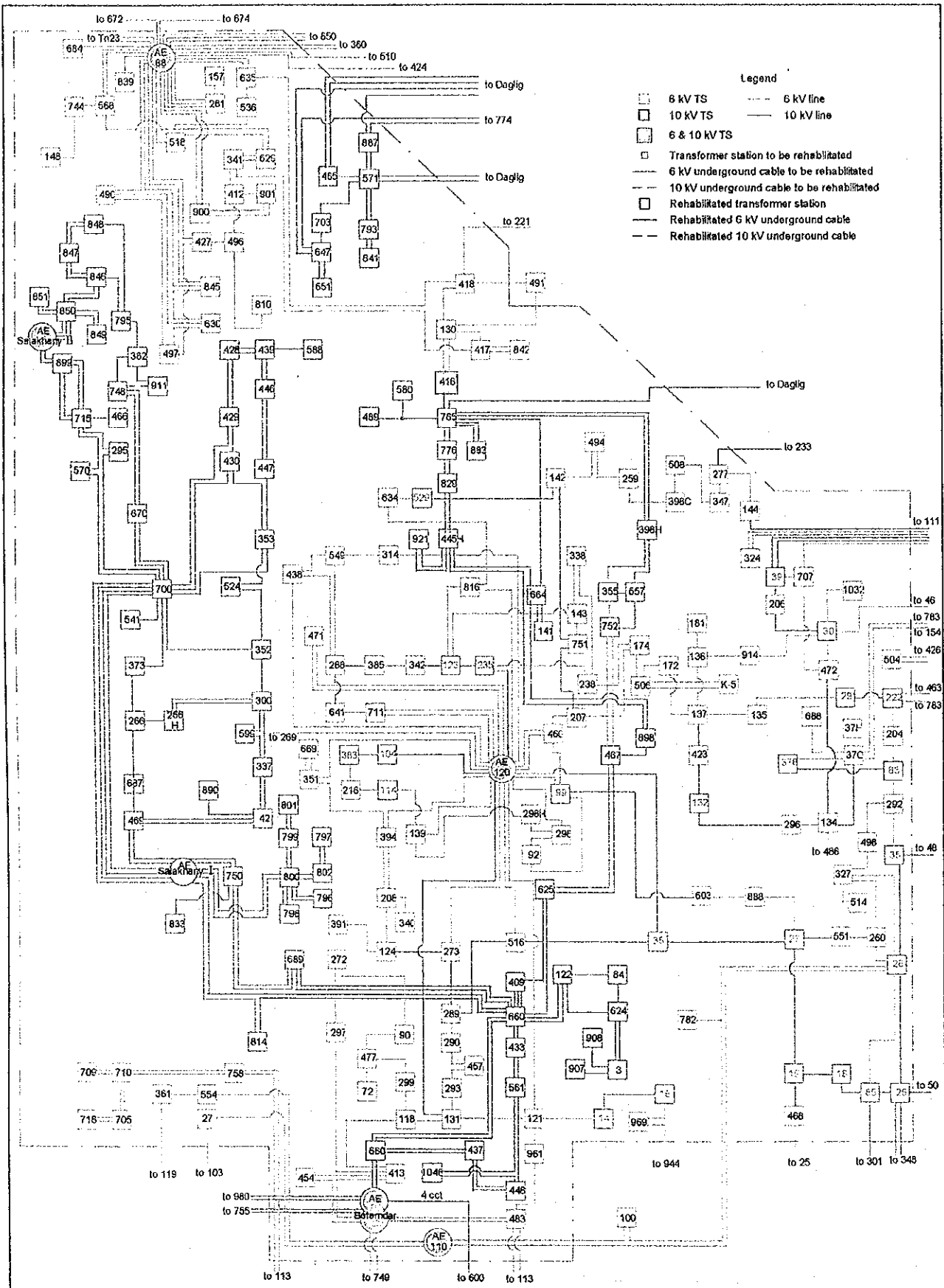
Представляется сложным получить информацию о местной доле затрат на монтаж оборудования для системы диспетчеризации нагрузки, так как в Азербайджане имеется только незначительный опыт создания местными силами крупномасштабных компьютеризированных систем такого типа. Местные азербайджанские предприятия в области энергетики и связи примут участие в этой работе в качестве субподрядчиков, работающих по договорам с зарубежным генеральным подрядчиком. Принимая во внимание конкурентный характер торгов, стоимость местной доли затрат оценивается в размере 20% от всех затрат на монтаж и установку оборудования.

8.4 Стоимость проекта

Сметная стоимость проекта, рассчитанная согласно положениям Разделов 8.1, 8.2 и 8.3, представлена в Таблице II.8.4-1. Затраты на инженерного консультанта, занимающегося надзором за строительством, детальным проектированием и помощью в проведении торгов, определены на уровне 8% от всех прямых затрат по проекту, причем 10% от всех прямых затрат добавлены в качестве резерва на непредвиденные обстоятельства.

Таблица II.8.4-1 Сводка данных о проектных затратах (US\$ 1000)

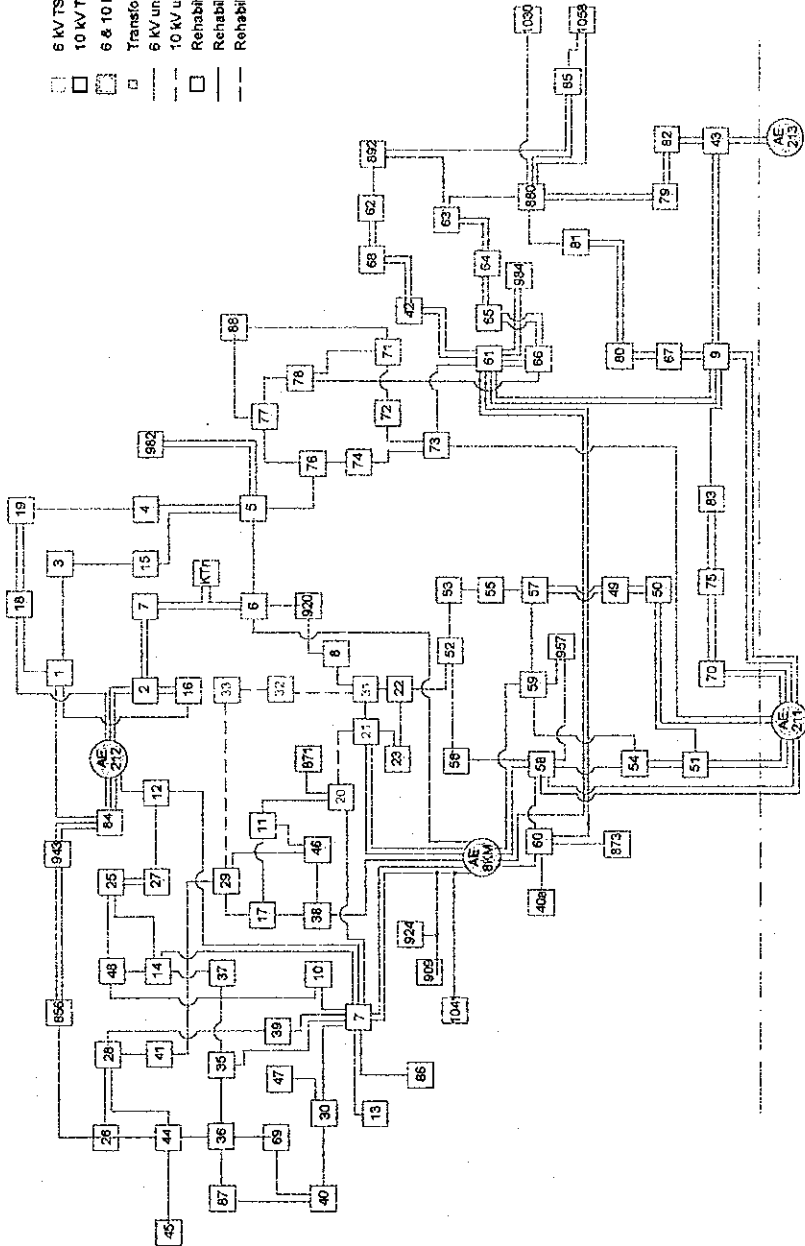
	I этап	II этап	III этап	Всего
1) Распределительные сооружения				
Оборудование и материалы (СИФ)	28942	19641	20020	68603
Строительные затраты: иностр.доля	5625	3858	3970	13453
Строительные затраты : местная доля	4503	3163	3328	10994
Всего	39070	26662	27318	93050
2) Оборудование диспетчеризации нагрузки				
Оборудование и материалы (СИФ)	-	9842	2612	12454
Строительные затраты: иностр.доля	-	270	66	336
Строительные затраты : местная доля	-	67	16	83
Всего	-	10179	2694	12873
1) + 2)				
Оборудование и материалы (СИФ)	28942	29483	22632	81057
Строительные затраты: иностр.доля	5625	4128	4036	13789
Строительные затраты : местная доля	4503	3230	3344	11077
Всего	39070	36841	30012	105923
Детальн.проект и надзор за строительством	3126	2947	2401	8474
Резерв	3907	3684	3001	10592
Итого	46103	43472	35414	124989



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

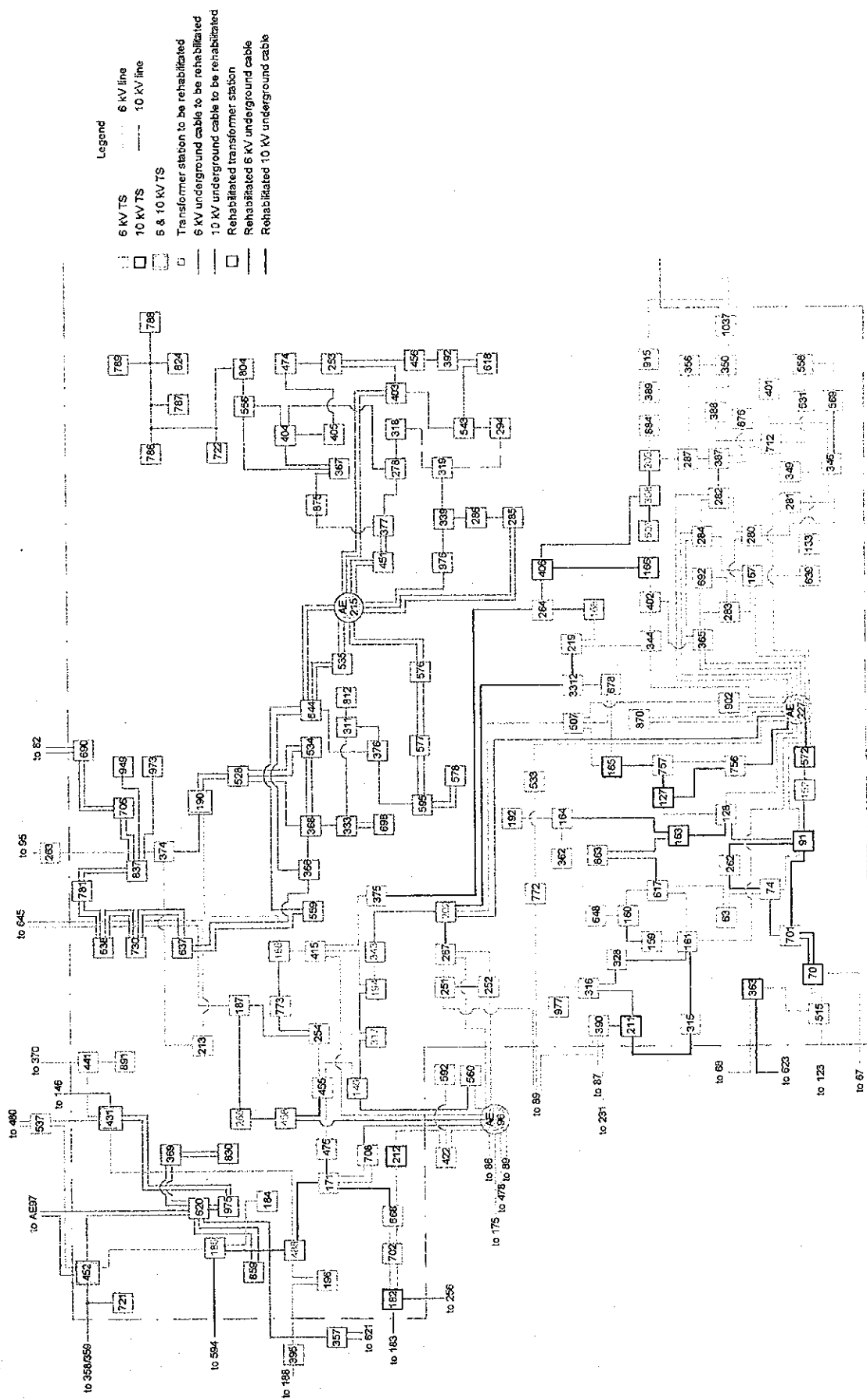
Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku Изучение Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электрообеспечения Города Баку		Figure / Рисунк: No. II.8.1-1 (2)	
Baku Electric Network ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"		Japan International Cooperation Agency Японское Агентство Международного Сотрудничества	
Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & JRI International Corp. Совместное предприятие НИППОН КОЭИ и КЭИ Интернешнл Корп.		План восстановления и реконструкции до 2004 г. в Ясамалском р-не (Этап I)	

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



Универсальный проект по восстановлению и реконструкции электроснабжения в Восточной Якутии
 Якутская энергетическая компания
 Якутская энергетическая компания
 АО «ЯКУТЭНЕРГОСЕТЬ»
 Joint Venture Yukon Coal Co., Ltd. & KKK International Corp.
 Совместное предприятие ПИИЭОБ ЯКОИ и КК Интернационал Корп.

Figure / Рисунк №. 11.8.1-1 (5)
 Title / Название Рисунок
 План восстановления и реконструкции до 2004 г.
 в Нюлунском р-не (Стан 1)

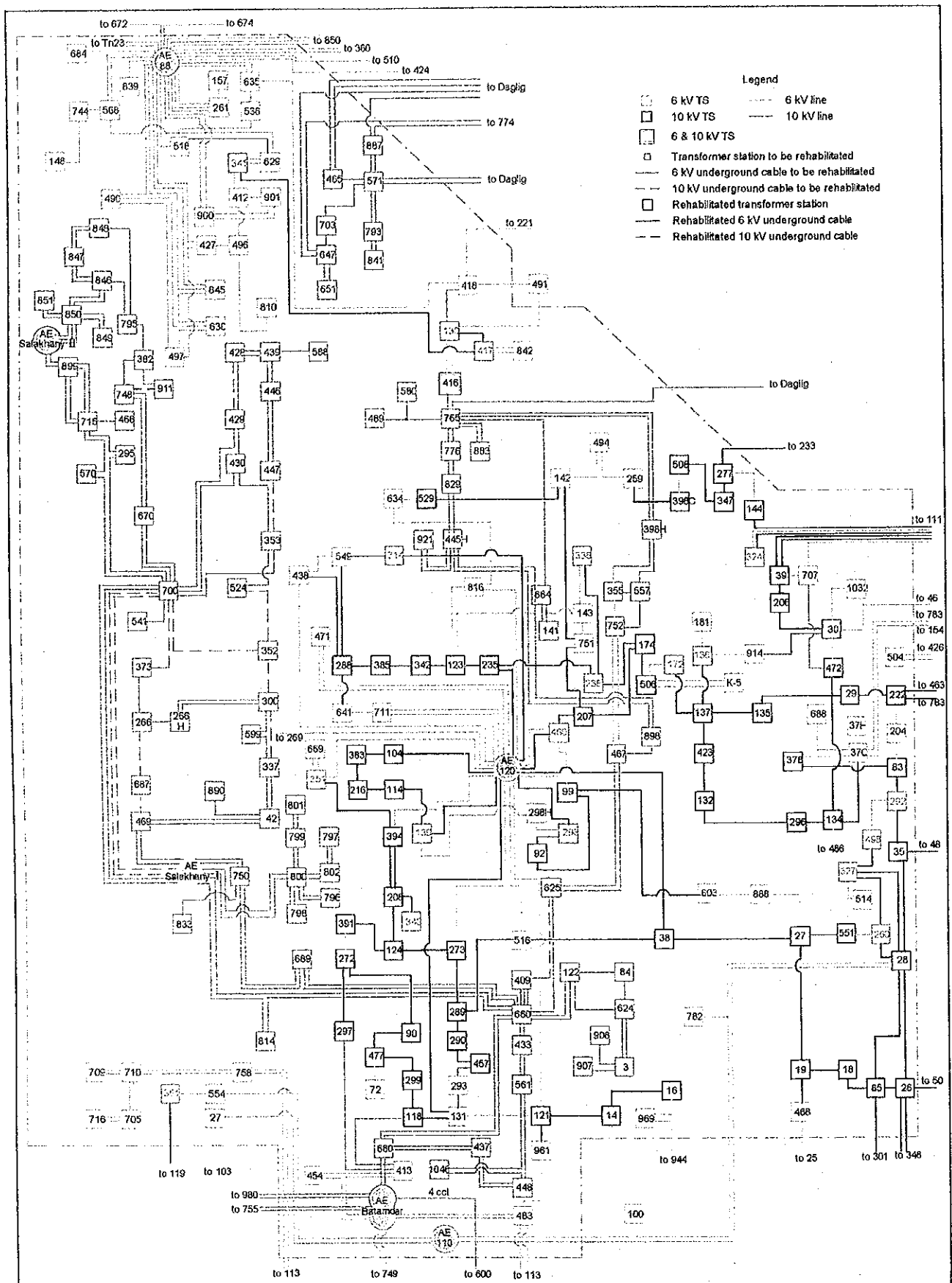


Legend

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

Figure / Рисунк №. II.8.1.2 (4)
 Title / Название Рисунка
 Plan of restoration and reconstruction of the Narimanovskaya substation (Stage II)

Main Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku
 Вузучне Генеральне Плане Восстановлення і Реконструкції Електропостачання Горизду Баку
 Baku Electric Network
 Япон Інтернаціональне Співробітництво Агенція
 ІО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"
 Японська Агенція Міжнародного Співробітництва
 Joint Venture Nippon Koei Co., Ltd. & IEN International Corp.
 Спільне підприємство НИПОН КОЕІ і ІЕН Інтернаціонал Корп.

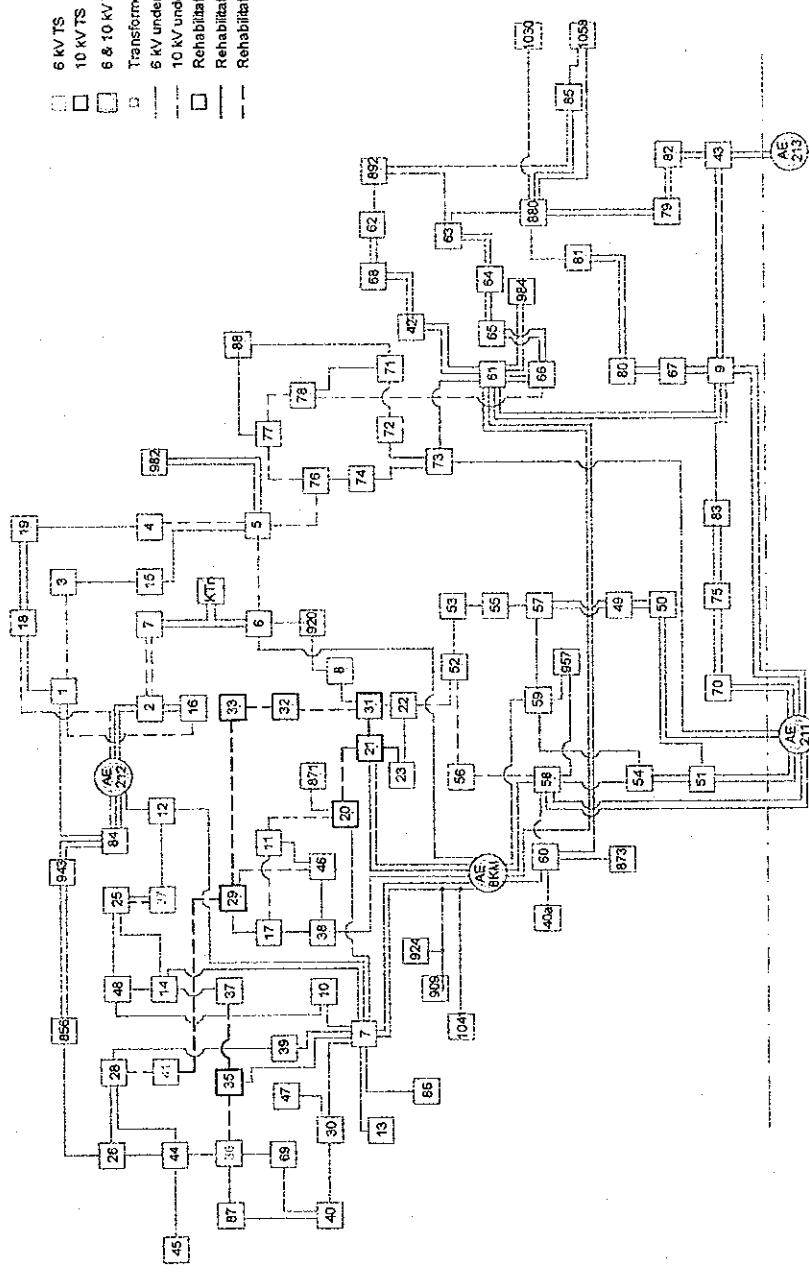


- Legend
- 6 kV TS
 - 10 kV TS
 - 6 & 10 kV TS
 - Transformer station to be rehabilitated
 - 6 kV underground cable to be rehabilitated
 - - - 10 kV underground cable to be rehabilitated
 - Rehabilitated transformer station
 - Rehabilitated 6 kV underground cable
 - - - Rehabilitated 10 kV underground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

Master Plan Study on Rehabilitation and Reconstruction of Electric Supply in Baku
 Изучение Генерального Плана Восстановления и Реконструкции Электроснабжения Города Баку
 Baku Electric Network
 ПО "БАКЭЛЕКТРОСЕТЬ"

Figure / Рисунок No. П.8.1-3 (2)
 Title / Название Рисунок
 План восстановления и реконструкции до 2010 г.
 в Ясамалском р-не (Этап III)

Japan International Cooperation Agency
 Японская Агентство Международного Сотрудничества
 Jaiti Venture Nippon Koei Co., Ltd. & KRI International Corp.
 Совместное предприятие НИПОН КОЭИ и КРИ Интернационал Корп.



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

Master Plan Study on Rehabilitation and Reinforcement of Electric Supply in Baku
 Проект восстановления и реконструкции электроснабжения Гаража Вазу
 Baku Electric Network
 АО "ЭЛЕКТРОСЕТЬ"
 Японская компания "Сейва" и японская компания "Сейва-Сити"
 Joint Venture Seiya Kasei Co., Ltd. & BEI International Corp.
 Совместное предприятие "ЭЛЕКТРОСЕТЬ" и "СЭИ Интернационал Корп."
 Figure / Рисунок: №. II.8.1-3 (5)
 Title / Название Рисунок
 План восстановления и реконструкции до 2010 г.
 в Наламкинском р-не (Стан II)



Приложение II.8.1-1 Приобретаемое оборудование и материалы

Описание	ед. изм.	Первый этап	Второй этап	Третий этап	Итого
Восстанавливаемые сооружения					
1 Подземные кабельные линии среднего напряжения					
(a) Количество участков	ед.	199	147	123	469
(b) Протяженность линий	км	93.1	70.1	69.7	232.9
2 Распределительные трансформаторные станции					
(a) Число трансформаторных станций	ед.	106	78	78	262
(b) Число трансформаторов	ед.	156	102	116	374
Количество приобретаемого оборудования и материалов					
A. Трансформаторные станции					
A.1 Ячейки СН					
a.1.1 Отходящие фидеры (элегазовые выкл., 630 А, с эл/приводом)	компл.	370	276	231	877
a.1.2 Входящие фидеры (элегазовые выкл. нагрузки, 630 А, с эл/приводом)	компл.	370	276	231	877
a.1.3 Шпильные соединители (элегазовые выкл. нагрузки, 2000 А, с эл/приводом)	компл.	78	60	63	201
a.1.4 Ячейки трансформаторов напряжения	компл.	156	120	126	402
a.1.5 Ячейки трансформаторных цепей					
(a) Элегазовые выкл. нагрузки 200А с предохран. для транс. на 400 кВА	компл.	57	34	47	138
(b) Элегазовые выкл. нагрузки 200А с предохран. для транс. на 630 кВА	компл.	83	49	55	187
(c) Элегазовые выкл. нагрузки 200А с предохран. для транс. на 1000 кВА	компл.	15	10	11	36
A.2 Поставка и монтаж распределительных трансформаторов (10/0.4-0.23 кВ)					
a.2.1 Масляные					
(a) 400 кВА	компл.	31	24	34	89
(b) 630 кВА	компл.	48	38	44	130
(c) 1000 кВА	компл.	10	8	8	26
a.2.2 Сухие с литой изоляцией					
(a) 400 кВА	компл.	26	10	13	49
(b) 630 кВА	компл.	35	11	11	57
(c) 1000 кВА	компл.	5	2	3	10
A.3 Поставка и монтаж низковольтных распределительных щитов					
a.3.1 Для тока 1600 А с 4 фидерами по 400 А и 4 фидерами по 250 А с автоматическим выключателем шины	компл.	50	24	38	112
a.3.2 Для тока 1600 А с 4 фидерами по 400 А и 4 фидерами по 250 А	компл.	105	69	75	249
A.4 Поставка и монтаж настенных выключателей с предохранителями					
a.4.1 Основной предохранитель на 400 А с 4х250 выключателями	компл.	622	384	456	1,462
A.5 Поставка и монтаж модульных трансформаторных станций					
(a) Станция с трансформатором 400 кВА	компл.	0	3	1	4
(b) Станция с трансформатором 630 кВА	компл.	1	6	2	9
B. Силовые кабели					
B.1 Поставка и укладка подземных кабелей среднего напряжения типа XLPE					
(a) 3 x 240 mm ²	км	138.1	104.1	103.5	345.7
(b) 3 x 150 mm ²	км	59.2	44.6	44.4	148.2
B.2 Низковольтные кабели типа XLPE					
b.2.1 Поставка и укладка низковольтных подземных кабелей					
(a) 3 x 240 + 1 x 95 mm ²	км	62.2	38.4	45.6	146.2
(b) 3 x 150 + 1 x 70 mm ²	км	55.9	34.4	41.0	131.3
b.2.2 Поставка и укладка кабелей по фасадам зданий					
(a) 3 x 150 + 1 x 70 mm ²	км	65.2	40.2	47.8	153.2
(b) 3 x 70 + 1 x 70 mm ²	км	65.2	40.2	47.8	153.2
C. Электросчетчики					
(a) Однофазные на 230 V 5/20 А	компл.	13,476	10,107	10,107	33,690
(b) Однофазные на 230 V 10/20 А	компл.	17,968	13,476	13,476	44,920
(c) Однофазные на 230 V 20/60 А	компл.	13,476	10,107	10,107	33,690
(d) Трехфазные на 400 V 10/30 А	компл.	144	108	108	360
(e) Трехфазные на 400 V 20/60 А	компл.	288	216	216	720
(f) Трехфазные на 400 V 30/90 А	компл.	288	216	216	720

Приложение II.8.2-1 Расценки на распределительное оборудование

Описание	ед.	Расценка (ФОБ) Цена (US\$)
А. Трансформаторные станции		
А.1 Поставка и монтаж ячеек СН		
а.1.1 Отходящие фидеры (элегазовые выкл., 630 А, с эл/приводом)	компл.	13,863.1
а.1.2 Входящие фидеры (элегазовые выкл.нагрузки, 630 А, с эл/приводом)	компл.	3,887.0
а.1.3 Шинные соединители (элегазовые выкл.нагрузки, 2000 А, с эл/приводом)	компл.	4,556.4
а.1.4 Ячейки трансформаторов напряжения	компл.	3,887.0
а.1.5 Ячейки трансформаторных цепей		
(а) Элегазовые выкл.нагрузки 200А с предохран. для транс.на 400 кВА	компл.	3,076.9
(б) Элегазовые выкл.нагрузки 200А с предохран. для транс.на 630 кВА	компл.	3,230.7
(с) Элегазовые выкл.нагрузки 200А с предохран. для транс.на 1000 кВА	компл.	3,384.6
А.2 Поставка и монтаж распределительных трансформаторов (10/0.4-0.23 кВ)		
а.2.1 Масляные		
(а) 400 кВА	компл.	6,970.1
(б) 630 кВА	компл.	9,076.3
(с) 1000 кВА	компл.	12,650.5
а.2.2 Сухие с литой изоляцией		
(а) 400 кВА	компл.	12,546.3
(б) 630 кВА	компл.	16,337.3
(с) 1000 кВА	компл.	22,770.9
А.3 Поставка и монтаж низковольтных распределительных щитов		
а.3.1 Для тока 1600 А с 4 фидерами по 400 А и 4 фидерами по 250 А с автоматическим выключателем шины	компл.	25,568.0
а.3.2 Для тока 1600 А с 4 фидерами по 400 А и 4 фидерами по 250 А	компл.	17,891.6
А.4 Поставка и монтаж модульных трансформаторных станций		
(а) Станция с трансформатором 400 кВА	компл.	46,023.4
(б) Станция с трансформатором 630 кВА	компл.	49,593.8
В. Силовые кабели		
В.1 Поставка и укладка подземных кабелей средн.напряжения типа XLPE		
(а) 3 x 240 mm ²	км	21,086.7
(б) 3 x 150 mm ²	км	16,474.7
В.2 Низковольтные кабели типа XLPE		
в.2.1 Поставка и укладка низковольтных подземных кабелей		
(а) 3 x 240 + 1 x 95 mm ²	км	13,619.6
(б) 3 x 150 + 1 x 70 mm ²	км	9,713.2
в.2.2 Поставка и укладка кабелей по фасадам зданий		
(а) 3 x 150 + 1 x 70 mm ²	км	7,284.2
(б) 3 x 70 + 1 x 70 mm ²	км	4,035.2

Строительные работы

1	Новое строительство (10% типа КО)	ед.	27,966.0
2	Перемещение внутренних перегородок(КО:60%, КП:30%)	ед.	9,084.0
3	Кабелепроводы и т.д. (КО:30%,КП:70%)	ед.	5,285.0
4	Кабелепроводы и т.д. (КВ:100%)	ед.	2,043.0

Примечание

КО: Наземные отдельно стоящие здания

КП: Наземные здания-пристройки

КВ: Арендованные помещения

Приложение II.8.2-2 Расценки на оборудование для системы диспетчеризации

Описание	ед.	Расценка (ФОБ) Цена (US\$)
А. Диспетчерский центр		
а.1 Блок управления распределительной сетью	компл.	160,000
а.2 Блок управления подстанциями и оборудование связи	компл.	254,000
а.3 Диспетчерский терминал и принадлежности	компл.	44,000
а.4 Крупногабаритный дисплей и управляющее оборудование	компл.	564,000
а.5 Дисплейная панель распределительной сети и управляющее оборудование	компл.	376,000
а.6 Дисплейная панель сети подстанций и блок управления	компл.	376,000
а.7 Оборудование радиосвязи и управляющее оборудование	компл.	235,000
а.8 Учебный терминал	компл.	28,000
а.9 Офисный терминал, локальная сеть, принадлежности	компл.	94,000
а.10 Блоки питания	компл.	125,000
Б. Трансформаторные станции		
б.1 Блок дистанционного управления	компл.	18,797

ГЛАВА 9

**ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ
ОЦЕНКА ПРОЕКТА**

ГЛАВА 9 ФИНАНСОВО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ПРОЕКТА

9.1 Общие положения

9.1.1 Цель

Оценка проекта предназначена для выяснения жизнеспособности формулируемого проекта Генерального Плана (Проект) по всей зоне исследования как в экономическом, так и в финансовом аспекте посредством расчета экономической и финансовой внутренней нормы прибыли (ФВНП и ЭВНП). Внутренняя норма прибыли представляет собой максимальную ставку процента, который мог бы приносить проект, если бы все ресурсы были отданы в кредит, другими словами, это мера прибыли на объем мобилизованных затрат по проекту.

В ходе оценки принимается метод "с реализацией или без реализации Проекта". Поэтому каждая внутренняя норма прибыли должна быть получена сравнением роста прибыли и стоимости.

Экономическая оценка проводится с точки зрения всего общества в целом. Стоимость Проекта переводится в экономическую стоимость для отражения фактических ресурсов, мобилизованных во всем обществе либо путем устранения передаточных платежей, либо посредством теневого ценообразования. Рассчитанная таким образом ВНП сравнивается с минимальным коэффициентом окупаемости, экономической стоимостью капитала.

Финансовый анализ проводится с точки зрения самого Проекта (прогноз движения денежной наличности, вызванной Проектом). Стоимость Проекта на основе рыночных цен сравнивается с прибылью от Проекта, измеряемой доходом, накапливающимся вследствие распределения электроэнергии по всем потребителям по Проекту.

9.1.2 Краткое изложение оценки стоимости и плана затрат по Проекту

Сметная стоимость Проекта рассмотрена в предшествующей Главе 8. График затрат на каждой стадии Проекта предполагает, что как снабженческие, так и строительные работы начнутся со второго года (третий год первой фазы) и продлятся полтора года по полного завершения. 90% затрат на приобретение оборудования и материалов и 40% строительных затрат будут осуществлены в течение второго года (третий год первой фазы) на каждом этапе.

Фиксированная годовая стоимость эксплуатации и техобслуживания новых систем и оборудования,

(т.е. дополнительные издержки на эксплуатацию и техобслуживание, вызванные Проектом) оценивается в 2,0% (в год) от прямой стоимости проекта и будет реализована, начиная со следующего года осуществления проекта.

9.1.3 Главные предположения и допущения для оценки Проекта

В настоящем исследовании приняты следующие основные предположения и допущения:

- (а) Денежная стоимость в принципе указана в долларах США или в азербайджанских манатах. Используется официальный обменный курс 4456,0 манат за 1 доллар США на 31 мая 2000 г. Для обменного курса не применялось теневое ценообразование, т.к. было применено приближение мирового масштаба цен.
- (б) Экономическая оценка проводится с уровнем цен в долларах США в качестве основы. С другой стороны, финансовая оценка была проведена с уровнем цен в местной валюте в качестве основы.
- (в) Сметная стоимость и график затрат определены на реальном базисе постоянных цен 2000 года. Таким образом, инфляционный фактор в оценке не учитывается.
- (г) Фактор теневого ценообразования ставки заработной платы неквалифицированной рабочей силы принят равным 0,8 на основе практики Всемирного Банка в Азербайджане. Предполагается, что заработная плата неквалифицированной рабочей силы в среднем составляет 40% от доли местной валюты в стоимости проекта. Фактор теневого ценообразования на местные материалы и оборудование, и стоимость эксплуатации и техобслуживания был основан на стандартном переводном коэффициенте и был принят равным 0,9 также на основе практики международных организаций поддержки развития.
- (д) На основе вышеизложенных допущений был рассчитан "составной переводной коэффициент", равный 0,86, для определения экономической стоимости доли местной валюты в стоимости проекта.
- (е) Было предположено, что экономическая стоимость капитала (ставка дисконтирования) равна 10% в данной проектной оценке, следуя недавней практике международных организаций содействия развитию в Азербайджане. Для определения средней финансовой стоимости капитала в Азербайджане за основу была взята ставка рефинансирования Национального Банка Азербайджана (НБА). Эта ставка на конец 1999 г. составляла 10% в номинальном исчислении. Для перевода в реальное исчисление во внимание были приняты средние темпы инфляции на основе индекса потребительских цен за период 1995-1999 гг. (4,7%). Реальная ставка, таким образом, принята равной 5,0%¹.
- (ж) Срок службы сооружений и оборудования составит 25 лет после завершения каждого этапа проекта. Эффект восстановления будет также генерироваться в течение этого срока.

¹ Средняя финансовая стоимость капитала в реальном исчислении = $[(1 + 10,0\%) \div (1 + 4,7\%)] - 1 = 5,06\%$

9.2 Экономический эффект от Проекта

9.2.1 Экономический эффект

Оценка проекта проводится путем сравнения возможных событий между ситуациями "с осуществлением проекта" и "без осуществления проекта" и оценивается по росту прибыли как разность между поступлениями и затратами. Положительный эффект от реализации Генерального Плана определен как объем энергии, который не будет обеспечиваться без осуществления проекта.

Основной целью реализации Проекта является расширение возможностей энергоснабжения за счет восстановления и реконструкции распределительных объектов. Необеспеченность энергоснабжения (снижение возможностей) в результате частых аварий на распределительных сооружениях и вытекающая отсюда нехватка мощностей (т.е. без реализации Проекта) будет устранена и энергией будут обеспечены все потребители. В этом контексте устранение необеспеченности энергоснабжения в результате Проекта вызывает рост потребляемой и продаваемой энергии по сравнению со сценарием "без осуществления Проекта".

Существующая распределительная система БаГЭС сильно устарела и изношена, приводит к частым нарушениям стабильного энергоснабжения. В особенности в последние годы наблюдается резкий рост аварий. В случае "без осуществления проекта" допускается геометрический рост нарушений энергоснабжения, что уже начинает проявляться. Предполагается, что необеспеченность энергоснабжения как доля от общей прогнозируемой потребности будет расти темпами 3,0% в год, начиная с 2001 г., если Проект не будет осуществлен (достигнув, таким образом, 30% к 2010 году). Без Проекта устранение необеспеченности в энергоснабжении после 2010 г. потребует дополнительных инвестиций.

Что же касается потребности в энергии, рассматриваемой в данной оценке, из общей потребности исключено потребление Хатайским и Низаминским районами. Это связано с тем, что распределительные объекты в этих районах относительно новые и очень мало из них было включено в список восстанавливаемых и реконструируемых сооружений, как объяснено в Главе 8 данного Тома. Если объекты не будут восстанавливаться и заменяться, не будет наблюдаться существенного эффекта устранения необеспеченности энергией. Соответственно, спрос на энергию в этих районах вычитался из общего спроса по всей территории исследования в целях правильной оценки величины необеспеченности.

В качестве других типичных позитивных результатов модернизации распределительной сети можно упомянуть следующие. К ним относятся а) снижение технических потерь в процессе распределения, б) снижение нетехнических потерь (только в качестве финансового эффекта), вызванных заниженной регистрацией электросчетчиков, кражей электроэнергии и неэффективным представлением счетов к

оплате. Объем работ по Проекту связан с восстановлением распределительных сооружений, а не с разработкой мер для снижения нетехнических потерь. Поэтому в ходе финансовой оценки считается необоснованным учитывать рост притока поступлений вследствие снижения нетехнических потерь.

Что касается технических потерь, точное соотношение между потерями и эффектом их снижения практически не рассматривалось из-за отсутствия необходимых данных. Для оценки проекта принимались те же самые условия, которые предполагались при расчете прогноза спроса на энергию. Однако при этом снижение потерь не учитывалось в качестве реализуемого эффекта по обоим сценариям, с проектом и без проекта. В результате совокупный эффект от проекта был оценен с определенными ограничениями. Динамика экономического эффекта от реализации проекта до целевого года приведена в Приложении II.9.2-1.

9.2.2 Удельная норма экономического эффекта / прибыли

(1) Удельная норма экономического эффекта

Необеспеченность энергией оценивается на основе стоимости несетевого энергоснабжения. Предполагается, что необеспечиваемое энергоснабжение должно удовлетворяться посредством альтернативного источника выработки электроэнергии. В зоне исследования это представлено стоимостью выработки электроэнергии бензиновыми генераторами, которые могут использоваться в быту и коммерческом секторе. Простое изучение рынка показывает, что стоимость единицы энергии, вырабатываемой бензиновым генератором, получается в пределах 17-18 центов США/кВтч в зависимости от типа. Расчет стоимости такой выработки энергии приведен в Приложении II.9.2-2 (1).

Считается, что упомянутые генераторы применяются населением и мелкими коммерческими предприятиями. Такое допущение вполне уместно, поскольку доминирующим потребителем БаГЭС является население и мелкие потребители.

С другой стороны, экономическая стоимость подачи указанной нехватки энергии через обычную сеть обычно характеризуется "пределными издержками длительного периода (ПДДП)" в соответствующей полной сети. Пока в Азербайджане нет оценки для ПДДП. Поэтому исследование использует базовую методику с использованием "средних дополнительных издержек длительного периода (СДИДП)" для получения соответствующего значения ПДДП.

СДИДП основаны не только на плане будущего расширения всей системы энергоснабжения. Расчет СДИДП получается путем обращения к отчетам TACIS об электроэнергетическом секторе, международным ценам на топливо, и коэффициенту возмещения капитала 10%. Экономическая стоимость снабжения для распределения среди низковольтных потребителей (потребителей БаГЭС) оценивается в размере 8,18 цента США/кВтч.

В случае реализации Проекта, где устраняется необеспеченность энергией, затраты на энергоснабжение распределяются в масштабе всей экономики. Без Проекта, однако, затраты на альтернативные источники электроэнергии должны нести потребители. Таким образом, на каждый кВтч устранения нехватки энергии будет сэкономлено 9,24 цента США (17,42 центов за кВтч минус 8,18 центов за кВтч). Эта единичная стоимость представляет собой величину сбережения ресурсов в национальной экономике и будет применяться к приростному объему продаваемой энергии (устранение необеспеченности энергоснабжения).

(2) Удельная норма прибыли

Благодаря реализации Проекта будет устранена необеспеченность электроэнергией, возрастет объем продажи энергии потребителям и будет получен финансовый эффект (выручка от продаж). Средневзвешенный розничный тариф БаГЭС, равный 90,7 манат за кВтч (эквивалент 0,02 долларов США за кВтч), определен на основе данных об энергоснабжении за 1999 г. В этот тариф не включается НДС.

При обсуждении вопроса о средневзвешенном тарифе БаГЭС следует, однако, учитывать следующие два вида изменений. Во-первых, структура потребителей БаГЭС существенно изменилась после Указа Президента от 14 июня 2000 г. (о создании А/О БаГЭС), так как теперь БаГЭС отвечает также за бывших потребителей Азербэргэжи на территории города Баку.

Эти группы потребителей получали энергию относительно высокого напряжения и представляют собой крупные промышленные и коммерческие предприятия. В результате структура потребителей БаГЭС (фактически, А/О БаГЭС) изменилась, обусловив тем самым рост средневзвешенного тарифа. Это связано с тем, что снизилась доля бытовых потребителей с низкими тарифами.

Во-вторых, 1 июля 2000 г. тарифы для всех секторов, кроме бытового и оптового, были пересмотрены и стали одинаковыми, тем самым вызывая снижения средневзвешенного тарифа.

В результате сочетания этих изменений прогнозируется, что средний тариф (на основе данных за 1999 г.) БаГЭС вырос до уровня 92,3 манат за кВтч (эквивалент 0,021 доллара США за кВтч), если не учитывать влияния эффекта изменения тарифа на картину энергопотребления. Расчет представлен в Приложении II.9.2-3.

С другой стороны, текущий оптовый тариф без НДС за покупку энергии от Азербэргэжи равен 72,0 манат за кВтч (эквивалент 0,016 доллара США за кВтч). Таким образом, разница между оптовым и розничным тарифами БаГЭС составляет 20,3 манат за кВтч, что представляет собой удельную норму прибыли продажи энергии (при устранении необеспеченности) за каждый кВтч.

9.3 Экономическая оценка

9.3.1 Расчет экономических затрат

Для расчета доли затрат по Проекту в местной валюте используется переводной коэффициент для преобразования величин в экономическую стоимость.

9.3.2 Расчет ЭВНП

Как показано в Приложении II.9.3-1, рассчитанная ЭВНП составляет 26,9%. Сравнение ЭВНП с минимально требуемой нормой прибыли (10%) свидетельствует о том, что Проект является экономически жизнеспособным.

9.3.3 Анализ чувствительности ЭВНП

Для ЭВНП проводился анализ чувствительности. Анализировалось изменение значения ЭВНП при изменении экономического эффекта и затрат по проекту в различных сценариях. В одном сценарии рассчитывалась ЭВНП при меняющихся затратах. В другом сценарии рассчитывалась ЭВНП при меняющихся показателях необеспеченности электроснабжения.

Таблица II.9.3-1 Результаты анализа чувствительности ЭВНП

Базовый сценарий: Степень необеспеченности (ежегодный рост на 3%)	26,9%
Степень необеспеченности (ниже на 0,5% ежегодно)	22,0%
Степень необеспеченности (выше на 0,5% ежегодно)	31,7%
Строительные затраты (ниже на 20%)	34,0%
Строительные затраты (выше на 20%)	22,0%

Даже при самом консервативном сценарии, когда строительные затраты выше на 20% и степень необеспеченности растет ежегодно на 2,5%, Проект демонстрирует существенную жизнеспособность, превышающую 10%-ную норму минимальной окупаемости.

9.4 Финансовая оценка

9.4.1 Расчет финансовых затрат

При финансовой оценке затраты и эффекты представляют собой все виды фактических затрат и эффектов, понесенных / полученных при реализации и эксплуатации Проекта. В ходе оценки проводится сопоставление сметной стоимости Проекта на рыночной основе (представлена в Таблице II.8.4-1) и роста затрат на эксплуатацию и техническое обслуживание.

9.4.2 Расчет ФВНП

Применяя текущую норму прибыли БаГЭС, рассмотренную в Разделе 9.2.2, выясняется, что ФВНП отрицательная, означая, что рассчитанная величина текущей стоимости всех эффектов ниже текущей стоимости всех затрат для любой положительной ставки дисконтирования.

Такой неудовлетворительный результат ФВНП объясняется в основном следующими причинами :

Во-первых, ныне принятый режим тарифов сильно субсидируется и не отражает реальную стоимость выработки и подачи электроэнергии каждому потребителю (как этого требует концепция расчета ПИДП и СДИДП). В особенности, тариф для населения (80 манат/кВтч, исключая НДС, или 0,018 долларов США за кВтч), являющегося основным потребителем БаГЭС, субсидируется в наибольшей степени и далек от реального уровня стоимости энергоснабжения.

Во-вторых, следует отметить структуру потребителей в городе Баку. После распада Советского Союза промышленные и другие сектора все еще находятся в состоянии спада и потребляют меньше энергии, чем раньше. Падение доли энергопотребления промышленными и другими секторами (в противоположность росту потребления в бытовом секторе), для которых применяется более высокий (а для населения – более низкий) тариф, снижает совокупный объем поступлений от сбыта энергии и среднюю розничную цену. Согласно ПСЭ, доля бытового сектора в общем потреблении энергии в Баку за последние годы существования Советского Союза составляла только 25-27% даже в зимний период (около 57% в 1999 г. по всему Баку). Остальное потребляла промышленность и госсектор.

В-третьих, существует льготная тарифная политика для определенных социальных групп, что еще больше снижает среднюю розничную цену и вызывает дополнительные финансовые потери. Следуя правительственной политике, БаГЭС отвечает за бесплатную поставку энергии льготным потребителям в бытовом секторе, в т.ч. ветеранам и инвалидам. Что касается беженцев, то здесь государство берет на себя оплату до определенного предела энергопотребления. Поскольку большинство беженцев потребляют больше, чем берет на себя государство, БаГЭС имеет право требовать оплаты от беженцев за превышение установленного лимита.

В таких условиях средневзвешенная розничная цена, реализуемая БаГЭС и А/О БаГЭС, сохраняется на очень низком уровне, в результате снижая норму прибыли за распределение электроэнергии. Как следствие, из-за влияния на БаГЭС таких внешних факторов финансовая жизнеспособность Проекта не обеспечивается.

В данном исследовании осуществлен прогноз средневзвешенной розничной цены из предположения, что указанные внешние факторы будут меняться следующим образом :

- 1) В Баку станет превалировать структура потребителей, существовавшая в эпоху

Советского Союза, когда наибольшая доля потребления приходилась на промышленные и другие сектора (26% для бытового сектора и 74% для всех остальных).

Это предположение принято в связи с тем, что недавно было проведено изменение тарифной системы в целях оживления работы промышленности и службы коммунальных услуг, быстрого развития нефтедобычи, расширения экспорта нефти, активных прямых иностранных инвестиций в нефтяную промышленность и др.

- 2) Будет отменена тарифная политика для льготных групп потребителей (включая полное освобождение от оплаты).

Принимая во внимание указанные условия, средневзвешенная розничная цена прогнозируется равной 117,0 манат за кВтч (80 манат x 26% для бытовых потребителей + 130 манат x 74% для всех других секторов за каждый кВтч). Даже при таком уровне тарифа рассчитанная ФВНП все еще отрицательная. Соответственно считается, что вряд ли можно достичь финансовой жизнеспособности Проекта БаГЭС без значительного повышения розничных тарифов (или, с другой стороны, при снижении оптового тарифа), даже если произойдет предполагаемое улучшение экономической ситуации, структуры потребителей и отмена льготных тарифов.

Приложение II.9.2-1 Динамика изменений эффекта модернизации по проекту Генерального Плана

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
При реализации проекта												
Прогноз сбыта энергии (ГВт-ч)	993.3	1,013.9	1,035.0	1,056.5	1,078.5	1,100.9	1,123.7	1,147.1	1,170.9	1,195.2	1,220.1	1,261.5
Рост (%)	--	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	2.08	3.40
Нетехнические потери (ГВт-ч)	13.4%	168.7	160.8	152.8	144.7	136.4	127.9	119.3	110.5	101.5	92.4	84.1
Нетехнические потери (%) - гипотеза		13.4%	12.7%	12.0%	11.2%	10.5%	9.7%	9.0%	8.2%	7.5%	6.7%	6.0%
Прогноз потребления энергии (ГВт-ч)	1,158.5	1,182.6	1,195.8	1,209.3	1,223.1	1,237.2	1,251.6	1,266.4	1,281.4	1,296.7	1,312.4	1,345.6
Технические потери (ГВт-ч)	70.8	72.3	70.7	69.1	67.5	65.9	64.2	62.5	60.8	59.0	57.2	56.1
Технические потери (%) - гипотеза		5.8%	5.6%	5.4%	5.2%	5.1%	4.9%	4.7%	4.5%	4.4%	4.2%	4.0%
Прогноз спроса на электроэнергию (ГВт-ч)	1,229.3	1,254.9	1,266.5	1,278.4	1,290.6	1,303.1	1,315.8	1,328.9	1,342.2	1,355.7	1,369.6	1,401.7
Без реализации проекта												
Нехватка энергии при полном спросе (%)			3.0%	6.0%	9.0%	12.0%	15.0%	18.0%	21.0%	24.0%	27.0%	30.0%
Нехватка энергии при полном спросе (ГВт-ч)	0.0	0.0	38.0	76.7	116.2	156.4	197.4	239.2	281.9	325.4	369.8	420.5
Обеспечиваемое энергоснабжение / фактический спрос (ГВт-ч)	1,229.3	1,254.9	1,228.5	1,201.7	1,174.5	1,146.7	1,118.5	1,089.7	1,060.3	1,030.4	999.8	981.2
Технические потери (ГВт-ч)	70.8	72.3	68.6	65.0	61.4	58.0	54.6	51.3	48.0	44.8	41.8	39.2
Технические потери (%) - гипотеза		5.8%	5.6%	5.4%	5.2%	5.1%	4.9%	4.7%	4.5%	4.4%	4.2%	4.0%
Энергопотребление (ГВтч)	1,158.5	1,182.6	1,159.9	1,136.7	1,113.0	1,088.7	1,063.9	1,038.4	1,012.3	985.5	958.1	941.9
Нетехнические потери (ГВт-ч)	165.2	168.7	156.0	143.6	131.6	120.0	108.7	97.8	87.3	77.2	67.4	58.9
Нетехнические потери (%) - гипотеза		13.4%	12.7%	12.0%	11.2%	10.5%	9.7%	9.0%	8.2%	7.5%	6.7%	6.0%
Продажа энергии (ГВт-ч)	993.3	1,013.9	1,004.0	993.1	981.4	968.8	955.2	940.6	925.0	908.4	890.6	883.1
А) Для экономической оценки проекта												
Устранение нехватки энергии для потребления (ГВт-ч)	0.0	0.0	35.9	72.6	110.1	148.5	187.7	227.9	269.1	311.2	354.4	403.7
Экономия ресурсов (центы/кВт-ч)	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24	9.24
Эффект от проекта - экономия ресурсов ('000USD)	0.0	0.0	3,314.8	6,704.4	10,171.3	13,718.2	17,347.5	21,061.9	24,864.1	28,756.6	32,742.4	37,300.0
Доп. энергия, требуемая для потребления (ГВт-ч)	0.0	0.0	2.1	4.1	6.1	7.9	9.6	11.3	12.8	14.2	15.4	16.8
Стоимость сетевого энергоснабжения (центы/кВт-ч)	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18	8.18
Рост стоимости энергоснабжения ('000USD)	0.0	0.0	173.6	339.3	497.1	646.7	787.9	920.4	1,044.0	1,158.3	1,263.2	1,375.9
Чистый эффект - чистая экономия ресурсов ('000USD)	0.0	0.0	3,141.2	6,365.0	9,674.2	13,071.5	16,559.6	20,141.5	23,820.1	27,598.3	31,479.2	35,924.2
Получаемый эффект при реализации проекта ('000USD)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6,535.7	16,559.6	16,559.6	20,189.9	27,598.3	27,598.3	31,761.2
В) Для финансовой оценки проекта												
Рост продаж энергии (ГВт-ч)	0.0	0.0	31.1	63.4	97.1	132.1	168.6	206.5	245.9	286.9	329.4	378.5
Средневзвешенный тариф (манаты/кВт-ч)	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0	117.0
Рост выручки (млн.манат)	0.0	0.0	3,632.9	7,416.6	11,356.1	15,456.0	19,721.4	24,157.3	28,769.1	33,562.0	38,541.7	44,278.7
Рост покупки энергии (ГВт-ч)	0.0	0.0	38.0	76.7	116.2	156.4	197.4	239.2	281.9	325.4	369.8	420.5
Оптовый тариф (манат/кВт-ч)	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0	72.0
Рост затрат на покупку энергии (млн.манат)	0.0	0.0	2,735.7	5,522.9	8,363.3	11,259.8	14,211.1	17,222.0	20,293.5	23,427.3	26,625.4	30,276.0
Чистая хозяйственная прибыль от проекта (млн.манат)	0.0	0.0	897.2	1,893.8	2,992.8	4,197.3	5,510.3	6,935.3	8,475.6	10,134.7	11,916.2	14,002.7
Получаемая прибыль при реализации проекта ('000USD)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2,098.6	5,510.3	5,510.3	6,993.0	10,134.7	10,134.7	12,068.7

Приложение II.9.2-2 (1) Оценка затрат на выработку электроэнергии альтернативными источниками (бытовые бензиновые генераторы)

На основе данных о рыночных ценах на июнь 2000 г.

	Малые	Средние
Цена генератора плюс стоимость установки (\$)	720.0	1,000.0
Выходная мощность(кВт)	2.2	3.5
Удельная стоимость (\$/кВт)	327.3	285.7
Коэффициент возмещения капитала 10% (за 6 лет) *1	0.264	0.264
Приведенная удельная стоимость (\$/кВт-год)	86.3	75.4
Среднегодовое бытовое потребление энергии (кВт-ч) *2	7,420	7,420
Степень загрузки (%)	0.39	0.24
Удельная стоимость (цент/кВт-ч)	2.56	3.56 ①
Цена 1 литра бензина (манат)		1,600
Потребление топлива на 1 кВт-ч(л/кВт-ч)		0.40
Стоимость топлива (манат/кВт-ч)		640.0
Стоимость топлива (цент/кВт-ч)		14.36 ②
Затраты на выработку 1 кВт-ч энергии (цент/кВт-ч) ①+②	16.92	17.92
Средняя стоимость выработки 1 кВт-ч энергии (цент/кВт-ч)		17.42

Прим.1 : Экономический срок службы принят равным 6 годам.

Прим.2 : Данные (на 2000 г.) получены путем использования темпов роста потребления за 1998-99 гг. средним бытовым потреблением за 1999 г.

Приложение II.9.2-2 (2) Расчет добавочных издержек длительного периода (LARIC)

Используемые электростанции / год (2000-05) *1

	1	2	3	4	5~	28	Текущее значение
1) Северная ТЭС (No1) - комбинированный цикл							
Распределение затрат (млн. US\$)	67.2	93.6	79.2	-	-	-	198.0
Выходная мощность (МВт)	0	0	0	380	380	380	2,591.5
2) Сумгаитская ТЭС - комбинированный цикл							
Распределение затрат (млн. US\$)	65.4	91.0	77.0	-	-	-	192.5
3) Северная ТЭС (No2) - комбинированный цикл							
Распределение затрат (млн. US\$)	68.5	95.4	80.7	-	-	-	201.7
Выходная мощность (МВт)	0	0	0	400	400	400	2,727.9
				Средневзвешенные ежегодные затраты капитала			73.6
Кэфф. возмещения капитала	10.0%	0.110					

(А) Оценка мощности / капитальных затрат *2

		Выработка	Передача	Распределе ние
Средние дополнительные капитальные издержки	\$/кВт	667.9	912.8	1,484.2
едневзвешенные ежегодные капитальные затраты	\$/кВт год	73.6	100.6	163.5
Потери / потребление на собств. нужды	3.0%	75.9	103.7	168.6
Потери при авариях	6.0%	80.7	110.3	173.9
Потери при плановом техобслуживании	7.7%	87.4	119.5	188.5
Потери при передаче и распределении	21.6%		125.8	221.9
Степень загрузки мощностей		60.0%	57.5%	55.0%
LRAIC для капитальных затрат	цент/кВт-ч	1.66	2.19	4.61
LRAIC для затрат на техобслуживание (цент/кВт-ч)	3.0%	0.38	0.54	0.92
LARIC для всех затрат	цент/кВт-ч	2.04	2.73	5.53 ①

(В) Оценка стоимости электроэнергии *3

Тепловая мощность (комбинированный цикл)	ккал/кВт-ч	1,720.0		
Тепловая эффективность	%	50.0%		
	Тяжелый м азут	(средняя цен а ФОБ в2000 г.)	Природны й газ	(СИФ Евро 2000)
Экономическая стоимость топлива	\$/тонна	125.0	\$/1000м3	89.3
Теплотворная способность (теплосодержание)	ккал/кг	9,600	ккал/м3	8,600
Стоимость топлива на 1 Гкал	\$/Гкал	13.0	\$/Гкал	10.4
Доля данного топлива в выработке электроэнергии	%	50.0%	%	50.0%
Кол-во топлива для выработки 1 кВт-ч	кг/кВт-ч	0.18	м3/kWh	0.20
Экономическая стоимость выработки (топливо) 1 кВт-ч	цент/кВт-ч	2.24	cent/kWh	1.79
едневзвешенная экономическая стоимость выработки 1 кВт-ч	цент/кВт-ч			2.01
		Выработка	Передача	Распределение
LRAIC для затрат выработки (топливо) (цент/кВт-ч)	цент/кВт-ч	2.01	2.18	2.65 ②
LRAIC (USC/kWh) ①+②	цент/кВт-ч	4.06	4.92	8.18

Прим.: Расчет выполнен на основе нижеперечисленных источников и обновленных данных, собранных исследовательской группой ИСА

1) Рекомендации Правительству: Азербайджан (Часть VII Электроэнергетика - Развитие электроэнергетических объектов), январь 1995, ТАСИС

2) Восстановление систем энергораспределения в регионе Баку и Сумгаита (Том 2), февраль 1999, ТАСИС

Экономический срок службы объектов принят равным 25 годам

Прим.1: Сметная стоимость предлагаемого плана скорректирована к уровню цен 2000-го года по данным о среднем темпам роста ИПЦ (4,7%) за период 1995-99, только для местной до

Сметная стоимость на основе финансовых данных пересчитана в экономическую стоимость при стандартном коэф. преобразования (0,9) для местной доли.

Местная доля принята равной 20 % от всех затрат согласно отчету ТАСИС.

Прим.2: LRAIC при передаче / распределении рассчитана на основе следующих данных, полученных от Азербэрги

40.0~45.0% Доля основных фондов генерирующих мощностей

16.5~18.0% Доля основных фондов передающих сооружений

43.5~37.0% Доля основных фондов распределительных сооружений

Прим.3: Цена топлива взята согласно данным Всемирного Банка на 27 июля 1999 г. без учета инфляции

Приложение II.9.2-3 Прогноз изменения средневзвешенного розничного тарифа после включения потребителей, ранее обслуживавшихся силами Азербээнержи в городе Баку

Поступления по тарифным категориям по всему городу Баку (не включая НДС)	Продажа энергии (ГВт-ч)	Доля в общем объеме	Примененный тариф (манат/кВт-ч)	Прогнозируемая выручка (млн.манат)
1) Промышленный сектор	1,140.4	25.4%	130.0	148,252.0
2) Бюджетные предприятия	177.4	4.0%	130.0	23,062.0
3) Непромышленный сектор	162.5	3.6%	130.0	21,125.0
4) Предприятия торговли и сферы услуг	106.1	2.4%	130.0	13,793.0
5) Электрифицированная ж/д	54.6	1.2%	130.0	7,098.0
6) Городской транспорт / водная компания	278.8	6.2%	130.0	36,244.0
7) С/х сектор	12.3	0.3%	130.0	1,599.0
8) Бытовой сектор	2,555.3	56.9%	63.8	163,028.1
Средневзвешенный розничный тариф без НДС	4,487.4	100.0%	92.3	414,201.1

Источник : Азербээнержи, Апшеронская и Центральная энерготеплосети, БаГЭС/ПСЭ

Прим. : Данные о сбыте электроэнергии основаны на фактических сведениях за 1999 г., предполагая, что изменение тарифов не влияет на картину потребления

Прим. : Тариф для бытовых потребителей учитывает финансовые потери за счет бесплатного энергоснабжения льготных групп.

ГЛАВА 10

СИСТЕМА БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

Глава 10 СИСТЕМА БАЗЫ ДАННЫХ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ

10.1 Необходимость системы базы данных

10.1.1 Общие положения

В целях правильной эксплуатации и расширения распределительной системы для предприятия по распределению электроэнергии решающим является сбор, обновление и использование обширных массивов информации/данных, связанных с эксплуатацией, включая сбыт, потребителей, снабжение оборудованием/материалами, контроль инвентаря, строительные работы, повреждения и восстановление, а также технические спецификации оборудования. Для соответствия этому требованию предприятия энергосистемы обычно стараются собрать большое количество разнообразных данных, создать компьютеризированную систему управления информацией, которая обычно называется системой базы данных, и использовать такую систему базы данных в обширных областях, охватывающих планирование, проектирование, строительство, эксплуатацию и техническое обслуживание.

Во-первых, для правильного содержания и эффективной эксплуатации распределительной сети важно точно знать текущее состояние каждого элемента, составляющего сеть. К тому же, т.к. эти элементы изменяются со временем, также необходимо регулярно добавлять и удалять, или обновлять информацию/данные. Исследовательская группа обнаружила, что при существующей в БаГЭС системе, основанной на использовании журналов, правильная эксплуатация и техническое обслуживание представляются сложными, неэффективными и медленными. В особенности, при устранении повреждений, требующем оперативной связи, существующая система приводит к увеличению времени проведения восстановительных мероприятий, тем самым снижая надежность энергоснабжения.

Во-вторых, с учетом формулирования плана восстановления и расширения распределительной сети, нужно работать с комплексными данными и информацией, относящейся к вышеупомянутым операциям. При анализе плана восстановления и расширения распределительной сети в соответствии с годовыми изменениями тенденции спроса на электроэнергию, базисным принципом планирования является максимизация уровня использования существующих технических средств и решение очевидных проблем эксплуатации распределительной сети. В этой ситуации, нынешнее состояние существующих элементов сети и последние тенденции потребления (спроса) и нужд потребителей

требуют умелого обращения и периодического анализа.

Нынешняя система организация информации/данных БаГЭС не разработана на удовлетворительном уровне в плане соответствия вышеприведенным положениям, с которыми сталкивается предприятие распределения электроэнергии. В отношении управления информацией/данными наблюдалось следующее:

- (а) Информация/данные по элементам, составляющим сеть (технические средства, оборудование, материалы) распределены по сетевым районам и отвечающим за них подразделениям. Другими словами, эта информация/данные не были представлены со стороны БаГЭС как единое целое.
- (б) Информация/данные, хранящиеся и используемые для эксплуатации, большей частью занесены в журналы (бумажные), которые находятся на грани полного обветшания.
- (в) Обновление, дополнение и удаление журналов не проводилось правильным образом.
- (г) Организация системы информации/данных с использованием компьютеров применяется только в очень ограниченной сфере.

Как следует из рассмотренных вопросов о существующей организации системы информации/данных БаГЭС, Исследовательская группа предлагает метод организации информации/данных для управления распределением электроэнергии посредством использования базы данных на основе компьютеров.

10.1.2 Основная база данных

Объем работ для типов и предметов информации/данных по работе распределительной системы зависит от цели и формы использования информации/данных. В рамках времени, отведенного для данного исследования, обширный сбор данных и создание базы данных, охватывающей всю распределительную систему и эксплуатационные данные, затруднительны. Соответственно, предлагаемая Группой основная база данных касалась следующих данных:

"Информация/данные", требуемые для периодического анализа и модификации Генерального Плана по Восстановлению и Реконструкции, который будет сформулирован в ходе исследования, в соответствии с:

- i) динамикой изменений потребления (спроса) со стороны потребителей,
- ii) состоянием развития начальной части распределительной системы, за которую отвечала Азербээнерджи (до образования А/О БаГЭС), и
- iii) ходом плана восстановления распределительной сети БаГЭС.

Следовательно, общий охват и содержание сводятся к следующему.

(а) Целевые районы:

Шесть административных районов (зона исследования по Генеральному Плану), а именно, Сабаньский, Ясамальский, Насиминский, Наримановский, Низаминский и Хатанский районы.

(б) Информация/данные по объектам распределительной сети, требуемые для формулирования генерального плана, включая:

- 1) Данные по трансформаторным станциям, включая расположение, план-схему здания станции, трансформаторы, распределительное оборудование, и т.д.
- 2) Данные по распределительным линиям, включая расположение, тип проводника, длину линии, год ввода в эксплуатацию, и т.д.

(в) Информация/данные о потреблении энергии и экономических показателях, требуемых для обзора будущей тенденции спроса на электроэнергию, включая данные по приобретенной и реализованной электроэнергии, количеству потребителей, и т.д. (по всем категориям и районам).

Эта основная база данных подготовлена на основе информации/данных, собранных Группой для изучения Генерального Плана при содействии БаГЭС. Однако информация/данные, представленные БаГЭС, содержат значительное количество недочетов и противоречий. Соответственно, ожидается что БаГЭС модифицирует и дополнит базу данных, подготовленную Группой, и включит в базу данных информацию/данные по объектам распределительной сети, находящимся вне зоны исследования, а также о ранее подконтрольных Азербэнеджи объекта х до 35 кВ (ныне переданных в А/О БаГЭС).

Что касается пункта (в) выше, Группа исследования первоначально планировала подготовить дополнительную базу данных, отдельно до управления информацией о продаже и покупке энергии и численности потребителей, которая может быть полезна в целях контроля и ориентировочного прогнозирования спроса на электроэнергию. В настоящий момент ПСЭ затрачивает длительное время на работу с такой информацией, так как это проводится вручную. Вместе с тем во время исследования выяснилось, что ПСЭ уже прорабатывала вопрос подготовки базы данных для управления информацией о потребителях, которая совпадает с первоначальными намерениями Группы.

Согласно ПСЭ, сбор и работа с информацией в настоящее время основаны на бумажной документации, которая будет заменена компьютеризированной системой учета и регистрации. Все сведения и данные по каждому потребителю, начиная от имени и адреса и кончая информацией о месячном расходе электроэнергии и выставленных счетах, будут вноситься в базу данных, что позволит их легко обработать и извлечь требуемые данные в любой форме (продажа энергии по тарифным категориям, сезонам и районам и проч.) Благодаря этой планируемой БД, БаГЭС/ПСЭ смогут легко проводить дальнейшую обработку данных, напр., расчет темпов роста потребления в конкретном районе, базовый

прогноз спроса и т.д., тем самым облегчая задачу планирования технических сооружений на будущее.

Вместе с тем, чтобы избежать дублирования, было решено, что основная БД, разрабатываемая в ходе исследования, будет охватывать только распределительные объекты (пункт (б)).

10.2 Информация/данные, объединенные в основную базу данных

На основе концепции, разъясненной в предшествующем разделе, Исследовательская Группа подготовила основную базу данных, как для трансформаторных станций, так и для подземных кабелей. Перечень сведений по каждой БД приведен в Таблицах II.10.2-1 и II.10.2-2.

В информацию, которой должна управлять такая база данных, должны входить также сведения о тех трансформаторах и распределительных устройствах, которые не были собраны в ходе исследования в связи с неудовлетворительным управлением данными со стороны БаГЭС. Вместе с тем, такие сведения должны быть включены в БД для обеспечения правильной эксплуатации и технического обслуживания. В связи с этим в предлагаемой БД оставлены места для ввода такой информации. Ожидается, что БаГЭС выполнит сбор этих данных и внесет их в БД.

Таблица II.10.2-1 Основная БД по трансформаторным станциям

1) Трансформаторная станция	2) Трансформатор	3) Распределительное устройство
Расположение	Тип	Тип
Номер станции	Напряжение	Напряжение
Номер сетевого района	Мощность	Мощность
Кол-во трансформаторов	Тип обмотки	Серийный номер
Кол-во распределительных устройств	Серийный номер	Производство
Кол-во отходящих фидеров	Изготовитель	Год установки
Кол-во входящих фидеров	Год установки	
Год строительства	Козфф.трансф.на ответвлениях	
Кол-во низковольтных фидеров		
Схема расположения		

Таблица II.10.2-2 Основная БД по подземным кабелям

Подземный кабель СН
Номер сетевого района
Номер кабеля
Сетевой район в начальной точке
Номер трансформаторной станции в начальной точке
Сетевой район в конечной точке
Номер трансформаторной станции в конечной точке
Количество цепей
Напряжение
Тип и сечение кабеля
Длина кабеля
Год ввода в эксплуатацию
Изготовитель

10.3 Достоинства основной базы данных и дальнейшие рекомендации

Формат ввода информации/данных большей частью находится в соответствии с существующей практикой БаГЭС. Поэтому обеспечивается удобство повседневного пользования этой БД для персонала БаГЭС. К достоинствам этой системы базы данных относятся :

- (а) поддержание универсального формата данных в системе управления БаГЭС
- (б) быстрая обработка информации, что важно для анализа и отслеживания работы по реализации Генерального Плана (плана распределительных объектов)
- (в) централизация и коллективное использование информации/данных и предотвращение порчи и пропажи данных.

Помимо этого также ожидается, что подготовленная основная база данных будет в конечном счете соответствовать изменяющимся нуждам БаГЭС на среднес- и долгосрочную перспективу. Например, база данных по распределительной системе может быть подключена к БД спроса на электроэнергию и сведений о потребителях, что позволит быстро выявить и увеличить мощности в соответствии с ростом потребности в энергии в конкретном районе. Предлагается также расширить БД, чтобы включить в нее все данные о распределительных объектах на территории Баку, тем самым полностью охватив территорию обслуживания и маркетинга недавно созданной А/О БаГЭС.

ГЛАВА 11

**МЕРЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ
ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ВОПРОСОВ**

ГЛАВА 11 МЕРЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ВОПРОСОВ

11.1 Вопросы, связанные со строительными работами при прокладке подземных линий

11.1.1 Возможные проблемы

Строительные работы по прокладке подземных линий будут выполняться на улицах и дорогах города, где сосредоточены административные здания и жилые кварталы. В связи с этим шум и вибрация, создаваемые строительными машинами, а также препятствия для движения транспорта, могут отрицательно сказаться местной жилой обстановке. При проведении строительных работ важно принять во внимание следующие вопросы и обеспечить безопасность работ и защиту окружающей среды.

(1) Выбор трассы

Для снижения отрицательного влияния на дорожное движение и для защиты других подземных объектов выбор трасс следует проводить на таких участках, где :

- (а) Можно свести к минимуму длину кабеля
- (б) Проходят дороги большой ширины и имеется низкая интенсивности движения, что упрощает строительные работы и последующее техническое обслуживание
- (в) Имеется малое число пересечений с подземными коммуникациями, напр., водопроводными и газопроводными трубами, и имеется место, чтобы уложить кабели на достаточном расстоянии от них
- (г) Имеется малое число пересечений с дорогами и кабели можно укладывать под прямыми углами к дорогам
- (д) Уровень грунтовых вод низкий, а сам грунт плотный и стабильный

(2) Проблемы электромагнитных помех

При несбалансированном токе в электrorаспределительной линии будет индуцироваться напряжение в линиях связи, когда они проложены параллельно электрическим кабелям вследствие явления электромагнитной индукции. Высокое значение индуцируемого напряжения при пробое кабеля представляет опасность для людей и линий связи, когда индуцированное напряжение превышает

определенную величину.

Система заземления для распределительных линий 6 и 10 кВ организована по схеме с изолированной нейтралью. Так как в этой системе ток КЗ на землю низкий, не возникает наведенных электромагнитных помех в линиях связи.

(3) Проблемы во время проведения строительных работ

Так как целевая область по Генеральному Плану охватывает плотно заселенную территорию с высокой интенсивностью дорожного движения, в период строительных работ могут возникнуть следующие проблемы, которые требуют принятия соответствующих контрмер :

- (а) Помехи движению транспорта
- (б) Повреждения других подземных объектов при выемке грунта
- (в) Шум и вибрация по время земляных работ, мешающие жителям

11.1.2 Планируемые меры

Ниже перечислены меры, предпринимаемые для решения проблем, вызванных строительными работами при прокладке подземных линий.

(1) Меры обеспечения безопасности дорожного движения

- (а) Для обеспечения безопасности дорожного движения, населения и рабочего персонала, на стройплощадке необходимо организовать службу техники безопасности. Для предотвращения столкновения автомашин со строительными объектами перед и позади стройплощадки надо организовать соответствующие меры безопасности.
- (б) Стройплощадка должна быть как можно более ясно отмечена. При необходимости надо выставить регулировщиков дорожного движению.
- (в) Все рабочие должны пройти инструктаж по технике безопасности для работы на дорогах и их надо ознакомить с условиями дорожного движения на конкретных участках.

(2) Меры безопасности при земляных работах

- (а) На строительных участках с высокой плотностью подземных объектов необходимо заранее выяснить их состояние и точное местоположение.
- (б) Так как имеется вероятность, что расположение подземных объектов не совпадает с рабочими чертежами, земляные работы надо в принципе проводить вручную. Особое внимание надо уделить вопросам применения кирок и др.аналогичного инструмента,

чтобы не повредить подземные коммуникации.

- (в) На время проведения земляных работ надо выставить регулировщиков дорожного движения, а строительные материалы, вынутый грунт и кабели надо привести в порядок.

(3) Меры для защиты окружающей среды

Для сохранения условий проживания местных жителей, следует избегать шума, вибраций и просадки грунта, в связи с чем при строительных работах необходимо уделить внимание следующим вопросам.

- (а) Правильно спланировать график строительных работ, чтобы свести к минимуму воздействие шума и вибраций.
- (б) Для обеспечения гладкого проведения работ необходимо заранее уведомить местных жителей о времени и месте строительства при помощи плакатов, объявлений и т.д.
- (в) При проведении строительных работ на дорогах необходимо организовать проезд для автомашин и проходы для пешеходов.

11.2 Вопросы, связанные со строительством и эксплуатацией трансформаторных станций

Ниже рассматриваются проблемы, касающиеся местной жилой обстановки по время замены оборудования, проведения ремонтно-строительных работ и эксплуатации трансформаторных станций.

11.2.1 Вопросы, связанные со строительными работами

(1) Плановые перерывы в подаче электроэнергии

При ремонтно-строительных работах на трансформаторных станциях и при замене оборудования неизбежным и станут плановые перерывы в подаче электроэнергии. Поскольку целевая область по Генеральному Плану охватывает центральную часть города, где сосредоточены административные здания и жилые кварталы, значительное число жителей и учреждений на этой территории будут испытывать неудобства, связанные с перерывами в энергоснабжении. Соответственно, при реализации плана следует принять нижеперечисленные меры для снижения числа случаев отключения энергии и сокращения их продолжительности.

- (а) Использование временных трансформаторных станций
- (б) Разработка планов с минимальным объемом нового строительства и расширения зданий станций

- (в) Анализ конфигурации системы и выбор оборудования, позволяющего свести к минимуму объем работ по модернизации зданий трансформаторных станций.

Кроме того, что касается графика проведения строительных работ, его необходимо разрабатывать на основе тщательного изучения окружающей обстановки, в ходе тесного обсуждения между заказчиком и подрядчиками, и принять меры для информирования местных жителей, чтобы свести к минимуму отрицательное влияние перерывов в подаче электроэнергии.

(2) Проблема земельных участков

Поскольку целевая зона представляет собой территорию городской застройки, возникают сложности с отводом земельного участка для расширения или нового строительства трансформаторных станций, исключая полосы зеленых насаждений и парки. Как описано в Разделе 4.6, Том II, для трансформаторных станций, расположенных в жилых или коммерческих зданиях, не имеется свободной площади для расширения. Для решения этой проблемы необходимо перенести стены-перегородки в помещениях станций и уделить особое внимание выбору типоразмера распределительных устройств среднего напряжения.

(3) Обеспечение безопасности местного населения

Большинство трансформаторных станций, размещенных в арендованных помещениях, а также некоторые из отдельно стоящих наземных станций выходят на общественные дороги. При проведении работ по замене оборудования на трансформаторных станциях требуется принять меры по обеспечению безопасности местных жителей, предотвращения возможных случаев травматизма, в т.ч. связанного с временными трансформаторными сооружениями, а также для снижения помех движению транспорта.

В этой связи и с учетом обстановки на конкретных стройплощадках предусматривается применение закрытых временных сооружений для сведения к минимуму доступа к токоведущим элементам, возведение оград и заборов вокруг временных сооружений и стройплощадок, корректировка графика проведения работ, подготовка персонала подразделений техники безопасности и т.д.

11.2.2 Вопросы, связанные с эксплуатацией объектов после завершения Проекта

(1) Шум и вибрация

Хотя шум от распределительного трансформатора усиливается по мере его старения, трансформаторы изолированы бетонными стенами и проникающий наружу шум мал. В практике БаГЭС отмечается лишь небольшое число жалоб от жителей домов, расположенных рядом с трансформаторными станциями.

Поскольку вибрации от распределительного трансформатора изначально низка и сами трансформаторы устанавливаются на толстом бетонном фундаменте, предполагается практически полное отсутствие помех от вибраций для местных жителей.

(2) Загрязнение почвы и утечка масла

Трансформаторы и распределительные устройства, содержащие масло, размещаются в бетонных зданиях, исключая случаи модульных подстанций. Даже если внутри здания произойдет утечка масла, оно стекает внутрь кабелепровода и не проникает за пределы здания. Поэтому вероятность загрязнения почвы при утечке масла считается очень низкой.

(3) Пожар на трансформаторе

На ряде существующих трансформаторов отмечены случаи возгорания. Считается, что причина кроется в обветшании и перегрузке трансформаторов. Поскольку мощности трансформаторов, запланированных к установке данным Генеральным Планом, выбираются с учетом роста потребления и, кроме того, предусматривается установка предохранителей для защиты трансформаторов, становится возможным свести к минимуму число пожаров на трансформаторах из-за перегрузки.

Поскольку каждое помещение с оборудованием поделено бетонными перегородками, это снижает возможность распространения огня в случае пожара. Однако, так как нагрузка каждого трансформатора меняется во времени, важно сформировать соответствующую систему эксплуатации и технического обслуживания, предусматривающую периодическое измерение максимальной нагрузки трансформатора.

Для предотвращения пожара, на трансформаторных подстанциях внутри других зданий предусматривается применять трансформаторы сухого типа, не содержащие масло.

ТОМ III

ИЗУЧЕНИЕ БАЗОВОГО ПРОЕКТА

ГЛАВА 1

**ВЫБОР ПРИОРИТЕТНОЙ
АДМИНИСТРАТИВНОЙ ЗОНЫ**



ГЛАВА 1 ВЫБОР ПРИОРИТЕТНОЙ АДМИНИСТРАТИВНОЙ ЗОНЫ

1.1 Общие сведения

Цель настоящего исследования заключается в подготовке Генерального Плана восстановления сети распределения энергии в шести районах г. Баку и проведении базового проектирования по зоне, выбранной в качестве наиболее приоритетной. Изучение базового проекта, следующее за Генеральным Планом, служит для подготовки проектной концепции, которая будет использована для осуществления более конкретного плана восстановления и реконструкции. Следовательно, в такого рода исследовании войдут создание базового проекта, составление сметы на целевые технические средства и разработка плана реализации.

На начальном этапе, прежде чем выбирать наиболее приоритетный район / проект, расставляются приоритеты среди районов зоны изучения (шесть административных районов).

1.2 Исходные данные для определения приоритета

Приоритеты рассматриваются с точки зрения (а) срочности выполнения плана восстановления и реконструкции, а также с учетом (б) планируемых эффектов от реализации плана следующим образом:

- (а) Срочность выполнения плана восстановления и реконструкции
 - i) Мощность распределительных систем в зависимости от потребности в электричестве, другими словами, количество трансформаторных станций и фидерных линий, мощность трансформаторов
 - ii) Условия эксплуатации распределительных систем, другими словами, плотность потребления, потери, частота аварий и другие аспекты, которые демонстрируют эффект технического совершенствования в случае осуществления плана восстановления
 - iii) Степень устаревания объектов распределительной системы
- (б) Планируемые эффекты от реализации плана восстановления и реконструкции
 - i) Состояние основных технических средств коммунальной электросети в зоне исследования
 - ii) Охват потребителей, в т.ч. населения, обслуживаемого при реализации плана

В Приложении III.1.2-1 представлены данные для анализа по указанным направлениям. Эти данные

сопровождаются обоснованиями, а именно :

(1) Размер Сабаильского района

Три четверти Сабаильского района представляют собой старую зону нефтедобычи, где все еще ведутся некоторые нефтепромысловые работы. В этой зоне практически не имеется жилых массивов или общественных объектов. В этой зоне в основном имеются воздушные распределительные линии для подачи электроэнергии на насосные станции. Последняя четверть Сабаильского района представляет собой часть старого города, в которой сосредоточено большое количество населения и объектов общественного назначения. Вследствие этого лишь одна треть этого района включена в вычисление плотности населения, общественных объектов и т.д.

(2) Население

Поскольку демографические данные по городу Баку отличаются от источника к источнику и мнения специалистов, с которыми встречалась группа изучения, расходятся между собой, на данный момент не удалось выявить окончательные сведения о населении и поэтому в исследовании были использованы данные, предоставленные статистическими органами г.Баку. Здесь следует отметить, что данные статистического бюро также менее надежны, о чем упоминается в разделе "Степень электрификации" в Главе 5, Том II.

(3) Учебные, медицинские и другие общественные объекты

Исследовательская группа выяснила, что статистическое бюро г.Баку не обладает данными о количестве различных общественных объектов, распределенных по различным районам. Поэтому исследовательская группа собирала такие данные из справочника по городу Баку (телефонной книги). Найденная в справочнике информация, относящаяся к религиозным объектам, была признана недостаточно достоверной для использования и, как следствие, исключена.

(4) Энергоснабжение

Данные БаГЭС по объемам электроэнергии, получаемой от Азербэнеджи, представляют собой обобщенные сведения по Сабаильскому, Ясамальскому, Насиминскому и Бинагадинскому районам. Таким образом, объемы поставки электроэнергии и потерь по каждому району не известны. Соответственно, объем энергоснабжения оценивался путем применения усредненной доли потерь по всей зоне исследования (см.Главу 7 в Томе II). Кроме того, пиковая нагрузка по районам оценивалась на основе указанного объема энергоснабжения и среднегодового коэффициента загрузки, равного 55% для потребителей БаГЭС.

(5) Сведения об авариях на объектах

Сведения об авариях на объектах собираются и регистрируются по каждой зоне обслуживания БаГЭС, вместе с тем границы зон обслуживания не совпадают с границами административных районов. Таким образом, отсутствуют точные данные об авариях по административным районам, поэтому общее число аварий было распределено в пропорции к площади каждого района.

1.3 Показатели расстановки приоритетов

Данные из Приложения III.1.2-1 не были непосредственно использованы в целях расстановки приоритетов. В целях обоснованного сравнения эффектов, ожидаемых от инвестирования в восстановление распределительной сети, данные пересчитаны на единицу площади (показатель плотности).

В Таблице III.1.3-1 представлены эти показатели плотности по каждому району.

Таблица III.1.3-1 Сравнительные показатели (показатели плотности)

	(/км ²)	Сабайл	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи
1. Общее							
Население	1000	7,9	13,5	20,0	6,0	5,0	6,8
Медицинские учреждения	кол-во	2,45	1,52	2,45	0,86	0,31	0,32
Учебные заведения	кол-во	6,91	5,30	9,08	3,16	2,30	2,63
Др. обществ. объекты	кол-во	6,91	2,20	3,78	1,23	0,36	0,44
2. Спрос на электроэнергию							
Плотность спроса	МВт	6,19	4,09	6,82	2,59	2,37	2,44
Бытовые потребители	1000	2,86	2,32	3,87	1,27	1,82	1,66
Потери	ГВтч	5,72	3,78	6,31	2,40	0,96	1,59
3. Объекты электроснабжения							
Трансформаторы	кол-во	24,36	24,45	35,71	11,43	9,03	9,94
Трансформ. мощности	МВА	11,93	12,63	17,22	5,51	4,44	5,42
Фидеры	кол-во	4,15	5,00	7,55	1,56	1,12	1,42
4. Повреждения / аварии							
Трансформаторы	кол-во	2,77	2,56	4,39	1,48	1,07	1,01
Подземные кабели	кол-во	36,06	38,11	46,84	17,13	18,42	9,87
5. Объекты, находящиеся в эксплуатации свыше 40 лет							
Трансформаторы	кол-во	4,36	3,17	6,53	1,80	0,56	0,22
Подземные кабели	км	4,17	2,76	4,50	1,78	0,35	0,08

1.4 Определение приоритета

Для определения приоритета с использованием этих показателей плотности была использована система начисления баллов. Район с наиболее высоким значением параметра получает 6 баллов, следующий за ним район с меньшим значением параметра получает на 1 балл меньше, и т.д. в порядке

убывания. Район с более высокими баллами приобретает, таким образом, более высокий приоритет. Вычисленные баллы приведены в Таблице III.1.4-1.

Как видно из Таблицы III.1.4-1, по всем показателям Насиминский район стоит на первом месте, за ним идут Сабаильский и Ясамальский. Таким образом, наиболее приоритетный проект/зона будет выбран среди этих трех районов.

Таблица III.1.4-1 Баллы, начисленные районам

	Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи
1. Общее	(20)	(18)	(22)	(8)	(8)	(8)
Население	4	5	6	2	1	3
Медицинские учреждения	5	4	6	2	3	1
Учебные заведения	5	4	6	1	3	2
Др. общественные объекты	6	5	4	3	1	2
2. Спрос на электроэнергию	(15)	(12)	(18)	(5)	(7)	(6)
Плотность спроса	5	4	6	1	3	2
Бытовые потребители	5	4	6	1	3	2
Потери	5	4	6	3	1	2
3. Объекты электроснабжения	(12)	(15)	(18)	(9)	(3)	(6)
Трансформаторы	4	5	6	3	1	2
Мощность трансформаторов	4	5	6	3	1	2
Фидеры	4	5	6	3	1	2
4. Повреждения/аварии	(9)	(9)	(12)	(5)	(5)	(2)
Трансформаторы	5	4	6	3	2	1
Подземные кабели	4	5	6	2	3	1
5. Объекты, находящиеся в эксплуатации свыше 40 лет	(10)	(8)	(12)	(6)	(4)	(2)
Трансформаторы	5	4	6	3	2	1
Подземные кабели	5	4	6	3	2	1
Итого	66	61	82	35	26	24

Приложение III.1.2-1 Сведения, использованные при выборе приоритетной зоны

	Ед. изм.	Район исследования						Итого	Всего по Баку
		Сабаил	Ясамал	Насими	Нариманов	Низами	Хатаи		
1. Общие сведения									
1.1 Площадь	км ²	9.4 (28.1)	16.4	9.8	24.4	19.6	31.6	111.2	
1.2 Население	1,000	74.3	221.5	195.8	147.9	159.1	215.5	1,014.1	1,788.6
1.3 Число семей	1,000	18.6	55.4	49.0	37.0	39.8	53.9	253.7	447.2
1.4 Медицинские учреждения	ед.	23	25	24	21	6	10	109	
Число больниц	ед.	12	12	12	9	3	5	53	
Число поликлиник	ед.	11	13	12	12	3	5	56	
1.5 Учреждения просвещения	ед.	65	87	89	77	45	83	446	
Вузы	ед.	16	22	13	17	0	6	74	
Средние школы	ед.	23	22	33	24	24	27	153	
Детские сады	ед.	26	43	43	36	21	50	219	
1.6 Общественные учреждения	ед.	65	36	37	30	7	14	189	
Театры, в т.ч. кинотеатры	ед.	12	3	9	2	1	2	29	
Музеи и галереи	ед.	24	4	0	0	0	1	29	
Библиотеки	ед.	11	12	12	11	4	4	54	
Дома культуры	ед.	9	7	7	7	1	4	35	
Стадионы и т.п.	ед.	9	10	9	10	1	3	42	
1.7 Прочее (гостиницы, курорты, дома отдыха, общежития и т.д.)	ед.	40	20	15	26	4	18	123	
2. Энергоснабжение и спрос на электроэнергию									
2.1 Энергоснабжение (1999)									
Поставки энергии	ГВт	280.2	322.8	321.7	304.8	223.6	371.3	1,824.4	3,616.9
Пиковый спрос	МВт	58.2	67.0	66.8	63.3	46.4	77.1	378.7	750.7
2.2 Спрос									
Энергопотребление	ГВт-ч	226.4	260.8	259.9	246.3	204.8	321.2	1,519.4	3,001.8
Бытовые потребители	1,000	26.9	38.0	37.9	30.9	35.6	52.6	221.9	357.6
2.3 Потери									
	ГВт-ч (%)	53.8 19.2	62.0 19.2	61.8 19.2	58.5 19.2	18.8 8.4	50.1 13.5	305.0 16.7	615.1 17.0
3. Распределительные сооружения									
3.1 Трансформаторные станции									
Число (БаГЭС)	ед.	149	247	215	182	111	197	1,101	2,278
Трансформаторы	ед.	229	401	350	279	177	314	1,750	3,166
Общая мощность	МВА	112.1	207.2	168.8	134.4	87.0	171.4	880.9	1,358.8
3.2 Число фидеров									
6 кв	ед.	39	82	74	38	22	45	300	798
10 кв	ед.	17	55	51	21	0	9	153	542
4. Неисправности / аварии (1998)									
4.1 Подземные кабели	раз	339	625	459	418	361	312	2514	2,880
4.2 Трансформаторы	ед.	26	42	43	36	21	32	200	366
5. Обветшавшее оборудование (более 40 лет)									
5.1 Подстанции (здания)	ед.	41	52	64	44	11	7	219	
5.2 Подземные кабели									
6 кв	км	39.2	45.3	44.1	43.5	6.9	2.4	181.4	
10 кв	км	38.9	44.3	44.0	40.1	2.4	0.0	169.7	
	км	0.3	1.1	0.1	3.4	4.5	2.4	11.8	

ГЛАВА 2

ЗОНА, ПРЕТЕНДУЮЩАЯ НА ПРИОРИТЕТНЫЙ ПРОЕКТ

ГЛАВА 2 ЗОНА, ПРЕТЕНДУЮЩАЯ НА ПРИОРИТЕТНЫЙ ПРОЕКТ

2.1 Зона-претендент

Баку имеет свой собственный концептуальный план восстановления и реконструкции распределительной сети в центральной части города, охватывающей три административных района. Эти районы такие же, как и выбранные в предыдущей Главе. На Рисунке III.2.1-1 (1) представлены границы этой зоны согласно указанному плану. На необходимость срочных восстановительных работ в этой зоне также указывала группа предварительного изучения ЛИСА. Фактически, около 43% учреждений здравоохранения и 32% всех распределительных объектов в зоне исследования (шесть административных районов) сконцентрированы на этой территории (см.Таблицу III.2.1-1), хотя ее площадь (12,9%) составляет только около 10% от всех зоны исследования.

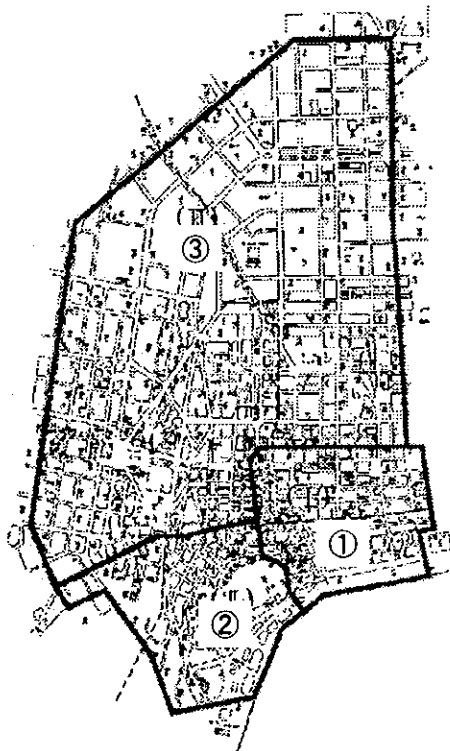


Рисунок III.2.1-1(1) Проектная зона по плану БаГЭС



Рисунок III.2.1-1(2) Проектная зона по районам

Кроме того, в этой центральной зоне расположено значительное число крупных общественных организаций, коммерческих предприятий, зарубежных представительств и финансовых фирм, формируя собой, таким образом, экономический и коммерческий центр Азербайджана. Помимо этого, плотность энергопотребления в этой зоне существенно выше по сравнению с другими участками.

Далее, распределительные объекты в этой зоне характеризуются значительным числом старых кабелей, проложенных в период внедрения в городе Баку системы на 6 кВ, являясь на данный момент относительно устаревшими. Принимая во внимание такую ситуацию, эта центральная зона города Баку выбрана в качестве приоритетной, что и подтвердила партнерская организация.

Таблица III.2.1-1 Характеристики приоритетной проектной зоны (центр Баку)

Пункт		Зона приоритетного проекта				Доля во всей зоне исслед.	
		I	II	III	Итого		
1.	Общее						
	Медицинские учреждения	(кол-во)	15	12	20	47	43,1 %
	Учебные заведения	(кол-во)	23	50	69	142	31,8 %
	Др.общественные объекты	(кол-во)	25	26	23	74	39,2 %
2.	Спрос на электроэнергию	(МВт)	38,5	36,9	33,8	107,8	28,5 %
3.	Объекты электроснабжения						
	Трансформат.мощность	(МВА)	74,2	114,3	85,6	274,1	31,6 %
	Подземные кабели	(цепь-км)	85,1	118,8	64,8	268,7	31,7 %

2.2 Деление зоны

Баку имеет свой собственный концептуальный план восстановления и реконструкции распределительной сети в центральной части города, охватывающей три административных района. Этот план намечен БаГЭС к срочной реализации и он является обоснованным, судя по результатам анализа, приведенным в предыдущей Главе. Однако, в связи с довольно ограниченными сроками исследования, представляется затруднительным использовать данный план по указанной центральной части города для целей изучения базового проекта. Поэтому рекомендуется дополнительно разделить территорию плана и сузить рамки базового проекта для изучения.

Предлагается два метода деления плана центральной части города. Они представлены на Рисунке III.2.1-1:

- (i) Деление по границам плана Баку (см.Рисунок III.2.1-1 (1))
- (ii) Деление по границам административных районов (см.Рисунок III.2.1-1 (2))

В данном исследовании Генеральный План восстановления и реконструкции энергораспределительной сети, нацеленный на каждый из 6 административных районов, должен быть сформулирован вместе с изучением базового проекта для зоны с наибольшим приоритетом. Такой приоритетный проект и приоритетная зона должны войти составной частью в Генеральный План. Это означает, что необходимо обеспечить последовательность и единство между Генеральным Планом и наиболее приоритетным проектом / зоной. В связи с этим наиболее приоритетный проект / зону следует выбрать в соответствии с вышеуказанным методом (ii), который позволяет легко отслеживать

последовательность и единство с Генеральным Планом. Участки поделенной приоритетной зоны, выбираемые в качестве объектов изучения, называются, соответственно, Сабаньским, Ясамальским и Насиминским приоритетными районами.

ГЛАВА 3

ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ПРИОРИТЕТНОГО ПРОЕКТА

ГЛАВА 3 ВЫБОР НАИБОЛЕЕ ПРИОРИТЕТНОГО ПРОЕКТА

3.1 Общие сведения

Среди трех вышеупомянутых приоритетных проектов / районов выбирается наиболее приоритетный проект, являющийся предметом изучения базового проекта. В ходе предварительного технико-экономического обоснования (ТЭО) выполнена серия работ, включая идентификацию восстанавливаемых сооружений, определение сметной стоимости и расстановку приоритетов в ходе экономической оценки, которые подтвердили жизнеспособность проекта и его приоритет. На основании полученных результатов были проведены обсуждения с партнерской организацией, подтвердившие наиболее приоритетный статус выбранного проекта. В данной Главе представлены и обсуждаются результаты этого анализа.

3.2 Определение объектов восстановления для предварительного технико-экономического обоснования

3.2.1 Распределительное оборудование в приоритетной проектной зоне

На основе базы данных по существующим трансформаторным станциям и подземным кабелям, разъясненной в Главе 2, Том II, было выбрано распределительное оборудование среднего напряжения в приоритетной проектной зоне, перечисленное в Таблице III.3.2-1. Соотношение этого оборудования в приоритетной проектной зоне к общему количеству оборудования в каждом административном районе представлено в Таблице III.3.2-2. Из этой таблицы видно, что более 60% распределительного оборудования среднего напряжения сконцентрировано в Сабаильском районе, хотя площадь приоритетного Сабаильского участка составляет всего лишь 7,3% от общей площади Сабаильского административного района. К тому же, концентрация распределительного оборудования в приоритетной зоне, включающей другие участки, явно велика.

Таблица III.3.2-1 Распределительное оборудование в приоритетной проектной зоне по районам

Оборудование		Сабаильская приоритетная зона	Ясамальская приоритетная зона	Насиминская приоритетная зона	Итого
Трансформаторные станции (кол-во)	6 кВ	57	106	83	246
	10 кВ	34	38	23	95
	итого	91	144	106	341
Трансформаторы (кол-во)	6 кВ	82	160	124	366
	10 кВ	58	67	32	157
	итого	130	227	156	513
Мощность трансформаторов (МВА)	6 кВ	36,8	79,0	59,4	175,2
	10 кВ	37,4	35,3	26,1	99,1
	итого	74,2	114,3	85,5	274,3
Длина подземных кабелей (км)	6 кВ	46,0	76,2	49,7	171,9
	10 кВ	39,1	42,6	15,1	96,4
	итого	85,1	118,8	64,8	268,3

Таблица III.3.2-2 Соотношение распределительного оборудования в приоритетных зонах
ко всей административной территории

Оборудование	единица	Сабаильская приоритетная зона		Ясамальская приоритетная зона		Насиминская приоритетная зона		Итого	
Площадь	км ²	28,1	7,3%	16,4	36,0%	24,4	20,4%	68,9	18,8%
Трансформаторные станции (6/10 кВ)	шт.	149	61,1%	247	58,3%	215	49,3%	611	55,8%
Трансформаторы (6/10 кВ)	шт.	229	56,8%	401	56,6	349	44,7%	979	52,4%
Мощность трансформаторов (6/10 кВ)	МВА	112,1	66,2%	207,2	55,2%	168,8	50,7%	488,1	56,2%
Длина кабелей (6/10 кВ)	км	120,5	70,6%	206,9	57,4%	146,2	44,3%	473,6	56,6%

3.2.2 Идентификация целевого оборудования

Наиболее приоритетная проектная зона определена предварительным ТЭО по плану восстановления и реконструкции упомянутой приоритетной зоны. Объем выбора оборудования учитывал распределительные кабели среднего напряжения, здания трансформаторных станций, распределительные устройства среднего напряжения, трансформаторы, распределительные щиты низкого напряжения и кабели низкого напряжения. Критерии определения оборудования для восстановления соответствуют критериям, использованным для изучения Генерального плана. Однако отмечается, что некоторое оборудование в этом разделе выбрано на основе критериев, отличающихся от критериев для базового проектирования, изучаемого далее. По этой причине определение оборудования в этом разделе проведено для уровня предварительного ТЭО и поэтому сделано с частичным соответствием.

(1) Подземные кабели среднего напряжения

Все распределительные линии среднего напряжения в приоритетной проектной зоне представляют собой подземные кабели. Распределительные линии среднего напряжения для предварительного ТЭО отобраны с использованием следующих критериев.

- (а) Заменяются все распределительные линии, которые составлены из кабелей, уложенных до 1960 г. Заменяются линии, составленные как один участок путем соединения многочисленных кабелей, поскольку часть кабелей была уложена до 1960 г.
- (б) При наличии более 2 кабельных соединений и различии года укладки кабелей, считается, что определенная часть кабелей была заменена ввиду аварии в результате сгорания или короткого замыкания на землю. Кабель, по которому имеются такие данные, восстанавливается независимо от года прокладки.

В Таблице III.3.-3 показана длина кабелей, выявленных в соответствии с вышеуказанным критерием, и подробная информация представлена в Приложениях III.3.2-1 (1) – (3). Из нижеприведенной таблицы видно, что кабели, проложенные до 1960 г., это кабели 6 кВ. Кабели, проложенные до 1960 г. и входящие в распределительную систему 10 кВ, первоначально были проложены как элемент системы 6 кВ и позднее использованы как часть системы 10 кВ.

Таблица III.3.2-3 Подземные линии, подлежащие восстановлению

Пункт	Сабайльская приоритетная зона	Ясамальская приоритетная зона	Насиминская приоритетная зона	Итого
Подземная линия 6 кВ, проложенная ранее 1960 г.	25,2 км	40,5 км	30,2 км	95,9 км
Более 2 точек соединения	3,5 км	2,1 км	3,8 км	9,4 км
Итого	28,7 км	42,6 км	34,0 км	105,3 км
количество участков	54	100	75	229
Подземная линия 10 кВ, проложенная ранее 1960 г.	0,3 км	-	0,1 км	0,4 км
Более 2 точек соединения	-	0,7 км	4,5 км	5,2 км
Итого	0,3 км	0,7 км	4,6 км	5,6 км
количество участков	1	1	3	5

(2) Трансформаторные станции

Для определения трансформаторных станций для срочной замены распределительных устройств и трансформаторов должно быть проведено более подробное полевое исследование. Однако, для предварительного ТЭО с целью выбора проекта для базового проектирования, в качестве целевого объекта рассматривается одна треть общего числа трансформаторных станций в приоритетной проектной зоне.

Не будучи связанным с пределами устаревания оборудования в зданиях трансформаторных станций, количество зданий, построенных до 1960 г., составляет 38% от общего количества, как показано в Таблице III.3.2-4. Следовательно, допущение об "одной трети" считается настолько же обоснованным, как и объем оборудования для проекта срочного восстановления.

Таблица III.3.2-4 Количество трансформаторных станций, построенных до 1960 г.

Пункт	Сабайльская	Ясамальская	Насиминская	Итого
	приоритетная зона	приоритетная зона	приоритетная зона	
Трансформаторная станция 6 кВ	25	51	41	117
Трансформаторная станция 10 кВ	6	5	3	14
Итого	31	56	44	131
Отношение к общему количеству в приоритетной зоне	34,1 %	38,9 %	41,1 %	38,4 %

С учетом года прокладки подземных кабелей, принятие системы 10 кВ в зоне Баку было предположительно начато в 1965 г. Первый кабель 10 кВ в приоритетной проектной зоне был проложен в 1967 г. Соответственно, распределительные устройства, подземные кабели, а также здания трансформаторных станций 10 кВ, построенные до 1960 г. (показаны в Таблице III.3.2-4), были отклонены, поскольку они были построены для перевода существующей системы 6 кВ на 10 кВ. Это подтверждается ссылкой на Приложения III.3.2-1 (1) – (3).

(3) Трансформаторы

Представляется сложным выбор намеченных трансформаторов на основе их данных за прошлые годы. Это связано с тем, что недостаточно тщательно велась регистрация данных о годе изготовления, покупки и установке каждого трансформатора. Соответственно, с учетом этой ситуации количество трансформаторов и мощность, подлежащие замене, установлены на уровне трети от соответствующих общих показателей приоритетной проектной зоны, как и в случае трансформаторных станций, что показано в Таблице III.3.2-5.

Таблица III.3.2-5 Трансформаторы, подлежащие замене

Пункт	Сабайльская	Ясамальская	Насиминская	Итого
	приоритетная зона	приоритетная зона	приоритетная зона	
Существующее кол-во единиц	130	227	156	513
Кол-во единиц, подлежащих замене	43	76	52	171
Существующая мощность	74,2 МВА	114,3 МВА	85,5 МВА	274,0 МВА
Мощность, подлежащая замене	24,7 МВА	38,1 МВА	28,5 МВА	91,3 МВА

(4) Распределительные устройства среднего и низкого напряжения

Количество целевых распределительных устройств среднего и низкого напряжения определялось согласно числу этих устройств, необходимому для создания двухцепной системы, основанной на числе линий, указанных в пункте (1) выше, и числе трансформаторов.

(5) Другое оборудование

Что касается других технических средств, сюда могло бы быть включено оборудование для контроля и диспетчерского управления распределительной системой, а также оборудование подстанций 110 кВ и 35 кВ, обеспечивающих электроэнергией зону исследования. Однако эти сооружения не рассматривались, поскольку объем изучения предназначен для подтверждения зоны наиболее приоритетного проекта.

3.3 Предварительное ТЭО для выбора наиболее приоритетного проекта

Наиболее приоритетный проект/зона выявлены среди трех приоритетных проектных зон на основе расстановки приоритетов в ходе экономической оценки.

3.3.1 Сметная стоимость

Для определения сметной стоимости приоритетного проекта сделаны следующие допущения, касающиеся сущности восстановления и замены оборудования:

(а) Здания трансформаторных станций

Как разъясняется в Томе II, расширение зданий трансформаторных станций, за исключением некоторой части, считается сложным. Поэтому в предварительном ТЭО сделан акцент на замене оборудования на трансформаторных станциях, без рассмотрения строительства новых зданий. Однако, поскольку существующие камеры распределительных устройств среднего напряжения в целом слишком узки для установки распределительных щитов вакуумного или элегазового типа, может быть предусмотрено изменение схемы планировки внутри зданий трансформаторных станций.

(б) Трансформаторы и распределительные устройства

Предполагается, что, хотя все трансформаторы и распределительные устройства на выбранных трансформаторных станциях подлежат восстановлению путем замены, их количество и суммарная мощность не изменяются. Не рассматривается увеличение напряжения с 6 кВ до 10 кВ. В существующей системе наблюдаются ситуации, когда к ряду автоматических выключателей подключено несколько кабелей, поэтому при определении

сметной стоимости число распределительных устройств скорректировано так, чтобы соответствовать числу кабелей.

(в) Распределительные линии среднего и низкого напряжения

Предполагается, что подземные кабели среднего напряжения, подлежащие восстановлению, будут заменены без изменения существующего количества цепей и трассы. Иным словами, кабели поставляются и укладываются в соответствии с длиной подземной линии, подлежащей восстановлению.

Цены СИФ за единицу оборудования и кабельных материалов приняты на основе других проектов восстановления распределительных сетей. Предполагается, что работы по переделке зданий трансформаторных станций, извлечению и прокладке подземных кабелей будут проводиться местными подрядчиками. Хотя установка, наладка и тестирование оборудования обычно проводится зарубежным поставщиком, также допускается, что эти работы будут большей частью выполнены местными подрядчиками. В отношении низковольтных распределительных линий предусмотрена поставка кабелей и соединительных материалов, а замена существующих низковольтных линий проводится силами БаГЭС. Стоимость указанной работы БаГЭС не включается.

В Таблице III.3.3-1 выведена следующая оценка стоимости приоритетного проекта, основанная на вышеприведенных предположениях и условиях. Около 32% стоимости строительства относятся к работам по ремонту и обновлению трансформаторных станций и прокладке подземных кабельных линий. Расценки на эти работы приняты с небольшими допусками на основе данных о фактических затратах БаГЭС в 1999 г. Что касается работ по модернизации трансформаторных станций, использованы фактические данные о стоимости строительства на трансформаторной станции No.224, а для кабелепрокладочных работ взяты расценки работ по прокладке 10 кВ кабеля (четыре цепи : 1160 км) между 110 кВ подстанцией Патамдар и трансформаторной станцией No.600. Поскольку предполагается использовать местных подрядчиков для проведения работ по модернизации трансформаторных станций и для кабелепрокладочных работ, в общей стоимости строительства эти работы занимают небольшую долю.

Таблица III.3.3-1 Разбивка стоимости приоритетного проекта (тыс. долларов США)

Пункт	Сабаильская	Ясамальская	Насиминская
	приоритетная зона	приоритетная зона	приоритетная зона
Стоимость оборудования и материалов (СИФ)	7921	12377	9460
Стоимость строительства: иностр. доля	2272	3537	2730
Стоимость строительства: местная доля	1175	1807	1442
Всего	11368	17721	13632
Детальный проект и надзор за строительством	1137	1772	1363
Итого	12505	19493	14995

3.3.2 Стоимость проекта для оценки

Что касается стоимости для проектной оценки, в последнем параграфе приведена смета проекта (график выделения средств: 20% в первый год / 50% во второй год / 30% в третий год) и дополнительные издержки на эксплуатацию и техобслуживание (2,0% от стоимости проекта), полностью обусловленные установкой новой системы по проекту. Составной коэффициент преобразования, использованный в Генеральном Плане, применяется здесь для определения экономической стоимости.

3.3.3 Экономический эффект для оценки проекта

(1) Эффекты приоритетного проекта

Как и в случае Генерального Плана, рассматривается прирост энергоснабжения, который станет возможным в случае реализации проекта. Недостающая доля энергоснабжения, обусловленная авариями на объектах и нехваткой мощностей в случае, если проект не будет реализован, будет полностью устранена при реализации проекта. Соответственно, в качестве экономического эффекта рассматривается такой прирост энергоснабжения. Поскольку устаревшие распределительные объекты более плотно сконцентрированы на приоритетных участках, считается, что здесь степень увеличения энергоснабжения будет выше, чем в среднем по всей зоне исследования. В то же время, оценка проводилась на основе такой же степени увеличения энергоснабжения, что и в Генеральном Плане.

(2) Оценка потребности для приоритетного проекта / зоны

Поскольку БаГЭС/ПСЭ проводят контроль, инспекции, выставление счетов к оплате и сбор платежей только по административным районам, представляется сложным применить такой подход для определения уровня потребности (потребления) для выбранной приоритетной проектной территории. Поэтому, в данном исследовании потребность для приоритетной зоны была рассчитана путем вывода пиковой потребности на основе общей мощности и среднего коэффициента мощности трансформаторов на каждом приоритетном проектом участке. Для оценки пиковой потребности и степени загрузки трансформаторов взят среднегодовой коэффициент загрузки, равный 55%, и коэффициент мощности, равный 90%.

Таблица III.3.3-2 Оценка потребности в приоритетной проектной зоне

1999 год	единица	Сабаильская приоритетная зона	Ясамальская приоритетная зона	Насиминская приоритетная зона
Потребность в энергии	ГВтч	280,2	322,8	321,7
Пиковая потребность	МВт	58,1	67,0	66,8
Общая мощность трансформаторов	МВА	112,5	207,2	168,8
Кэфф. мощности трансформаторов	%	57,6	35,9	43,9
По зоне приоритетного проекта				
Общая мощность трансформаторов	МВА	74,2	114,3	85,6
Пиковая потребность	МВт	38,3	36,9	33,8
Потребность в энергии	ГВтч	185,4	177,9	162,8
Доля приоритетной зоны	%	66,2	55,1	50,6

На основе данных о спросе в 1999 г. (в вышеприведенной таблице) потребность в приоритетной проектной зоне получена применением темпов роста, использованных в Главе 7, Том II.

(3) Удельная норма прибыли

Как указано в разделе, касающемся оценки Генерального Плана, удельная норма прибыли получена с точки зрения сбережения ресурсов (экономленная стоимость) в результате улучшения энергоснабжения. Экономическая стоимость подачи 1 кВтч из сети (СДИДП) к потребителю низкого напряжения (на выходе низковольтной распределительной сети) вычитается из стоимости кВтч для получения энергии из несетевых источников (предположительно, использование бытовых генераторов) в случае нарушения энергоснабжения. В результате, вычислена удельная норма прибыли для оценки проекта, равная 9,24 доллара США/кВтч.

3.3.4 Анализ чувствительности

Анализ чувствительности проводится для определения степени влияния основных переменных на ЭВНП приоритетных проектов и проверяется путем варьирования стоимости проекта ($\pm 20\%$) и изменения предполагаемого прироста объема энергоснабжения ($\pm 1\%$ от базового сценария).

3.3.5 Результат оценки

Результат оценки ЭВНП приведен в Таблице III.3.3-3, а подробности – в Приложении III.3.3-1. При выборе наиболее приоритетного проекта / зоны видно, что самая высокая ВНП у Сабаильского приоритетного участка, как в случае базового сценария, так и для каждого сценария при анализе чувствительности. Поэтому, по результатам консультаций с партнером, в качестве наиболее приоритетной проектной зоны выбран приоритетный проект в Сабаильском районе. Еще до проведения данного предварительного ТЭО партнер настоятельно подчеркнул неотложность восстановления указанной зоны.

Таблица III.3.3-3 Результат оценки проекта по ЭВНП

		Сабанльская приоритетная зона	Ясамальская приоритетная зона	Насимийская приоритетная зона
Базовый сценарий		24,6 %	17,4 %	19,0 %
Анализ чувствительности				
1) Стоимость проекта	(- 20%)	29,8 %	21,3 %	23,1 %
	(+ 20%)	21,0 %	14,6 %	16,0 %
2) Темпы роста нехватки энергии	(-0,5% / год)	21,0 %	14,6 %	16,0 %
	(+0,5% / год)	28,1 %	20,0 %	21,8 %

