

РӘСӘЙ ФЕДЕРАЦИЯҢЫ
БАШКОРТОСТАН
РЕСПУБЛИКАҢЫ
АКЦИОНЕР ЗАР ЙӘМФИӘТЕ
«УЧАЛЫ ЭЛЕКТР СЕЛТӘРЗӘРЕ»

Расчетный счет № 40702810000180001620
Филиал ПАО «БАНК УРАЛСИБ» в г. Уфа
к/с 30101810600000000770
БИК 048073770
ИНН 0270016033
КПП 027001001
ОГРН 1050203651794



РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
РЕСПУБЛИКА
БАШКОРТОСТАН
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«УЧАЛИНСКИЕ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

Республика Башкортостан
453701, г. Учалы,
ул. Энергетиков, 1
e-mail: OAOUES@yandex.ru
Тел.: (34791) 6-09-61
Факс: (34791) 6-09-61

«Утверждаю»
Директор АО «УЭС»
Ф.Ф. Давлетгареев
«11» 2021г.



ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ

АО «УЧАЛИНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

НА 2021 ГОД

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ

I. СОДЕРЖАНИЕ ПРОБЛЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ.....3

1.1 Основные технические характеристики электрических сетей.....3

1.2. Основные проблемные вопросы..... 4

II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ 4

III. РЕСУРСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ 5

IV. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЕ. 6

4.1 Техническое перевооружение и реконструкции электроустановок... 7

4.2 Повышение надежности работы электрических сетей 10

4.3 Энергосбережение и повышение энергетической эффективности 12

Создание системы АСКУЭ..... 12

4.4. Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства

4.5. Приобретение оборудования не требующего монтажа..... 13

V. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ..... 15

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА развития АО «Учалинские электрические сети»

ВВЕДЕНИЕ

Инвестиционная программа АО «Учалинские электрические сети» по развитию электроснабжения г.Учалы, с.Учалы Республики Башкортостан включает в себя комплекс мероприятий, повышающих надежность функционирования сетей электроснабжения, которые в свою очередь оказывают значительное влияние на безаварийную работу коммунальных систем жизнеобеспечения.

Инвестиционная программа предусматривает как решение задач устранения сверхнормативного износа основных фондов, внедрения ресурсосберегающих технологий, так и разработку, и широкое применение мер по стимулированию эффективного и рационального хозяйствования АО «УЭС», максимального использования им всех доступных ресурсов, включая собственные, для решения вопросов надежного и устойчивого электроснабжения потребителей.

Все это значительно повысит качество жилищно-коммунального обслуживания населения, эффективность и надежность работы систем энергоснабжения города и населенных пунктов в зоне эксплуатационной ответственности АО «УЭС».

I. СОДЕРЖАНИЕ ПРОБЛЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ.

Одним из приоритетных направлений национальной жилищной политики Российской Федерации является обеспечение комфортных условий проживания и доступности коммунальных услуг для населения.

1.1. Основные технические характеристики электрических сетей:

На начало 2021 года протяженность ВЛ напряжением до 10 кВ со сроком эксплуатации 40 и более лет определена в размере порядка 180 км, из них около 60% подлежит восстановительному ремонту. Значительная часть энергетического оборудования, работает более 40 лет, если соблюдаются необходимые условия эксплуатации. Установленное на электросетевых объектах основное оборудование разработано в основном в 70-е гг. XX века и имеет низкие по сравнению с современными техническими решениями показатели, требует периодического ремонтного обслуживания, возрастающего по объемам с ростом возраста оборудования.

1.2. Основные проблемные вопросы:

- высокий износ электрооборудования;
- большая загруженность отдельных участков линии, значительные затраты на ремонт, техническое обслуживание;
- сверхнормативные потери в линиях;
- необходимость выполнения реконструкции построенных в 1970-1980 гг. воздушных линий электропередач 0,4 кВ;
- необходимость выполнения реконструкции построенных зданий и сооружений, построенных до 2000 г.;
- необходимость повышения надежности работы электрических сетей;
- необходимость внедрения Автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ) для измерения потребленной электроэнергии, сбора, обработки и хранения информации об измерениях, состоянии объектов и средств измерения;
- необходимость приобретения спецтехники.

II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

Цель разработки и реализации инвестиционной программы включает в себя комплекс мероприятий, повышающих надежность функционирования сетей электроснабжения:

- реализация мероприятий по строительству и модернизации ТП, воздушно-кабельных линий 10/6/0,4 кВ электроснабжения города Учалы, с. Учалы;
- обеспечение качественного и надежного предоставления потребителям услуг электроснабжения;
- обеспечение сбалансированности интересов АО «УЭС» и потребителей;
- удовлетворение спроса на подключение к системам электроснабжения вновь строящихся и реконструируемых зданий и сооружений в текущем и перспективном периодах развития г. Учалы, с. Учалы.

Инвестиционная программа должна решать следующие задачи:

- повышение надежности и качества предоставления услуг системами электроснабжения;
- необходимую пропускную способность сетей с учетом роста нагрузок;
- значительное снижение технических и коммерческих потерь;
- эксплуатационную безопасность;
- экологическую безопасность;
- высокую экономическую эффективность.

III. РЕСУРСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ

Ресурсное обеспечение инвестиционной программы осуществляется за счет собственных источников АО «Учалинские электрические сети», а именно, средств, учтенных в тарифе на передачу электрической энергии: амортизации, и капитальных вложений, а также от технологического присоединения потребителей и собственных средств предприятия.

№ п/п	Показатель	2021 год (т.руб.)
1.	Собственные средства, всего, в том числе:	36 688,00
1.1.	Прибыль, направленная на инвестиции:	21 034,69
1.1.1.	- от оказания услуг по передаче электрической энергии	10 582,76
1.1.2.	- от технологического присоединения	10 451,93
1.2.	Амортизация основных средств	15 139,60
1.3.	Прочие собственные средства	513,71

IV. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЕ

Наименование объекта	Стоимость, млн.руб.	Цель проекта
Технологическое присоединение энергопринимающих устройств потребителей с максимальной мощностью до 15 кВт включительно в зоне обслуживания АО «УЭС»	10 451,93	Возможность своевременного осуществления технологического присоединения новых потребителей
Модернизация, техническое перевооружение и реконструкция		
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф-2 ТП-41 (протяженность 1,18 км);	0,867	Повышение надежности электроснабжения существующих потребителей и вновь подключаемых объектов; возможность осуществления технологического присоединения потребителей; оптимизация нормальной схемы электроснабжения в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТЭЭП, ПТЭЭСС;
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф-3 ТП-83 (протяженность 0,69 км);	0,537	
Реконструкция ВЛ-0,4 ф-2 ТП-83 (протяженность 0,62 км);	0,450	
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф-3 ТП-95 (протяженность 0,415 км);	0,372	
Реконструкция КЛ-6 кВ от ПС-4 до		

РП-2 (протяженность 0,440 км);	0,713	снижение потерь электроэнергии в линиях.
Переустройство КЛ-10 кВ ф.31-05, ф.31-14	1,265	
Замена масляных выключателей на вакуумные в РП № 2 яч.7,8 г.Учалы (2 ячейки);	1,217	
Замена РУ-0,4 кВ в ТП-8 (8 шт);	0,861	
Замена КТПН в ТП-84(1 шт);	0,714	
Энергосбережение и повышение энергетической эффективности		
Создание системы АСКУЭ (844 точек учета): - ТП-333(ВУЩ-1 – 32 шт, ВУЩ-3 – 9 шт.); - РП-5 (ВУЩ-1 – 93 шт, ВУЩ-3 – 5 шт.); - ТП-135(ВУЩ-1 – 118 шт, ВУЩ-3 – 17 шт.); - ТП-151 (ВУЩ-1 – 119 шт, ВУЩ-3 – 14 шт.); - ТП-152 (ВУЩ-1 – 166 шт, ВУЩ-3 – 22 шт.); - ТП-154 (ВУЩ-1 – 116 шт, ВУЩ-3 – 26 шт.); - ТП-41 (ВУЩ-1 – 40 шт, ВУЩ-3 – 3 шт.); - ТП-80 (ВУЩ-1 – 50 шт, ВУЩ-3 – 1 шт.); - ТП-83 (ВУЩ-1 – 39 шт, ВУЩ-3 – 3 шт.); - ТП-95 (ВУЩ-1 – 21 шт, ВУЩ-3 – 1 шт.); - п.Бурансы (3 т.у.); -Строительство ВОЛС (протяженность 7,0 км);	15,714	Определение основных направлений экономических потерь электроэнергии и целенаправленное уменьшение этих потерь. Автоматизированный учет электрической энергии. Создание каналов связи для АСКУЭ.
Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства		
Переустройство ВЛ-10 кВ ф.31-05, 31-14 в кабельные линии (протяженность 0,446 км);	0,414	Обеспечить доступность электросетевой инфраструктуры в новом микрорайоне для технологического присоединения потребителей
Строительство электроснабжения от ПС-2 «Иремель» мкрн. «Юго-Восточный»	1,224	

Приобретение оборудования, не требующего монтажа			
-Приобретение специального грузопассажирского автомобиля			Безопасная перевозка пассажиров, материалов и оборудования;
Газель-NEXT;		1,500	
-Приобретение оборудования для АБК		0,388	Улучшение условий и производительности труда работников АО «УЭС».

4.1 Техническое перевооружение и реконструкция электроустановок.

В связи с продолжительным сроком службы некоторых участков воздушных линий и трансформаторных подстанций, эти участки сетей требуют больших затрат для обеспечения необходимого уровня качества и надежности функционирования сетей электроснабжения, представляют опасность для жителей, а также пропускная способность сетей не позволяет увеличить переток необходимого количества электроэнергии в современных условиях жизни, когда потребление электроэнергии динамично растет.

Целью реконструкции сетей является в первую очередь повышение надежности электроснабжения существующих сетей и вновь подключаемых объектов, а также для оптимизации нормальной схемы электроснабжения в соответствии с требованиями ПУЭ, ПТЭЭП, ПТЭЭСС.

Реализация мероприятий по проведению реконструкции электросетей, воздушных линий электропередач и модернизации электрооборудования обеспечит повышение надежности электроснабжения потребителей и эксплуатации электроустановок, позволит равномерно распределить существующие нагрузки по сетям.

Реконструкции подлежат объекты электрических сетей, как правило, имеющие неудовлетворительное состояние строительных конструкций и сооружений вследствие выработки нормативного срока службы, в силу различных стихийных природных явлений, не соответствующее требованиям санитарных норм и экологии.

При необходимости расширения, технического перевооружения реконструируемого объекта соответствующие работы и затраты включаются в состав проекта реконструкции объекта.

Замена ВЛ-0,4 кВ с неизолированными проводами на самонесущие изолированные провода (СИП) приводит к снижению эксплуатационных затрат за счет уменьшения объемов аварийно- восстановительных работ, повышению эксплуатационной надежности и бесперебойности энергообеспечения потребителей, а также к существенному снижению возможности несанкционированного подключения к ВЛ.

Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф-2 ТП-41 г.Учалы-2 протяженностью 1,18 км. - год постройки 1960.

В связи с продолжительным сроком службы реконструкции подлежат опоры, провода и конструкции вследствие выработки нормативного срока

службы и имеющие повреждения, малое сечение проводов.

Для выполнения работ по реконструкции произведены необходимые замеры, составлены дефектные ведомости и разработаны мероприятия по улучшению качества обслуживания и передачи электрической энергии потребителям. В связи с этим предлагается выполнить реконструкцию сетей воздушных линий электропередач 0,4 кВ протяженностью 1,18 км с применением самонесущих изолированных проводов, что приведет:

- обеспечению нормы качества электрической энергии, согласно (ГОСТ 32144-2013);

- длительному сроку эксплуатации (до 40 лет) без замены проводов и подвесной арматуры;

- сокращению объёмов аварийно-восстановительных работ;

- уменьшению пожаробезопасности, из-за исключения короткого замыкания при схлестывании проводов;

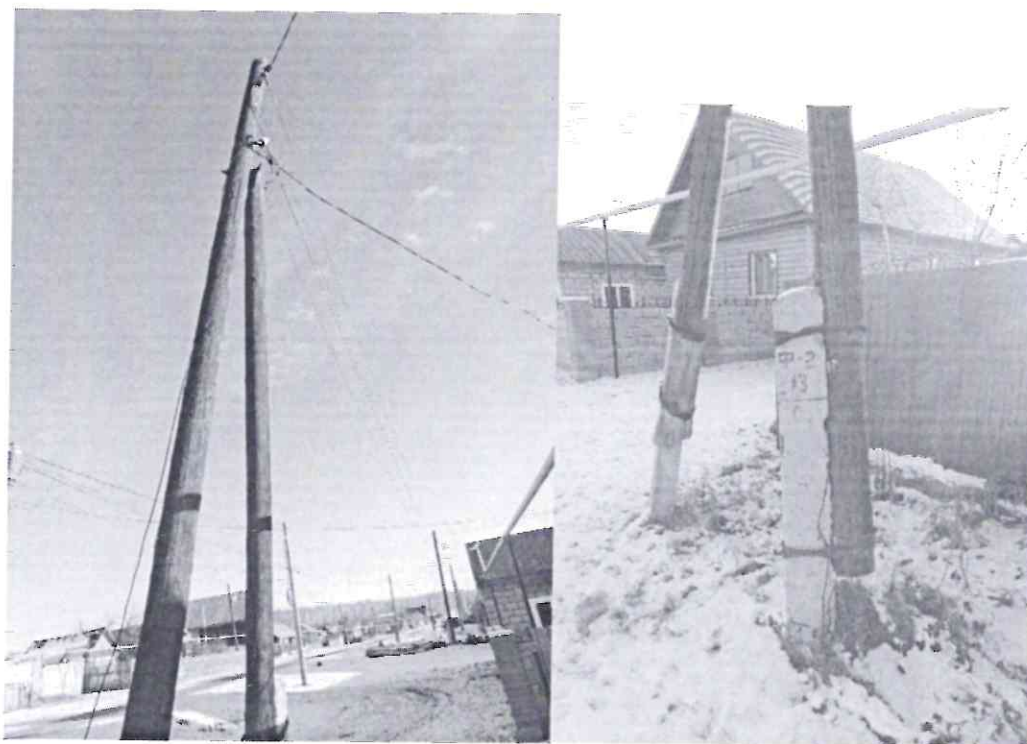
- к существенному ограничению несанкционированного отбора электроэнергии;

- к исключению воровства проводов, так как они не подлежат вторичной переработке;

- к возможности подключения абонентов и новых ответвлений под напряжением;

- к уменьшению размеров просеки перед монтажом и в процессе эксплуатации;

- из-за высокой механической прочности проводов к снижению их обрыва.



Приложения:

1. Акт технического освидетельствования;

2. Дефектная ведомость;

3. Ведомость проверки степени загнивания деревянных опор на ВЛ-0,4 кВ ф-2

ТП-41;

4. Перечень материалов, необходимого для выполнения работ;

5. Локальный сметный расчет;

6. Фотографии участка ВЛ-0,4 кВ ф-2 ТП-41 г.Учалы-2.

Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф-2 ТП-83 с.Учалы протяженностью 0,62 км - год постройки 1975.

В связи с продолжительным сроком службы реконструкции подлежат опоры ВЛ, провода и конструкции вследствие выработки нормативного срока службы и имеющие повреждения, малое сечение проводов. Для выполнения работ произведены необходимые замеры, составлены дефектные ведомости и разработаны мероприятия по улучшению качества обслуживания и передачи электрической энергии потребителям. В связи с этим предлагается выполнить реконструкцию сетей воздушных линий электропередач 0,4 кВ протяженностью 0,62 км с применением самонесущих изолированных проводов, что приведет:

- обеспечению нормы качества электрической энергии, согласно (ГОСТ 32144-2013);

- длительному сроку эксплуатации (до 40 лет) без замены проводов и подвесной арматуры;

- сокращению объемов аварийно-восстановительных работ;

- уменьшению пожаробезопасности, из-за исключения короткого замыкания при схлестывании проводов;

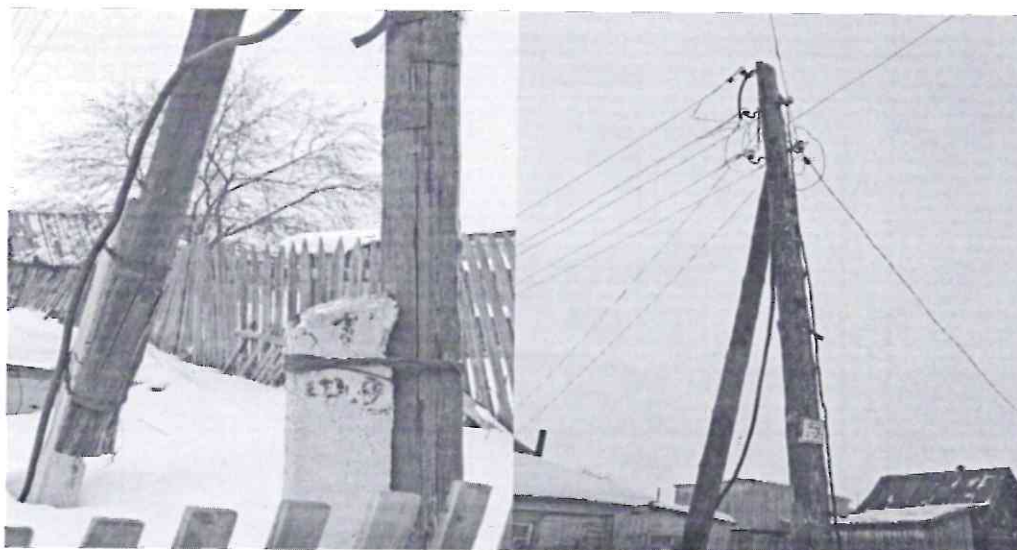
- к существенному ограничению несанкционированного отбора электроэнергии;

- к исключению воровства проводов, так как они не подлежат вторичной переработке;

- к возможности подключения абонентов и новых ответвлений под напряжением;

- к уменьшению размеров просеки перед монтажом и в процессе эксплуатации;

- из-за высокой механической прочности проводов к снижению их обрыва.



Приложения:

1. Акт технического освидетельствования;
2. Дефектная ведомость;
3. Ведомость проверки степени загнивания деревянных опор на ВЛ-0,4 кВ;
4. Перечень материалов необходимого для выполнения работ;
5. Локальный сметный расчет;
6. Фотографии участка ВЛ-0,4 кВ.

Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф-3 ТП-83 с.Учалы протяженностью 0,69 км - год постройки 1975.

В связи с продолжительным сроком службы реконструкции подлежат опоры ВЛ, провода и конструкции вследствие выработки нормативного срока службы и имеющие повреждения, имеют малое сечение проводов.

Для выполнения работ по реконструкции произведены необходимые замеры и составлены дефектные ведомости. В связи с этим предлагается выполнить реконструкцию ВЛ-0,4 кВ с заменой опор и магистральных проводов на провода с большим сечением, что приведет к снижению потерь в линии, уменьшению падения напряжения в сети, снижению эксплуатационных затрат за счет уменьшения объемов аварийно-восстановительных работ, повышению эксплуатационной надежности и бесперебойного электроснабжения потребителей.



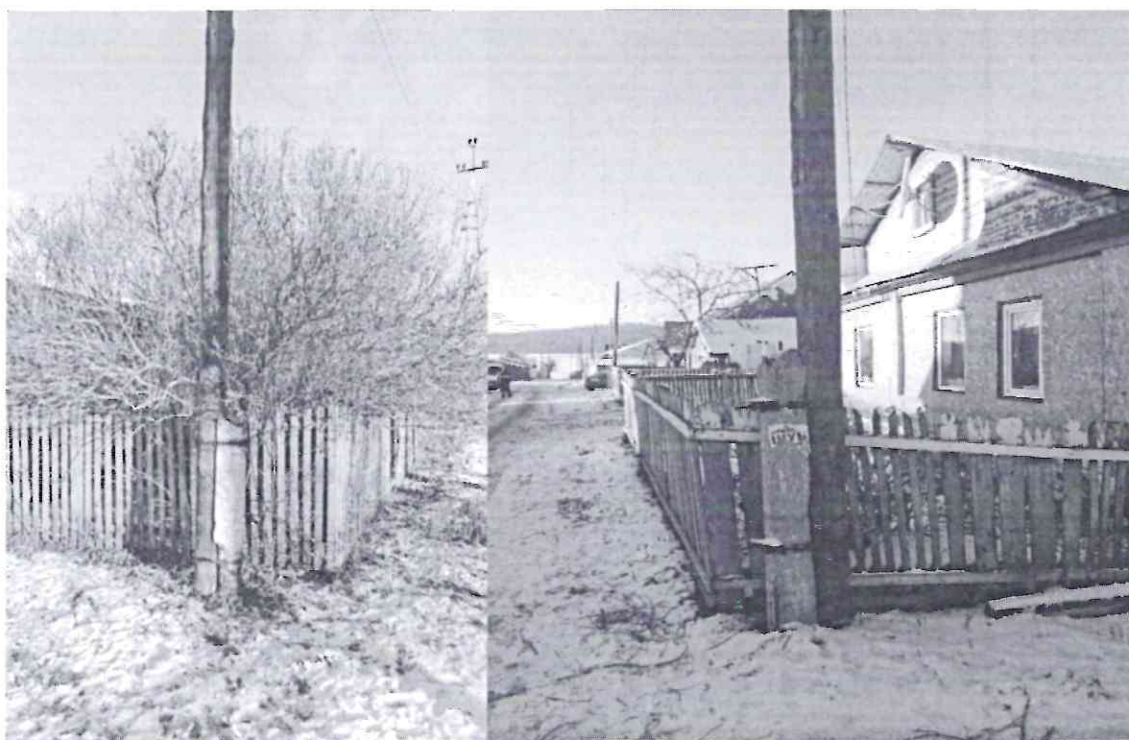
Приложения:

1. Акт технического освидетельствования;
2. Дефектная ведомость;
3. Ведомость проверки степени загнивания деревянных опор на ВЛ-0,4 кВ;
4. Перечень материалов необходимого для выполнения работ;
5. Локальный сметный расчет;
6. Фотографии участка ВЛ-0.4 кВ.

Реконструкция ВЛ-0,4 кВ ф-3 ТП-95 с.Учалы протяженностью 0,415 км - год постройки 1975.

В связи с продолжительным сроком службы реконструкции подлежат опоры ВЛ, провода и конструкции вследствие выработки нормативного срока службы и имеющие повреждения, имеют малое сечение проводов.

Для выполнения работ по реконструкции произведены необходимые замеры и составлены дефектные ведомости. В связи с этим предлагается выполнить реконструкцию ВЛ-0,4 кВ с заменой опор и магистральных проводов на провода с большим сечением, что приведет к снижению потерь в линии, уменьшению падения напряжения в сети, снижению эксплуатационных затрат за счет уменьшения объемов аварийно-восстановительных работ, повышению эксплуатационной надежности и бесперебойного электроснабжения потребителей.



Приложения:

1. Акт технического освидетельствования;
2. Дефектная ведомость;
3. Ведомость проверки степени загнивания деревянных опор на ВЛ-0,4 кВ;
4. Перечень материалов необходимого для выполнения работ;
5. Локальный сметный расчет;
6. Фотографии участка ВЛ-0,4 кВ.

Реконструкция 2КЛ-6 кВ ф.4-13, 4-25 протяженностью 0,440 км - год постройки 1970.

В связи с продолжительным сроком службы кабельной линии 6 кВ,

предлагается выполнить замену кабельных линий, что приведет снижению эксплуатационных затрат за счет уменьшения объемов аварийно-восстановительных работ, повышению эксплуатационной надежности и бесперебойного электроснабжения потребителей.

Приложения:

1. Дефектная ведомость;
2. Локальный сметный расчет.

4.2 Повышение надежности работы электрических сетей.

Замена масляных выключателей на вакуумные в РП-2 ячейки 7, 8 – год постройки 1970.

Для повышения надежности и бесперебойной работы электрических сетей предусмотрена замена морально и физически устаревших масляных выключателей на вакуумные, устройств релейной защиты и автоматики РП № 2. Выключатели представляют собой важнейший элемент оборудования распределительных систем. С их помощью осуществляется включение и отключение участков электросети под рабочим (номинальным) током. В случае возникновения аварийных ситуаций оборудование должно отключить токи короткого замыкания. От качества и безотказности выключателей зависит бесперебойное электроснабжение конечных потребителей, а также сохранность дорогостоящих систем. Гарантированный срок эксплуатации вакуумных выключателей составляет 25-30 лет, а существующие масляные выключатели в РП № 2 1970 года выпуска эксплуатируются в течении 51 года.

Замена масляных выключателей на вакуумные с микропроцессорной РЗА обеспечит:

- надежную работу коммутационных аппаратов;
- сократит время оперативных переключений;
- последующая интеграция в АСДУЭ позволит дистанционное управление и мониторинг параметров электрической энергии



Приложения:

1. Дефектная ведомость;
2. Локальный сметный расчет;
3. Фотографии.

Замена щитов ЩО-59 в ТП-8 РУ-0,4 кВ – год постройки 1969.

От трансформаторной подстанции № 8 запитаны потребители первой категории: хирургический корпус и приемное отделение больницы г.Учалы. В ТП-8 РУ-0,4 кВ установлены щиты ЩО-59 1969 года выпуска. Срок эксплуатации составляет 51 год, который превышен в 2 раза, при нормативе 25 лет. В ЩО-59 установлены коммутационные аппараты – рубильники с предохранителями. В виду возросших нагрузок потребителей, предохранители ПН-2 не обеспечивают защиту при удаленных КЗ. Необходимо заменить щиты с автоматическими выключателями. Произведены необходимые замеры и составлены дефектные ведомости. Для повышения надежности необходимо выполнить замену щитов 0,4 кВ.

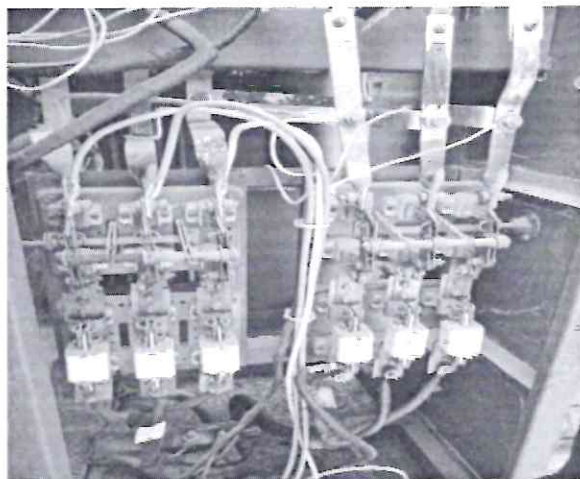
ФОТО

Приложения:

1. Дефектная ведомость;
2. Локальный сметный расчет;
3. Фотографии.

Замена КТПН в ТП-84 – год постройки 1982.

В виду возросшего количества потребителей в ТП-84 РУ-0,4 кВ к одному рубильнику присоединено два и более кабелей различных линий из-за отсутствия свободных мест для присоединения. Линии разной протяженности и нагрузки имеют общую защиту, не соответствующую требованиям. Также недостаточно места для установки и обслуживания приборов учета электрической энергии.



Приложения:

1. Дефектная ведомость;
2. Локальный сметный расчет;
3. Фотографии.

4.3. Энергосбережение и повышение энергетической эффективности. Создание системы АСКУЭ.

Внедрение Автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ), предназначена для измерения потребленной электроэнергии, сбора, обработки и хранения информации об измерениях, состоянии объектов и средств измерения, с последующей передачей полученных сведений на сервер Заказчика, в том числе предоставления доступа к минимальному набору функций интеллектуальных систем учета электрической энергии (мощности), на повышение экономического эффекта от деятельности путем увеличения доходных поступлений от дополнительно учтенной электрической энергии и снижения расходов на оплату коммерческих потерь электрической энергии в целях повышения энергосбережения и прогнозирования затрат на электроэнергию.

Целью создания Системы является автоматизация следующих основных процессов:

- 1.1. учёт коммерческой электроэнергии;
- 1.2. выполнение измерений электроэнергии;
- 1.3. автоматизированный сбор и консолидация результатов измерений;
- 1.4. автоматический контроль нагрузки (мощности);
- 1.5. хранение первичных данных об измерениях в специализированной базе;
- 1.6. передача данных об измерениях в консолидированную базу данных;
- 1.7. синхронизация времени в Системе;
- 1.8. возможность автоматического ограничения допустимой мощности нагрузки или полного отключения энергоснабжения;

На сегодняшний день повсеместно ощущается рост потерь электроэнергии. В некоторых участках потери достигли 15-20%. Главной причиной этой ситуации является увеличение коммерческих потерь, большая часть которых приходится на электросети напряжением 0,4 кВ. Сегодня повсеместно ведется борьба с недоучетом электроэнергии. Необходимо проводить дополнительные организационные и технические мероприятия, дающие возможность оперативно находить места несанкционированного использования электроэнергии. Важная роль в решении этой проблемы должна быть отведена АСКУЭ, которые позволяют осуществлять эти меры.

В АО «УЭС» внедряются программы по замене используемых приборов учета на современные соответствующие Федеральному закону от 27.12.2018г. № 522, где основные изменения заключаются в возложении обязанности по коммерческому учету на ТСО по приобретению, установке, замене и допуску в эксплуатацию приборов учета при выходе из строя либо истечении

межповерочного интервала с 01.07.2020 г. А с 01.01.2022 года ТСО должны устанавливать только интеллектуальные приборы учёта электрической энергии.

4.4. Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства

Новое строительство для создания центров питания. Строительство электроснабжения от ПС-2 «Иремель» мкрн. «Юго-Восточный»

Генеральным планом г.Учалы предусмотрено жилищное строительство в микрорайоне Юго-Восточный. Микрорайон расположен на удалении от 1 до 2,5 км от существующей подстанции ПС-2 220/110-10 «Иремель».

Ранее АО «Башкирэнерго» были выданы администрации Учалинского района разрешение на отпуск мощности в размере 3,5 МВА и технические условия на присоединение объектов к ПС-2 № Иремель».

Непосредственно к микрорайону «Юго-Восточный» примыкает существующий микрорайон «Аэропорт». В соответствии с разрешением на отпуск мощности и техническими условиями, запрошенными АП «Кровля» (Застройщик микрорайона в 1995-1998гг.) электроснабжение микрорайона предусматривалось от существующей ПС-31 «Лесмаш» строительством двух воздушных линий 10 кВ. АП «Кровля» заключало договор с институтом «Башкиргражданпроект» на выполнение проекта микрорайона, но в связи со сменой собственника предприятия и других обстоятельств работы не были выполнены. Микрорайон подключен в 2000 году по временной схеме от ВЛ-6 кВ с ПС-3 «Районная», которая в неизменном виде сохранилась до настоящего времени. Резервном источником электроснабжения является ВЛ-6 кВ 4-13 от ПС-4 «ГПП фабрики».

Таким образом, сети электроснабжения Юго-Восточного района г.Учалы не получили должного развития и в ближайшее время возникнут проблемы с осуществлением технологического присоединения потребителей в установленные сроки.

Кроме того, очевидно, что имея в непосредственной близости от районов планируемой застройки две подстанции – ПС-2 «Иремель» и ПС-31 «Лесмаш», осуществлять электроснабжение по линии 6 кВ о ПС-3 «Районная», удаленной на расстояние до 8 км и от ПС-4, удаленной на расстояние до 6 км нецелесообразно. Также следует иметь ввиду, что еще в 1998 году в соответствии с расчетами, выполненными «Башкоммунэнерго» уровень потерь в линии 3-32 был определен как выше нормативного из-за значительной ее протяженности при недостаточном сечении проводов.

Таким образом, требуется срочно осуществить строительство двух выходов 10 кВ от ПС «Иремель» с установкой двух камер КРУ 10 кВ и строительство двух воздушных линий 10 кВ в направлении существующего РП-5, подключенного к ПС-31 «Лесмаш» общей протяженностью по 7 км каждая, имея в виду возможность дальнейшего продолжения линий до микрорайона «Аэропорт» и далее в направлении ПС-31 «Лесмаш» (существующее РП-5).

Выполнение этого проекта позволит решить следующие задачи:

1. Подготовка технической возможности по осуществлению технологического присоединения объектов перспективного микрорайона Юго-Восточный;
2. Создание технической возможности для осуществления электроснабжения микрорайона «Аэропорт» на напряжении 10 кВ от ПС-2 «Иремель» с резервом от ПС-31 «Лесмаш»;
3. Освобождение мощностей на ПС-3 «Районная» и ПС-4 «Иремель»;
4. Более полное использование мощностей ПС-31 «Лесмаш», освободившихся после ликвидации завода лесного машиностроения и трансформаторов 10 кВ ПС-2 «Иремель»;
5. Создание технической возможности по плановому переводу объектов Учалы-2 на напряжение 10 кВ;
6. Снижение потерь электрической энергии по ВЛ 6 кВ 3-32 и 4-13, имеющих значительную протяженность и недостаточную по современным нормам пропускную способность.

Строительство КЛ-6 кВ от ТП-14 до ТП-38 – протяженность 0,239 км

От ТП-14 запитаны социально значимые объекты – центрально тепловой пункт (котельная), которые имеют первую категорию надежности по электроснабжению. Строительство КЛ-6 кВ от ТП-14 до ТП-38 (протяженность 0,239 км) необходимо для резервного питания ЦТП.

Для потребителей с 1 категорией надёжности электроснабжения необходимо осуществить энергоснабжение от двух источников питания. При этом источники питания должны быть независимые. Такая схема энергоснабжения применяется для снижения рисков аварийного отключения электроэнергии для электроприемников 1 категории надежности электроснабжения. При аварии на одном источнике питания, электроснабжение потребителя будет осуществляться по второму источнику (второму вводу). При этом для электроприемников 1 категории надежности допускается прекращение подачи электроэнергии при отключении одного источника питания только на время не превышающее автоматический переход на энергоснабжение потребителя по второму источнику питания.

Переустройство ВЛ-10 кВ ф.31-05, 31-14 в кабельные линии – протяженность 0,446 км.

Администрация городского поселения город Учалы муниципального района Учалинский район Республики Башкортостан в 2020 году одержало победу во Всероссийском конкурсе лучших проектов создания комфортной среды в малых городах и исторических поселениях. В 2021 году планируется реализация проекта «Благоустройство центральных пространств и набережной г. Учалы, Путь к мечте». В связи с вышеизложенным, общество предусматривает переустройство воздушной линии 10 кВ ф.31-05, 31-14 попадающих в границы благоустройства в линии кабельного исполнения.

4.5. Приобретение грузового автомобиля с двухрядной с грузовой евро-платформой.

На сегодняшний день весь подвижной состав, находящийся на балансе АО «Учалинские электрические сети» включает в себя 25 единиц техники. В состав входят следующие виды техники: легковые автомобили – 9 единиц, грузовые автомобили – 5 единиц, автобус – 1 единица, специализированная техника (автоподъемники, бурильные машины, передвижная испытательная лаборатория, фургон для перевозки ремонтных бригад) – 6 единиц, тракторная техника (включая землеройную) – 2 единицы, прицепы – 2 единицы. Неоднородный состав структуры автотранспортных средств обусловлен основной производственной задачей предприятия, так как большая часть техники задействована в процессе строительства, обслуживания и эксплуатации электросетевого хозяйства города Учалы.

Подвижной состав предприятия по возрастным критериям (год выпуска) разделяется на 4 основные группы транспортных средств:

- 1 группа – транспортные средства «условно новые», находящиеся в эксплуатации не более 3 лет – 7 единиц;
- 2 группа – транспортные средства, находящиеся в эксплуатации в пределах полезного использования (в среднем срок составляет 10 лет – 9 единиц);
- 3 группа – транспортные средства, находящиеся в эксплуатации от 10 до 15 лет – 2 единицы;
- 4 группа – транспортные средства, находящиеся в эксплуатации более 15 лет – 7 единиц.

Анализируя подвижной состав по возрастным категориям можно сделать вывод, что удельный вес 4 группы транспортных средств, находящихся в эксплуатации более 15 лет составляет 28%. Использование такого транспорта негативно влияет на производственные показатели предприятия, окружающую среду и безопасность дорожного движения.

Содержание проблемы и обоснование необходимости её решения.

Основной целью проекта является оптимизация автотракторного парка предприятия, улучшение его функциональных характеристик, предотвращение длительных простоев из-за существенных неисправностей, связанных с изношенностью основных узлов и агрегатов, снижение аварийности транспорта, улучшение условий труда водителей и электротехнического персонала, а, следовательно, поддержание, - поддержание нормального функционирования электросетевого хозяйства города Учалы.

Необходимость разработки и реализации программы по замене автомобильного транспорта, эксплуатация которого экономически нецелесообразна, вызвана изношенностью значительной части подвижного состава, его неудовлетворительным техническим состоянием, которое негативно влияет на производительность труда персонала и ставит под угрозу обеспечение безопасности производственного процесса, как с точки зрения правил дорожного движения, так и трудового законодательства.

В течении долгих лет эта проблема оставалась нерешенной: парк транспортных средств АО «Учалинские электрические сети» с 2000 годов практически не обновлялся, 28 % имеющихся в наличии транспортных средств выработали свой ресурс либо непригодны для дальнейшей эксплуатации, либо требуют значительных финансовых вложений для их модернизации и капитального ремонта.

Общество планирует постепенную замену автотракторного парка. В таблице приведены данные по транспортным средствам срок эксплуатации, которых превышает нормы более чем в два раза. Представленная в таблице 1 категория транспорта подлежит замене в первую очередь.

Таблица № 1

№ п/п	Марка	Гос.номер	Год выпуска	Фактический срок эксплуатации, мес.
1.	ГАЗ-3023	B411AE 02	2007	156
2.	ЭО -2621	YA0571 02	1993	324
3.	КамАЗ -5320	B845PC 02	1993	324
4.	ГАЗ 6612	B081PP 02	1991	348

Данная техника нуждается в капитальном ремонте (капитальный ремонт двигателей, ходовой части и замена автошин). Эта техника требует значительных финансовых вложений для их модернизации и капитального ремонта.

1. ГАЗ -3023 капитальный ремонт двигателя- 22 800 руб., ремонт ходовой – 6 960 руб., замена автошин – 14 000 руб.
2. КамАЗ-5320 капитальный ремонт двигателя- 72 000 руб., ремонт ходовой – 16 000 руб., замена автошин – 150 000 руб.

Пути решения этапы реализации программы.

Реализация данной программы предусматривает замену автотранспортных средств, находящихся в эксплуатации более 15 лет.

Основной транспортной задачей транспортного подразделения является организация бесперебойного и безопасного транспортного обслуживания подразделений по строительству, ремонту и обслуживанию сетей и предприятия в целом. На сегодняшний день имеют место быть срывы графиков ремонтно-эксплуатационных работ в результате отказов и нехватки техники.

В таблице 2 представлен расчет необходимых денежных ресурсов в рамках исполнения инвестиционной программы на 2021 год:

Таблица 2

№п /п	Наименование, Марка	Тип	Кол-во	Ориентировочная
-------	---------------------	-----	--------	-----------------

	автомобиля			цена с НДС
1	ГАЗ-А22R32 Газель NEXT Фермер	Грузовая	1	1800 т.руб.
	Итого:			1800 т.руб.

Приобретение спецтехники.

Основными результатами от реализации настоящей инвестпрограммы являются:

-повышение надежности эксплуатации и эффективности использования автотракторной техники;

-снижение общей степени износа подвижного состава предприятия;

- улучшение условий труда водителей и ремонтно-эксплуатационного персонала, обслуживающего электросетевое хозяйство.

Расчет экономического эффекта от внедрения системы АСКУЭ (п.Бурансы)

Сметная стоимость - 14 434 т.рублей.

№ п/п	Год внедрения от мероприятий		Участки от внедрения АСКУЭ	Потери (тыс.кВт.ч.)	Потери (%)	Стоимость 1 кВт.ч	Оплата потерь, (т.руб.)
1.	2020 год	Потери до установки АСКУЭ	мкрн.Южный, п.Бурансы	4012,978	34,97	2,57431	10330,65
		Потери после установки АСКУЭ		3385,539	16,17	2,57431	8715,43
	2021 год	Потери до установки АСКУЭ		4190,600	35,19	2,61549	10960,47
		Потери после установки АСКУЭ		3385,539	16,17	2,61549	8854,84
	2022 год	Потери до установки АСКУЭ		4300,100	35,69	2,65472	11415,57
		Потери после установки АСКУЭ		3385,539	16,17	2,65472	8987,67
2.		До установки	После установки	Результат			
	2020 год	10330,65	8715,43	1615,22			
	2021 год	10960,47	8854,84	2105,63			
	2022 год	11415,57	8987,67	2427,91			
3.				6148,76			
		Годовой экономический эффект		2,3			

Срок окупаемости проекта - 2,3 года

Проект является экономически выгодным, так как срок службы счетчиков составляет 16 лет.



Начальник ПЭО

Гайназарова З.Ф.

Расчет экономического эффекта по замене масляных выключателей на вакуумные в РП-2 ячейки 7,8

Сметная стоимость 1 217,0 т.рублей (без НДС)

№ п/п	Показатели	Масляные выключатели		Вакуумные выключатели	
		Формула	Расчет	Формула	Расчет
1.	Капитальные вложения (руб.)	$Z = C \cdot q \cdot N$, где C - цена одного масляного выключателя, N - число выключателей на подстанции	167000,00	$0,02 \cdot n \cdot K(BK)$, где n - кол-во выключателей, K(BK) - стоимость выключателя	294812,66
2.	Годовые эксплуатационные затраты (руб.)	$Z = 1 / Tc \cdot K1 + И1$, где Tc - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K1 - капиталовложения, И1 - годовые издержки при эксплуатации (расходы на амортизацию 3,5% от кап.вложений+расходы на тех.обслуживание 40% от кап.вложений+прочие расходы 1% от кап.вложений)	80995,00	$1 / Tc \cdot K2 + И2$, где Tc - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K2 - капиталовложения, И2 - годовые издержки при эксплуатации (расходы на амортизацию 3,5% от кап.вложений+расходы на тех.обслуживание 15% от кап.вложений+прочие расходы 1% от кап.вложений)	69280,98
3.	Годовой экономический эффект (руб.)	$Э = 1 / Tc \cdot (K2 - K1) + (И2 - И1)$		11714,03	
4.	Годовой экономический эффект с учетом инфляции (руб.)	$Эи = Э \cdot (Ки \cdot 25 - 1) / 25 \cdot (Ки - 1)$, где Ки - коэффициент инфляции		86683,82	
5.	Срок окупаемости (лет)	$Tок = K1 / Эи$		3,4	

Начальник ПЭО



Гайназарова З.Ф.

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ ф-2 ТП-41 ул.С. Юлаева

Сметная стоимость 867,0 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии квт.ч.	Итого недоотпуск по объекту квт. ч	Средняя стоимость 1 квт. руб.	Недополучение денежных средств из за частых аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям, руб.
2020 (факт)	3,0	192,00	576,00	2,57431	1482,80
2021 (прогноз)	1,0	64,00	64,00	2,6155	167,39
		тыс. квт*ч	%	Стоимость 1 квт, руб	Оплата потерь, руб
Потери до реконструкции		4,61	5,60	2,5783	142507,80
Потери после реконструкции		1,68	2,46	2,6556	53505,03
Годы	До реконструкции	После реконструкции	Результат	Сметная стоимость - 867 000 руб.	
2020 - 2021 гг	143990,60	53672,42	90318,18		

Годовой экономический эффект: $867\ 000 / 90\ 315,87 = 9,6$ года

Срок окупаемости проекта - 9,6 года

Проект является экономическим выгодным, т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Начальник ПЭО

Гайназарова З.Ф.

Потери электроэнергии

До реконструкции

АО "Учальские электрические сети"

г. Учаль

ПС-3 Секция 2

Фидер №32

ТП-41

ТМ-250

ЛЛ-041-02

0,380

2019 г.

Электрические сети

Район электрических сетей

Центр питания

Наименование фидера

Трансформаторная подстанция

Тип трансформатора, кВ·А

Наименование линии

Номинальное напряжение линии, кВ

Расчетный период

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеренный ток I_{Σ} , А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки заданного участка, о.е.	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч

Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч

Расчетный период, часов

Коэффициент заполнения графика, о.е.

Относительное число часов наибольших потерь, о.е.

Время использования максимума нагрузки, ч.

Коэффициент дополнительных потерь, о.е.

Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е.

Коэффициент разветвления, о.е.

Максимальные относительные потери напряжения, %

Температура, °С

Длина магистрали, км

Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км

Длина однофазных ответвлений, км

Эквивалентная длина линии, км

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на баланс	не на баланс	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	4,606	0,000	4,606
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	1,155	0,000	1,155
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	77,611	77,611
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	26,175	26,175
5	Фактическая активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	77,611	77,611
6	Фактическая реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	26,175	26,175
7	Фактический небаланс электроэнергии	тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
8	Фактический небаланс электроэнергии	%	0,00	0,00	0,00
9	Количество абонентов	аб.	5	66	71
10	Количество узлов в линии	штук	61	70	132
11	Количество воздушных участков	штук	0	0	0
12	Количество кабельных участков	штук	61	70	131
13	Общее количество участков	штук	61	70	131
14	Длина воздушных участков линии	м	1956	715	2671
15	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
16	Суммарная длина участков линии	м	1956	715	2671
17	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,573	0,000	0,573
18	Отношение на ручных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	2,355	0,000	2,355
19	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	5,60	0,00	5,60

Расчет выполнен программным комплексом РТП 3

Потери электроэнергии

АО "Учалинские электрические сети"
г. Учалы
ПС-3 Секция 2
фидер №32
ТП-41
ТМ-250
Л-041-02 ИП-2021
0,380
2019 г.

Электрические сети
Район электрических сетей
Центр питания
Наименование фидера
Трансформаторная подстанция
Тип трансформатора, кВ·А
Наименование линии
Номинальное напряжение линии, кВ
Расчетный период

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеренный ток з.у., А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч 68,145
 Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч 22,659
 Расчетный период, часов 8760
 Коэффициент заполнения графика, о.е. 0,500
 Относительное число часов наибольших потерь, о.е. 0,333
 Время использования максимума нагрузки, ч. 4380
 Коэффициент дополнительных потерь, о.е. 1,000
 Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е. 1,042
 Коэффициент разветвления, о.е. 1,000
 Максимальные относительные потери напряжения, % 3,44
 Температура, °С 20
 Длина магистральной, км 0,571
 Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км 1,030
 Длина однофазных ответвлений, км 0,355
 Эквивалентная длина линии, км 1,102

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	1,679	0,000	1,679
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	0,242	0,000	0,242
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	66,466	66,466
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	22,418	22,418
5	Фактическая активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	66,466	66,466
6	Фактическая реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	22,418	22,418
7	Фактический небаланс электроэнергии	тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
8	Фактический небаланс электроэнергии	%	0,00	0,00	0,00
9	Количество абонентов	аб	5	66	71
10	Количество узлов в линии	штук	61	70	131
11	Количество воздушных участков	штук	0	0	0
12	Количество кабельных участков	штук	61	70	131
13	Общее количество участков	м	1956	715	2671
14	Длина воздушных участков линии	м	0	0	0
15	Длина кабельных участков линии	м	1956	715	2671
16	Суммарная длина участков линии	Ом	0,318	0,000	0,318
17	Эквивалентное сопротивление линии	тыс. кВт·ч/км	0,858	0,000	0,858
18	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	%	2,46	0,00	2,46
19	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть				

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ ф-2 ТП-83

Сметная стоимость 450,0 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии квт.ч.	Итого недоотпуск по объекту квт. ч	Средняя стоимость 1 квт руб.	Недополучение денежных средств из за частных аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям, руб.
2020 (факт)	7,0	77,00	539,00	2,57431	1387,55
2021 (прогноз)	3,0	33,00	99,00	2,6155	258,93
		тыс. квт*ч	%	Стоимость 1 квт, руб	Оплата потерь, руб
Потери до реконструкции		21,51	15,11		
Потери после реконструкции		8,694	4,43	2,5783	665603,61
				2,6556	277058,55
Годы	До реконструкции	После реконструкции	Результат	Сметная стоимость - 450 000 руб.	
2020 -2021гг.	666991,17	277317,48	389673,69		

Годовой экономический эффект: 450 000/389 673,69 =1,2 года

Срок окупаемости проекта - 1,2 года

Проект является экономическим выгодным , т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Начальник ПЭО

Гайназарова З.Ф.

До реконструкции

Потери электроэнергии

АО "Учальские электрические сети"

с. Учаль

ПС-21 Секция 2

Фидер №13

ТП-83

ТМ-180

Л-083-02

0,380

2019 г.

Электрические сети

Район электрических сетей

Центр питания

Наименование фидера

Трансформаторная подстанция

Тип трансформатора, кВ·А

Наименование линии

Номинальное напряжение линии, кВ

Расчетный период

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеренный ток г.у., А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	106,000	28,000	92,000
	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч 216,289

Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч 71,091

Расчетный период, часов 8760

Коэффициент заполнения графика, о.е. 0,500

Относительное число часов наибольших потерь, о.е. 0,333

Время использования максимума нагрузки, ч. 4380

Коэффициент дополнительных потерь, о.е. 1,130

Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е. 0,645

Коэффициент разветвления, о.е. 0,632

Максимальные относительные потери напряжения, % 32,00

Температура, °С 20

Длина магистрали, км 0,316

Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км 0,000

Длина однофазных ответвлений, км 0,175

Эквивалентная длина линии, км 0,355

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	31,880	0,792	32,672
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	8,343	0,144	8,487
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	183,617	183,617
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	62,604	62,604
5	Количество абонентов	аб.	0	11	11
6	Количество узлов в линии	штук			25
7	Количество воздушных участков	штук	12	11	23
8	Количество кабельных участков	штук	1	0	1
9	Общее количество участков	штук	13	11	24
10	Длина воздушных участков линии	м	466	165	631
11	Длина кабельных участков линии	м	25	0	25
12	Суммарная длина участков линии	м	491	165	656
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,583	0,015	0,598
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	64,928	4,802	69,731
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	14,74	0,37	15,11

Расчет выполнен программным комплексом РТП 3

Электрические сети

Район электрических сетей

Центр питания

Наименование фидера

Трансформаторная подстанция

Тип трансформатора, кВ·А

Наименование линии

Номинальное напряжение линии, кВ

Расчетный период

Потери электроэнергии

АО "Учальские электрические сети"

с.Учалы

ПС-21 Секция 2

Фидер №13

ТП-83

ТМ-180

Л-083-02 ИП-2021

0,380

2019 г.

Удаленные электрические сети

Удаленные электрические сети

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеренный ток г.у., А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	73,300	73,300	73,300
	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч 210,451

Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч 69,172

Расчетный период, часов 8760

Коэффициент заполнения графика, о.е. 0,500

Относительное число часов наибольших потерь, о.е. 0,333

Время использования максимума нагрузки, ч. 4380

Коэффициент дополнительных потерь, о.е. 1,000

Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е. 0,839

Коэффициент разветвления, о.е. 0,823

Максимальные относительные потери напряжения, % 7,17

Температура, °С 20

Длина магистрали, км 0,428

Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км 0,039

Длина однофазных ответвлений, км 0,042

Эквивалентная длина линии, км 0,454

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	7,966	0,728	8,694
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	0,981	0,132	1,114
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	201,757	201,757
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	68,058	68,058
5	Количество абонентов	аб.	0	11	11
6	Количество узлов в линии	штук	10	11	22
7	Количество воздушных участков	штук	0	0	0
8	Количество кабельных участков	штук	10	11	21
9	Общее количество участков	штук	10	11	21
10	Длина воздушных участков линии	м	509	165	674
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	509	165	674
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,164	0,015	0,179
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	15,650	4,411	20,061
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	3,79	0,35	4,13

Расчет выполнен программным комплексом РТП 3

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ ф-3 ТП-83

Сметная стоимость 537,0 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии квт.ч.	Итого недоотпуск по объекту квт. ч	Средняя стоимость 1 квт руб.	Недополучение денежных средств из за частных аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям , руб.
2020 (факт)	3,0	99,36	298,08	2,57431	767,35
2021 (прогноз)	1,0	33,12	33,12	2,6155	86,63
		тыс. квт*ч	Стоимость 1 квт , руб	Оплата потерь, руб	
потери до реконструкции		6,78	2,5783	209832,37	
потери после реконструкции		1,644	2,6556	52390,64	
		До	После		
Годы	реконструкции	реконструкции	Результат	Сметная стоимость - 537 000 руб.	
2020 - 2021гг.	210599,72	52477,27	158122,45		

Годовой экономический эффект: 537 000/158 122,45 =3,4 года

Срок окупаемости проекта - 3,4 года

Проект является экономическим выгодным , т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа) .

Начальник ПЭО

Гайназарова З.Ф.

До реконструкции

Потери электроэнергии

АО "Учалинские электрические сети"

с.Учалы

ПС-21 Секция 2

Фидер №13

ТП-83

ТМ-180

ЛЛ-083-03

0,380

2019 г.

Электрические сети

Район электрических сетей

Центр питания

Наименование фидера

Трансформаторная подстанция

Тип трансформатора, кВ·А

Наименование линии

Номинальное напряжение линии, кВ

Расчетный период

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеренный ток з.у., А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	60,000	60,000	60,000
	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч 172,265

Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч 56,621

Расчетный период, часов 8760

Коэффициент заполнения графика, о.е. 0,500

Относительное число часов наибольших потерь, о.е. 0,333

Время использования максимума нагрузки, ч. 4380

Коэффициент дополнительных потерь, о.е. 1,000

Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е. 0,550

Коэффициент разветвления, о.е. 0,536

Максимальные относительные потери напряжения, % 10,42

Температура, °С 20

Длина магистрали, км 0,245

Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км 0,082

Длина однофазных ответвлений, км 0,242

Эквивалентная длина линии, км 0,334

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	6,526	0,256	6,782
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар ч	1,104	0,048	1,151
3	Расчетная активная нагрузка в линиях	тыс. кВт·ч	11,820	153,663	165,483
4	Расчетная реактивная нагрузка в линиях	тыс. квар ч	3,962	51,507	55,469
5	Количество абонентов	аб	2	26	28
6	Количество узлов в линии	штук			45
7	Количество воздушных участков	штук	17	26	43
8	Количество кабельных участков	штук	1	0	1
9	Общее количество участков	штук	18	26	44
10	Длина воздушных участков линии	м	534	550	1084
11	Длина кабельных участков линии	м	35	0	35
12	Суммарная длина участков линии	м	569	550	1119
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,201	0,008	0,209
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	11,469	0,465	11,934
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	3,79	0,15	3,94

Расчет выполнен программным комплексом РТП 3

Также рассмотреть

Потери электроэнергии

АО "Участковые электрические сети"

Электрические сети

Район электрических сетей

Центр питания

Наименование фидера

Трансформаторная подстанция

Тип трансформатора, кВ·А

Наименование линии

Номинальное напряжение линии, кВ

Расчетный период

с.Учалы

ПС-21 Секция 2

Фидер №13

ТП-83

ТМ-180

Л-083-03 ИП-2021

0,380

2019 г.

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фидер А	Фидер В	Фидер С
Измеренный ток г.у., А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	60,000	60,000	60,000
	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч 72,734

Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч 23,906

Расчетный период, часов 8760

Коэффициент заполнения графика, о.е. 0,211

Относительное число часов наибольших потерь, о.е. 0,100

Время использования максимума нагрузки, ч. 1849

Коэффициент дополнительных потерь, о.е. 2,011

Коэффициент связи отп. потеря мощности и отп. потеря напряжения, о.е. 0,504

Коэффициент разветвления, о.е. 0,494

Максимальные относительные потери напряжения, % 4,85

Температура, °С 20

Длина магистрала, км 0,245

Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км 0,141

Длина однофазных ответвлений, км 0,183

Эквивалентная длина линии, км 0,347

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	1,567	0,077	1,644
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	0,241	0,014	0,255
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	5,078	66,013	71,090
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	1,689	21,962	23,651
5	Количество абонентов	аб.	2	26	28
6	Количество узлов в линии	штук			45
7	Количество воздушных участков	штук	18	26	44
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	18	26	44
10	Длина воздушных участков линии	м	569	550	1119
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	569	550	1119
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,081	0,008	0,089
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	2,753	0,140	2,893
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	2,15	0,11	2,26

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ ф-4 ТП-95

Сметная стоимость 372,0 т. рублей (без НДС)

Годы	Отключений в часах	На 1 час недоотпуск эл.энергии квт.ч.	Итого недоотпуск по объекту квт. ч	Средняя стоимость 1 квт. руб.	Недополучение денежных средств из за частных аварий, плохого качества эл.энергии, поставляемой потребителям , руб.
2020 (факт)	3,0	540,00	1620,00	2,57431	4170,38
2021 (прогноз)	1,0	180,00	180,00	2,6155	470,79
		тыс. квт*ч	%	Стоимость 1 квт , руб	Оплата потерь, руб
2020					
потери до реконструкции		28,07	9,61	2,5783	868443,63
потери после реконструкции		17,81	3,87	2,7072	578683,45
Годы	До реконструкции	После реконструкции	Результат	Сметная стоимость - 372 000 руб.	
2020 - 2021гг.	872614,01	578683,45	293930,57		

2020 год

Годовой экономический эффект: 372 000/293 930,57 =1,3 года

Срок окупаемости проекта - 1,3 года

Проект является экономическим выгодным , т.к. срок амортизации ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Начальник ПЭО



Гайназарова З.Ф.

Электрические сети
 Район электрических сетей
 Центр питания
 Наименование фидера
 Трансформаторная подстанция
 Тип трансформатора, кВ·А
 Наименование линии
 Номинальное напряжение линии, кВ
 Расчетный период

АО "Учалинские электрические сети"
 с.Учалы
 ПС-21 Секция 2
 фидер №13
 ТП-95
 ТМ-250
 ЛТ-095-03
 0,380
 2019 г.

Потери электроэнергии

До реконструкции

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеренный ток з.у., А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч 500,105
 Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч 169,644
 Расчетный период, часов 8760
 Коэффициент заполнения графика, о.е. 0,500
 Относительное число часов наибольших потерь, о.е. 0,333
 Время использования максимума нагрузки, ч. 4380
 Коэффициент дополнительных потерь, о.е. 1,130
 Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е. 0,669
 Коэффициент разветвления, о.е. 0,651
 Максимальные относительные потери напряжения, % 18,57
 Температура, °С 20

Длина магистрала, км 0,315
 Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км 0,059
 Длина однофазных ответвлений, км 0,042
 Эквивалентная длина линии, км 0,350

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	46,594	1,475	48,069
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	9,585	0,428	10,013
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	452,036	452,036
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	159,631	159,631
5	Фактическая активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	452,036	452,036
6	Фактическая реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	159,631	159,631
7	Фактический небаланс электроэнергии	тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
8	Фактический небаланс электроэнергии	%	0,000	0,000	0,000
9	Количество абонентов	аб.	0	19	19
10	Количество узлов в линии	штук	16	19	35
11	Количество воздушных участков	штук	1	2	3
12	Количество кабельных участков	штук	17	21	38
13	Общее количество участков	штук	411	289	700
14	Длина воздушных участков линии	м	40	25	65
15	Длина кабельных участков линии	м	451	314	765
16	Суммарная длина участков линии	м	0,147	0,005	0,152
17	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	103,312	4,697	108,009
18	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	9,32	0,29	9,61
19	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%			

Расчет выполнен программным комплексом РТП 3

Потери электроэнергии

Госреконструкция

АО "Учалинские электрические сети"

с.Учалы

ПС-21 Секция 2

Фидер №13

ТП-95

ТМ-250

Л-495-03 ИП-2021

0,380

2019 г.

Электрические сети

Район электрических сетей

Центр питания

Наименование фидера

Трансформаторная подстанция

Тип трансформатора, кВ·А

Наименование линии

Номинальное напряжение линии, кВ

Расчетный период

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеренный ток 2-ух, А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки годового участка, о.е.	0,950	0,950	0,950

Отпуск активной электроэнергии в сеть, тыс. кВт·ч 460,877

Отпуск реактивной электроэнергии в сеть, тыс. квар·ч 153,235

Расчетный период, часов 8760

Коэффициент заполнения графика, о.е. 0,500

Относительное число часов наибольших потерь, о.е. 0,333

Время использования максимума нагрузки, ч. 4380

Коэффициент дополнительных потерь, о.е. 1,139

Коэффициент связи отп. потерь мощности и отп. потерь напряжения, о.е. 0,772

Коэффициент разветвления, о.е. 0,758

Максимальные относительные потери напряжения, % 6,43

Температура, °С 20

Длина магистралей, км 0,315

Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км 0,059

Длина однофазных ответвлений, км 0,042

Эквивалентная длина линии, км 0,350

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	15,836	1,977	17,813
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	1,959	0,363	2,322
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	443,064	443,064
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	150,912	150,912
5	Фактическая активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	443,064	443,064
6	Фактическая реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	150,912	150,912
7	Фактический небаланс электроэнергии	тыс. кВт·ч	0,000	0,000	0,000
8	Фактический небаланс электроэнергии	%	0,00	0,00	0,00
9	Количество абонентов	аб.	0	19	19
10	Количество узлов в линии	штук			38
11	Количество воздушных участков	штук	17	21	38
12	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
13	Общее количество участков	штук	17	21	38
14	Длина воздушных участков линии	м	451	314	765
15	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
16	Суммарная длина участков линии	м	451	314	765
17	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,058	0,007	0,065
18	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	35,113	6,298	41,411
19	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	3,44	0,43	3,87

Расчет выполнен программным комплексом РТП 3