

РӘСӘЙ ФЕДЕРАЦИЯНЫ  
БАШКОРТОСТАН  
РЕСПУБЛИКАНЫ  
АКЦИОНЕР ЗАР ЙӘМҒИӘТЕ  
«УЧАЛЫ ЭЛЕКТР СЕЛТӘРЗӘРЕ»

Расчетный счет № 40702810000190001620  
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



## ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА РАЗВИТИЯ

### АО «УЧАЛИНСКИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ»

на 2022-2026 годы

г. Учалы 2021 г.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ	3 -4
I. СОДЕРЖАНИЕ ПРОБЛЕМЫ И ОБОСНОВАНИЕ НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ.....	4
1.1 Основные технические характеристики электрических сетей.....	4
1.2. Основные проблемные вопросы.....	5
II. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ РАЗРАБОТКИ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ	5
III. РЕСУРСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ	5-6
IV. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЕ. 6	
4.1 Техническое перевооружение и реконструкции электроустановок...	6-8
4.2 Повышение надежности работы электрических сетей	8-11
4.3 Энергосбережение и повышение энергетической эффективности Создание системы АСКУЭ.....	11-12
4.4. Прочее новое строительство объектов электросетевого хозяйства	12-14
4.5. Прочие инвестиционные проекты.....	14-19
V. ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ ПЛАНИРУЕМОЙ ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЫ.....	19

# **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».

### **ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОРГАНИЗАЦИИ**

В настоящее время АО «Учалинские электрические сети» распоряжается линиями электропередачи (воздушными и кабельными), распределительными пунктами и трансформаторными подстанциями, принадлежащего предприятию на праве собственности.

1. Суммарная мощность трансформаторных подстанций составляет 70,109 МВА.
2. Предприятие использует в работе электроустановки двух уровней напряжения:
  - среднее второе напряжение (СН 2) 6-10 кВ;
  - низкое напряжение (НН) до 1 кВ.

На обслуживании АО «Учалинские электрические сети» находятся:

Наименование электрооборудования	Уровень напряжения		Всего (км, шт.)	Всего (у.е.)
	СН-11 (6-10 кВ)	НН (0,4 кВ)		
Воздушные и кабельные линии электропередач				
Воздушные линии	162,543	324,499	487,042	734,788
Кабельные линии	81,37	39,857	121,227	392,409
Итого:	243,913	364,356	608,269	1 127,969
РП, ТП, МВ, ВН				



Масляный выключатель	113		109	350,3
Выключатель нагрузки	281			646,3
Однотрансформаторные подстанции	152			349,6
Двухтрансформаторные подстанции	64			192
Мачтовая ТП (столбовая)	12			30,0
<b>Итого у.е. по классу напряжения СН-11</b>				<b>2 041,554</b>
<b>Итого у.е. по классу напряжения СН</b>				<b>653,843</b>
<b>Всего:</b>				<b>2 695,397</b>
<b>Сумма номинальной мощности силовых трансформаторов</b>				<b>70 109 кВА</b>

## **1. 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 и КЛ 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 в 1960-1970 гг.

кабельных линий электропередач 6 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.



№	Показатель	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год	Итого
1.	<b>Собственные средства, всего, в том числе:</b>	<b>62,615</b>	<b>62,680</b>	<b>63,779</b>	<b>66,980</b>	<b>66,904</b>	<b>322,958</b>
1.1.	Прибыль, направленная на инвестиции:	33,765	31,332	29,809	30,630	27,855	153,391
1.1.1.	- от оказания услуг по передаче электрической энергии	18,709	19,332	17,809	18,60	15,855	90,335
1.1.2.	- от технологического присоединения	15,056	12,000	12,000	12,000	12,000	63,056
1.2.	Амортизация основных средств	28,850	31,348	33,970	36,350	39,049	169,567

#### **IV. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ИНВЕСТИЦИОННОЙ ПРОГРАММЕ**

##### **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.

№	Объект	2022 год		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
		Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)
1	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ	9,685	12,411	10,030	12,493	9,921	12,104	10,357	13,361	9,700	13,04

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 63,409 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 ВЛ-0,4 кВ.

*Ориентировочные затраты по реконструкции ВЛ-0,4 кВ на 2022-2026 годы составят 49,693 млн.руб.*

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.

№	Объект	2022 год		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
		Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Протяженность (км)
1	Реконструкция КЛ-6 кВ	11,570	6,25	9,51	4,98	12,149	6,40	14,564	7,58	11,432	5,30

Приложения:

1. Дефектная ведомость;
2. Локальный сметный расчет.

*Ориентировочные затраты по реконструкции КЛ-6 кВ на 2022-2026 годы составят 59,225 млн.руб.*

#### **4.2 Повышение надежности работы электрических сетей.**

##### **Замена масляных выключателей на вакуумные в РП-1 ячейки**

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 № 1 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

№	Объект	2022 год		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
		Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)	Стоимость проекта (млн. руб.)	Количество ячеек (шт.)
1	Замена в РП-1 масляных выключателей на вакуумные	2,292	3	2,292	3	2,292	3	2,292	3	1,563	2

Приложения:

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

*Ориентировочные затраты по замене в РП-1 масляных выключателей на вакуумные на 2022-2026 годы составят 10,731 млн.руб.*

### **Замена трансформаторов в ТП и РП**

Силовые трансформаторы являются основным оборудованием электрической части станций и подстанций, а также электрического хозяйства промышленных предприятий. Через него передается потребителю вся вырабатываемая электрическая энергия, и в случае его отказа будет иметь место недоотпуск энергии потребителям.

Поскольку бесперебойное снабжение потребителей электрической энергией является основной задачей энергетики, необходимо, чтобы это оборудование находилось постоянно в работоспособном состоянии. Поэтому к ним предъявляются повышенные требования надежности, при этом для поддержания оборудования в работоспособном состоянии необходимо своевременно выявлять и устранять дефекты, возникающие в нем в процессе эксплуатации.

Известно, что нормативный срок эксплуатации силовых трансформаторов составляет 25 лет после чего в результате теплового старения, а также импульсных и коммутационных перенапряжений происходит ухудшение как электрических свойств токоведущих частей и магнитопровода трансформатора, так изоляционных характеристик масла и изоляции.

Старое оборудование повышает вероятность возникновения пожаров и взрывов этих трансформаторов, так как плохая герметизация, механические повреждения, наличие посторонних примесей в изоляционной среде и т. д., независимо от типа трансформатора, могут привести к короткому замыканию внутри него и как следствие, к взрыву.

Отмечается, что после 30 лет эксплуатации трансформаторов потери холостого хода в них могут увеличиваться до 23–27 % по сравнению с паспортными данными. Это в значительной степени сказывается на увеличении технологических потерь электроэнергии в распределительных сетях сетевых организаций. Из таблицы видно, что после замены трансформаторов, с истекшим сроком, на новые суммарно снижаются потери холостого хода на 52%.

N п/п	Тип трансформатора	№ подстанции	Год ввода в эксплуатацию	Кол-во лет в эксплуатации	$\Delta P_{\pi}$ (паспортные), кВт/ч	$\Delta P_{\pi}$ (с учетом срока службы), кВт/ч	$\Delta P_{\text{Потери короткого замыкания}}$ , кВт/ч	$\Delta \Sigma \text{Потери на энергию с учетом коэф.}$	$\Delta \Sigma \text{Потери на энергию нового трансформатора}$	Разница кВт/ч, (в %)
1	ТМ-100	96	1962	59	0,29	0,36	1,98	9419,628	6577,008	2842,62
2	ТМ-100	203	1964	57	0,29	0,36	1,98	9419,628	6577,008	2842,62
3	ТМ-100	12	1970	51	0,29	0,36	1,98	9419,628	6577,008	2842,62
4	ТМ-100	240	2000	21	0,29	0,29	1,98	8784,528	6577,008	2207,52
5	ТСМ-160	РП-1	1967	54	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
6	ТСМ-160	303	1980	41	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
7	ТСМА-160	105	1972	49	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
8	ТМ-160	106	1974	47	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
9	ТМ-160	113	1974	47	0,41	0,51	2,65	12846,54	7628,208	5218,332
10	ТМ-180	25	1984	37	0,46	0,58	3,10	14813,16	8096,208	6716,952
11	ТТУ-АТ-200	141	1996	25	0,48	0,48	3,40	14927,04	8241,408	6685,632
12	ТТУ-АТ-250	144	1986	35	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
13	ТМГ-250	25	1984	37	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
14	ТМ-250	2	1961	60	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
15	ТМ-250	57	1970	51	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
16	ТМ-250	3	1972	49	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
17	ТМ-250	3	1972	49	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
18	ТМ-250	4	1972	49	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
19	ТМ-250	31	1973	48	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
20	ТМ-250	50	1973	48	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
21	ТМ-250	32	1975	46	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
22	ТМ-250	42	1975	46	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
23	ТМ-250	52	1977	44	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
24	ТМ-250	40	1978	43	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
25	ТМ-250	54	1978	43	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
26	ТМ-250	54	1978	43	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
27	ТМ-250	110	1979	42	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
28	ТМ-250	110	1979	42	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
29	ТМ-250	141	1996	25	0,55	0,55	3,70	16486,32	8854,608	7631,712
30	ТМ-250	251	2005	16	0,55	0,69	3,70	17690,82	8854,608	8836,212
31	ТТУ-АТ-315	24	1967	54	0,73	0,91	4,10	20923,26	10431,408	10491,852
32	ТСМ-320	РП-1	1967	54	0,73	0,91	4,60	22500,06	10431,408	12068,652
33	ТСМА-320	14	1969	52	0,73	0,91	4,60	22500,06	10431,408	12068,652
34	ТМ-320	4	1972	49	0,73	0,91	4,60	22500,06	10431,408	12068,652
35	ТМ-320	18	1971	50	0,73	0,91	4,60	22500,06	10431,408	12068,652
36	ТМ-400	14	1969	52	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
37	ТМ-400	19	1979	42	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
38	ТМ-400	34	1973	48	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
39	ТМ-400	32	1975	46	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
40	ТМ-400	20	1976	45	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
41	ТМ-400	52	1977	44	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
42	ТМ-400	36	1978	43	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
43	ТМ-400	36	1978	43	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
44	ТМ-400	19	1979	42	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
45	ТМ-400	271	1982	39	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
46	ТМ-400	271	1982	39	0,83	1,04	5,50	26433,3	11307,408	15125,892
47	ТМ-630	130	1985	36	1,1	1,38	7,60	36012,36	13672,608	22339,752
48	ТМ-630	130	1985	36	1,1	1,38	7,60	36012,36	13672,608	22339,752
ИТОГО								939651,91		
ИТОГО									452877,98	
ИТОГО										486773,93

$$\Delta \Sigma_{\text{з.т.}} = \Delta P_{\pi} \cdot T_{\pi} + \kappa_{\pi}^2 \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot T_{\text{раб.}}$$

$\Delta \text{Эат}$  – потери электроэнергии в трансформаторе  
 где  $k_3 = S_{\text{ф}}/S_{\text{т.ном.}}$  – коэффициент загрузки трансформатора;  
 $S_{\text{ф}}$  – фактическая нагрузка трансформатора;  
 $S_{\text{т.ном.}}$  – номинальная мощность трансформатора;  
 $T_{\text{п}}$  – годовое число часов работы трансформатора, 8760 ч;  
 $T_{\text{раб}}$  – число часов работы трансформатора с номинальной нагрузкой;

Приложения:

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

№	Объект	2022 год		2023 год		2024 год		2025 год		2026 год	
		Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)	Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)	Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)	Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)	Стоим ость проек та (млн. руб.)	Колич ество ТП и РП (шт.)
1	Замена трансформаторов в ТП и РП	3,722	13	3,197	6	2,361	2	3,280	9	3,264	10

*Ориентировочные затраты по замене трансформаторов на 2022-2026 годы составят 15,824 млн.руб.*

#### **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.

№	Объект	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
		Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)
1	Установка приборов учета 0,22 (0,4) кВ	8,001	14,883	9,362	8,972	16,531
2	Включение приборов учета в систему сбора и передачи данных	5,343	7,045	7,045	7,045	6,739
3	Итого:	13,344	21,927	16,406	16,017	23,270
4	2818 шт. – одно и трехфазные счетчики, 214 шт. - центры питания, 183 шт. - УСПД, строительство ВОЛС - 7 км в год					

*Ориентировочные затраты по развитию и модернизацию электрической энергии (мощности) на 2022-2026 годы составят 90,965 млн.руб.*

**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.

№	Объект	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
		Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)
1	Электроснабжение от ПС-2 «Иремель»	-	1,667	1,667	1,667	1,667
2	Строительство ВЛ-10 кВ от РП-5	0,581	-	-	-	-

*Ориентировочные затраты по электроснабжению от ПС-2 «Иремель» на 2022-2026 годы составят 7,248 млн.руб.*

#### **4.5. Прочие инвестиционные проекты:**

##### **4.5.1. Приобретение специальной техники**

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

### ***Пути решения этапов 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 2022-2026 годы:

№	Транспортное средство	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)
1.	Экскаватор – погрузчик MST M542	5,333				
2.	Автомобиль с двухрядной кабиной Соболь 4*4		1,135			
3.	Бурильно-крановая машина КАМАЗ 43118			6,083		
4.	МРК-750				5,833	
5.	ГАЗ 33088 вахта					3,083

Основными результатами от приобретения специальной техники настоящей инвестиционной программы 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.

***Ориентировочные затраты по приобретению специальной техники на 2022-2026 годы составят 21,467 млн.руб.***

#### **4.5.2. Реконструкция зданий и сооружений (кровля).**

Ремонт кровли в ТП и РП предусмотрен для исключения попадания атмосферных осадков через кровлю на оборудование действующих электроустановок.

№	Объект	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
		Стоимость проекта/ количество (млн.руб./ шт.)	Стоимость проекта /количество (млн.руб./ шт.)	Стоимость проекта / количество (млн.руб./ шт.)	Стоимость проекта количество (млн.руб./ шт.)	Стоимость проекта/ количество (млн.руб./ шт.)
1.	Ремонт кровли ТП и РП	0,493/2	0,368/2	0,374/2	0,315/2	0,359/2

*Ориентировочные затраты по реконструкции зданий и сооружений (кровля) на 2022-2026 годы составят 1,909 млн.руб.*

#### 4.5.3. Приобретение программных и технических средств АСДУ

Автоматизированная система диспетчерского управления энергообъектами (АСДУЭ) является территориально распределенной многоуровневой информационно-измерительной централизованной системой реального времени и предназначена для контроля и управления технологическими процессами и оборудованием на объектах электроснабжения промышленных предприятий и городских электрических сетей.

Система может выполнять функции технического учета электроэнергии:

- определение текущих состояний коммутационных элементов, функция ТС;
- измерение текущих значений технологических параметров (токов, напряжений, активной и реактивной мощностей и др.), функция ТИТ;
- включение и отключение контролируемых объектов, функция ТУ;
- контроль оперативного напряжения цепей ТУ;
- сбор информации с цифровых измерительных преобразователей;
- сбор информации с устройств МП РЗА;
- сбор информации с интеллектуальных счетчиков электроэнергии;
- ретрансляция информации от других источников и систем;
- предварительная обработка информации в контроллерах с целью масштабирования,
- выявление изменений контролируемых параметров (резкие изменения измеряемых параметров, срабатывание коммутационных элементов и т.п.) и оповещение об этом диспетчера;
- ведение протокола текущих и аварийных событий, происходящих как на контролируемом пункте (КП), так и в пункте управления (ПУ);
- архивирование всех событий и измерений, ведение базы данных;
- контроль работоспособности каналов связи;
- технический и коммерческий учет электроэнергии.



### Применение АСДУЭ обеспечивает:

- Повышение эффективности оперативно-диспетчерского управления ресурсами;
- Повышение оперативности и эффективности принятия решений при восстановлении после -нештатных и аварийных ситуаций;
- Сокращение технических и коммерческих потерь ресурсов (электричество, вода, газ);
- Наглядный и удобный мониторинг, предоставление отчетных документов;
- Уменьшение количества выходов из строя основного оборудования и распределительных -устройств, и соответственно увеличение срока их службы;
- Качественный уровень анализа данных об использовании ресурсов на всех уровнях управления;
- Снижения общих затрат на поддержку, расширение и модернизации системы;
- Сбор, передача и обработка информации по объектам диспетчеризации;
- Оперативно-диспетчерское управление;
- Контроль потребления ресурсов и отклонений от плановых значений;
- Ограничение пользователя от ошибочных действий (технологические защиты и блокировки)
- Формирование отчетных документов;
- Расчетные и аналитические функции (пользовательские алгоритмы обработки данных);
- Диагностика Системы в режиме реального времени;
- Архивирование и долговременное хранение информации, восстановление информации;
- Обмен данными с системами планирования и управления.

№	Объект	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
		Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)
1.	Приобретение программных и технических средств АСДУ	0,370	0,370	0,370	0,370	0,370

*Ориентировочные затраты по приобретению программных и технических средств АСДУ на 2022-2026 годы составят 1,848 млн.руб.*

#### 4.5.4. Приобретение оборудования не требующего монтажа

№	Объект	2022 год	2023 год	2024 год	2025 год	2026 год
		Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)	Стоимость проекта (млн.руб.)
1.	Приобретение оборудования не требующего монтажа	0,169	0,184	0,156	0,285	0,198

*Ориентировочные затраты по приобретению оборудования не требующего монтажа на 2022-2026 годы составят 0,991 млн.руб.*

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

Приложения:

- 1) Экономический эффект от внедрения системы АСКУЭ;
- 2) Экономический эффект от замены масляных выключателей на вакуумные в РП-1;
- 3) Экономический эффект от реконструкции ВЛ-0,4 кВ.

**Расчет экономического эффекта от внедрения системы АСКУЭ на 2022-2026 годы**

2022-2026 годы: однофазные и трехфазные счетчики - 2 818 шт., центры питания - 214 шт., УСПД - 183 шт., строительство ВОЛС - 7 км в год, сметная стоимость проекта - 90 965 т.рублей.

№ п/п	Год внедрения от мероприятий		Участки от внедрения АСКУЭ	Потери (тыс.кВт.ч)	Потери (%)	Стоимость 1 кВт.ч	Сумма потерь, (т.руб.)
	2021 год	Потери до установки АСКУЭ	г.Учалы, с.Учалы	15 560,55	16,29	2,61549	40698,47
		Потери после установки АСКУЭ		15 500,55	16,27	2,61549	40541,54
	2022 год	Потери до установки АСКУЭ		15609,77	16,33	2,65472	41439,61
		Потери после установки АСКУЭ		15284,77	15,99	2,65472	40576,82
	2023 год	Потери до установки АСКУЭ		15682,79	16,39	2,68923	42174,70
		Потери после установки АСКУЭ		15204,37	15,89	2,68923	40888,10
	2024 год	Потери до установки АСКУЭ		15736,79	16,43	2,72419	42870,06
		Потери после установки АСКУЭ		15085,48	15,75	2,72419	41095,76
	2025 год	Потери до установки АСКУЭ		15838,81	16,52	2,75961	43708,92
		Потери после установки АСКУЭ		15052,63	15,70	2,75961	41539,35
	2026 год	Потери до установки АСКУЭ		15998,61	16,67	2,79548	44723,85
		Потери после установки АСКУЭ		14971,71	15,60	2,79548	41853,15
2.		До установки	После установки	Результат			
	2021 год	40698,47	40541,54	156,93			
	2022 год	41439,61	40576,82	862,80			
	2023 год	42174,70	40888,10	1286,60			
	2024 год	42870,06	41095,76	1774,29			
	2025 год	43708,92	41539,35	2169,57			
	2026 год	44723,85	41853,15	2870,70			
				9120,89			
3.		Годовой экономический эффект		10,0			

Срок окупаемости проекта - 10,0 лет

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

Начальник ПЭО:



Гаймуков З.Ф.



Расчет экономического эффекта по замене масляных выключателей на вакуумные в РП-1 на 2022-2026 годы

2022 год: ячейки 3, 4, 12; сметная стоимость 2 292,1 т.рублей (без НДС)

2023 год: ячейки 8, 10, 11; сметная стоимость 2 292,1 т.рублей (без НДС)

2024 год: ячейки 7, 9, 11; сметная стоимость 2 292,1 т.рублей (без НДС)

2025 год: ячейки 13, 15, 17; сметная стоимость 2 292,1 т.рублей (без НДС)

2026 год: ячейки 16, 18 сметная стоимость 1 563,1 т.рублей (без НДС)

№ п/п	Показатели	Масляные выключатели		Вакуумные выключатели (3 ячейки)	
		Формула	Расчет	Формула	Расчет
1.	Капитальные вложения (руб.)	$ZI = C \cdot Q \cdot N$ , где C - цена одного масляного выключателя, N - число выключателей на подстанции	330000,00	$0,02 \cdot n \cdot K(BK)$ , где n - кол-во выключателей, K(BK) - стоимость выключателя	750000,00
2.	Годовые эксплуатационные затраты (руб.)	$Z = I / Tc \cdot K1 + И1$ , где Tc - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K1 - капитальное вложение, 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)	160050,00	$I / Tc \cdot K2 + И2$ , где Tc - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K2 - капитальное вложение, 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)	176250,00
3.	Годовой экономический эффект (руб.)	$Z = I / Tc \cdot (K2 - K1) + (И2 - И1)$	17400,00		
4.	Годовой экономический эффект с учетом инфляции (руб.)	$Эн = Э \cdot (Kн \cdot 25 - I) / 25 \cdot (Kн - 1)$ , где Kн - коэффициент инфляции	128760,00		
5.	Срок окупаемости (лет)	$Тоx = K1 / Эн$	5,8		

Срок окупаемости проекта - 5,8 лет

Проект является экономически выгодным, так как срок службы вакуумных выключателей составляет 20 лет.

Начальник ПЭО:

Гайназрова З.Ф.

№ п/п	Показатели	Масляные выключатели		Вакуумные выключатели (2 ячейки)	
		Формула	Расчет	Формула	Расчет
1.	Капитальные вложения (руб.)	$ZI = C \cdot Q \cdot N$ , где C - цена одного масляного выключателя, N - число выключателей на подстанции	230000,00	$0,02 \cdot n \cdot K(BK)$ , где n - кол-во выключателей, K(BK) - стоимость выключателя	500000,00
2.	Годовые эксплуатационные затраты (руб.)	$Z = I / Tc \cdot K1 + И1$ , где Tc - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K1 - капитальное вложение, 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)	106700,00	$I / Tc \cdot K2 + И2$ , где Tc - нормативный срок службы (в энергетике 25 лет), K2 - капитальное вложение, 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)	117500,00
3.	Годовой экономический эффект (руб.)	$Z = I / Tc \cdot (K2 - K1) + (И2 - И1)$	10432,00		
4.	Годовой экономический эффект с учетом инфляции (руб.)	$Эн = Э \cdot (Kн \cdot 25 - I) / 25 \cdot (Kн - 1)$ , где Kн - коэффициент инфляции	77196,80		
5.	Срок окупаемости (лет)	$Тоx = K1 / Эн$	6,5		

Срок окупаемости проекта - 6,5 лет

Проект является экономически выгодным, так как срок службы вакуумных выключателей составляет 20 лет.

Начальник ПЭО:

*Гайназрова*

Гайназрова З.Ф.

2022 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 12,411 км; сметная стоимость проекта 9 685 т.рублей (без НДС)

[illegible]

Средь охотничьих птиц - 8,8 доу

Принят кандидатом в члены партии ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Рассчитайте ПТО

Габриел 10

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 "Учалинские электрические сети"  
 г. Учалы  
 ИС Сети  
 Ф.001  
 I  
 ТМ-400  
 Л-001  
 0,380  
 2020 г.

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фига А	Фига В	Фига С
Измеренный ток 2-У, А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, 0.с.	120,000	120,000	120,000
	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, 0.с.  
 Относительное число часов наибольших потерь, 0.с.  
 Время использования максимальной нагрузки, ч.  
 Коэффициент допустимых потерь, 0.с.  
 Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, 0.с.  
 Коэффициент реактивности, 0.с.  
 Максимальные относительные потери напряжения, %  
 Температура, °С

345,475  
 113,552  
 878,4  
 0,500  
 0,333  
 4392  
 1,000  
 0,677  
 0,711  
 38,47  
 20

Длина магистралей, км  
 Длина воздушных и трассированных ответвлений, км  
 Длина оптоволоконных ответвлений, км  
 Эквивалентная длина линии, км

1,000  
 0,000  
 0,000  
 1,000

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	из баланса	не из баланса	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	60,534	1,206	61,740
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	21,033	0,219	21,252
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	283,735	283,735
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	92,300	92,300
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	штук	0	25	25
7	Количество воздушных участков	штук	25	25	51
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	25	25	50
10	Длина воздушных участков линии	м	25	25	50
11	Длина кабельных участков линии	м	1000	500	1500
12	Суммарная длина участков линии	м	0	0	0
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	1000	500	1500
14	Относительные нагрузочные потери в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	0,465	0,009	0,474
15	Относительные суммарные потери к отпуску электроэнергии в сеть	%	60,534	2,412	62,947
			17,52	0,35	17,87



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 "Учалинские электрические сети"  
г. Учалы  
ПС Секция  
Ф.001  
1  
ТМ-400  
Л-001 после реконструкции  
0,380  
2020 г.

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фазы А	Фазы В	Фазы С
Исчисленный ток, А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки годового периода, о.е.	120,000	120,000	120,000
	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 максимальной нагрузки, ч  
Коэффициент допустимых потерь, о.е.  
Коэффициент связи отп. потерь мощности и отп. потерь напряжения, о.е.  
Коэффициент разветвления, о.е.  
Максимальные относительные потери напряжения, %  
Температура, °С

344,531  
113,242  
8784  
0,499  
0,332  
4380  
1,000  
0,715  
0,702  
16,82  
20

Длина магистрала, км  
Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км  
Длина однофазных ответвлений, км  
Эквивалентная длина линии, км

1,000  
0,000  
0,000  
1,000

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на баланс	не на баланс	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	27,219	1,191	28,410
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	3,354	0,217	3,571
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	316,121	316,121
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	109,671	109,671
5	Количество абонентов	ед.	0	25	25
6	Количество уделов в линии	штук			
7	Количество воздушных участков	штук	25		51
8	Количество кабельных участков	штук	0	25	50
9	Общее количество участков	штук	25	0	0
10	Длина воздушных участков линии	м	25	25	50
11	Длина кабельных участков линии	м	1000	500	1500
12	Суммарная длина участков линии	м	0	0	0
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	1000	500	1500
14	Осволенные надгрузочные потери в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	0,210	0,009	0,219
15	Относительные суммарные потери к отпуску электроэнергии в сеть	%	27,219	2,383	29,601
			7,90	0,35	8,25

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ на 2023 год

2023 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ -12,493 км: сметная стоимость проекта 10 030 т.рублей (без НДС)

Годы	Отдельный в час.ч	На 1 км реконструи- руемой линии, кВт.ч	Итого реконструиру- емому объекту кВт.ч	Средняя стоимость 1 кВт руб.	Неиспользуемые денежные средства из 20 часовых выверов, высвободившиеся от затрат на используемый для обслуживания, руб.	Неиспользуемые денежные средства из 20 часовых выверов, высвободившиеся от затрат на используемый для обслуживания, (кВт/руб.)
2020 (факт)	6,48	308,85	3,46	2,57431	6,34	79198,74
2023 (проект)	3,1	169,58	0,53	2,6002	1,42	17775,59
		тыс. кВт*ч	%	Стоимость 1 кВт., руб.	Отплата потерь в год, руб.	
						Реконструкция линии (км)
Затраты до реконструкции на 1 км ВЛ		61,74	17,87	2,57431	158057,90	1985611,18
Затраты после реконструкции на 1 км ВЛ		28,41	8,25	2,6002	76071,02	954478,00
Годы	До реконструкции	После реконструкции	Результат	Сметная стоимость - 10 030 т. руб.		
2020 - 2023 гг.	2064114,93	972245,98	1092568,54			

Числовой экономический эффект: 10 030/ 1 092,6 = 9,2 года

Зрелый срок окупаемости проекта - 9,2 года

Проект выдает экономическим выгодам, т.к. срок окупаемости ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Исполнитель ПЭО



Генеральный Д.Ф.

Потери электроэнергии

АО "Учалинские электрические сети"

г. Учалы

ПС Сети

Ф.001

1

ТМ-400

Л-001

0,380

2020 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	Фидер А	Фидер В	Фидер С
Напряжение в центре питания, В	230	230	230
Измеренный ток $I_n$ , А	120,000	120,000	120,000
Коэффициент загрузки нагрузки данного 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 загрузки трафика, о.е.  
Относительное число часов наибольших потерь, о.е.  
Время использования максимальной нагрузки, ч  
Коэффициент доводительных потерь, о.е.  
Коэффициент связи отн. потерь, мощности и отн. потерь, напряжения, о.е.  
Коэффициент разветвления, о.е.  
Максимальные относительные потери напряжения, %  
Температура, °С

345,475  
113,552  
878,4  
0,500  
0,333  
4392  
1,000  
0,677  
0,711  
38,47  
20

Длина магистрала, км  
Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км  
Длина однофазных ответвлений, км  
Эквивалентная длина линии, км

1,000  
0,000  
0,000  
1,000

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	60,534	1,206	61,740
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	21,033	0,219	21,252
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	283,735	283,735
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	92,300	92,300
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	штука			51
7	Количество воздушных участков	штука	25	25	50
8	Количество кабельных участков	штука	0	0	0
9	Общее количество участков	штука	25	25	50
10	Длина воздушных участков линии	м	1000	500	1500
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	1000	500	1500
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,465	0,009	0,474
14	Относительные нагрузочные потери в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	60,534	2,412	62,947
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	17,52	0,35	17,87



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 "Учалинские электрические сети"  
 г. Учалы  
 ПС Секции  
 Ф.001  
 1  
 ТМ-400  
 Д-001 после реконструкции  
 0,380  
 2020 г.

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Физ. А	Физ. В	Физ. С
Исчисленный ток $I_{\Sigma}, А$	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки годового участка, $\cos \phi$	120,000	120,000	120,000
	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,  $\alpha$ ,  
 Относительное число часов наибольших потерь,  $\alpha$ ,  
 Время использования максимальной нагрузки,  $\alpha$ ,  
 Коэффициент дооплаты потерь,  $\alpha$ ,  
 Коэффициент связи отп. потерь мощности в отп. потерь напряжения,  $\alpha$ ,  
 Коэффициент реактивности,  $\alpha$ ,  
 Максимальные относительные потери напряжения, %  
 Температура,  $^{\circ}C$

Длина магистралей, км  
 Длина воздушных 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	27,219	1,191	28,410
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	3,354	0,217	3,571
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	316,121	316,121
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	109,671	109,671
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	штук	0	25	25
7	Количество воздушных участков	штук	25	25	51
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	25	25	50
10	Длина воздушных участков линии	м	1000	500	1500
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	1000	500	1500
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,210	0,009	0,219
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	27,219	2,383	29,601
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	7,90	0,35	8,25

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ на 2024 год

2024 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 12,104 км; сметная стоимость проекта 9 921 т.рублей (без НДС)

Годы	Оригинальный в км.км.	На 1 год реконструкция в км.км.	Итого на реконструкцию км.км.	Средняя стоимость 1 км.км.	На реконструкцию денежных средств на 10 лет эксплуатации, включая затраты на материалы, используемые в эксплуатации, руб.	На реконструкцию денежных средств на 10 лет эксплуатации, включая затраты на материалы, используемые в эксплуатации, (без руб.)
2020 (факт)	6,68	348,45	2,46	3,57431	6,34	26783,70
2024 (проект)	3,1	160,48	0,55	3,7242	1,44	17445,99
		тыс. руб.	%	Средняя стоимость 1 км.км., руб.	Средняя стоимость в год, руб.	
						Реконструкция км.км. (км)
Потери на реконструкцию на 1 км ВЛ	61,74	17,87	3,57431	15447,90	192284,35	12,104
Потери на реконструкцию на 1 км ВЛ	38,41	8,28	3,7242	77344,24	946770,4553	12,104
Годы	До реконструкции	После реконструкции	Результат	Сметная стоимость - 9 921 т.руб.		
2020 - 2024 гг.	2000517,05	954225,84	1046291,19			

Главный экономический эффект:  $9\,921 / 1046,3 = 9,5$  лет

Срок окупаемости проекта - 9,5 лет

Проект является экономически выгодным, т.к. срок эксплуатации ВЛ составит 15 лет (VI группа).

Начальник ПТО



Генеральный Д.Ф.

Электрические сети  
Район электрических сетей  
Центр питания  
Наименование фильтра  
Тип трансформатора, кВ-А  
Наименование линии  
Номинальное напряжение линии, кВ  
Расчетный период

Потери электроэнергии  
АО "Учалинские электрические сети"  
г. Учалы  
ПС Сети  
Ф.001  
1  
ТМ-400  
Л-001  
0,380  
2020 г.

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Измеренный ток $I_{\Sigma}, А$	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки заданного участка, $\cos \phi$	120,000	120,000	120,000
	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,  $\alpha$ ,  
Относительное число часов наибольших потерь,  $\alpha$ ,  
Время использования максимальных нагрузок,  $\alpha$ ,  
Коэффициент доминантных потерь,  $\alpha$ ,  
Коэффициент скака огня, потери мощности в огне, потеря напряжения,  $\alpha$ ,  
Коэффициент разветвления,  $\alpha$ ,  
Максимальные относительные потери напряжения, %  
Температура, °С

345,475  
113,552  
8784  
0,500  
0,333  
4392  
1,000  
0,677  
0,711  
38,47  
20

Длина магистралей, км  
Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км  
Длина однофазных ответвлений, км  
Эквивалентная длина линии, км

1,000  
0,000  
0,000  
1,000

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	из баланса	не из баланса	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	60,534	1,206	61,740
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	21,033	0,219	21,252
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	283,735	283,735
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	92,300	92,300
5	Количество объектов	об.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	штук			
7	Количество воздушных участков	штук	25		51
8	Количество кабельных участков	штук	0		50
9	Общее количество участков	штук	25		0
10	Длина воздушных участков, км	км	25	25	50
11	Длина кабельных участков, км	км	1000	500	1500
12	Суммарная длина участков, км	км	0	0	0
13	Запланированное количество линий	км	1000	500	1500
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	0,465	0,009	0,474
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	60,534	2,412	62,947
			17,52	0,35	17,87



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"  
 г. Учаль  
 ПС Секция  
 Ф-001  
 I  
 ТМ-400  
 Д-001 после реконструкции  
 0,380  
 2020 г.

Параметры фидера			
Напряжение в центре питания, В	Фазы А	Фазы В	Фазы С
Номинальный ток $I_n$ , А	230	230	230
Коэффициент мощности нагрузки данного участка, о.е.	120,000	120,000	120,000
	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.  
 Времени использования максимума нагрузки, о.е.  
 Коэффициент дооплаты потерь, %  
 Коэффициент связи отн. потерь мощности и отн. потерь напряжения, о.е.  
 Коэффициент разнотемпературности, о.е.  
 Максимальные относительные потери напряжения, %  
 Температура, °С

Длина магистралей, км  
 Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км  
 Длина однофазных ответвлений, км  
 Эквивалентная длина линии, км

344,531  
 113,242  
 8784  
 0,499  
 0,332  
 4360  
 1,000  
 0,715  
 0,702  
 16,82  
 20

1,000  
 0,000  
 0,000  
 1,000

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на баланс	не на баланс	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	27,219	1,191	28,410
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	3,354	0,217	3,571
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	316,121	316,121
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	109,671	109,671
5	Количество обрывов	об.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	штук	0	25	25
7	Количество воздушных участков	штук	25	25	51
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	25	25	50
10	Длина воздушных участков линии	м	25	25	50
11	Длина кабельных участков линии	м	1000	500	1500
12	Суммарная длина участков линии	м	0	0	0
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	1000	500	1500
14	Отношение суммарных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·км	0,210	0,009	0,219
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	27,219	2,383	29,601
			7,90	0,35	8,25

Расчет выполнен по формулам:

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ на 2025 год

2025 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 13,361 км; сметная стоимость проекта 10 357 т.рублей (без НДС)

Годы	Отключений в год	На 1 км ВЛ реконструкция потреб. кВт.ч	Потребление энергии на 1 км ВЛ до реконструкции кВт.ч	Средняя стоимость 1 кВт. руб.	Неиспользуемая мощность проекта на 30 часов в год, кВт	Неиспользуемая мощность проекта на 30 часов в год, кВт
2020 (факт)	4,48	348,43	2,46	2,57431	6,34	84701,38
2023 (проект)	3,1	169,58	0,43	2,7596	1,46	10404,14
		тыс. кВт*ч	%	Стоимость 1 кВт, руб.	Остаток мощности в год, руб.	
						Реконструкция ВЛ (руб.)
Потери до реконструкции на 1 км ВЛ		61,34	17,87	2,57431	134017,90	202340,274
Потери после реконструкции на 1 км ВЛ		28,41	8,25	2,7596	3840,43	106704,35
Годы	До реконструкции	После реконструкции	Результат	Сметная стоимость - 10 357 т.руб.		
2020 + 2025 гг.	134017,90	106704,35	1140253,17			

Главный экономический эффект:  $10 357 / 1 141,3 = 9,1$  год

Срок окупаемости проекта - 9,1 год

Проект является экономически выгодным, так срок окупаемости ВЛ составляет 15 лет (VI группа).

Начальник ПТО



Гайдарова С.Ф.

Потери электроэнергии

АО "Учальские электрические сети"

г. Учаль

ПС Секция

Ф.001

I

ТМ-400

Л-001

0,380

2020 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	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Напряженность в центре питания, В	230	230	230
Измеренный ток ЗР, А	120,000	120,000	120,000
Коэффициент мощности нагрузки основного участка, о.е.	0,950	0,950	0,950

345,475

113,552

8784

0,500

0,333

4392

1,000

0,677

0,711

38,47

20

1,000

0,000

0,000

1,000

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 магистралей, км

Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км

Длина однофазных ответвлений, км

Эквивалентная длина линии, км

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	всего
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	60,534	1,206	61,740
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	21,033	0,219	21,252
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	283,735	283,735
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	92,300	92,300
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	штук			51
7	Количество воздушных участков	штук	25	25	50
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	25	25	50
10	Длина воздушных участков линии	м	1000	500	1500
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	1000	500	1500
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,465	0,009	0,474
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	60,534	2,412	62,947
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	17,52	0,35	17,87

Расчет выполнен программным комплексом РТП 3



Потери электроэнергии

АО "Учальские электрические сети"

г. Учаль

ПС Сакши

Ф.001

1

ТМ-400

Л-001 после реконструкции

0,380

2020 г.

Наименование	Фазы А	Фазы В	Фазы С
Напряженность в центре питания, В	230	230	230
Измеренный ток I <sub>из</sub> , А	120,000	120,000	120,000
Коэффициент мощности нагрузки головного участка, о.е.	0,950	0,950	0,950

344,531

113,242

8784

0,499

0,332

4380

1,000

0,715

0,702

16,82

20

1,000

0,000

0,000

1,000

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 ота, потери мощности и ота, потери напряжения, о.е.

Коэффициент разветвления, о.е.

Максимальные относительные потери напряжения, %

Температура, °С

Длина магистрала, км

Длина двухфазных и трехфазных ответвлений, км

Длина однофазных ответвлений, км

Эквивалентная длина линии, км

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	27,219	1,191	28,410
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	3,354	0,217	3,571
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	316,121	316,121
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	109,671	109,671
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	штук			51
7	Количество воздушных участков	штук	25	25	50
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	25	25	50
10	Длина воздушных участков линии	м	1000	500	1500
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	1000	500	1500
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,210	0,009	0,219
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	27,219	2,383	29,601
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	7,90	0,35	8,25

Расчет выполнен программным комплексом РТП 3

Расчет экономического эффекта по реконструкции ВЛ-0,4кВ на 2026 год

2026 год: реконструкция ВЛ-0,4 кВ - 13,040 км; сметная стоимость проекта 9 700 т.рублей (без НДС)

Годы	Отпускной в час/кВ	На 1 км реконструк 20-тирич. кВт.ч.	Потери электроэнергии по объекту кВт.ч	Средняя стоимость 1 кВт	Неиспользуемые денежные средства из 20 частей энергии, потери на трансформации энергии, потери на распределении, руб.	Неиспользуемые денежные средства из 20 частей энергии, потери на трансформации энергии, потери на распределении, (кВт. руб)
2020 (факт)	6,68	304,44	2,46	2,57431	6,34	82005,42
2023 (планово)	3,1	169,48	0,93	2,7933	1,68	19286,93
		100, кВт*ч	%	Стоимость 1 кВт., руб	Относительная в год, руб	
						Реконструкция линий (км)
Потери по реконструкции на 1 км ВЛ		61,34	17,87	2,57431	(589)7,00	2072500,21
Потери после реконструкции на 1 км ВЛ		28,41	8,25	2,7933	79419,59	1614631,41
Годы	До реконструкции	После реконструкции	Результат	Сметная стоимость - 9 700 т.руб.		
2020 - 2026 гг	2155216,49	1074018,95	1081197,54			

Годовой экономический эффект 9 700/1100,3 = 8,8 лет

Сред окупаемости проекта - 8,8 лет

Проект является экономически выгодным, т.к. срок окупаемости ВЛ составляет 18 лет (V1 группа).

Начальник ПТО



Гайдарова З.Ф.

Потери электроэнергии

АО "Учалинские электростанции"

г. Учалы

ПС Секция

Ф.001

1

ТМ-400

Л-001

0,380

2020 г.

Электростанция  
Район электростанций  
Центр питания  
Наименование фидера  
Трансформаторная подстанция  
Тип трансформатора, кВ·А  
Наименование линии  
Номинальное напряжение линии, кВ  
Расчетный период

Наименование фидера	Фаза А	Фаза В	Фаза С
Напряжение в центре линии, В	230	230	230
Номинальный ток с.д., А	120,000	120,000	120,000
Коэффициент мощности нагрузки линейного 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, час  
Коэффициент записи графика, о.е.  
Относительное число часов наибольших потерь, о.е.  
Время использования максимум нагрузки, ч  
Коэффициент дополнительных потерь, о.е.  
Коэффициент связи отн. потерь, минимума и отн. потерь максимума, о.е.  
Коэффициент разветвления, о.е.  
Максимальные относительные потери напряжения, %  
Температура, °С

345,475  
113,552  
8784  
0,560  
0,333  
4392  
1,000  
0,677  
0,711  
38,47  
20

Длина магистральной, км  
Длина дуговых и трехфазных ответвлений, км  
Длина однофазных ответвлений, км  
Эквивалентная длина линии, км

1,000  
0,000  
0,000  
1,000

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на баланс	не на баланс	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	60,534	1,206	61,740
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	21,033	0,219	21,252
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	283,735	283,735
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	92,300	92,300
5	Количество объектов	об.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	узлы			51
7	Количество линейных участков	линей	25	25	50
8	Количество кабельных участков	кабл.	0	0	0
9	Общее количество участков	линей	25	25	50
10	Длина воздушных участков линии	м	1000	500	1500
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	1000	500	1500
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,465	0,009	0,474
14	Отношение натуральной потери в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	60,534	2,412	62,947
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	17,52	0,35	17,87



Потери электроэнергии

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

АО "Удальские электрические сети"  
г. Учалы  
ПС Секция  
Ф-001  
1  
ТМ-400  
Л-001 после реконструкции  
0,380  
2020 г.

Параметры фидера	Фидер А	Фидер В	Фидер С
Напряжение в центре питания, В	230	230	230
Измеренный ток 2-й, А	120,000	120,000	120,000
Коэффициент мощности нагрузки головного 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 максимального нагрузки, ч.  
Коэффициент дополнительных потерь, о.е.  
Коэффициент связи отп. потерь мощности и отп. потерь напряжения, о.е.  
Коэффициент разветвления, о.е.  
Максимальные относительные потери напряжения, %  
Температура, °С

244,531  
113,242  
\$784  
0,499  
0,332  
4380  
1,000  
0,715  
0,702  
16,82  
20

Длина магистралей, км  
Длина воздушных и трелевочных ответвлений, км  
Длина однофазных ответвлений, км  
Эквивалентная длина линии, км

1,000  
0,000  
0,000  
1,000

№ п/п	Параметр	Ед. изм.	на балансе	не на балансе	итого
1	Потери активной электроэнергии в линиях	тыс. кВт·ч	27,219	1,191	28,410
2	Потери реактивной электроэнергии в линиях	тыс. квар·ч	3,354	0,217	3,571
3	Расчетная активная нагрузка в узлах	тыс. кВт·ч	0,000	316,121	316,121
4	Расчетная реактивная нагрузка в узлах	тыс. квар·ч	0,000	109,671	109,671
5	Количество абонентов	аб.	0	25	25
6	Количество узлов в линии	штук			51
7	Количество воздушных участков	штук	25	25	50
8	Количество кабельных участков	штук	0	0	0
9	Общее количество участков	штук	25	25	50
10	Длина воздушных участков линии	м	1000	500	1500
11	Длина кабельных участков линии	м	0	0	0
12	Суммарная длина участков линии	м	1000	500	1500
13	Эквивалентное сопротивление линии	Ом	0,210	0,009	0,219
14	Отношение нагрузочных потерь в линии к суммарной длине линии	тыс. кВт·ч/км	27,219	2,383	29,601
15	Отношение суммарных потерь к отпуску электроэнергии в сеть	%	7,90	0,35	8,25