

«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель Главы Администрации
МР Чишминский район РБ

Зайнуллин И.Р.
2021г.



«УТВЕРЖДАЮ»

Директор
МУП «Чишмыэнергосервис»

Рахимкулова А.Г.
2021г.



**ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ
МУП «ЧИШМЫЭНЕРГОСЕРВИС» НА 2022-2026 Г.Г.**

р.п. Чишмы, Чишминский район, РБ
2021г.

Содержание

1.	Паспорт программы. Основные понятия и определения.....	стр.3
2.	Цель и задачи программы.....	стр.4
3.	Целевые показатели МУП «Чишмыэнергосервис» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.....	стр.5
4.	Анализ системы коммерческого учета электрической энергии.....	стр.7
5.	Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электросетевом хозяйстве с оценкой уровня затрат и экономической эффективности.....	стр.11
6.	Мероприятия программы.....	стр.15
7.	Источники финансирования программы.....	стр.16
8.	Контроль за ходом реализации программы.....	стр.16
9.	Оценка результатов реализации программы.....	стр.17
10.	Оценка эффективности реализации программы.....	стр.17

1. Паспорт программы.

Основные понятия и определения

Наименование Программы -

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности МУП «Чишмыэнергорсервис» р.п.Чишмы, Чишминского района на 2022-2026г.г.

- Федеральный закон от 23.11.09 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»
- Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 N 1225 (ред. от 17.12.2010) "О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности"
- Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 N 340 "О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности"

Срок реализации Программы – 5 (пять календарных лет)

Период реализации программы: 2022-2026 г.г.

Цель Программы -

Снижение потерь в сетях электроснабжения при передаче электрической энергии в распределительных электрических сетях и трансформаторных подстанциях, соблюдение энерго-экономичных технологических режимов работы, повышение эффективности учета электрической энергии.

Основные мероприятия Программы -

Организационные мероприятия -

это мероприятия, связанные с оптимизацией режимов работы электрических сетей, организационно-штатные мероприятия, а также обязательные мероприятия, в соответствии с федеральным законом от 23.11.09 г. № 261-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 15.05.2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

Энергосбережение – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования.

Энергетическая эффективность – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов, произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Энергетическая эффективность МУП «Чишмыэнергорсервис», определяется основным видом деятельности - процессом передачи электрической энергии и характеризуется процентом потерь в системе передачи электрической энергии.

2. Цели и задачи программы

Энергосбережение для территориальной электросетевой организации МУП «Чишмыэнергосервис» р.п.Чишмы Чишминского района РБ заключается, прежде всего, в сокращении расходов электроэнергии на ее передачу в виде сокращения потерь электроэнергии (мощности) в распределительных электрических сетях. На предприятии ведется постоянная планомерная работа, повышающая эффективность передачи и распределения электроэнергии.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – сложная комплексная проблема, требующая капитальных вложений, постоянной работы и внимания персонала, его высокой квалификации, юридической грамотности и заинтересованного участия в эффективном решении задачи.

Попытки решить эту проблему без системного подхода, отдельными мерами, а особенно недооценка этой проблемы приводит к тому, что данная проблема остается одной из самых главных для сетевых организаций.

В этих целях должен осуществляться комплекс мероприятий:

- 1) Оптимизация режимов работы электрических сетей (организационные мероприятия);
- 2) Замена электрооборудования (технические мероприятия);
- 3) Мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета э/энергии;
- 4) Повышение качества электроэнергии в соответствии с установленным ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», в том числе проведение сертификации качества электрической энергии.

Затраты по мероприятиям (эксплуатационные затраты предприятия), не требующие вливания дополнительных инвестиций (инвестиционные программы). Данные мероприятия направлены на совершенствование организации работ по снижению потерь, на основе проведенного анализа (энергоаудит и расчет существующих нормативных потерь в распределительных сетях), а также на учет «человеческого фактора», под которым понимается:

- 1) Обучение и повышение квалификации персонала;
- 2) Осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
- 3) Мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
- 4) Связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения коммерческих потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Технические мероприятия наиболее энергоэффективны, но требуют значительных затрат, при этом срок окупаемости этих затрат находится в пределах 5–10 лет и более.

3. Целевые показатели МУП «Чишмыэнергосервис» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Таблица №3.1. Показатели производственной деятельности МУП «Чишмыэнергосервис». Уровень потерь электрической энергии в тарифе на передачу электрической энергии за пять лет.

Период	Фактический отпуск в сеть, тыс.квт*ч	Фактический полезный отпуск в сеть, тыс.квт*ч	Потери, факт	
			тыс.квт*ч	%
2016	36 427	29 350	7 067	19,40
2017	37 237	29 976	7 261	19,50
2018	37 083	30 530	6 553	17,67
2019	37 222	31 179	6 043	16,24
2020	37 883	31 979	5 904	15,58

Доля объемов э/энергии, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета: 100 %

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях - основной путь повышения энергетической эффективности МУП «Чишмыэнергосервис».

Разница между количеством электроэнергии, поступившей в сеть от смежных сетевых организация и полученной потребителями (полезный отпуск), является потерями электроэнергии.

Потери подразделяются на технологические и коммерческие.

Коммерческие потери обусловлены безучетным и бездоговорным потреблением электроэнергии, а также применением потребителями приборов, которые в силу истекшего срока службы (срока метрологической поверки), а также низкого класса точности допускают высокую погрешность учета электроэнергии. Так же коммерческим потерям относится хищение потребителями электрической энергии.

Основной задачей сетевой организации МУП «Чишмыэнергосервис» для повышения экономической эффективности является снижение коммерческих потерь и повышение достоверности данных по передаче электроэнергии потребителям. Для повышения достоверности учета электроэнергии необходимо своевременно проводить поверку расчетных средств учета (приборов учета, измерительных трансформаторов тока напряжения), установленных в точках приема электроэнергии и расчетных средств учета, установленных в точках поставки электроэнергии потребителям.

Важным фактором, влияющим на достоверность учета электроэнергии, является тип расчетных приборов учета и их класс точности. Достаточно большое количество точек учета физических лиц обеспечены устаревшими счетчиками индукционного типа с неудовлетворительным классом точности 2,5.

Снижение коммерческих потерь является одной из важнейших задач. В целях снижения коммерческих потерь сетевой организацией будут проводиться на постоянной основе проверки потребителей электроэнергии на предмет выявления безучетного и (или) бездоговорного потребления электроэнергии, выявления фактов хищения, выписывания предписаний на замену приборов учета с истекшим сроком эксплуатации и очередной метрологической поверки, а также работающими за пределами допустимых параметров погрешности измерений. Также необходимо провести работу по установке приборов учета на каждой трансформаторной подстанции и на отходящих фидерах 04кВ на трансформаторных подстанциях в целях выявления наиболее проблемных участков, где уровень технологических и коммерческих потерь превышает средний уровень.

Коммерческие потери электроэнергии в 2020 г. принимаются в размере $5904 - 5389,78 = 514,22$ тыс. кВт·ч, что составляет 1,43% от отпуска электроэнергии в сеть. Фактические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям МУП «Чишмыэнергосервис» составили 5904 тыс. кВт·ч или 15,58% от отпущенной электроэнергии в сеть. Технологические потери электроэнергии за этот период определены в размере 5389,78 тыс. кВт·ч или 14,15% от отпущенной электроэнергии в сеть.

Предприятие весьма активно проводит борьбу с коммерческими потерями электроэнергии: 100% установлены общедомовые счетчики учета электроэнергии на вводах многоквартирных жилых домов, узлы учета индивидуальных жилых домов выносятся на опору или на наружную стену дома, съем показаний счетчиков производится контролерами путем фотофиксации на цифровую камеру или составлением протокола снятия показаний приборов учета. Также с 2017 года используется система АСКУЭ (автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии), узлы учета электроэнергии выводятся на опору с применением счетчиков имеющие возможность передачи данных, непосредственно на компьютер.

На предприятии составляются ежемесячные балансы электроэнергии, отслеживается динамика потребления и полезного отпуска, проводятся расчеты и анализ потерь. Ведется учет расхода электроэнергии на хозяйственные нужды предприятия.

С ростом отпуска в сеть, а также полезного отпуска происходит также рост потерь. Это связано с ветхим и аварийным состоянием воздушных и кабельных линий электропередачи 0,4 кВ, 10 кВ, трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Также низкой пропускной способностью линий электропередачи обусловленной тем, что при строительстве линий электропередачи в 1970-1990 годах отсутствовали проекты нагрузки в зависимости от плановой динамики роста потребления, в связи с чем, при ограниченной пропускной способности линий электропередачи увеличение сальдоперетока электроэнергии из смежной сетевой организации и присоединенной мощности увеличиваются технологические потери. Но анализ также указывает на то, что рост цены на электроэнергию увеличивает и коммерческие потери, что указывает сравнение абсолютных и относительных потерь.

4. Анализ системы коммерческого учета электрической энергии

Коммерческий учет электроэнергии, поступающей в сети предприятия с ООО «Башкирэнерго» организован в ячейках №19, №10, №17 п/станции 35/10 «Чишмы-Районная», РП «Чишмы», КТПН. Счетчики в точках учета на подстанции ПС 35/10 кВ «Чишмы-Районная» Ф№19 и Ф№10 включены в АИИС КУЭ ООО «Башкирэнерго». По остальным точкам, расположенным на КТП «МУП «Чишмыэнергосервис».

Точки коммерческого учета приведены в таблице 4.1

Табл.4.1

Номер и наименование ТУ	Тип счетчика	Год выпуска	Год след. поверки
ОАО «ЧСЗ» жил. зона яч.13	Меркурий 230	2020	2036
ОАО «ЧСЗ» жил. зона яч.9	Меркурий 230	2020	2036
КБШ ж/д Ф-9	ЕА 0,5 R1 P1 B3	2006	2022
КБШ ул. ж/д	KNVM-2023	2011	2027
КБШ ул. Молодежная	KNVM-1023	2011	2027
Ф19 ООО «Башкирэнерго»	СЕ303	2015	2031
Ф10 ООО «Башкирэнерго»	СЕ303	2015	2031
Ф17 ООО «Башкирэнерго»	Меркурий 230	2007	2023
Ф416 ЗТП 28- резерв ООО «Башкирэнерго»	Меркурий 230	2011	2027
Ф416 ЗТП 4- резерв ООО «Башкирэнерго»	Меркурий 230	2011	2027
РП «Чишмы» Ф-17 ООО «Башкирэнерго»	Меркурий 230 ART	2013	2029
КТП №38 ООО «Башкирэнерго»	Меркурий 230	2016	2032
КТП №38 ООО «Башкирэнерго»	Меркурий 230	2016	2032
КТП №5 ООО «Башкирэнерго»	СЕ303	2017	2033
КТПН №22 Ф416 ООО «Башкирэнерго»	Меркурий 230	2011	2027
КТП №20 Ф-4 ООО «Башкирэнерго»	Меркурий 230	2018	2034
Восточная	Меркурий 230	2010	2026
Рябиновая	СЕ303	2007	2023
Рябиновая	СЕ303	2017	2033

Приборы коммерческого учета поступающей электроэнергии по сетям ООО «Башкирэнерго», РЖД находятся на балансе ООО «Башкирэнерго» и РЖД и обслуживаются этим предприятием. Передача информации по показаниям счетчиков из поставщиков электрической энергии на предприятие осуществляется в виде акта сводного учета 1 раз в месяц, кроме Ф№10 и №19 п/ст «Чишмы-Районная», где приборы учета подключены к системе АСКУЭ. Такой регламент обмена не обеспечивает достаточной полноты и оперативности информации. В трансформаторных подстанциях в точках поставки со смежной сетевой организацией не оборудован интервальный учет электрической энергии.

Система коммерческого учета потребителей организована посредством приборного учета с ручным съемом информации со счетчиков. К точкам учета потребителей относятся точки учета юридических лиц (857 счетчиков) и физических лиц (2496 счетчиков).

Все приборы коммерческого учета отпущенной потребителям электроэнергии находятся на балансе (в собственности) потребителей, кроме контрольных счетчиков, которые установлены на опорах силами МУП «Чишмыэнергосервис».

Общедомовые (коллективные) приборы учета в многоквартирных жилых домах находятся на балансе управляющих компаний, приборы учета, установленные у потребителей, находятся на балансе потребителей и их обслуживанием, госповеркой занимаются сами потребители.

Табл. 4.2 размещены сведения о количестве приборов коммерческого учета отпускаемой электроэнергии, находящихся на обслуживании потребителей.

Таблица 4.2

№ п/п	Приборы учета	Кол-во приборов учета - всего, шт.	Кол-во приборов учета юр.лица, шт.	Кол-во приборов учета бытовые абоненты, шт.
1.	Общее количество счетчиков:	3353	857	2496

Большое количество однофазных счетчиков установленных в частных домах затрудняют доступ для снятия показаний. В связи с необходимостью работы по минимизации коммерческих потерь и потерь в системе учета МУП «Чишмыэнергосервис» работает с потребителями по приведению приборного учета в соответствие нормативным требованиям.

Учитывая тот факт, что нами с 2017 года применяется система АИИС КУЭ, все равно большую часть занимают счетчики, где съем информации осуществляется вручную.

В системе общедомового учета все электросчетчики электронные, с действующей поверкой.

Выводы: Можно отметить неэффективность существующей системы коммерческого учета электрической энергии по причинам: ручной съем информации; около 9% счетчиков, не соответствуют нормативным требованиям к классу точности.

Наличие системы общедомового учета электроэнергии и системы АИИС КУЭ позволяет более эффективно бороться с коммерческими потерями.

Развитие системы учета.

Современные системы учета электроэнергии подразумевают ведение автоматизированного учета с внедрением автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ).

АИИС КУЭ предназначена для автоматизации процессов измерения, сбора, обработки, хранения и передачи информации коммерческого учета электроэнергии (мощности), а также обеспечения интерфейсов контрольного доступа к ней, диагностики и мониторинга функционирования технических и программных средств с привязкой к единому астрономическому времени.

Автоматизация учета позволяет:

- предотвращать хищения электроэнергии за счет оперативности контроля;
- сократить затраты, связанные с обработкой и сбором информации;
- выявить точки нерационального использования электрической энергии и снизить потери электроэнергии на основе анализа учётных данных;
- использовать данные потребления электроэнергии для анализа финансово-экономической деятельности организации;
- точнее соблюдать режим потребления электроэнергии.

Анализ режимов работы электрических сетей, расчетов технологических потерь и балансов электрической энергии.

Режимы работы сети определяют величину технологических потерь электроэнергии зависят от схемы и параметров сети, в т. ч.:

- 1) загрузки элементов сети и соответствия их пропускной способности ожидаемым потокам мощности;
- 2) выбора сечений проводов и мощностей трансформаторов;
- 3) выбора средств регулирования напряжения;
- 4) компенсации реактивной мощности;
- 5) оптимизации распределения потоков мощности (с учетом нахождения оборудования в плановом и аварийном ремонтах).

Технологические потери электроэнергии разделяются на условно-постоянные и нагрузочные потери.

1. Условно-постоянные потери включают:

потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее - СППС);
потери в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока (далее - ТТ), трансформаторах напряжения (далее - ТН), счетчиках и соединительных проводах);
потери в вентильных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН);
потери в устройствах присоединений высокочастотной связи (далее - УПВЧ);
потери в изоляции кабелей;
потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
расход электроэнергии на собственные нужды (далее - СН) подстанций (далее - ПС); расход электроэнергии на плавку гололеда.

2. Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя потери в: воздушных и кабельных линиях; трансформаторах (автотрансформаторах); шинопроводах;

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя:

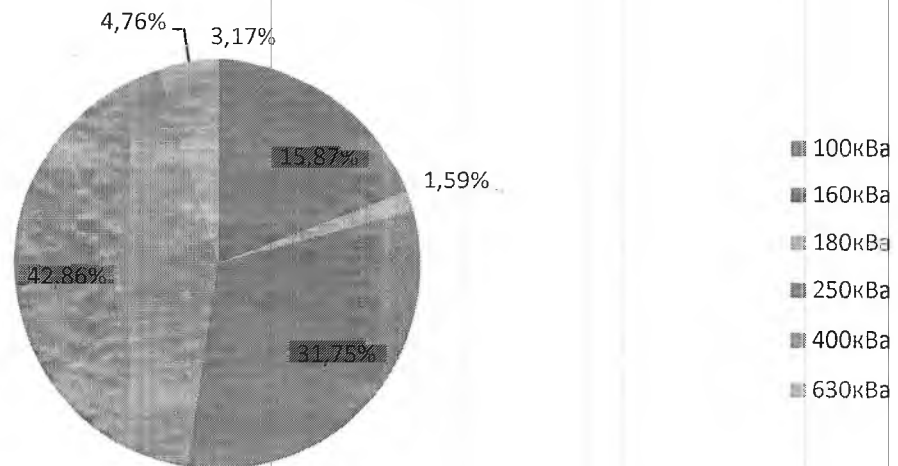
- технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования и состоят из потерь; не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) – условно – постоянных потерь, и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) – нагрузочных (переменных) потерь.

Транспортировка электроэнергии осуществляется по воздушным и кабельным линиям, общая протяженность которых составляет 170,64км., в том числе напряжением ВЛ-10кВ 24,695км, 6кВ 0,3км, 0,4кВ 135,775кВ, Кабельные линии 10кВ – 5,132км, 6кВ – 0,87км, 0,4кВ- 3,868км. Общий износ сетей и трансформаторных подстанций составляет 58%.

МУП «Чишмыэнергосервис» обслуживает 55 трансформаторных подстанций. На подстанциях применяются силовые трехфазные понижающие трансформаторы с масляным охлаждением – типов ТМ и ТМГ.

Распределение трансформаторов по мощности отражено на диаграмме. Из диаграммы видно, что основную долю трансформаторного парка составляют мощностью 100 кВА – 3,17%, 160кВА- 15,87%, 180кВА- 1,59%, 250кВА- 31,75%, 400кВА- 42,86%, 630кВА- 4,76%.

Распределение трансформаторов по мощности



Техническое состояние основных средств:

По срокам службы количество трансформаторных подстанций следующее: эксплуатируемых менее 10 лет - 9 шт., от 10 до 20 лет – 10 шт., от 20 до 30 лет – 16 шт., старше 30 лет – 20 шт. (36,6% от общего количества ПС).

Модернизация и развитие сетей недостаточная, ввиду отсутствия средств. 36,6% ТП эксплуатируются уже более 30 лет..

Одной из основных задач МУП «Чишмыэнергосервис» является поддержание в исправном состоянии основных средств, которые находятся на балансе и в обслуживании электросетей.

При эксплуатации энергетическое оборудование стареет, изнашивается и теряет свои эксплуатационные свойства, что грозит возникновением аварийных ситуаций и снижением энергетической безопасности, снижение надежности и качества энергоснабжения.

При техническом обслуживании в МУП «Чишмыэнергосервис» выполняются осмотры, проверки, измерения и отдельные виды работ по устранению мелких повреждений и неисправностей в соответствии с действующими правилами.

По анализу режимов работы электрических сетей МУП «Чишмыэнергосервис» наблюдается следующая картина:

- Средняя загрузка силовых трансформаторов в период зимнего максимума токовой нагрузки 2016 года составила 48%.
- Величина нагрузочных потерь в линиях электропередач 0,4 кВ превышает в 4 раза нагрузочные потери в линиях электропередач 10 кВ.

5. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии в электросетевом хозяйстве с оценкой уровня затрат и экономической эффективности.

5.1 Основные направления проводимых мероприятий

Реализация мероприятий по снижению потерь электроэнергии и повышению энергоэффективности в электросетевом хозяйстве следует предусматривать по следующим основным направлениям, приведенным в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Наименование мероприятий	Затраты, тыс. руб.
Замена старых трансформаторных подстанций (КТПН) на новые. (8шт)	4749
Замена голого провода воздушных линий на СИП (11,176км)	19373
Внедрение систем АСКУЭ / (поэтапно на 5лет, 2338 абонентов)	32747

- 1) Замена КТПН с силовыми трансформаторами позволяет снизить потери энергии в силовых трансформаторах, повысить качество электроэнергии, поставляемой потребителям.
- 2) Замена неизолированных проводов на самонесущие изолированные провода марки СИП.

Преимущества самонесущих изолированных проводов СИП:

- Высокая надежность в обеспечении электрической энергией.
- Резкое снижение (до 80%) эксплуатационных затрат, вызванное высокой надёжностью и бесперебойностью энергообеспечения потребителей.
- Отсутствие или незначительное обрастание гололедом и мокрым снегом изолированной поверхности проводов, а также отсутствие влияния ветра а также деревьев (схлестывание неизолированных проводов).
- Уменьшение затрат на монтаж ВЛИ, связанное с применением более коротких опор, отсутствием изоляторов и дорогостоящих траверс (для ВЛИ-0,4 кВ).
- Снижение энергопотерь в линии из-за уменьшения более чем в три раза реактивного сопротивления изолированных проводов по сравнению с неизолированными.
- Простота монтажных работ, возможность подключения новых абонентов под напряжением, без отключения остальных от энергоснабжения и как следствие сокращение сроков ремонта и монтажа.
- Значительное снижение несанкционированных подключений к линии и случаев вандализма и воровства.
- Улучшение общей эстетики в городских условиях и значительное снижение случаев поражения электротоком при монтаже, ремонте и эксплуатации линии.
- Возможность прокладки СИП по фасадам зданий, а также совместной подвески с проводами низкого, высокого напряжения, линиями связи, что дает существенную экономию на опорах.

3) Внедрение автоматизированной системы учета электроэнергии.

Основной целью является решение задач по организации мониторинга активной (реактивной) энергии (мощности), получение достоверных и привязанных к единому времени данных.

В рамках этих работ первоочередными задачами являются: 1) автоматизация учета электроэнергии, поступающей в сети и 2) доведение доли общедомового учета до 100 %.

4) Помимо перечисленных выше, возможно проведение следующих мероприятий:

- Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,4 кВ;
- Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя и более трансформаторами;
- Проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности в электрических сетях. Разработка этих мероприятий не является первоочередной для предприятия (коммунально-бытовая нагрузка носит преимущественно активный характер из-за особенностей используемых электроприемников (лампы накаливания, электроплиты, электронагреватели и т.п.). В настоящее время характер коммунально-бытовой нагрузки меняется в результате распространения новых типов бытовых электроприемников, потребляющих из питающей сети большой объем мощности и реактивную мощность.

5.2. Мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь. Целевые показатели после внедрения мероприятий.

Эффект от снижения коммерческих потерь электроэнергии, фактически является эффектом энергосбережения, так как позволяет сетевой организации экономить финансовые ресурсы за счет уменьшения покупки сверхнормативных потерь электроэнергии.

Коммерческие потери электроэнергии обусловлены:

погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям (из-за увеличения погрешности приборов учета вследствие сверхнормативных сроков службы);

занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии (одна из причин – затрудненный доступ к счетчикам, установленных в помещениях потребителя);

погрешностями расчета технических потерь электроэнергии.

Для снижения коммерческих потерь необходимо внедрение АИИС КУЭ с доведением общедомового учета до 100%.

Система АИИС КУЭ предназначена для автоматизации процесса измерения, сбора, обработки, хранения и передачи информации коммерческого учета электроэнергии (мощности), а также обеспечения интерфейсов контрольного доступа к ней, диагностики и мониторинга функционирования технических и программных средств с привязкой к единому астрономическому времени.

АИИС КУЭ может состоять из подсистем, осуществляющих сбор данных от счетчиков:

- в точках поставки электроэнергии;
- на границах ответственности в ВРУ многоквартирных жилых домов (общедомовой учет);
- юридических лиц - абонентов МУП «Чишмыэнергосервис» (предприятий и организаций различных форм собственности);
- бытовых потребителей в частном секторе.

Для снижения фактических потерь за период 2022-2026 гг. Программой предусматривается:

1. Работа по контролю за эксплуатационным и техническим состоянием приборов учета, установка более совершенных средств измерений.
2. Обеспечение ежемесячного снятия показаний приборов учета электрической энергии..
3. Организация работы по анализу основных точек потерь и рейдов по выявлению неучтенного (безучетного и бездоговорного) электропотребления.
4. Реконструкция в виде замены голого провода ВЛ 0,4 кВ и ВЛ 10 кВ на самонесущий изолированный провод (СИП) с увеличением сечения несущего провода в том числе замена вводов в жилые дома.
5. Замена и модернизация приборов учета и трансформаторов тока.

6. Оптимизация режимов работы электрических сетей, в том числе равномерная пофидерная и пофазная нагрузка, замена трансформаторов типа ТМГ в КТП на силовые трансформаторы типа ТМГСУ до 250 кВА предусматривающих автоматическое устранение перекаса между фазами от неравномерности нагрузки по мощности.

Программа энергосбережения должна достигнуть ежегодное снижение потерь и экономию электрической энергии (с учетом планового роста электропотребления), параметры приведены в таблице 5.2.1:

Таблица 5.2.1

Период	Плановый отпуск в сеть, тыс. кВт*ч	Плановый полезный отпуск в сеть, тыс. кВт*ч	Потери, плановые		Экономия	
			тыс. кВт*ч	%	тыс. кВт*ч, к предыдущему периоду	Снижение % потерь к предыдущему периоду
2022	38110,64	5780	32330,64	15,17	65	0,22
2023	38224,97	5710	32514,97	14,94	70	0,23
2024	38339,65	5630	32709,65	14,68	80	0,25
2025	38454,66	5540	32914,66	14,41	90	0,28
2026	38570,03	5440	33130,03	14,10	100	0,30
					405	1,28

От реализации программы в связи со снижением потерь будет достигнута экономия от оплаты электроэнергии, приобретаемой в целях компенсации потерь в размере 1160000 руб. без НДС при средней цене электроэнергии приобретаемой сетевой организацией в целях компенсации потерь 2,5 руб. за 1 кВт*ч без НДС.

Кроме того, дополнительным источником экономии становится увеличение полезного отпуска (и связанного с этим выручки сетевой организации), явившегося следствием уменьшения потерь от услуг по передаче электрической энергии в сумме: $(3,5 - 2,0) \times 250000 = 375\ 000$ тыс.руб.

6. Мероприятия программы

6.1. Оптимизация режимов работы электрических сетей

6.1.1. Мероприятия по распределению равномерной загрузки фаз трансформаторов 10/0,4 кВ

По результатам «Расчета норматива технологических потерь электроэнергии на передачу

в электрических сетях МУП «Чишмыэнергосервис» определена возможность экономии электроэнергии за счет равномерной загрузки фаз на трансформаторах 10/0,4 кВ.

При проведении технического обслуживания трансформаторных подстанций 10/0,4кВ и ежегодных замерах зимнего и летнего максимумов нагрузок на ТП 10/0,4кВ также производятся замеры нагрузок каждой фазы и в случае необходимости выполняется равномерное по фазное распределение потребителей.

6.1.2. Модернизация узлов учета.

Замена индукционных электросчетчиков на электронные, которые имеют больший срок службы, значительно более высокую точность измерений, не имеют самохода и меньшие затраты на поверку, является высокоэффективным мероприятием. Поверочный интервал современных электронных счетчиков достигает 16 лет. Сегодня все энергосистемы, во избежание потерь электроэнергии и предотвращения лишних расходов на всех уровнях потребления, рекомендуют замену индукционных счетчиков на электронные, модели которых не только обеспечивают более точное измерение, но и позволяют фиксировать потребление электроэнергии как минимум по двум тарифам - дневному и ночному. Электронные счетчики имеют следующие преимущества:

1) Высокий класс точности. Причём, в отличие от индукционных электросчётчиков, уровень максимальной погрешности не превышает допустимый при эксплуатации их при низких температурах (ниже 0 °С), сокращение затрат на организацию обогрева индукционных узлов учета при установке в не отапливаемых помещениях.

2) Компактность. Благодаря своим небольшим размерам, имеется возможность установки электросчётчика в модульный щит на DIN-рейку. Повышение точности измерений на 1% с установкой электронных счетчиков несет эффект минимум в 0,3 % от объема измеренной за период электроэнергии.

7. Источники финансирования Программы

Основным источником финансирования реализации программы является:

- средства тарифа на передачу электрической энергии утвержденных Государственным комитетом по тарифам по РБ в части амортизационных отчислений, инвестиционной составляющей и капитального ремонта.

- иные бюджетные и внебюджетные источники, не запрещенные действующим законодательством.

№ п/п	Наименование мероприятий	Общая стоимость, тыс.руб	2022	2023	2024	2025	2026	Источник финансир
1.	Замена КТПН№35, 14, 12, 52, 21, 22, 7, 42	4749,056	1066,153	1411,938	1113,954	1157,011		Амортизация, извест составл.
2.	Замена голых проводов на СИП (11,176 км)	19373,109	1318,847	1727,013	5188,642	3426,274	7712,333	Амортизация, извест составл.
3.	Внедрение системы АСКУЭ	32747,269	6000,833	10092,049	7284,404	9369,983		Амортизация, извест составл..
	ИТОГО	56869,434	8385,833	13231,0	13587,0	13953,268	7712,333	

Выполнение технических мероприятий программы предполагается собственными силами, а внедрение АСКУЭ – совместно с подрядной организацией.

8. Контроль за ходом реализации программы.

Контроль за реализацией программы осуществляется государственным комитетом по тарифам по РБ.

Для обеспечения мониторинга и контроля за ходом реализации программы технический руководитель предприятия ежеквартально до 20 числа месяца, следующего за отчетным кварталом, представляет в заинтересованные органы информацию о выполнении мероприятий программы, содержащую анализ положительных результатов, а также причины недостатков и нерешенных проблем (включая информацию о качестве и комплектности полученного оборудования, техники, дате ввода их в эксплуатацию, об использовании их по назначению и т.д.).

9. Оценка результатов реализации программы (количественные характеристики проблем, решаемых программой, или изменение темпов их роста, а также оценка эффективности расходования средств).

Оценка результатов реализации программы проводится путем сравнения фактических достигнутых целевых показателей с плановыми. Далее проводится анализ отклонений, детализация причин невыполнения или перевыполнения плановых показателей и корректировка планируемых целевых показателей программы на будущие периоды. Составляется план дополнительных мероприятий по устранению причин отклонений, контролируется его выполнение.

10. Оценка эффективности реализации программы (количественные характеристики оценка темпов их роста, а также оценка эффективности расходования средств).

Оценка эффективности реализации программы проводится путем ежеквартального мониторинга фактических достигнутых целевых показателей с плановыми. Далее проводится анализ отклонений, детализация причин невыполнения или перевыполнения плановых показателей и корректировка планируемых целевых показателей инвестиционной программы на будущие периоды. Составляется план дополнительных мероприятий по устранению причин отклонений, контролируется его выполнение. Программа признается эффективной в результате достижения поставленных задач и достижения экономии энергетических ресурсов и получения от экономии дополнительной прибыли.

Начальник ПТО

Р.М. Гилязов

Начальник ПЭО

И.М. Мансуров