

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор
АО "Городские электрические сети".

Литвинов Р.А.

2021 г.



**ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ
и повышения энергетической эффективности
АО "Городские электрические сети" г. Прохладный, КБР
на 2021-2025 г.г.**

г. Прохладный
2021 г.

Приложение № 5
к Требованиям к программам
в области энергосбережения
и повышения энергетической
эффективности организаций,
осуществляющих регулируемые
виды деятельности на территории
Кабардино-Балкарской Республики

ТИТУЛЬНЫЙ ЛИСТ

Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности	
Наименование организации	АО «Городские электрические сети»
ИНН	0716008628
КПП	071601001
Вид деятельности	Передача электрической энергии
Тип отчетности	ежегодная
Плановый период	
Год начала действия программы	2021 г.
Длительность программы	5 лет
Адрес организации	361045 КБР г. Прохладный ул. Гагарина 14
Юридический адрес	361045 КБР г. Прохладный ул. Гагарина 14
Почтовый адрес	361045 КБР г. Прохладный ул. Гагарина 14
Руководитель организации	
Фамилия, имя, отчество	Литвинов Роман Анатольевич
Должность	Генеральный директор
Должностное лицо, ответственное за составление формы	
Фамилия, имя, отчество	Каблов Дмитрий Стоянович
Должность	Главный инженер
Контактный телефон	8 (86631) 4-43-24
E-mail:	E-mail – pges@inbox.ru

ПАСПОРТ

Программа
Энергосбережения и повышения энергетической эффективности
(АО «Городские электрические сети» г. Прохладный)
на 2021 – 2025 года.

Основания для разработки программы			<ul style="list-style-type: none"> - Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности» №261-ФЗ от 23.11.2009 г. - Федеральный закон «Об электроэнергетике» №35-ФЗ от 26.03.2003 г. - Федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в РФ» №522-ФЗ от 27.12.2018 г. - Постановление Правительства РФ «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемый вид деятельности» № 340 от 15.05.2010 г. - Приказ Минэнерго России «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и муниципального образования, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации» № 398 от 30.06.2014 г. - Приказ «Об утверждении требований и форм отчетности к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Кабардино-Балкарской Республики» № 20 от 05.04.2021 г. - Требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Кабардино-Балкарской Республики утвержденные приказом Государственного комитета КБР по тарифам и жилищному надзору № 20 от 05.04.2021 г. - ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения - ГОСТ 31532-2012 Энергосбережение. Энергетическая эффективность. 									
Почтовый адрес			361045, Кабардино-Балкарская Республика, г. Прохладный, ул. Гагарина, д. 14.									
Ответственный за формирование Программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)			Главный инженер – Каблов Дмитрий Стоянович. Инженер ПТО – Филиппов Константин Викторович. Начальник СКУКЭЭ – Долгополов Антон Владимирович Экономист – Елисханова Любовь Владимировна. Телефон приемной : 8(86631) 4-54-10, Телефон : 8(86631) 4-45-75, E-mail – pges@inbox.ru									
Дата начала и окончания действия Программы			Период реализации Программы 5 (пять календарных лет) - 2021 – 2025 гг.									
Год	Плановые затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий Программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности %	Топливо-энергетические ресурсы (ТЭР)								
	Всего	в т. ч. капитальные		При осуществлении регулируемого вида деятельности				При осуществлении прочей деятельности, в т. ч. хозяйственные нужды				
				Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		Суммарные затраты ТЭР		Экономия ТЭР в результате реализации программы		
				тут без учета воды	тыс. руб. без НДС с учетом воды	тут без учета воды	тыс. руб. без НДС с учетом воды	тут без учета воды	тыс. руб. без НДС с учетом воды	тут без учета воды	тыс. руб. без НДС с учетом воды	
2019 (базовый)	15,997	15,997	50,4	4644,54	24632	1,9788	10,916	4,3785	56,25	0,4099	2,261	
2021	6,977	6,977	34,7	4512,95	20567	5,9632	53,2652	-	-	-	-	
2022	5,752	5,752	31,2	4509,50	21336,7	6,6798	56,4256	-	-	-	-	
2023	13,457	13,457	73,9	4506,06	22105,2	10,4555	91,0445	-	-	-	-	
2024	9,182	9,182	49,0	4502,61	23003,2	1,4730	13,2431	-	-	-	-	
2025	7,337	7,337	38,4	4499,17	23899,8	3,0915	26,1974	-	-	-	-	
Всего	42,705	42,705	46,4	22530,29	108911,9	27,663	240,175	-	-	-	-	

**Пояснительная записка
к программе энергосбережения и повышения
энергетической эффективности**

Основание для разработки Программы в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, а также мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Программа по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АО «Городские электрические сети» реализуется в рамках осуществления государственной политики в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на основании следующих документов:

- Федеральный закон Российской Федерации от 23.11.2009 N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации";

- Федеральный закон «Об электроэнергетики» №35-ФЗ от 26.03.2003 г.

- Федеральный закон «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с развитием систем учета электрической энергии (мощности) в РФ» №522-ФЗ от 27.12.2018 г.

- Постановление Правительства Российской Федерации от 15.05.2010 № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;

- Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 30.06.2014 № 398 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, с участием государства и муниципального образования, организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации»;

- Приказ «Об утверждении требований и форм отчетности к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Кабардино-Балкарской Республики» № 20 от 05.04.2021 г.

- Требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Кабардино-Балкарской Республики утвержденные приказом Государственного комитета КБР по тарифам и жилищному надзору № 20 от 05.04.2021 г.

- ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

- ГОСТ 31532-2012 Энергосбережение. Энергетическая эффективность.

К мероприятиям по снижению потерь относится создание и модернизация объектов в соответствии с производственными и инвестиционными программами Организации.

Энергосбережение для территориальной электросетевой организации АО «Городские электрические сети» г. Прохладный, КБР заключается, прежде всего, в сокращении расходов электроэнергии на ее передачу и распределение в виде сокращения потерь электроэнергии (мощности) в распределительных электрических сетях. В обществе 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 том числе и в АО «Городские электрические сети».

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 электрической энергии (АСКУЭ);

4) повышение качества электроэнергии в соответствии с установленными ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», в том числе проведение сертификации качества электрической энергии. 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:

- обучение и повышение квалификации персонала;
- осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
- мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;
- связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения коммерческих потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Технические мероприятия наиболее энергоэффективны, но требуют значительных затрат. Поэтому так важен квалифицированный энергоаудит электросетевой организации для разработки обоснованной программы действий.

В соответствии с этим, для организации работ по снижению уровня фактических потерь в сетях АО «Городские электрические сети» г. Прохладный и дальнейшего сокращения издержек, Обществом была разработана Программа энергосбережения АО «Городские электрические сети» г. Прохладный на 2021-2025 г.г., основанная, прежде всего, на результатах проведенного мониторинга технологических и коммерческих потерь в распределительных электрических сетях.

Реализация мероприятий по снижению потерь электроэнергии и повышению энергоэффективности в электросетевом хозяйстве следует предусматривать по следующим основным направлениям, приведенным в таблице № 1.

Таблица № 1

№ п/п	Наименование мероприятий направленных на уменьшение потерь электроэнергии и повышение энергоэффективности в электросетевом хозяйстве АО «Городские электрические сети».
1	Замена силовых трансформаторов марки ТМ проработавших более 25 лет на трансформаторы марки ТМГ.
2	Разукрупнение трансформаторных подстанций.
3	Реконструкция воздушных линий - 10 кВ с заменой неизолированного провода марки (А - 35, АС - 35, АС - 40, А - 40, АС - 50, А - 50) на изолированный самонесущий провод с большим сечением (СИП-3 1x70 мм ²).
4	Реконструкция кабельных линий – 10 кВ с заменой морально и физически устаревших кабельных линий со сроком службы более 30 лет на конструктивно новые виды кабелей.
5	Монтаж потребительской автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии с применением счетчиков с классом точности – 1, и радио - передачей данных.
6	Реконструкция воздушных линий – 0,4 кВ с заменой неизолированного провода марки (А – 16, АС – 16, А – 25, АС - 25 А - 35, АС - 35, А – 50, АС - 50) на изолированный самонесущий провод с большим сечением (СИП - 2 3x50+1x54,6 мм ² , СИП - 2 3x70+1x70 мм ²).
7	Замена устаревших КТП.
8	Перераспределение нагрузок по фазам ВЛ.
9	Установка новых комплектных трансформаторных подстанций.

1) Замена силовых трансформаторов на энергоэффективные позволяет значительно снизить потери электрической энергии на гистерезис, на вихревые токи возникающие в магнитопроводе, а также на токи холостого хода. Замена позволяет повысить качество электроэнергии, поставляемой потребителям.

2) Разукрупнение трансформаторных подстанций. Оптимизация схем распределительных сетей позволяет снизить потери электрической энергии и повысить надежность электроснабжения, а также увеличить полезный отпуск электроэнергии. Разукрупнение подстанций и приближение их к потребителям ведёт к снижению длины линий электропередач 0,4 кВ и, соответственно, к снижению нагрузочных потерь в линиях 0,4 кВ, составляющих основную величину технологических потерь.

3) 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 отсутствием изоляторов и дорогостоящих траверс.

- Снижение потерь электрической энергии в линии из-за уменьшения более чем в три раза реактивного сопротивления изолированных проводов по сравнению с неизолированными.

- 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, что дает существенную экономию на опорах.

4) 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: автоматизация коммерческого учета электроэнергии, поступающей в сети.

5) 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.

Полное наименование программы.

Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО "Городские электрические сети" г. Прохладный, КБР на 2021-2025 г.г.

Должность, фамилия, имя, отчество, подпись должностного лица, утвердившего Программу.

- Генеральный директор АО «Городские электрические сети»

- Литвинов Роман Анатольевич

Информация о регулируемой организации.

Основным видом деятельности АО «Городские электрические сети» являются услуги по передаче и распределению электрической энергии, технологическое присоединение (подключение) к электросетям, обеспечение работоспособности сетей (монтаж, ремонт и техническое обслуживание распределительных линий электропередачи и электротехнического оборудования) в г.о. Прохладный, с/п. Учебный, хутор Ново-Покровский. Данный вид деятельности является регулируемым государством, поэтому основные параметры функционирования предприятия на год, в том числе и экономическая составляющая, определяются органом Государственного регулирования.

Важнейшими показателями, влияющими на функционирование энергосистемы города, являются баланс электрической энергии (мощности), который находится в зависимости от покупки и реализации электрической энергии. Своих источников электрической энергии город не

имеет, поэтому вся электрическая энергия для города покупается на оптовом рынке и продается потребителям города через гарантирующего поставщика – филиал ПАО «Россети Северный Кавказ»- «Каббалкэнерго» и АО «Энергетическая компания Эталон» города Прохладного.

Диспетчерское управление функционированием энергосистемы города осуществляется диспетчерской службой предприятия в тесном взаимодействии с ПАО «ФСК», ПАО «МРСК СК» и ООО «ПЭС», которые по своим сетям поставляют электрическую энергию до города. АО «Городские электрические сети» осуществляет оперативное управление сетями АО «Оборонэнерго».

Протяженность воздушных сетей, обслуживаемых предприятием 310,831 км, в том числе воздушных линий 0,4 кВ – 239,306 км, воздушных линий 10 кВ – 70,72 км, 6 кВ – 0,805 км, протяженность кабельных сетей 130,946 км, в том числе кабельных линий – 0,4 кВ – 46,56 км, кабельных линий 10 кВ – 83,836 км, 6 кВ – 0,55 км., протяженность сетей наружного освещения – 156,36394 км, в том числе кабельных линий – 13,79 км, воздушных линий с совместной подвеской с ВЛ – 0,4 кВ – 118,72394 км, воздушных линий без совместной подвески – 23,85 км.

На балансе предприятия состоит - 120 трансформаторных подстанций, 3 - распределительных пункта и 6 – трансформаторных подстанций числящихся как оборудование. Также на техобслуживании 13 - трансформаторных подстанций, и на самообслуживании находится 86 трансформаторных подстанций и 1 распределительный пункт.

До принятия первой инвестиционной программы в 2012 году изношенность сетевого хозяйства составляла 77%. На момент принятия второй инвестиционной программы (на 01.01.2017 года) изношенность энергетического оборудования и сетевого хозяйства составила 61,4%. На момент принятия третьей инвестиционной программы – 2021 – 2025 гг. изношенность энергетического оборудования и сетевого хозяйства составляет 53,5%.

Производя анализ производственной деятельности АО «Городские электрические сети» можно выделить две основные группы потерь. Первая группа это технологические потери которые обусловлены потерями электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя технические потери в оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами такими как потери на гистерезис, потери на вихревые токи возникающие в магнитопроводе трансформаторов, потери на холостой ход, а так же потери в воздушных и кабельных линиях обусловленных длиной линии, уровнем напряжения, сечением проводов и кабелей, наличием реактивной мощности в сети. Производя анализ характеристик трансформаторов установленных в трансформаторных подстанциях находящихся на балансе АО «Городские электрические сети», которые проработали 25 и более лет, и тем самым мы пришли к выводу, что их необходимо заменить на новые энергоэффективные трансформаторы и этим мы уменьшим потери в сетях и увеличим надежность и качество электрической энергии. Также в условиях ежедневного роста нагрузок в сетях мы считаем, что необходимо производить замену дефектных проводов (марки А-16, АС-16, А-25, АС-25, А-35, АС-35, АС-40, А-40, АС-50, А-50) на новые, энергоэффективные провода с большим сечением и меньшим сопротивлением, что тоже приведет к уменьшению потерь электрической энергии и повысит надежность электроснабжения, качества электрической энергии и снизит затраты на эксплуатационные работы. Необходимо строительство новых подстанций как можно ближе к центрам потребления электрической энергии. Для снижения потерь необходимо повышать уровень напряжения в сети. С длительным временем эксплуатации коммутационных устройств они теряют свои первоначальные свойства. Высокие потери электрической энергии возникают в местах соединения коммутационных аппаратов, кабельных и воздушных линиях, что приводит к дополнительным потерям электрической энергии. Поэтому мы считаем, что для снижения потерь нужно заменять морально устаревшие коммутационные устройства (камеры КСО) на новые энергоэффективные, использовать только самые качественные и надежные типы соединений кабельных и воздушных линий.

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

- загрузки элементов сети и соответствия их пропускной способности ожидаемым потокам мощности,
- выбора сечений проводов и мощностей трансформаторов,
- выбора средств регулирования напряжения,
- компенсации реактивной мощности,

- оптимизации распределения потоков мощности (с учетом нахождения оборудования в плановом и аварийном ремонтах).

Технологические потери - электроэнергия разделяется на условно-постоянные и нагрузочные потери.

1. Условно-постоянные потери включают:

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (далее – ВЛ) 10 кВ и выше;
- 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 изоляции кабелей;
- потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;
- расход электроэнергии на собственные нужды (далее – СН) подстанций (далее - ПС);

2. Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя потери в:

- воздушных и кабельных линиях;
- трансформаторах (автотрансформаторах);
- шинпроводах;

Коммерческие потери - обусловлены безучетным и бездоговорным потреблением электроэнергии, а так же применением потребителями приборов, которые в силу истекшего срока службы (срока метрологической поверки), а так же низкий класс точности допускают высокую погрешность учета электроэнергии.

Важным фактором, влияющим на достоверность учета электроэнергии является тип расчетных приборов учета и их класс точности. Достаточно большое количество точек учета обеспечены устаревшими счетчиками индукционного типа с неудовлетворительным классом точности 2,5. Съем информации со счетчиков осуществляется вручную. Проведя анализ и подведя итог, можно отметить неэффективность существующей системы коммерческого учета электрической энергии по причинам:

ручной съем информации,

наличие индукционных счетчиков с классом точности - 2.5.

В целях снижения коммерческих потерь сетевой организацией будут проводиться на постоянной основе проверки потребителей электроэнергии на предмет выявления безучетного и (или) бездоговорного потребления электроэнергии, производиться замена приборов учета с истекшим сроком эксплуатации и очередной метрологической поверки, а также работающими за пределами допустимых параметров погрешности измерений. В ходе обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности) на розничных рынках и для оказания коммунальных услуг по электроснабжению сетевая организация планирует осуществлять приобретение, установку, замену, допуск в эксплуатацию приборов учета электрической энергии и (или) иного оборудования, а также нематериальных активов, которые необходимы для обеспечения коммерческого учета электрической энергии (мощности), и последующую их эксплуатацию в отношении непосредственно или опосредованного присоединенных к принадлежащим им на праве собственности или ином законном основании объектам электросетевого хозяйства энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (мощности), приобретающих электрическую энергию на розничных рынках.

Предприятие весьма активно проводит борьбу с коммерческими потерями электроэнергии: 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. На предприятии составляются ежемесячные балансы электроэнергии, отслеживается динамика потребления и полезного отпуска, проводятся анализ потерь. Анализ показывает, что 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 а также низкой пропускной способностью линий электропередачи обусловленной тем, что при строительстве линий электропередачи в 1970-1998 годах отсутствовали проекты нагрузки в

зависимости от плановой динамики роста потребления, в связи с чем, при ограниченной пропускной способности линий электропередачи, постоянно увеличивается присоединенная мощность к электрическим сетям сетевой организации, что приводит к увеличению технологические потери.

Подведя итог о развитии систем учета, хотелось бы сказать следующее. Для повышения точности учета необходима полная поверка всех приборов учета, замена устаревших типов приборов учета, анализ и приведение в соответствие с нормативно-технической документацией (НТД) потерь в измерительных комплексах. 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

Для повышения эффективности производственной и хозяйственной деятельности организации разработана Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности в соответствии с утвержденной инвестиционной программой на 2021-2025 гг.

Наличие зданий административного и административно-производственного назначения, в том числе сведения об общей площади зданий, общем объеме зданий и отопляемом объеме зданий

В АО «Городские электрические сети» имеется административно-офисное здание общей площадью – 501 кв. м. которое отопляется двумя электрическими котлами.

Сведения о наличии автотранспорта.

Таблица № 2

№	Марка а/м	Тип а/машины	Гос. номер	Год выпуска
1	ГАЗ-САЗ 3507-01	Грузовая (самосвал)	М-610-ВМ-07	2008
2	ГАЗ – 3309	Автоподъемник телескопический АП- 17А	А-152-АМ07	1995
3	ГАЗ – 3307	Автоподъемник телескопический АП- 17А-04	Р-711-ВА-07	2003
4	ГАЗ – 3309	Автомобильно-ремонтная мастерская эл-лаб	В-537-ЕМ- 07	2011
5	ГАЗ – 2752	Эл.тех.лаборатория АЭЛ-10	К-260-ВА-07	2007
6	МАЗ	Автомобильный кран КС-3579-2	Р-712-ВА- 07	2005
7	NIVA 212300 CHEVROLET	легковой	М-609-ВМ- 07	2008
8	ВИС 234700-30	Фургон	Е-142-ЕУ-07	2012
9	УАЗ –22069-04	Легковой	Р-149-ВО-07	2004
10	ВАЗ – 21213	Легковой	Р-509-АР- 07	2002
11	Ниссан Алмера Классик	Легковой	М-682-ВМ-07	2007
12	LADA - 210740	Легковой	О-831-ВС-07	2008
13	481240 ЕГЕРЬП 332590	Подъемник стреловой самоходный	С-858-ВУ-07	2009
14	ПСС-131.17Э (ГАЗ-3309)	Подъемник стреловой самоходный	А-157-ЕТ-07	2011
15	АП-18-10 (ГАЗ-3309)	Автоподъемник	К-738-ЕУ-07	2012
16	АП-18-10 (ГАЗ-3309)	Автоподъемник	Н-643-ЕО-07	2013
17	LADA, 2107	Легковой	Е-045-ЕН-07	2011
18	48126N-3 ГАЗ С41R13	Подъемник самоходный стреловой	С-095-ЕВ-07	2015
19	ТОУОТА Camry	Легковой	С-302-ЕХ-07	2016
20	48126С-4(ПСС-131.18Э на шасси 3897-0000010-19)	Подъёмник самоходный стреловой	Т-018-ЕТ-07	2017

Сведения о наличии спецтехники

Таблица № 3

№	Марка спецтехники	Тип спецтехники	гос. номер	Год выпуска
1.	ЭО- 2621В3- 3	экскаватор	КЯ-55-91	2000
2.	TLB 825-RM	экскаватор	07 ХХ 6315	2016
3.	МТЗ – 82	БМ – 205Б	40- 09-КЯ	1989
4.	МТЗ – 82	БМ – 205Б	ХХ 46-06	2012
5.	Прицеп 2ПТ-4	модель 857872	ХХ 48-20	1985
6.	Прицеп тракторный	модель 898200	ХХ 49-42	2014

Сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии

Сведения о количестве точек приема (поставки) электрической энергии и данные об их оснащении приборами учета, приведены в таблице № 4.

Таблица № 4

№	Наименование показателя	Ед. изм.	Кол-во
1.	Точки приема (поставки) электрической энергии всего, в т.ч.:	шт.	15237
1.1.	оснащенные приборами учета, в т.ч.:	шт.	15116
1.1.1.	<i>оснащенные автоматизированной информационной измерительной системой</i>	<i>шт.</i>	<i>1328</i>
1.2.	не оснащенные приборами учета	шт.	121
2.	Мощность потребления электрической энергии точек, не оснащенных приборами учета	кВт	17919

Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, в том числе с разделением по видам энергетических ресурсов (электроэнергия, тепловая энергия, газ, холодное и горячее водоснабжение), в том числе данные об их оснащении приборами учета.

Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды организации и данные об их оснащении приборами учета, приведены в таблице № 5.

Таблица № 5

№	Наименование показателя	Электроэнергия
1	Количество точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, шт.	2
	в т.ч.:	
1.1.	оснащенные приборами учета, шт.	2
1.2.	не оснащенные приборами учета, шт.	0

Сведения о потреблении используемых энергетических ресурсов по видам этих энергетических ресурсов.

Сведения о потреблении электрической энергии на хозяйственные нужды в АО «Городские электрические сети» в натуральном выражении с переводом в т.у.т. приведены в таблице 5. Отопление осуществляется электрическими котлами.

Таблица № 6

№	Наименование показателя	единица измерения	2020 г.
1	Потребление энергетических ресурсов, всего	т.у.т.	94,73
	в т.ч.:		
1.1.	электроэнергии	тыс.кВт*ч	274,989

Для организаций, осуществляющих деятельность, связанную с передачей и распределением электрической энергии, необходимо указывать показатели баланса электрической энергии, в том числе отпуск электрической энергии (отпуск из сети); потребление электрической энергии; отпуск электрической сети без учета «последней мили» и объема электрической энергии, отпущенной с шин генераторов; отпуск электрической энергии в соответствии с экономическим балансом электрической энергии по уровням напряжения, потери электрической энергии; технологические и нетехнологические потери электрической энергии, в том числе все показатели приводятся по уровням напряжения.

Показатели баланса электрической энергии приведены в таблице № 7.

Таблица № 7

№ п/п	Показатели баланса	2020 год
1	Поступление в сеть, тыс. кВтч.	88 906,1
	ВН	3 502,1
	СН-2	29 600,8
	НН	55 803,2
3	Отпуск из сети потребителям и ССО, тыс. кВтч.	75 167,9
	ВН	3 253,2
	СН-2	24 761,8
	НН	47 152,9
5	Фактические потери электрической энергии, тыс. кВтч.	13 738,2
	ВН	248,9
	СН-2	4 839,0
	НН	8 650,3

Текущее состояние в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации.

В период 2017-2020 гг. для снижения технологических потерь электроэнергии при её передаче по сетям Организации в рамках Программы были реализованы следующие мероприятия:

- замена проводов на перегруженных линиях ВЛ 6-10 кВ, ВЛ 0,4 кВ (в т.ч. проводом СИП);
- оптимизация рабочих напряжений в центрах питания радиальных сетей;
- отключение трансформаторов с сезонной нагрузкой;
- выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ;
- отключение в режимах малых нагрузок трансформаторов на подстанциях с двумя и более трансформаторами;
- снижение расхода электроэнергии на собственные нужды на подстанциях;
- оптимизация мест размыкания линий с двухсторонним питанием.

В части снижения энергопотребления на хозяйственные нужды Компании были запланированы и реализованы мероприятия, направленные на снижение расхода электрической энергии в зданиях, строениях и сооружениях, а именно:

- замена светильников с люминесцентными лампами на светодиодные светильники;
- замена светильников, ламп накаливания на энергосберегающие лампы, светильники для освещения объектов.

Выполнение данных мероприятий привело к снижению электропотребления на хозяйственные нужды Организации, а также позволили снизить технологические потери электроэнергии при ее передаче по сетям Организации.

Информация о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации за последние 4 года.

Значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижения которых планируется достичь в результате реализации инвестиционной программы на 2017-2020 гг. в АО «Городские электрические сети».

Таблица № 8

№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя (прогноз)			
			2017	2018	2019	2020
1	Объем передачи электрической энергии	тыс. кВт.ч.	89250	89600	89700	89800
2	Полезный отпуск электрической энергии	тыс. кВт.ч.	74970	76097	76218	76330
3	Объем потерь	-	-	-	-	-
3.1	- плановые потери в натуральном выражении	тыс. кВт.ч.	14280	13503	13482	13470
3.2	- в %	%	16,0	15,07	15,03	15,0
4	Доля объемов э/энергии, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	%	100	100	100	100
5	- значения потерь в натуральном выражении которые планируется обеспечить в результате реализации соответствующей Программы	тыс. кВт.ч.	2,91	24,01	5,84	3,13
5.1	- в % от полного объема передачи электрической энергии	%	0,003	0,031	0,009	0,005

Анализ передачи, распределения энергетических ресурсов за предыдущие 3 года
Передача электроэнергии млн. кВт.ч

Таблица № 8.1

2014 г.	2015 г.	2016 г. (базовый)
92,3	89,2	93,0

Таблица № 8.2

Потери млн. кВт.ч	2014 г.	2015 г.	2016 г.
	(факт)	(факт)	(факт)
	16,0	15,1	14,0
% потерь	17,35	16,88	15,07

Экономические показатели Программы:

Таблица № 9

Год	2021	2022	2023	2024	2025	Всего
Затраты на программу	6,977	5,752	13,457	9,182	7,337	42,705
в процентном выражении от инвестиционной программы	34,7	31,2	73,9	49,0	38,4	46,4

Основным источником финансирования реализации Программы, как на весь период действия, так и по годам является:

- прибыль организации от основного вида деятельности – 4,889 тыс. руб.

- амортизационные отчисления - 37,816 тыс. руб.

Финансирование программы осуществляется:

– за счет средств инвестиционной программы АО «ГЭС»;

Изменение уровня потерь энергетических ресурсов при их передаче или изменение потребления энергетических ресурсов для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном и денежном выражении по годам периода действия Программы.

Исходя из ожидаемого объема снижения потребления соответствующего энергетического ресурса в расчетном году реализации мероприятий Программы, рассчитаем ожидаемый эффект в денежном выражении от реализации запланированных мероприятий.

В 2021 году ожидаемый эффект от реализации Программы составит (план):

Таблица № 10

Наименование линии	Ожидаемый эффект снижения потерь руб.
ВЛ-0,4 кВ от ТП-123, Ф-1	4760,18
ВЛ-0,4 кВ от ТП-123, Ф-4	1193,67
ВЛ-0,4 кВ от ТП-161, Ф-3	218,29
ВЛ-0,4 кВ от ТП-63, Ф-7	4523,98
ВЛ-0,4 кВ от ТП-65, Ф-6	2872,63
ВЛ-0,4 кВ от ТП-160, Ф-2	3551,85
ВЛ-0,4 кВ от ТП-161, Ф-2	1025,61
Замена трансформатора в ТП № 9 (250 кВА)	4732,35
Замена трансформатора в ТП № 14 (250 кВА)	4732,35
Замена трансформатора в ТП № 5 (400 кВА)	5230,49
Замена трансформатора в ТП № 9 (400 кВА)	5230,49
Замена трансформатора в ТП № 21 (400 кВА)	5230,49
Замена трансформатора в ТП № 27 (400 кВА)	5230,49
Замена КТП-37 с трансформатором (250 кВА)	4732,35
Итого:	53265,22

В 2022 году ожидаемый эффект от реализации Программы составит (план):

Таблица № 10.1

Наименование линии	Ожидаемый эффект снижения потерь руб.
ВЛ-0,4 кВ от ТП-31, Ф-6	1995,98
ВЛ-0,4 кВ от ТП-13, Ф-6	2551,42
ВЛ-0,4 кВ от ТП-57, Ф-1	1316,86
Замена КТП-88 с трансформатором (100 кВА)	747,21
Замена КТП-54 с трансформатором (250 кВА)	4732,35
Замена КТП-62 с трансформатором (250 кВА)	4732,35
Замена трансформатора в ТП № 137 (250 кВА)	4732,35
Замена трансформатора в ТП № 39 (250 кВА)	4732,35
Замена трансформатора в ТП № 40 (250 кВА)	4732,35
Замена трансформатора в ТП № 65 (400 кВА)	5230,49
Замена трансформатора в ТП № 71 (400 кВА)	5230,49
Замена трансформатора в ТП № 78 (400 кВА)	5230,49
Замена трансформатора в ТП № 82 (400 кВА)	5230,49
Замена трансформатора в ТП № 95 (400 кВА)	5230,49
Итого:	56425,67

В 2023 году ожидаемый эффект от реализации Программы составит (план):

Таблица № 10.2

Наименование линии	Ожидаемый эффект снижения потерь руб.
ВЛ-0,4 кВ от ТП-57, Ф-6	1205,25
ВЛ-0,4 кВ от ТП-57, Ф-2	513,42
ВЛ-0,4 кВ от ТП-49, Ф-3	1591,72
ВЛ-0,4 кВ от ТП-49, Ф-2	2838,69
ВЛ-0,4 кВ от ТП-49, Ф-5	1668,04

ВЛ-0,4 кВ от ТП-50, Ф-3	1407,62
ВЛ-0,4 кВ от ТП-50, Ф-4	2678,45
ВЛ-0,4 кВ от ТП-61, Ф-5	730
ВЛ-0,4 кВ от ТП-61, Ф-6	766,61
ВЛ-0,4 кВ от ТП-61, Ф-8	971,24
ВЛ-0,4 кВ от ТП-6, Ф-1	1465,56
ВЛ-0,4 кВ от ТП-23, Ф-8	656,2
ВЛ-0,4 кВ от ТП-52, Ф-10	688,2
ВЛ-0,4 кВ от ТП-54, Ф-4	387,49
Замена трансформатора в РП-3 (25 кВА)	249,07
Замена трансформатора в ТП-110 (63 кВА)	996,28
Замена трансформатора в ТП № 138 (160 кВА)	3736,06
Замена трансформатора в ТП № 143 (250 кВА)	18929,42
Замена трансформатора в ТП № 147 (250 кВА)	
Замена трансформатора в ТП № 154 (250 кВА)	
Замена трансформатора в ТП № 173 (250 кВА)	
Замена трансформатора в ТП № 117 (400 кВА)	36613,48
Замена трансформатора в ТП № 118 (400 кВА)	
Замена трансформатора в ТП № 142 (400 кВА)	
Замена трансформатора в ТП № 148 (400 кВА)	
Замена трансформатора в ТП № 152 (400 кВА)	
Замена трансформатора в ТП – Воздух. (400 кВА)	
Замена трансформатора в ТП - ГНС (400 кВА)	
Замена трансформатора в ТП -2-го подъема водозабор (630 кВА)	12951,7
Замена трансформатора в ТП -2-го подъема водозабор (630 кВА)	
Итого:	91044,5

В 2024 году ожидаемый эффект от реализации Программы составит (план):

Таблица № 10.3

Наименование линии	Ожидаемый эффект снижения потерь руб.
ВЛ-10 кВ от ТП-40 до ТП-81, Ф-23	8357,88
Перераспределение нагрузок по фазам ТП+26	2668,22
Перераспределение нагрузок по фазам ТП+26	2217,05
Итого:	13243,15

В 2025 году ожидаемый эффект от реализации Программы составит (план):

Таблица № 10.4

Наименование линии	Ожидаемый эффект снижения потерь руб.
Замена КТП №15 и силового трансформатора (250 кВА)	4732,36
Замена трансформатора в ТП-171 (160 кВА)	3736,06
Замена трансформатора в ТП-50 (250 кВА)	4732,36
Замена трансформатора в ТП-23 (250 кВА)	4732,36
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-56, Ф-2	3070,58
Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-65 до ТП-68	1169,01
Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-68 до ТП-69	1111,58
Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-63 до ТП-65	1061,11
Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-68 до ТП-107	701,15
Реконструкция ВЛ-10 кВ отпайка от ВЛ-10 кВ, Ф-23 до ТП-78	599,28
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-12, Ф-1,3	551,57
Итого:	26197,42

Изменение расходов энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в натуральном выражении и денежном выражении по годам периода действия Программы.

В ходе выполнения требования Программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АО «Городские электрические сети» заменила в административном здании офисные люминесцентные светильники для потолка Армстронг в количестве - 73 светильника на офисные светодиодные потолочные светильники Армстронг Бюджет. Мероприятия по замене светильников реализованы в 2018-2020 гг.

В 2018 году заменили – 23 светильника, что составляет 31,5 % от общего количества светильников. Источник финансирования данного мероприятия – собственные средства предприятия.

В 2019 году заменили – 25 светильников, что составляет 34,25 % от общего количества светильников. Источник финансирования данного мероприятия – собственные средства предприятия.

В 2020 году заменили – 25 светильников, что составляет 34,25 % от общего количества светильников. Источник финансирования данного мероприятия – собственные средства предприятия.

Данные мероприятия позволили существенно снизить потребление электрической энергии на собственные нужды. Достигнутые результаты указаны в Программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности в 2017-2020 гг. Данная программа размещена на официальном сайте АО «Городские электрические сети».

Изменение расхода моторного топлива автотранспортом и спецтехникой в натуральном выражении и денежном выражении, с разбивкой по годам действия программы.

Мероприятия позволяющие снизить расход моторного топлива автотранспортом и спецтехникой довольно затратный и заключаются в следующих мероприятиях:

Таблица № 11

№	Содержание мероприятия	Оценка потенциала энергосбережения
1	Внедрение GPS – контроля за маршрутами движения автотранспорта	Экономия моторного топлива составляет 20 %
2	Своевременное обновление автопарка со сроком службы более 8-лет	Норма расхода топлива увеличивается на 10 % при сроке службы автотранспорта свыше 8-лет
3	Использование дизельных двигателей вместо карбюраторных при прочих равных условиях использования	Расход топлива при том же объеме и мощности у дизельных двигателей меньше на 15-25 %, чем у бензиновых

АО «Городские электрические сети» выполняя предыдущую программу энергосбережения, производила обновление собственного автопарка. Основная часть собственного автопарка использует дизельные двигатели. Внедрение GPS – контроля за маршрутами движения автотранспорта в данную пятилетку АО «Городские электрические сети» не рассматривается.

Значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижение которых обеспечивается в результате реализации Программы.

Значения целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, достижения которых планируется достичь в результате реализации инвестиционной программы на 2021-2025 гг. в АО «Городские электрические сети».

Таблица № 12

№ п.п.	Наименование показателя	Ед. изм	Значение показателя (прогноз)				
			2021	2022	2023	2024	2025
1	Объем передачи электрической энергии	тыс. кВт.ч.	87700	87800	87900	88000	88100
2	Полезный отпуск электрической энергии	тыс. кВт.ч.	74600	74710	74820	74820	75040
3	Объем потерь	-	-	-	-	-	-

3.1	- плановые потери в натуральном выражении	тыс. кВт.ч.	13100	13090	13080	13070	13060
3.2	- в %	%	14,94	14,91	14,88	14,85	14,82
4	Доля объемов э/энергии, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	%	100	100	100	100	100
5	- значения потерь в натуральном выражении которые планируется обеспечить в результате реализации соответствующей Программы	тыс. кВт.ч.	17,31	19,39	30,55	4,276	8,974
5.1	- в % от полного объема передачи электрической энергии	%	0,023	0,025	0,040	0,005	0,011

Анализ передачи, распределения энергетических ресурсов за предыдущие 3 года
Передача электроэнергии млн. кВт.ч

Таблица № 12.1

2017 г.	2018 г.	2019 г. (базовый)
90,09	87,81	87,7

Таблица № 12.2

Потери млн. кВт.ч	2017 г. (факт)	2018 г. (факт)	2019 г. (факт)
	13,054	13,641	13,1
% потерь	14,49	15,53	14,94

Распределение целевых показателей программы по направлениям деятельности организации в разрезе каждого года, их целевые и фактические значения

В соответствии с утвержденной инвестиционной программой на 2021-2025 гг. произведем расчет по перечню мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности по каждому году реализации Программы и выведем планируемые ожидаемые результаты в натуральном и стоимостном выражении от каждого мероприятия в отдельности.

В 2021 году планируется:

- реконструкция воздушных линий – 0,4 кВ от ТП – 123, Ф – 1, с заменой неизолированного провода АС-25 на самонесущий изолированный провод СИП-2 3x70+1x70 мм², суммарной протяженностью равной – 1050 метров. Произведем расчет потерь электрической энергии по суммарной длине линии. Для расчета потерь использовалась следующая формула:

$$\Delta W = 9.3 \cdot \frac{W^2}{D} \cdot \frac{(1+\operatorname{tg}\varphi) \cdot K_{\Phi}^2 \cdot K_L}{F} \cdot L; \text{ (Формула № 1)}$$

ΔW – потери электрической энергии в кВт.ч;

W – электроэнергия, отпущенная в линию электропередач за D (дней, кВт/ч) ;

K_{Φ} – коэффициент формы графика нагрузки;

K_L – коэффициент, учитывающий распределенность нагрузки по линии (0,37 – для линий с распределенной нагрузкой);

L – длина линии в километрах;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности (0,6);

F – сечение провода в мм²;

D – период в днях (в формуле используется период 365 дней);

K_{Φ}^2 – коэффициент заполнения графика, рассчитывается по формуле;

$$K_{\Phi}^2 = (1 + 2K_3)$$

$$3K_3$$

где K_3 - коэффициент заполнения графика. При отсутствии данных о форме графика нагрузки обычно применяется значение – 0,3; тогда: $K_{\Phi}^2 = 1.78$;

Из расчета видно, что при передаче по одной фазе годового суммарного объема электрической энергии по воздушным линиям – 0,4 кВ с неизолированным проводом АС – 25, годовые потери составят – 2022,43 кВт.ч. При передаче электрической энергии по воздушным линиям – 0,4 кВ с самонесущим изолированным проводом СИП-2 1x70+1x70 мм², суммарные годовой потери электрической энергии в проводе составят – 719,52 кВт.ч.

$$2022,43 \text{ кВт.ч} - 719,52 \text{ кВт.ч} = 1302,91 \text{ кВт.ч}$$

Вывод: При замене неизолированного провода АС-25 на СИП-2 3х70+1х70 мм² мы снизим суммарные годовые потери в электрических сетях на 1302,91 кВтч. Аналогично будет произведен расчет по всем линиям и данные о потерях будут сведены в таблицу № 12.

Таблица № № 13

Наименование линии	Ожидаемый результат снижения потерь, кВтч
ВЛ-0,4 кВ от ТП-123, Ф-1	1302,91
ВЛ-0,4 кВ от ТП-123, Ф-4	326,72
ВЛ-0,4 кВ от ТП-161, Ф-3	59,75
ВЛ-0,4 кВ от ТП-63, Ф-7	1238,26
ВЛ-0,4 кВ от ТП-65, Ф-6	786,27
ВЛ-0,4 кВ от ТП-160, Ф-2	972,18
ВЛ-0,4 кВ от ТП-161, Ф-2	280,72
Замена трансформатора в ТП № 9 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 14 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 5 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 9 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 21 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 27 (400 кВА)	1839,6
Замена КТП-37 с трансформатором (250 кВА)	1664,4
Итого:	17318,41

Также планируется замена силовых трансформаторов в подстанциях находящихся на балансе АО «Городские электрические сети» и проработавших более – 25 лет, на экономичные, энергоэффективные силовые трансформаторы, которые позволят снизить потери в сетях. Произведем анализ технических характеристик силовых трансформаторов находящихся в эксплуатации более – 25 лет и новых энергоэффективных силовых трансформаторов.

Таблица № 13.1

Тип трансформатора	Схема соединения	Потери, Вт	
		хх	кз
Технические характеристики силовых трансформаторов находятся в эксплуатации более – 25 лет			
ТМ-250 кВа	Y-Y _H -0	740	3700
ТМ-400 кВа	Y-Y _H -0	950	5500
Энергоэффективные силовые трансформаторы			
ТМГ-250 кВа	Y-Y _H -0	550	3980
ТМГ-400 кВа	Y-Y _H -0	740	4770

При замене трансформатора ТМ-250 кВа на ТМГ-250 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 6482,4 кВтч – 4818 кВтч = 1664,4 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-250 кВа составляют:

$$740 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 6482400 \text{ Вт} / 1000 = 6482,4 \text{ кВтч.}$$

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМГ-250 кВа составляют:

$$550 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 4818000 \text{ Вт} / 1000 = 4818 \text{ кВтч.}$$

При замене трансформатора ТМ-400 кВа на ТМГ-400 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 8322 кВтч – 6482,4 кВтч = 1839,6 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-400 кВа составляют:

$$950 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 8322000 \text{ Вт} / 1000 = 8322 \text{ кВтч.}$$

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМГ-400 кВа составляют:

$$740 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 6482400 \text{ Вт} / 1000 = 6482,4 \text{ кВтч.}$$

В 2022 году планируется:

- реконструкция воздушных линий – 0,4 кВ от ТП – 31, Ф – 6, с заменой неизолированного провода АС-35 на самонесущий изолированный провод СИП-2 3х70+1х70 мм², суммарной протяженностью равной - 630 метров. Произведем расчет потерь электрической энергии по суммарной длине линии по формуле № 1.

Из расчета видно, что при передачи по одной фазе годового суммарного объема электрической энергии по воздушным линиям – 0,4 кВ с неизолированным проводом АС – 35,

годовые потери составят – 1092,65 кВтч. При передачи электрической энергии по воздушным линиям – 0,4 кВ с самонесущим изолированным проводом СИП-2 1x70+1x70 мм², суммарные годовые потери электрической энергии в проводе составят – 546,32 кВтч.

$$1092,65 \text{ кВтч} - 546,32 \text{ кВтч} = 546,32 \text{ кВтч}$$

Вывод: При замене неизолированного провода АС-35 на СИП-2 3x70+1x70 мм² мы снизим суммарные годовые потери в электрических сетях на 546,32 кВтч. Аналогично будет произведен расчет по всем линиям и данные о потерях будут сведены в таблицу № 12.2.

Таблица № 13.2

Наименование линии	Ожидаемый результат снижения потерь, кВтч
ВЛ-0,4 кВ от ТП-31, Ф-6	546,32
ВЛ-0,4 кВ от ТП-13, Ф-6	698,35
ВЛ-0,4 кВ от ТП-57, Ф-1	360,44
Замена КТП-88 с трансформатором (100 кВА)	262,8
Замена КТП-54 с трансформатором (250 кВА)	1664,4
Замена КТП-62 с трансформатором (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 137 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 39 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 40 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 65 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 71 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 78 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 82 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 95 (400 кВА)	1839,6
Итого:	19387,91

Также планируется замена силовых трансформаторов в подстанциях находящихся на балансе АО «Городские электрические сети» и проработавших более – 25 лет, на экономичные, энергоэффективные силовые трансформаторы, которые позволят снизить потери в сетях. Произведем анализ технических характеристик силовых трансформаторов находящихся в эксплуатации более – 25 лет и новых энергоэффективных силовых трансформаторов.

Таблица № 13.3

Тип трансформатора	Схема соединения	Потери, Вт	
		хх	кз
Технические характеристики силовых трансформаторов находятся в эксплуатации более – 25 лет			
ТМ-100 кВа	Y-Y _H -0	330	1970
ТМ-250 кВа	Y-Y _H -0	740	3700
ТМ-400 кВа	Y-Y _H -0	950	5500
Энергоэффективные силовые трансформаторы			
ТМГ-100 кВа	Y-Y _H -0	300	2100
ТМГ-250 кВа	Y-Y _H -0	550	3980
ТМГ-400 кВа	Y-Y _H -0	740	4770

При замене трансформатора ТМ-100 кВа на ТМГ-100 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 2890,8 кВтч – 2628 кВтч = 262,8 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-100 кВа составляют:

$$330 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 2890800 \text{ Вт} / 1000 = 2890,8 \text{ кВтч.}$$

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМГ-100 кВа составляют:

$$300 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 2628000 \text{ Вт} / 1000 = 2628 \text{ кВтч.}$$

При замене трансформатора ТМ-250 кВа на ТМГ-250 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 6482,4 кВтч – 4818 кВтч = 1664,4 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-250 кВа составляют:

$$740 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 6482400 \text{ Вт} / 1000 = 6482,4 \text{ кВтч.}$$

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМГ-250 кВа составляют:

$$550 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 4818000 \text{ Вт} / 1000 = 4818 \text{ кВтч.}$$

При замене трансформатора ТМ-400 кВа на ТМГ-400 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 8322 кВтч – 6482,4 кВтч = 1839,6 кВтч:

Годовые потери в силовом трансформатора ТМ-400 кВа составляют:

$950 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 8322000 \text{ Вт} / 1000 = 8322 \text{ кВтч.}$

Годовые потери в силовом трансформатора ТМГ-400 кВа составляют:

$740 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 6482400 \text{ Вт} / 1000 = 6482,4 \text{ кВтч.}$

В 2023 году планируется:

- реконструкция воздушных линий – 0,4 кВ от ТП – 57, Ф – 6, с заменой неизолированного провода АС-25 на самонесущий изолированный провод СИП-2 3x70+1x70 мм², суммарной протяженностью равной - 630 метров. Произведем расчет потерь электрической энергии по суммарной длине линии по формуле № 1.

Из расчета видно, что при передачи годового суммарного объема электрической энергии по воздушным линиям – 0,4 кВ с неизолированным проводом АС – 25, годовые потери составят – 512,07 кВтч. При передачи электрической энергии по воздушным линиям – 0,4 кВ с самонесущим изолированным проводом СИП-2 1x70+1x70 мм², суммарные годовые потери электрической энергии в проводе составят – 182,18 кВтч.

$512,07 \text{ кВтч} - 182,18 \text{ кВтч} = 329,89 \text{ кВтч}$

Вывод: При замене неизолированного провода АС-25 на СИП-2 3x70+1x70 мм² мы снизим суммарные годовые потери в электрических сетях на 329,89 кВтч. Аналогично будет произведен расчет по всем линиям и данные о потерях будут сведены в таблицу № 12.4.

Таблица № 13.4

Наименование линии	Ожидаемый результат снижения потерь, кВтч
ВЛ-0,4 кВ от ТП-57, Ф-6	329,89
ВЛ-0,4 кВ от ТП-57, Ф-2	140,53
ВЛ-0,4 кВ от ТП-49, Ф-3	435,67
ВЛ-0,4 кВ от ТП-49, Ф-2	776,98
ВЛ-0,4 кВ от ТП-49, Ф-5	456,56
ВЛ-0,4 кВ от ТП-50, Ф-3	385,28
ВЛ-0,4 кВ от ТП-50, Ф-4	733,12
ВЛ-0,4 кВ от ТП-61, Ф-5	199,81
ВЛ-0,4 кВ от ТП-61, Ф-6	209,83
ВЛ-0,4 кВ от ТП-61, Ф-8	265,84
ВЛ-0,4 кВ от ТП-6, Ф-1	401,14
ВЛ-0,4 кВ от ТП-23, Ф-8	179,61
ВЛ-0,4 кВ от ТП-52, Ф-10	188,37
ВЛ-0,4 кВ от ТП-54, Ф-4	106,06
Замена трансформатора в РП-3 (25 кВА)	87,6
Замена трансформатора в ТП-110 (63 кВА)	350,4
Замена трансформатора в ТП № 138 (160 кВА)	1314
Замена трансформатора в ТП № 143 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 147 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 154 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 173 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП № 117 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 118 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 142 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 148 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП № 152 (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП – Воздух. (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП - ГНС (400 кВА)	1839,6
Замена трансформатора в ТП -2-го подъема водозабор (630 кВА)	2277,6
Замена трансформатора в ТП -2-го подъема водозабор (630 кВА)	2277,6
Итого:	30550,69

Также планируется замена силовых трансформаторов в подстанциях находящихся на балансе АО «Городские электрические сети» и проработавших более – 25 лет, на экономичные, энергоэффективные силовые трансформаторы, которые позволят снизить потери в сетях. Произведем анализ технических характеристик силовых трансформаторов находящихся в эксплуатации более – 25 лет и новых энергоэффективных силовых трансформаторов.

Таблица № 13.5

Тип трансформатора	Схема соединения	Потери, Вт	
		хх	кз
Технические характеристики силовых трансформаторов находятся в эксплуатации более – 25 лет			
ТМ-25 кВа	Y-Y _H -0	130	600
ТМ-63 кВа	Y-Y _H -0	240	1280
ТМ-160 кВа	Y-Y _H -0	510	2650
ТМ-250 кВа	Y-Y _H -0	740	3700
ТМ-400 кВа	Y-Y _H -0	950	5500
ТМ-630 кВа	Y-Y _H -0	1310	7600
Энергоэффективные силовые трансформаторы			
ТМГ-25 кВа	Y-Y _H -0	120	570
ТМГ-63 кВа	Y-Y _H -0	200	1270
ТМГ-160 кВа	Y-Y _H -0	360	3130
ТМГ-250 кВа	Y-Y _H -0	550	3980
ТМГ-400 кВа	Y-Y _H -0	740	4770
ТМГ-630 кВа	Y-Y _H -0	1050	7600

При замене трансформатора ТМ-25 кВа на ТМГ-25 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 1138,8 кВтч – 1051,2 кВтч = 87,6 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-25 кВа составляют:

$$130 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 1138800 \text{ Вт} / 1000 = 1138,8 \text{ кВтч.}$$

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМГ-25 кВа составляют:

$$120 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 1051200 \text{ Вт} / 1000 = 1051,2 \text{ кВтч.}$$

При замене трансформатора ТМ-63 кВа на ТМГ-63 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 2102,4 кВтч – 1752 кВтч = 350,4 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-63 кВа составляют:

$$240 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 2102400 \text{ Вт} / 1000 = 2102,4 \text{ кВтч.}$$

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМГ-63 кВа составляют:

$$200 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 1752000 \text{ Вт} / 1000 = 1752 \text{ кВтч.}$$

При замене трансформатора ТМ-160 кВа на ТМГ-160 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 4467,6 кВтч – 3153,6 кВтч = 1314 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-160 кВа составляют:

$$510 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 4467600 \text{ Вт} / 1000 = 4467,6 \text{ кВтч.}$$

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМГ-160 кВа составляют:

$$360 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 3153600 \text{ Вт} / 1000 = 3153,6 \text{ кВтч.}$$

При замене трансформатора ТМ-250 кВа на ТМГ-250 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 6482,4 кВтч – 4818 кВтч = 1664,4 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-250 кВа составляют:

$$740 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 6482400 \text{ Вт} / 1000 = 6482,4 \text{ кВтч.}$$

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМГ-250 кВа составляют:

$$550 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 4818000 \text{ Вт} / 1000 = 4818 \text{ кВтч.}$$

При замене трансформатора ТМ-400 кВа на ТМГ-400 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 8322 кВтч – 6482,4 кВтч = 1839,6 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-400 кВа составляют:

$$950 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 8322000 \text{ Вт} / 1000 = 8322 \text{ кВтч.}$$

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМГ-400 кВа составляют:

$$740 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 6482400 \text{ Вт} / 1000 = 6482,4 \text{ кВтч.}$$

При замене трансформатора ТМ-630 кВа на ТМГ-630 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 11475,6 кВтч – 9198 кВтч = 2277,6 кВтч:

Годовые потерю в силовом трансформатора ТМ-630 кВа составляют:

1310 Вт · 24 часа · 365 дней = 11475600 Вт /1000 =11475,6 кВтч.

Годовые потери в силовом трансформатора ТМГ-100 кВа составляют:

1050 Вт · 24 часа · 365 дней = 9198000 Вт /1000 =9198 кВтч.

В 2024 году планируется:

- реконструкция воздушной линии – 10 кВ от ТП-40 до ТП-81, Ф-23, с заменой голого провода АС-50 на самонесущий изолированный провод СИП-3 1x70 мм², суммарной протяженностью трех фаз равной – 13500 метров. Произведем расчет потерь электрической энергии по суммарной длине линии. Для расчета потерь использовалась формула № 1. Расчет потерь по формуле выполняется для одного провода в линии фидера. В линии 3 провода.

Из расчета видно, что при передачи электрической энергии по воздушной линии – 10 кВ с неизолированным проводом АС – 50 потери электрической энергии в проводе составляют – 3396,80 кВтч. в одном проводе. При передачи электрической энергии по воздушной линии – 10 кВ с самонесущим изолированным проводом СИП-3 1x70 мм², потери электрической энергии в проводе составят – 2416,96 кВтч в одном проводе.

3396,80 кВтч – 2416,96 кВтч * 3 провода = 2939,52 кВтч

Вывод: При замене неизолированного провода АС - 50 на СИП - 3 1x70 мм² мы снизим потери в электрических сетях на 2939,52 кВтч.

Таблица № 13.6

Наименование линии	Ожидаемый результат снижения потерь, кВтч
ВЛ-10 кВ от ТП-40 до ТП-81, Ф-23	2939,52
Перераспределение нагрузок по фазам ТП+26	730,32
Перераспределение нагрузок по фазам ТП+26	606,83
Итого:	4276,67

Также планируется произвести в трансформаторной подстанции № 26 и № 27 работы по перераспределению нагрузок по фазам воздушных и кабельных линий электропередач. Согласно расчету, перераспределение нагрузок по фазам позволит снизить потери в сети ТП - № 26 на 730,32 кВтч., и в ТП - № 27 на 606,83 кВтч (Таблица № 5,7). По ниже приведенным формулам рассчитаем снижение потерь в сети от каждой трансформаторной подстанции.

Определим среднее значение токов трех фаз:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{с}} + I_{\text{в}} + I_{\text{с}}}{3}, \text{ А}; \text{ (Формула № 2)}$$

Определим коэффициент, характеризующий изменение потерь активной мощности в сети:

$$K_{\text{н}} = \frac{I_{\text{А}}^2 + I_{\text{В}}^2 + I_{\text{С}}^2}{3 \cdot I_{\text{ср}}^2} \cdot \left(1 + 1,5 \frac{0,42}{0,42}\right) - 1,5 \cdot \frac{0,42}{0,42}, \%; \text{ (Формула № 3)}$$

Потери активной мощности в симметричной системе при токе равном среднему значению:

$$\Delta P = 3 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot 0,42 \cdot L \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}; \text{ (Формула № 4)}$$

Потери активной энергии из-за дополнительных потерь, вызванных несимметричной нагрузкой по фазам:

$$\Delta P_{\text{несим}} = K_{\text{н}} \cdot \Delta P, \text{ кВт}; \text{ (Формула № 5)}$$

Определим время максимальных потерь по графику:

$$\tau = 0,69 \cdot 3500 - 584 = 1834 \text{ ч}; \text{ (Формула № 6)}$$

Определим годовые потери электрической энергии в линии:

$$\Delta W_{\text{л несим}} = \Delta P_{\text{несим}} \cdot \tau, \text{ кВтч}; \text{ (Формула № 7)}$$

$$\Delta W_{\text{л}} = \Delta P \cdot \tau, \text{ кВтч}; \text{ (Формула № 8)}$$

Определим экономию электрической энергии:

$$\Delta W_{\text{э}} = \Delta W_{\text{л несим}} - \Delta W_{\text{л}}, \text{ кВтч}; \text{ (Формула № 9)}$$

Определим экономический эффект:

$$\Delta И = \text{Э}_{\text{руб}} \cdot \Delta W_{\text{э}}, \text{ руб}; \text{ (Формула № 10)}$$

В 2025 году планируется:

- реконструкция воздушных линий – 0,4 кВ от ТП – 56, Ф – 2, с заменой неизолированного провода АС-25 на самонесущий изолированный провод СИП-2 3x70+1x70 мм², суммарной протяженностью равной - 840 метров. Произведем расчет потерь электрической энергии по суммарной длине линии по формуле № 1.

Из расчета видно, что при передаче годового суммарного объема электрической энергии по воздушным линиям – 0,4 кВ с неизолированным проводом АС – 25, годовые потери составят – 1304,58 кВтч. При передаче электрической энергии по воздушным линиям – 0,4 кВ с самонесущим изолированным проводом СИП-2 1x70+1x70 мм², суммарные годовые потери электрической энергии в проводе составят – 464,13 кВтч.

$$1304,58 \text{ кВтч} - 464,13 \text{ кВтч} = 840,45 \text{ кВтч}$$

Вывод: При замене неизолированного провода АС-25 на СИП-2 3x70+1x70 мм² мы снизим суммарные годовые потери в электрических сетях на 840,45 кВтч. Аналогично будет произведен расчет по всем линиям и данные о потерях будут сведены в таблицу № 14.

Таблица № 14

Наименование линии	Ожидаемый результат снижения потерь, кВтч
Замена КТП №15 и силового трансформатора (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП-171 (160 кВА)	1314
Замена трансформатора в ТП-50 (250 кВА)	1664,4
Замена трансформатора в ТП-23 (250 кВА)	1664,4
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-56, Ф-2	840,45
Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-65 до ТП-68	411,15
Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-68 до ТП-69	390,95
Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-63 до ТП-65	373,2
Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-68 до ТП-107	246,6
Реконструкция ВЛ-10 кВ отпайка от ВЛ-10 кВ, Ф-23 до ТП-78	210,77
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-12, Ф-1,3	193,99
Итого:	8974,81

Также планируется замена силовых трансформаторов в подстанциях находящихся на балансе АО «Городские электрические сети» и проработавших более – 25 лет, на экономичные, энергоэффективные силовые трансформаторы, которые позволят снизить потери в сетях. Произведем анализ технических характеристик силовых трансформаторов находящихся в эксплуатации более – 25 лет и новых энергоэффективных силовых трансформаторов.

Таблица № 14.1

Тип трансформатора	Схема соединения	Потери, Вт	
		хх	кз
Технические характеристики силовых трансформаторов находятся в эксплуатации более – 25 лет			
ТМ-160 кВа	Y-Yн-0	510	2650
ТМ-250 кВа	Y-Yн-0	740	3700
Энергоэффективные силовые трансформаторы			
ТМГ-160 кВа	Y-Yн-0	360	3130
ТМГ-250 кВа	Y-Yн-0	550	3980

При замене трансформатора ТМ-160 кВа на ТМГ-160 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 4467,6 кВтч – 3153,6 кВтч = 1314 кВтч:

Годовые потери в силовом трансформаторе ТМ-160 кВа составляют:

$$510 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 4467600 \text{ Вт} / 1000 = 4467,6 \text{ кВтч.}$$

Годовые потери в силовом трансформаторе ТМГ-160 кВа составляют:

$$360 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 3153600 \text{ Вт} / 1000 = 3153,6 \text{ кВтч.}$$

При замене трансформатора ТМ-250 кВа на ТМГ-250 кВа, мы снизим годовые потери в сети на 6482,4 кВтч – 4818 кВтч = 1664,4 кВтч:

Годовые потери в силовом трансформаторе ТМ-250 кВа составляют:

$$740 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 6482400 \text{ Вт} / 1000 = 6482,4 \text{ кВтч.}$$

Годовые потери в силовом трансформаторе ТМГ-250 кВа составляют:

$$550 \text{ Вт} \cdot 24 \text{ часа} \cdot 365 \text{ дней} = 4818000 \text{ Вт} / 1000 = 4818 \text{ кВтч.}$$

Перечень мероприятий, технологий, денежных средств, необходимых для реализации мероприятий в целях достижения целевых показателей Программы.

Плановые потребности в финансовых ресурсах на реализацию инвестиционной Программы 2021 - 2025 гг. приведены в таблице № 15 с учетом НДС.

Таблица № 15

№	Плановые потребности в финансовых ресурсах с учетом НДС.	План 2021 года, млн. руб.	План 2022 года, млн. руб.	План 2023 года, млн. руб.	План 2024 года, млн. руб.	План 2025 года, млн. руб.
		8,372	6,902	16,148	11,018	8,804

Механизм мониторинга и контроля за исполнением целевых показателей Программы в организации.

В соответствии с Приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 398 от 30.06.2014 «Об утверждении требований к форме программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций с участием государства и организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, и отчетности о ходе их реализации» необходимо осуществлять мониторинг исполнения ключевых показателей результативности и исполнения целевых показателей Программы, а также составлять отчеты о ходе выполнения программных мероприятий.

Отчетность формируется нарастающим итогом с начала действия программы и в разрезе отчетного периода и предоставляется не позднее 1 февраля следующего за отчетным годом.

Результатом реализации механизма мониторинга является отчет о реализации программы, состоящий из пояснительной записки, а также прилагаемых к ней сведений о мониторинге реализации программы за отчетный период по формам, утвержденным приказом Государственного комитета КБР по тарифам и жилищному надзору № 20 от 05.04.2021 г.

Перечень обязательных мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Сотрудникам АО «Городские электрические сети» поставлена задача по реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в период реализации Программы.

Планируется реализовать следующие обязательные мероприятия:

- Реконструкция и модернизация оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена на оборудование с более высокой пропускной способностью - в данном мероприятии реализуется реконструкция воздушных линий, а именно замена проводов на большее сечение, а также замена оборудования на энергоэффективное;
- Регулирование напряжения в линиях электрической сети – в данном мероприятии реализуется повышение напряжения на трансформаторе, а также устранение перекосов напряжения в сети;
- Снижение расхода электрической энергии на хозяйственные нужды организации – в данном мероприятии реализуется организационные мероприятия, которые выражаются в том, что работник обязан уходя на обед выключать приборы освещения в офисном помещении;
- Организация достоверного и своевременного снятия показаний приборов коммерческого учета электрической энергии у потребителей, проверка их технического состояния в данном мероприятии осуществляется достоверный сбор показаний контролёрами, а также осуществляется визуальный контроль технического состояния прибора учета и наличия пломб;
- Установка приборов учета энергоресурсов – в данном мероприятии реализуется замена коммерческих приборов учета у потребителей на приборы с высоким классом точности.

Целевые и прочие показатели
программы энергосбережения и повышения
энергетической эффективности

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. Изм.	Средние показатели по отрасли	Лучшие мировые показатели по отрасли	(базовый 2019 год)	Плановые значения целевых показателей по годам				
						2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Целевые показатели	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.1	Фактический процент потерь от отпуска <u>электроэнергии</u> в сеть для сопоставимых условий	%	от 12,5 до 17,4 %	до 11 %	15,07	14,94	14,91	14,88	14,85	14,82
1.2	Величина снижения потерь к предыдущему году действия программы для сопоставимых условий	тыс. кВтч	-	-	6,93	17,31	19,39	30,55	4,276	8,974
		%	от 0,001 до 3 %	до 3 %	0,009	0,023	0,025	0,040	0,005	0,011
2	Прочие показатели	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.1	Удельный расход <u>электрической энергии</u> на отопление 1м ² площади помещения	тыс. кВтч	-	-	0,00689	0,00683	0,0068	0,00677	0,00674	0,00671
2.2	Удельный расход <u>воды</u> на 1 м ² площади помещения в месяц	м ³ /м ²	-	-	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
2.3	Удельный расход <u>воды</u> на 1-го работника организации в месяц	м ³ /чел	-	-	0,416	0,41	0,407	0,404	0,401	0,398
3	Доля использования осветительных устройств с использованием светодиодов в общем объеме используемых осветительных устройств	%	-	-	100	100	100	100	100	100

Приложение № 8
к Требованиям к программам
в области энергосбережения
и повышения энергетической
эффективности организаций,
осуществляющих регулируемые
виды деятельности на территории
Кабардино-Балкарской Республики

**Перечень
мероприятий по годам, основной целью которых является
энергосбережение и (или) повышение
энергетической эффективности**

Таблица на 2021 г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Объемы выполнения (план) с разбивкой по планам действия программы				Плановые численные значения в обозначенной размерности действия программы									Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план) млн. руб. (без НДС), с разбивкой по году действия программы		Статья затрат	Источник Финансирования
		Ед. измерения	Всего	2021 г.	2021 г.	Ед. измерения	Всего по году экономии в указанной размерности	2021 г.			2021 г.			Дисконтированный срок осуществления, лет	ВНД, %	ЧДД, %	2021 г.		2021 г.			
								Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.	Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	1	2	3	4	5	
Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена на оборудование с более высокой пропускной способностью																						
1	ВЛ-0,4 кВ от ТП-123, Ф-1	км	1,05	2021	2021	Тыс. кВтч	13,318	1,30291	0,44885	4,76018	1,30291	0,44885	4,76018				30	0,808	0,808	Машины и материалы	Амортиз. учтен. в тарифе	
2	ВЛ-0,4 кВ от ТП-123, Ф-4	км	0,87	2021	2021	Тыс. кВтч		0,32672	0,11255	1,19367	0,32672	0,11255	1,19367				30	0,639	0,639			
3	ВЛ-0,4 кВ от ТП-161, Ф-3	км	0,57	2021	2021	Тыс. кВтч		0,05975	0,02058	0,21829	0,05975	0,02058	0,21829				30	0,454	0,454			
4	ВЛ-0,4 кВ от ТП-63, Ф-7	км	1,26	2021	2021	Тыс. кВтч		1,23826	0,42658	4,52398	1,23826	0,42658	4,52398				30	0,830	0,830			
5	ВЛ-0,4 кВ от ТП-65, Ф-6	км	0,75	2021	2021	Тыс. кВтч		0,78627	0,27087	2,87263	0,78627	0,27087	2,87263				30	0,524	0,524			
6	ВЛ-0,4 кВ от ТП-160, Ф-2	км	0,9	2021	2021	Тыс. кВтч		0,97218	0,33491	3,55185	0,97218	0,33491	3,55185				30	0,774	0,774			
7	ВЛ-0,4 кВ от ТП-161, Ф-2	км	0,57	2021	2021	Тыс. кВтч		0,28072	0,09670	1,02561	0,28072	0,09670	1,02561				30	0,565	0,565			
8	Замена трансформатора в ТП № 9 (250 кВА)	шт	2	2021	2021	Тыс. кВтч		3,3288	1,14677	9,4647	3,3288	1,14677	9,4647				30	0,523	0,523			

	Замена трансформатора в ТП № 14 (250 кВА)																				
9	Замена трансформатора в ТП № 5 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 9 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 21 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 27 (400 кВА)	шт	4	2021	2021	Тыс. кВтч	7,3584	2,53496	20,92196	7,3584	2,53496	20,92196					30	1,268	1,268		
10	Замена КТП-37 с трансформатором (250 кВА)	шт.	1	2021	2021	Тыс. кВтч	1,6644	0,57338	4,73235	1,6644	0,57338	4,73235					30	0,592	0,592		
Итого		-	-	-	-	-	13,318	13,318	5,96615	53,26522	13,318	5,96615	53,26522	-	-	-		6,977	6,977	-	-

Таблица на 2022 г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Объемы выполнения (план) с разбивкой по планам действия программы				Плановые численные значения в обозначенной размерности действия программы									Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план) млн. руб. (без НДС), с разбивкой по году действия программы		Статья затрат	Источник Финансирования
		Ед. измерения	Всего	2022 г	2022 г	Ед. измерения	Всего по году экономия в указанной размерности	2022 г.			2022 г.			Дисконтированный срок осуществления, лет	ВНД, %	ЧДД, %	2022 г		2022 г			
								Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.	Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.									
																				Численное значение экономии в указанной размерности		
Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена на оборудование с более высокой пропускной способностью																						
1	ВЛ-0,4 кВ от ТП-31, Ф-6	км	0,63	2022	2022	Тыс. кВтч	19,387	0,54632	0,18820	1,99598	0,54632	0,18820	1,99598				30	0,520	0,520	Машины и материалы	Амортиз. и прибыль учтен. в тарифе	
2	ВЛ-0,4 кВ от ТП-13, Ф-6	км	0,6	2022	2022	Тыс. кВтч		0,69835	0,24058	2,55142	0,69835	0,24058	2,55142				30	0,447	0,447			
3	ВЛ-0,4 кВ от ТП-57, Ф-1	км	0,78	2022	2022	Тыс. кВтч		0,36044	0,12417	1,31686	0,36044	0,12417	1,31686				30	0,606	0,606			
4	Замена КТП-88 с трансформатором (100 кВА)	кТП	1	2022	2022	Тыс. кВтч		0,2628	0,09053	0,74721	0,2628	0,09053	0,74721				30	0,511	0,511			
5	Замена КТП-54 с трансформатором (250 кВА)	кТП	1	2022	2022	Тыс. кВтч		1,6644	0,57338	4,73235	1,6644	0,57338	4,73235				30	0,608	0,608			
6	Замена КТП-62 с трансформатором (250 кВА)	кТП	1	2022	2022	Тыс. кВтч		1,6644	0,57338	4,73235	1,6644	0,57338	4,73235				30	0,608	0,608			
7	Замена трансформатора в ТП № 137 (250 кВА) Замена трансформатора в ТП № 39 (250 кВА) Замена трансформатора в ТП № 40 (250 кВА)	ТП	3	2022	2022	Тыс. кВтч		4,9932	1,72015	14,19705	4,9932	1,72015	14,19705				30	0,811	0,811			
8	Замена трансформатора в ТП № 65 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 71 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 78 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 82 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 95 (400 кВА)	ТП	5	2022	2022	Тыс. кВтч		9,198	3,16871	26,15245	9,198	3,16871	26,15245				30	1,641	1,641			
Итого		-	-	-	-	-	19,387	19,387	6,6791	56,42567	19,387	6,6791	56,42567	-	-	-	-	5,752	5,752	-	-	

Таблица на 2023 г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Объемы выполнения (план) с разбивкой по планам действия программы				Плановые численные значения в обозначенной размерности действия программы									Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план) млн. руб. (без НДС), с разбивкой по году действия программы		Статья затрат	Источник Финансирования
		Ед. измерения	Всего	2023 г	2023 г	Ед. измерения	Всего по году экономия в указанной размерности	2023 г.			2023 г.			Дисконтированный срок осуществления, лет	ВНД, %	ЧДД, %	г.		г.			
								Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.	Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	1	2	3	4	5	
Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена на оборудование с более высокой пропускной способностью																						
1	ВЛ-0,4 кВ от ТП-57, Ф-6	км	0,54	2023	2023	Тыс. кВтч	30,550	0,32989	0,11364	1,20525	0,32989	0,11364	1,20525				30	0,399	0,399	Машины и материалы	Амортиз. и прибыль учтен в тарифе	
2	ВЛ-0,4 кВ от ТП-57, Ф-2	км	0,54	2023	2023	Тыс. кВтч		0,14053	0,04841	0,51342	0,14053	0,04841	0,51342				30	0,341	0,341			
3	ВЛ-0,4 кВ от ТП-49, Ф-3	км	0,69	2023	2023	Тыс. кВтч		0,43567	0,15008	1,59172	0,43567	0,15008	1,59172				30	0,573	0,573			
4	ВЛ-0,4 кВ от ТП-49, Ф-2	км	0,6	2023	2023	Тыс. кВтч		0,77698	0,26766	2,83869	0,77698	0,26766	2,83869				30	0,568	0,568			
5	ВЛ-0,4 кВ от ТП-49, Ф-5	км	0,63	2023	2023	Тыс. кВтч		0,45656	0,15728	1,66804	0,45656	0,15728	1,66804				30	0,593	0,593			
6	ВЛ-0,4 кВ от ТП-50, Ф-3	км	1,11	2023	2023	Тыс. кВтч		0,38528	0,13272	1,40762	0,38528	0,13272	1,40762				30	0,945	0,945			
7	ВЛ-0,4 кВ от ТП-50, Ф-4	км	0,78	2023	2023	Тыс. кВтч		0,73312	0,25255	2,67845	0,73312	0,25255	2,67845				30	0,702	0,702			
8	ВЛ-0,4 кВ от ТП-61, Ф-5	км	1,35	2023	2023	Тыс. кВтч		0,19981	0,06883	0,73	0,19981	0,06883	0,73				30	1,141	1,141			
9	ВЛ-0,4 кВ от ТП-61, Ф-6	км	0,48	2023	2023	Тыс. кВтч		0,20983	0,07228	0,76661	0,20983	0,07228	0,76661				30	0,425	0,425			
10	ВЛ-0,4 кВ от ТП-61, Ф-8	км	0,96	2023	2023	Тыс. кВтч		0,26584	0,09158	0,97124	0,26584	0,09158	0,97124				30	0,791	0,791			
11	ВЛ-0,4 кВ от ТП-6, Ф-1	км	0,28	2023	2023	Тыс. кВтч		0,40114	0,13819	1,46556	0,40114	0,13819	1,46556				30	0,256	0,256			
12	ВЛ-0,4 кВ от ТП-23, Ф-8	км	0,735	2023	2023	Тыс. кВтч		0,17961	0,06187	0,6562	0,17961	0,06187	0,6562				30	0,516	0,516			
13	ВЛ-0,4 кВ от ТП-52, Ф-10	км	0,84	2023	2023	Тыс. кВтч		0,18837	0,06489	0,6882	0,18837	0,06489	0,6882				30	0,598	0,598			
14	ВЛ-0,4 кВ от ТП-54, Ф-4	км	0,945	2023	2023	Тыс. кВтч		0,10606	0,03653	0,38749	0,10606	0,03653	0,38749				30	0,755	0,755			
15	Замена трансформатора в РП-3 (25 кВА)	ТП	1	2023	2023	Тыс. кВтч		0,0876	0,03017	0,24907	0,0876	0,03017	0,24907				30	0,119	0,119			
16	Замена трансформатора в ТП-110 (63 кВА)	ТП	1	2023	2023	Тыс. кВтч		0,3504	0,12071	0,99628	0,3504	0,12071	0,99628				30	0,147	0,147			
17	Замена трансформатора в ТП № 138 (160 кВА)	ТП	1	2023	2023	Тыс. кВтч		1,314	0,45267	3,73606	1,314	0,45267	3,73606				30	0,219	0,219			

18	Замена трансформатора в ТП № 143 (250 кВА) Замена трансформатора в ТП № 147 (250 кВА) Замена трансформатора в ТП № 154 (250 кВА) Замена трансформатора в ТП № 173 (250 кВА)	ТП	4	2023	2023	Тыс. кВтч		6,6576	2,29354	18,92942	6,6576	2,29354	18,92942				30	1,119	1,119		
19	Замена трансформатора в ТП № 117 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 118 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 142 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 148 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП № 152 (400 кВА) Замена трансформатора в ТП – Воздух. (400 кВА) Замена трансформатора в ТП - ГНС (400 кВА)	ТП	7	2023	2023	Тыс. кВтч		12,8772	4,43619	36,61348	12,8772	4,43619	36,61348				30	2,379	2,379		
20	Замена трансформатора в ТП -2-го подъема водозабор (630 кВА) Замена трансформатора в ТП -2-го подъема водозабор (630 кВА)	ТП	2	2023	2023	Тыс. кВтч		4,5552	1,56926	12,9517	4,5552	1,56926	12,9517				30	0,871	0,871		
Итого							30,550	30,550	10,55905	91,0445	30,550	10,55905	91,0445	-	-	-	-	13,457	13,457	-	-

Таблица на 2024 г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Объемы выполнения (план) с разбивкой по планам действия программы				Плановые численные значения в обозначенной размерности действия программы									Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план) млн. руб. (без НДС), с разбивкой по году действия программы		Статья затрат	Источник Финансирования
		Ед. измерения	Всего	2024 г	2024 г	Ед. измерения	Всего по году экономия в указанной размерности	2024 г.			2024 г.			Дисконтированный срок осуществления, лет	ВНД, %	ЧДД, %	2024 г.		2024 г.			
								Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.	Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	1	2	3	4	5	
Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена на оборудование с более высокой пропускной способностью																						
	ВЛ-10 кВ от ТП-40 до ТП-81, Ф-23	км	4,5	2024	2024	Тыс. кВтч	4,27667	2,93952	1,01266	8,35788	2,93952	1,01266	8,35788				30	9,182	9,182	Машины и материалы	Амортиз. учтен. в тарифе	
	Перераспределение нагрузок по фазам ТП+26	тп	1	2024	2024	Тыс. кВтч		0,73032	0,25159	2,66822	0,73032	0,25159	2,66822				0	0	0			
	Перераспределение нагрузок по фазам ТП+26	тп	1	2024	2024	Тыс. кВтч		0,60683	0,20905	2,21705	0,60683	0,20905	2,21705				0	0	0			
Итого		-	-	-	-	-	4,27667	4,27667	1,4733	13,24315	4,27667	1,4733	13,24315					9,182	9,182			

Таблица на 2025 г.

№ п/п	Наименование мероприятий	Объемы выполнения (план) с разбивкой по планам действия программы				Плановые численные значения в обозначенной размерности действия программы									Показатели экономической эффективности			Срок амортизации, лет	Затраты (план) млн. руб. (без НДС), с разбивкой по году действия программы		Статья затрат	Источник Финансирования
		Ед. измерения	Всего	2025 г.	2025 г.	Ед. измерения	Всего по году экономия в указанной размерности	2025 г.			2025 г.			Дисконтированный срок осуществления, лет	ВНД, %	ЧДД, %	2025 г.		2025 г.			
								Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.	Численное значение экономии в указанной размерности	Численное значение т.у.т.	Численное значение экономии, тыс. руб.									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	1	2	3	4	5	
Мероприятия по реконструкции и модернизации оборудования, используемого для передачи электрической энергии, в том числе замена на оборудование с более высокой пропускной способностью																						
1	Замена КТП №15 и силового трансформатора (250 кВА)	кТП	1	2025	2025	Тыс. кВтч	8,97481	1,6644	0,57338	4,73236	1,6644	0,57338	4,73236				30	0,783	0,783	Машины и материалы	Амортиз. учтен. в тарифе	
2	Замена трансформатора в ТП-171 (160 кВА)	шт.	1	2025	2025	Тыс. кВтч		1,314	0,45267	3,73606	1,314	0,45267	3,73606				30	0,230	0,230			
3	Замена трансформатора в ТП-50 (250 кВА) Замена трансформатора в ТП-23 (250 кВА)	шт.	2	2025	2025	Тыс. кВтч		3,3288	1,14677	9,46472	3,3288	1,14677	9,46472				30	0,589	0,589			
4	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-56, Ф-2	км	0,84	2025	2025	Тыс. кВтч		0,84045	0,28953	3,07058	0,84045	0,28953	3,07058				30	0,660	0,660			
5	Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-65 до ТП-68	км	0,6	2025	2025	Тыс. кВтч		0,41115	0,14164	1,16901	0,41115	0,14164	1,16901				30	1,005	1,005			
6	Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-68 до ТП-69	км	0,21	2025	2025	Тыс. кВтч		0,39095	0,13468	1,11158	0,39095	0,13468	1,11158				30	0,513	0,513			
7	Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-63 до ТП-65	км	0,85	2025	2025	Тыс. кВтч		0,3732	0,12856	1,06111	0,3732	0,12856	1,06111				30	1,471	1,471			
8	Реконструкция ВЛ-10 кВ от ТП-68 до ТП-107	км	0,32	2025	2025	Тыс. кВтч		0,2466	0,08495	0,70115	0,2466	0,08495	0,70115				30	0,507	0,507			
9	Реконструкция ВЛ-10 кВ отпайка от ВЛ-10 кВ, Ф-23 до ТП-78	км	0,6	2025	2025	Тыс. кВтч		0,21077	0,07261	0,59928	0,21077	0,07261	0,59928				30	1,067	1,067			

10	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-12, Ф-1,3	км	0,75	2025	2025	Тыс. кВтч		0,19399	0,06682	0,55157	0,19399	0,06682	0,55157				30	0,512	0,512		
Итого						Тыс. кВтч	8,97481	8,97481	3,09161	26,197	8,97481	3,09161	26,197	-	-	-	-	7,337	7,337	-	-

Производство и распределение топливно-энергетических ресурсов рассчитываются в единицах условного топлива, где используются коэффициенты перерасчета по угольному эквиваленту, принятые в отечественной статистике, а так же в единицах энергии, принятых в международных организациях — тераджоулях.

При перерасчете топлива и энергии в тонны условного топлива следует руководствоваться следующими коэффициентами перерасчета:

Топлива и энергии	Единицы измерения	Коэффициенты перерасчета в условное топливо по угольному эквиваленту
Электроэнергия	тыс. кВт.ч	0.3445

Для перерасчета топлива и энергии в тераджоули используется следующий порядок:

- 1 тонна (тыс. м³, тыс. кВт. ч, Гкал), умноженная на коэффициент перерасчета в условное топливо, равняется 1 тонне условного

Приложение № 9
к Требованиям к программам
в области энергосбережения
и повышения энергетической
эффективности организаций,
осуществляющих регулируемые
виды деятельности на территории
Кабардино-Балкарской Республики

Источники финансирования программы
в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
(в прогнозных ценах соответствующих лет)

тыс. руб. (без НДС)

№ п/п	Источник финансирования	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	2025 г.	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8
1.	Собственные средства	6,977	5,752	13,457	9,182	7,337	42,705
1.1.	Прибыль на развитие производства, учтенная в тарифе		0,52	4,369			4,889
1.2.	Амортизация, в том числе:	6,977	5,232	9,088	9,182	7,337	37,816
1.2.1.	Амортизация, учтенная в тарифе	6,977	5,232	9,088	9,182	7,337	
1.2.2.	Неиспользованная амортизация прошлых лет (от регулируемых видов деятельности)						
1.2.3.	Прочая амортизация (в т.ч. амортизация от нерегулируемых видов деятельности)						
1.3.	Средства на реализацию Программы, учтенные в тарифе (по целевой статье)						
1.4.	Прочие собственные средства, в том числе:						
1.4.1.	От регулируемых видов деятельности (расходы на сырье и материалы, ремонт подрядным способом, расходы на оплату труда)						
1.4.2.	От нерегулируемых видов деятельности						
2.	Привлеченные средства						
2.1.	Займы/кредиты						
2.2.	Средства бюджета						
2.3.	Прочие привлеченные средства						
	Итого	6,977	5,232	9,088	9,182	7,337	37,816

Прошито, пронумеровано
и скреплено печатью 34 листа(ов)
Генеральный директор

АО «Городские электрические сети»
Р.А. Литвинов

09

2021 г.

