Приложение 1
к приказу от 10.04.2026 № 167

АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

УТВЕРЖДАЮ:
Генеральный директор АО «ДРСК»

_____А.В. Бакай

«10» 04 2026 г.

Пояснительная записка к Программе энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ДРСК» на период 2026-2031 года

г. Благовещенск 2026 г.

Раздел 1. Резюме программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности.

Полное наименование организации	АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».
Адрес организации	675004, Амурская область, г. Благовещенск, ул. Шевченко, д. 32.
Основные виды деятельности	АО «ДРСК» – крупнейшая распределительная сетевая компания Дальнего Востока, оказывающая услуги по передаче электрической энергии по распределительным сетям 0,4-220 кВ, а также по технологическому присоединению потребителей к распределительным сетям на территории Амурской области, Хабаровского и Приморского краев, Еврейской автономной области и южной части Республики Саха (Якутия).
Ответственные за формирование ПЭиПЭЭ	Рабочая группа по анализу системы энергетического менеджмента АО «ДРСК».
Цель ПЭиПЭЭ	Повышение энергоэффективности передачи электроэнергии.
Задачи ПЭиПЭЭ	– Снижение потерь электроэнергии, – Проведение мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности, – Совершенствование системы учета электроэнергии, – Снижение потребления энергетических ресурсов в Организации.
Основные целевые показатели	– Технологический расход электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям - экономия энергетических ресурсов в Организации в натуральном выражении (по всем видам энергетических ресурсов), – Сверхнормативные потери, – Расход электроэнергии (тепловой энергии) на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения, –Удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим

	сетям.
Срок реализации ПЭиПЭЭ	2026-2031 года.
Объем и источники финансирования ПЭиПЭЭ	Объем затрат на реализацию мероприятий Программы составляет 1 444,1 млн. руб. (без НДС), в т.ч. по годам реализации: 2026г. – 225,6 млн. руб.; 2027г. – 196,3 млн. руб.; 2028г. – 285,7 млн. руб.; 2029г. – 250,3 млн. руб.; 2031г. – 292,3 млн. руб.; 2031г. – 193,9 млн. руб. Источниками средств для реализации Программы являются: себестоимость и амортизация.
Ожидаемые конечные результаты реализации ПЭиПЭЭ	– Снижение потерь электроэнергии; – Оптимизация потребления энергетических ресурсов в Организации.
Система организации контроля исполнения ПЭиПЭЭ	Контроль выполнения Программы осуществляет Директор Департамента технического регулирования ПАО «РусГидро». Оперативный контроль хода реализации Программы обеспечивает начальник управления транспорта и учета электрической энергии АО «ДРСК». Контроль хода реализации мероприятий Программы обеспечивают филиалы АО «ДРСК».
Основание для разработки ПЭиПЭЭ	– Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации», – 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 ПАО «РусГидро» от 20.08.2025 № 684 «Об утверждении Регламента формирования и мониторинга реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности Группы РусГидро». – Методические рекомендации утвержденные Распоряжением ПАО «РусГидро» о 02.12.2024 № 557р

Раздел 2. Общая информация

2.1. Общие сведения об организации:
АО «Дальневосточная распределительная сетевая компания».
Вид собственности: акционерное общество.
Отраслевая принадлежность: электроэнергетика.
ИНН: 2801108200
Адрес: 675004, Амурская область, г. Благовещенск, ул. Шевченко, д. 32.
Ф.И.О. Ген. директора: Бакай Александр Васильевич.
Тел/факс: (4162)397-359/397-902;397-903.
E-mail: doc@drsk.ru.
В состав Общества входят следующие филиалы:

- Амурские электрические сети
- Приморские электрические сети
- Хабаровские электрические сети
- Электрические сети Еврейской АО
- Южно-Якутские электрические сети.

2.2. Общие сведения об организации, проводившей энергетическое обследование:

ООО «Предприятие группы «Городской центр экспертиз» - «Городской центр экспертиз-энергетика» (ООО «ГЦЭ-энерго»). Имеет свидетельство о членстве в СРО (свидетельство СРО-Э-010-005/2010 от 25.08.2010г.), а также свидетельство СРО о допуске к работам по энергообследованию (свидетельство 16 № 010028, выдано 12.05.2009г.).
Вид энергообследования:

- Документальное обследование: Сбор данных о предприятии и структурных подразделениях, технической и технологической документации (схемах энергоснабжения, оборудовании, режимах работы, схем технического и коммерческого учета и т. д.), для получения объективных данных об объеме используемых Обществом и передаваемых потребителям энергетических ресурсов и оценки потенциала энергосбережения.
- Инструментальное обследование: выборочное инструментальное обследование подстанций по уровням напряжений и выборочное тепловизионное обследование зданий и сооружений.

Дата проведения: 2016 год.
Дата согласования отчета и энергопаспорта: энергетический паспорт АО «ДРСК» (№ СРО-Э-010-005.2017-059 (декабрь 2016г.) зарегистрирован в Минэнерго РФ 26.05.2017г.
Ф.И.О. руководителя: Генеральный директор ООО «ГЦЭ-энерго» Москаленко А.В.
Тел./факс: (812) 334-59-81
E-mail: energ@gce.ru

Раздел 3. Анализ состояния энергосбережения

Текущее состояние в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организации:

В АО «ДРСК» вопросы энергосбережения, повышения энергоэффективности являются важнейшими элементами в структуре распределения электрической энергии. Снижение потерь электроэнергии при ее транспорте, соблюдение энергоэкономичных технологических режимов работы, замена энергооборудования, совершенствование системы учета, уменьшение энергопотребления эксплуатируемых АО «ДРСК» объектов – являются приоритетными задачами, направленными на снижение потерь электрической

энергии.

В период с 18-29.03.2024 был проведен сертификационный аудит СЭнМ на соответствие требований стандарта ISO 50001:2018. По итогам аудита, на основании рекомендаций, полученных от экспертов АО «РТ-Техприемка», входящих в Государственную корпорацию «Ростех», проводившей сертификационный аудит, АО «ДРСК» получены Сертификаты соответствия требованиям стандарта ISO 50001:2018 «Системы энергетического менеджмента» (далее СЭнМ) от 10.07.2024.

3.1. Общие сведения.

Сведения о наличии зданий административного и административно-производственного назначения, автотранспорта и спецтехники представлены в таблице 1.

Таблица 1

№ п./п.	Показатель	Ед. изм.	2025 год
1.	Количество зданий, находящихся в собственности регулируемой организации, запитанных от сторонних источников электрической и тепловой энергии (всего)	шт.	179
2.	Площадь зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организации, запитанных от сторонних источников электрической энергии	тыс. м2	114,8
3.	Объем зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности регулируемой организации, запитанных от сторонних источников тепловой энергии	тыс. м3	548,8
3.1.	в т. ч. отапливаемый объем	тыс. м3	529,1
4.	Количество единиц автотранспорта	шт.	966
5.	Количество единиц спецтехники	шт.	613

Сведения о количестве точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды представлены в таблице 2.

Таблица 2

№ п./п.	Наименование показателя	Ед. изм.	2025 год
1.	Количество точек поставки энергетических ресурсов на хозяйственные нужды, в том числе:	шт.	479
1.1.	электрической энергии	шт.	320
1.2.	тепловой энергии	шт.	41
1.3.	холодной и горячей воды	шт.	118

3.2. Информация о достигнутых результатах.

3.2.1. Показатели баланса электрической энергии.

Одним из методов производственной и управленческой деятельности, позволяющим повысить энергоэффективность транспортировки и распределения электроэнергии является ежемесячный мониторинг основных производственных показателей (отпуск в сеть, полезный отпуск (услуга), потери).

Основные фактические производственные показатели АО «ДРСК» за 2021-2025 гг. представлены в таблице 3.

Таблица 3

Наименование	ед.изм	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт	2024 г. факт	2025 г. факт
Отпуск в сеть*	млн. кВтч	26 206,0	26 845,9	27 219,3	27 971,4	28 555,2
Полезный отпуск, (услуга)	млн. кВтч	23 856,6	24 625,9	25 022,7	25 790,8	25 178,3
Потери электроэнергии*	млн. кВтч	1 866,2	1 936,6	1 937,1	2 019,3	2 128,2
	%	7,12%	7,21%	7,12%	7,22%	7,45%
Нормативные потери	млн. кВтч	1 828,6	1 897,6	1 887,9	1 966,9	2 075,4
	%	6,98%	7,07%	6,94%	7,03%	7,27%
Сверхнормативные потери	млн. кВтч	37,6	38,9	49,3	52,4	52,8
	%	0,14%	0,14%	0,18%	0,19%	0,18%

Примечание: значения соответствуют фактическим объемам без учета дополнительных факторов используемых для оценки исполнения целевого значения. При оценке КПЭ с учетом факторов фактический отпуск в сеть 2025 года составил 28 543,8 млн.кВтч, общие потери 2 046,6 млн.кВтч (7,17%).

Рост нормативных потерь в 2022 году произошел за счет увеличения объемов передачи электроэнергии по электрическим сетям АО «ДРСК», в т.ч. за счет увеличения по заданию СО перетока по сети 110кВ филиала ЮЯЭС от станций ДГК до ПС 220кВ «Нижний Куранах», что привело к росту нагрузочной составляющей потерь.

Рост общих и нормативных потерь в 2024 и 2025 годах произошел в связи с увеличением отпуска в сеть, а так же в связи с принятием электросетевых комплексов сетевых организаций, лишенных статуса ТСО по филиалам АЭС, ПЭС, ХЭС.

На рост сверхнормативных потерь электроэнергии в 2023 и 2024 годах повлиял прием электросетевых комплексов сетевых организаций, лишенных статуса ТСО по филиалам АЭС, ПЭС, ХЭС и ЮЯЭС.

В целях сокращения технологического расхода электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям (потерь) АО «ДРСК» реализуются следующие мероприятия:

–Мероприятия по оптимизации схемных и режимных параметров в условиях эксплуатации и оперативного управления электрических сетей;

–Мероприятия, направленные на снижение расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;

–Мероприятия по строительству, реконструкции и развитию электрических сетей, вводу в работу энергосберегающего оборудования (снижение потерь носит сопутствующий эффект).

3.2.2. Потребление энергоресурсов.

Фактическое потребление энергоресурсов АО «ДРСК» за 2021-2025 гг. представлено в таблице 4.

Таблица 4

Показатель	ед.изм.	2021 г. факт	2022 г. факт	2023 г. факт	2024 г. факт	2025 г. факт
Потребления ЭЭ организацией на ХН	тыс.кВтч	55 251,6	53 966,3	53 337,7	53 236,9	52 956,7
Потребления ТЭ организацией на ХН	тыс. Гкал	30,1	30,6	30,6	29,5	29,8
Потребления воды организацией на ХН	тыс. куб. м	48,3	48,4	48,0	47,1	48,0
Удельный расход автомобильного топлива	л/км	0,239	0,241	0,240	0,249	0,243

Причины, влияющие на снижение электропотребления на хозяйственные нужды:

- перевод базы Белогорского РЭС с электро- на централизованное отопление с 4 квартала 2021 года;

- исключение двух объектов с 2021 года в филиале «Хабаровские ЭС» по Эльбанскому РЭС в связи с расторжением договора аренды;

- среднесуточная температура наружного воздуха выше по сравнению с аналогичным периодом предыдущих лет: в 2023 и 2025 в филиалах «Приморские ЭС» и «ЭС ЕАО», вследствие чего снижено электропотребление котлов и водяных насосов, уменьшен расход потребления на обогрев зданий; в 2023, 2024 (1 и 2 квартал), 2025 (январь, февраль, сентябрь) - в филиале «ЮЯЭС», поэтому электрические котлы отопления в Томмотском РЭС и на Северном участке работали в экономном режиме и дополнительно не использовались электрические ТЭНы для обогрева помещений; в 2024 году - в филиале «Амурские ЭС», в связи с чем проводились регулировочные работы на электротепловых установках; в 2025 - в филиале «Хабаровские ЭС», поэтому отопительный сезон стартовал позже (в 2024 г. отопительный сезон начат 6 октября, в 2025 г. отопительный сезон начат 14 октября);

- введение в действие системы энергороутера (ИА).

Причины, влияющие на снижение потребления тепловой энергии на хозяйственные нужды:

- среднесуточная температура наружного воздуха выше по сравнению с аналогичным периодом предыдущих лет (аналогично с пояснениями по электроэнергии, но в части централизованного отопления);

- утепление трубопроводной системы в местах порыва (износа) утеплителя, утепление зданий в филиале «ЮЯЭС» в 2023 году;

- временное отключение горячего водоснабжения в зданиях филиала «Амурские ЭС» и ИА при подготовке г. Благовещенска к отопительному сезону;

- несоблюдение температурного графика в 2023 году контрагентом Кузбассэнерго (Приморская ГРЭС): температура теплоносителя в подающих трубопроводах составляет 25-38 °С, нормативная температура не менее 60 °С;

- перевод части тепловой нагрузки в ноябре 2024 г. с централизованного теплоснабжения на теплоснабжение от элетробойлеров по инициативе СП в Пожарском РЭС филиала «Приморские ЭС»;

- перекрытие радиаторов отопления в малоэксплуатироуемых помещениях (ИА).

Причины, влияющие на увеличение потребления тепловой энергии на хозяйственные нужды:

- перевод базы Белогорского РЭС с электро- на централизованное отопление с 4 квартала 2021 года;

- среднесуточная температура наружного воздуха ниже по сравнению с аналогичным периодом предыдущих лет: в 2022 - в филиале «ЭС ЕАО»; в 2025 году (март, октябрь, декабрь) - в филиале «ЮЯЭС» в г. Алдан (Алданский РЭС) и в г. Нерюнгри (Нерюнгринский РЭС);

- превышение температуры подаваемой тепловой энергии теплоснабжающей организации АО АФ «Теплоэнергосервис» в Алданском РЭС в мае 2025 года. Наличие открытой схемы теплоснабжения — трёхтрубная система, теплоснабжающая организация вынуждена поддерживать минимальную температуру теплоносителя на уровне не ниже 60 ^{o}С согласно СанПиН, в связи с тем, что поставка ГВС (теплоносителя) населению г. Алдан производится из системы теплоснабжения.

Причины, влияющие на снижение потребления воды на хозяйственные нужды:

- экономия ГВС из-за перевода нагрузки на электробойлера в Пожарском РЭС

филиала «Приморские ЭС» с 2024 года;

- периодическое отключение ГВС, в связи с необходимостью разбора и ревизии тепловых элеваторов в зданиях и сооружениях филиала «Хабаровские ЭС»;
- проведение ремонтов систем холодного водоснабжения и сантехнического оборудования;
- до 01.11.2023 потребление ГВС на промышленной площадке «РПБ», участке Центральном и участке Северном учитывалось и оплачивалось согласно договорных объемов. С 01.11.2023 на вышеуказанных объектах были введены в эксплуатацию приборы учёта ГВС;
- снижение количества персонала (наличие ваканский).

Причины, влияющие на увеличение потребления воды на хозяйственные нужды:

- порывы на сетях водоснабжения Кавалеровского, Южного и Октябрьского РЭС филиала «Приморские ЭС» в 2025 году, связанные с их физическим износом.

Причинами, влияющие на изменение расхода топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям, являются следующие факторы:

– изменение количества аварийно-восстановительных и других работ при эксплуатации электросетевого комплекса Общества по различным причинам (в т. ч. ледяной дождь, последствия тайфунов, увеличение количества заявок на технологическое присоединение, другие изменения, повлекшие увеличение пробега автотранспорта);

– дисциплина водителей и машинистов при эксплуатации ТС (использование автомобиля в непроизводственных целях, хищение и недоливы топлива, вмешательство в работу спидометрового оборудования);

– обновление автомобильного парка;

– простой техники по различным причинам (отсутствие водителей, в связи с ремонтом, под погрузкой, в ожидании пассажиров и др.);

– условия эксплуатации транспортных средств (дорожные условия, температура воздуха, гористая местность, движение в населенных пунктах с частыми остановка и т.п.);

– использование многофункциональной техники (например, МКМ-200 на шасси грузового автомобиля может заменить три ед. техники: автоподъемник, автокран, грузовой автомобиль);

– оптимизация маршрутов перевозок пассажиров и грузов (диспетчеризация);

– техническое состояние автоспецтехники (износ узлов и агрегатов, неисправность топливной системы автомобиля).

Указанных результатов удалось достичь путем реализации мероприятий ПЭиПЭЭ.

Основные мероприятия, направленные на снижение расхода электрической и тепловой энергии в зданиях, строениях и сооружениях:

– замена старых светильников с лампами накаливания на новые энергосберегающие (включая светодиодные);

– оптимизация работы средств отопления (организационное мероприятие).

Основные мероприятия, направленные на снижение расхода горюче-смазочных материалов:

– оснащение системами мониторинга работы автотранспорта и учета топлива ГЛОНАСС/GPS (Автограф, СКАУТ, Omnicom) с последующим анализом информации, получаемой от этих систем (позволит минимизировать хищения ГСМ, недоливы на АЗС, минимизируются случаи использования ТС в непроизводственных целях, имеется возможность снижения норм расхода топлива);

– контроль тех. состояния ТС;

– контроль и учет работы спидометрового оборудования ТС;

– своевременное обновление автопарка (по возможности) с мониторингом наличия на рынке новейших видов техники;

– минимизация простоев техники с включенным двигателем;

– контроль списания топлива (оформление путевой документации).

В АО «ДРСК» идентифицированы следующие применяемые виды энергии, использующиеся для осуществления операционной деятельности:

– электроэнергия;

– тепловая энергия;

– автомобильное топливо.

Области значительного использования энергии в Обществе установлены и ранжированы следующим образом:

– нормативные потери электроэнергии (технологический расход электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям) (%);

– сверхнормативные потери электроэнергии (%);

– расход электроэнергии на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения (тыс.кВтч);

– расход тепловой энергии на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения (Гкал);

– удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям (л/км).

3.3. Основные плановые производственные показатели АО «ДРСК» на 2026–2031 гг. представлены в таблице 5.

Таблица 5

Наименование	ед.изм	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Отпуск в сеть	млн. кВтч	28 692,9	28 868,7	29 029,1	29 186,0	29 348,5	29 638,2
Полезный отпуск, (услуга)	млн. кВтч	25 276,6	25 428,2	25 586,1	25 741,0	25 900,9	26 245,8
Потери электроэнергии*	млн. кВтч	2 087,9	2 096,8	2 103,9	2 110,6	2 117,6	2 133,8
	%	7,28%	7,26%	7,25%	7,23%	7,22%	7,20%
Нормативные потери	млн. кВтч	2 035,3	2 045,7	2 053,9	2 061,7	2 069,8	2 087,0
	%	7,09%	7,09%	7,08%	7,06%	7,05%	7,04%
Сверхнормативные потери	млн. кВтч	52,6	51,1	50,0	48,9	47,8	46,8
	%	0,18%	0,18%	0,17%	0,17%	0,16%	0,16%

Примечание: При оценке КПЭ с учетом факторов общие потери в 2026 году запланированы в объеме 2 055,3 млн.кВтч (7,16%), в 2027 году 2 094,6 млн.кВтч (7,17%).

Показатели баланса электроэнергии по уровням напряжения на 2026 г. представлены в таблице 6.

Таблица 6

№ п/п	Наименование показателя	Всего	ВН	СН1	СН2	НН
1	Отпуск электроэнергии в сеть, тыс.кВтч	28 692 861	23 154 316	9 584 694	14 579 107	4 713 423
	Объем переданной (потребленной) электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к объектам ЕНЭС, переданным в аренду ТСО,	3 769 899	3 391 614	201 507	170 884	5 895

	тыс.кВтч					
2	Объем (количество) переданной электроэнергии (отпуск из сети), всего, тыс.кВтч	26 604 929	9 312 693	1 652 958	11 463 785	4 175 493
2.1	объем (количество) переданной (потребленной) электроэнергии потребителям, непосредственно подключенным к шинам подстанций, тыс.кВтч	3 856 538	790 610	570 989	12 453 415	41 524
3	Потери электроэнергии в сети, всего, тыс.кВтч	2 087 933	714 705	395 557	439 741	537 930
3.1	Потери электроэнергии в процентах от отпуска электроэнергии в сеть, всего, %	7,28%	3,09%	4,13%	3,02%	11,41%
3.2	Технологические потери электроэнергии, тыс.кВтч	2 035 341	714 705	395 557	439 741	485 339
3.3	Не технологические потери электроэнергии, тыс.кВтч	52 592				52 592

3.4. Плановые объемы расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды и моторного топлива АО «ДРСК» на 2026–2031 гг. представлены в таблице 7.

Таблица 7

Показатель	ед.изм.	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Потребления ЭЭ организацией на ХН	тыс.кВтч	54 689,4	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 524,7
Потребления ТЭ организацией на ХН	тыс. Гкал	31,1	29,2	29,1	29,1	29,1	29,1
Потребления воды организацией на ХН	тыс. куб. м	51,0	46,1	46,1	46,1	46,1	49,8
Удельный расход автомобильного топлива	л/км	0,246	0,251	0,252	0,253	0,253	0,253

Раздел 4. Расчет целевых показателей

Общие сведения для расчета целевых показателей программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ДРСК» представлены в приложениях 4, 5.

Перечень целевых показателей реализации программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ДРСК» представлен в приложениях 1, 3.

Фактическое потребление энергоресурсов в 2025 году и их потребление на конец действия Программы приведен в таблице 8.

Таблица 8

Целевые показатели	ед.изм.	2025 (факт)	2031 (план)
Нормативные потери электроэнергии	%	7,27	7,04
Сверхнормативные потери электроэнергии	%	0,18	0,16
Годовой объем потребления ЭЭ организацией на ХН	тыс.кВтч	52 956,7	54 696,6
Годовой объем потребления ТЭ организацией на ХН	тыс.Гкал	29,8	31,1
Годовой объем потребления воды организацией на ХН	тыс.куб.м	48,0	51,0
Удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям	л/км	0,243	0,253

используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям			

Расчет целевых показателей произведен в соответствии с действующей в АО «ДРСК» методикой.

Увеличение потребления электрической энергии на хоз. нужды обусловлено:

- принятием электросетевых комплексов в результате консолидации ТСО, потерявших статус сетевых, по филиалам «Амурские ЭС», «Приморские ЭС» и «Хабаровские ЭС»;

- вводом в 4 кв. 2026 г. в эксплуатацию здания монтерского пункта с гаражом на Самарском мастерском участке Октябрьского РЭС и здания гаража на Волочаевском мастерском участке Смидовичского РЭС, в 4 кв. 2030 г. здания гаража на территории базы филиала «ЭС ЕАО».

Увеличение потребления тепловой энергии на хоз. нужды обусловлено:

- принятием электросетевых комплексов в результате консолидации ТСО, потерявших статус сетевых, по филиалам «Амурские ЭС», «Приморские ЭС» и «Хабаровские ЭС»;

- включением в договор теплоснабжения филиала «Приморские ЭС» с АО «ДГК» здания подстанции «ВТЭЦ-1», приобретенного АО «ДРСК» у АО «ДГК» по договору купли-продажи от 01.08.2025 г. № 123/ПТС-25/25-1181. Дополнительным соглашением к договору теплоснабжения от 02.02.2026 г., исходя из объема здания, зафиксирован прирост годового объем теплопотребления ПС «ВТЭЦ-1» в количестве 206,4 Гкал;

- вводом в эксплуатацию в 4 кв. 2030 года здания гаража на территории базы филиала;

- вводом в эксплуатацию новых объектов в филиале «Хабаровские ЭС»: Хорский участок РЭС (Ситинский участок, участок п. Бичевая, Мухенский участок) 1 кв. 2025 г.

Увеличение потребления воды на хоз. нужды обусловлено:

- вводом в эксплуатацию новых объектов в филиале «Хабаровские ЭС»: Хорский участок РЭС (Ситинский участок, участок п. Бичевая, Мухенский участок) 1 кв. 2025 г.;

- планированием потребления воды для полной укомплектованности персонала.

Раздел 5. Мероприятия по энергосбережению

Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АО «ДРСК» на 2026-2031 гг., а также показатели их реализации, представлены в приложении 2 и вошли в следующие разделы:

1. Совершенствование технологических процессов

В данный раздел вошли организационно-технические мероприятия, выполняемые филиалами АО «ДРСК».

1.1. Отключение трансформаторов на ПС с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок.

Экономически целесообразный режим работы трансформаторов на подстанциях относится к эффективным мероприятиям по снижению потерь электроэнергии. Нагрузочные потери и потери холостого хода в трансформаторах сопоставимы между

собой. В режимах недогрузки трансформаторов потери холостого хода превышают потери в обмотках трансформатора. Поэтому имеет смысл отключать часть параллельно работающих трансформаторов.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 9.

Таблица 9

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	5 350,5	5 514,4	5 519,5	5 514,4	5 514,4	5 514,4
Экономический эффект, млн. руб.	20,2	22,3	23,9	25,5	27,2	29,0

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.2. Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой

Одним из мероприятий по сокращению технологического расхода электроэнергии (потерь) является увеличение эффективности использования трансформаторов за счет сезонного отключения (сезонная работа в летнее время: дачные участки, оздоровительные лагеря и т. д.).

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 10.

Таблица 10

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	1 775,3	1 789,0	1 794,2	1 789,0	1 789,0	1 789,0
Экономический эффект, млн. руб.	6,7	7,2	7,8	8,3	8,8	9,4

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.3. Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ

Характерной особенностью режима работы электрических сетей 0,38 кВ является неравномерность загрузки фаз.

Выравнивание нагрузок производится переключением нагрузки с более загруженной фазы на менее загруженные после проведения замеров нагрузок по фазам линии и анализа результатов.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 11.

Таблица 11

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	76,3	90,3	89,6	88,9	88,9	88,9
Экономический эффект, млн. руб.	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.4. Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному

Снижение потерь электроэнергии можно достигнуть повышением пропускной способности сетей путем приведения уровня напряжения на участке сети к номинальному. Данное мероприятие должно проводиться не менее двух раз в год для характерных (сезонных) изменений нагрузок, его эффективность рассчитывается для каждого характерного периода (сезона) отдельно.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 12.

Таблица 12

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	485,5	487,5	487,5	489,5	489,5	491,5
Экономический эффект, млн. руб.	1,9	2,1	2,3	2,5	2,7	2,9

Порядок расчета:

Расчёт эффекта производился с использованием сертифицированного программного комплекса РТП 3.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.5. Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 13.

Таблица 13

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	319,1	319,7	319,7	320,3	320,3	320,8
Экономический эффект, млн. руб.	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8

Порядок расчета:

Эффект по данному мероприятию рассчитывается с помощью сертифицированного программного комплекса РТП-3.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э = Э_{ЭН} * T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

1.6. Оптимизация мест размыкания линий 6-10 кВ с двусторонним питанием

Одним из мероприятий по снижению потерь электроэнергии в распределительной сети напряжением 10 кВ является оптимизация мест разрыва электрической сети, которое осуществляется на основе перебора точек возможного размыкания сети с оценкой

изменения потерь как в размыкаемой, так и в питающей сети (в связи с перераспределением нагрузок сети между узловыми подстанциями).

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 14.

Таблица 14

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	1 246,7	1 247,5	1 247,5	1 248,4	1 248,4	1 249,2
Экономический эффект, млн. руб.	5,1	5,5	5,8	6,2	6,6	7,0

Порядок расчета:

Расчёт эффекта производился с использованием программного комплекса РТП 3.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов

В данном разделе представлены мероприятия, направленные на снижение электропотребления на собственные и хозяйственные нужды организации.

2.1. Разделение цепей подогрева приводов и баков выключателей 35-110 кВ

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 15.

Таблица 15

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	384,5	384,5	384,5	384,5	384,5	384,5
Экономический эффект, млн. руб.	1,4	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8

Порядок расчета:

$Э_{ЭН} = n * Ч * Р_{под}$

где n-количество подогревателей, шт.;

Ч-число часов работы подогревателей, ч;

Рпод –мощность подогревателей, кВт;

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.2. Замена осветительных устройств на светодиодные

Снижение расхода электроэнергии на хозяйственные нужды можно достичь путем замены осветительных устройств на светодиодные. Эффект получается за счет сокращения потребления электроэнергии, при этом, не теряя в освещенности, и за счет большего срока эксплуатации.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 16.

Таблица 16

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	46,6	67,0	88,7	81,4	37,6	24,4
Экономический эффект, млн. руб.	0,3	0,4	0,6	0,5	0,3	0,2
Затраты, млн.руб.	1,0	1,5	0,9	0,8	0,4	0,3

Порядок расчета:

$$Э_{ЭН}=(\sum P_{ДРЛ}-\sum P_{LED})*T_{год}$$

где:

$\sum P_{ДРЛ}-$ суммарная мощность ламп накаливания;

$\sum P_{LED}-$ суммарная мощность светодиодных ламп;

$T_{год}-$ среднее число часов работы ламп в год;

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э=Э_{ЭН}*T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.3. Замена ПЭТ на конвекторы

При расчете технико-экономического эффекта от замены ПЭТ на конвектор принимается мощность одного ПЭТ = 1,5 кВт, мощность конвектора = 1,5 кВт.

Экономический эффект от внедрения данного мероприятия обусловлен тем, что ПЭТ в холодное время работает без отключения не зависимо от температуры окружающей среды, а конвекторы имеют автоматику на отключение, особенно это актуально для осенних и весенних периодов года. Например, в сентябре и октябре продолжительность работы ПЭТ-24 часа в сутки, а конвектора - 14 часов, так как температура в эти месяцы днём существенно отличается от ночной. В ноябре разница составляет 4 часа. Таким образом, экономический эффект - это разница расхода электроэнергии, которую потребит ПЭТ и конвектор в течение года.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 17.

Таблица 17

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	60,8	98,0	26,2	26,2	26,2	26,2
Экономический эффект, млн. руб.	0,5	0,8	0,2	0,2	0,3	0,3
Затраты, млн.руб.	0,5	0,6	0,1	0,1	0,2	0,2

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э=Э_{ЭН}*T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.4. Оптимизация режима обогрева оборудования и сооружения ПС

Снижение расхода электроэнергии на хозяйственные нужды можно достичь путем проведения ремонта водонагревателя в оперативно-диспетчерской службе филиала «Приморские ЭС».

Экономический эффект от внедрения данного мероприятия будет достигнут за счет разности мощности водонагревательного элемента при ремонте водонагревателя.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 18.

Таблица 18

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.
Эффект, тыс. кВтч	33,1	186,3	49,7	144,9	92,0
Экономический эффект, млн. руб.	0,3	1,6	0,5	1,4	1,0

Затраты, млн.руб.	2,2	1,3	0,2	0,4	0,2

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.5. Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП

При замене перегруженных линий учитывается фактическая нагрузка линий, предполагаемое ее увеличение на ближайшую перспективу и стоимость замены проводов.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 19.

Таблица 19

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс. кВтч	376,8	321,2	484,5	312,4	389,0	336,9
Экономический эффект, млн. руб.	1,7	1,6	2,4	2,0	2,5	2,5
Затраты, млн.руб.	97,5	100,4	139,1	100,4	140,2	105,9

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.6. Замена ответвлений в жилые дома на СИП

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 20.

Таблица 20

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс.кВтч	19,2	15,7	10,5	11,3	12,6	11,8
Экономический эффект, млн.руб.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Затраты, млн.руб.	12,1	9,4	9,3	9,8	10,5	10,1

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.7. Замена перегруженных трансформаторов

Данное мероприятие запланировано в филиалах «Приморские ЭС» и «Хабаровские ЭС».

В 2026 году в филиале «Приморские ЭС» планируется провести замену перегруженного трансформатора мощностью 160 кВА на 250 кВА.

В период 2026-2031 года в филиале «Хабаровские ЭС» планируется провести замену 6-ти перегруженных трансформаторов: 2 шт. мощностью 400кВА на 630кВА, 1 шт. 160кВА на 250кВА, 3 шт. 250кВА на 400кВА..

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 21.

Таблица 21

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс.кВтч	4,5	1,3	3,2	2,0	2,0	2,0
Экономический эффект, млн.руб.	0,02	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01
Затраты, млн.руб.	1,5	0,6	1,1	1,0	1,0	1,1

Расчет эффекта произведен согласно Инструкции по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

2.8. Замена недогруженных трансформаторов (или демонтаж)

В 2029 году в филиале «Южно-Якутские ЭС» планируется провести демонтаж 4-ёх недогруженных трансформаторов: 1 трансформатор мощностью 400 кВА, 1 трансформатор мощностью 630 кВА и 2 трансформатора мощностью 160 кВА.

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 22.

Таблица 22

Наименование показателя	2029 г.
Эффект, тыс.кВтч	16,2
Экономический эффект, млн.руб.	0,1
Затраты, млн.руб.	0,1

Расчет эффекта проводился в соответствии с Инструкцией по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений.

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$Э = Э_{ЭН} * Т_{П}$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$Т_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

4. Реконструкция и модернизация энергетических ресурсов.

4.1. Замена баковых выключателей на вакуумные (элегазовые).

При выполнении данного мероприятия экономия электроэнергии происходит за счет снижения потребления электроэнергии на обогрев выключателей. В случае если характеристики нагревательных элементов одинаковые, то эффекта не будет.

Данное мероприятие в период 2026-2031 гг. запланировано в филиалах Амурские ЭС, Приморские ЭС и ЭС ЕАО в количестве 59 штук.

В филиале Амурские ЭС всего планируется заменить 35 шт., в т.ч. на ПС 110 кВ «Михайловка», «Бурейск», «Волково» в количестве 15 шт., на ПС 35 кВ «10/70», «Михайловка», «Бурейск», «Промышленная», «Волково», «Базовая», «Ольгинск», «Бузули», «Коммунальная», «Украина» и «Коболдо» в количестве 20 шт.

В филиале Приморские ЭС всего планируется заменить 22 шт. на ПС 110 кВ «Западная», «Находка», «Промышленная» и «Голубовка».

Планируемый эффект от выполнения данного мероприятия приведен в таблице 23.

Таблица 23

Наименование показателя	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Эффект, тыс.кВтч	353,8				512,7	
Экономический эффект, млн.руб.	1,3				2,3	
Затраты, млн.руб.	105,4	77,5	130,1	134,9	230,2	76,3

Порядок расчета:

$$Э_{ЭН}=(\sum P_{обогр.до\ замены}-\sum P_{обогр.поле\ замены})*T_{работы\ обогр.}$$

где:

$\sum P_{обогр.до\ замены}$ – суммарная мощность обогревателей используемых в масляных выключателях, тыс.кВтч;

$\sum P_{обогр.после\ замены}$ – суммарная мощность обогревателей используемых в вакуумных (элегазовы) выключателях, тыс.кВтч;

$T_{работы\ обогр.}$ – число часов работы обогревателей в году, ч.;

Порядок расчета эффекта в денежном выражении:

$$Э=Э_{ЭН}*T_{П}$$

где $Э_{ЭН}$ - эффект в тыс.кВтч;

$T_{П}$ - тариф покупки потерь электроэнергии.

7. Иные мероприятия.

7.1. Минимизация количества плашечных зажимов.

Данное мероприятие направлено на надежность сети. Проведение данного мероприятие не приводит к сокращению потерь электроэнергии. Мероприятие запланировано по филиалам АЭС, ПЭС, ХЭС и ЮЯЭС.

Информация о запланированных объемах по данному мероприятию приведена в таблице 24.

Таблица 24

ед. измерения	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Количество, шт.	1 065	1 001	883	9726	42	16
Затраты, млн.руб.	5,4	5,1	4,8	2,9	0,3	0,1

Раздел 6. Финансирование и стимулирование реализации мероприятий по энергосбережению

Финансирование мероприятий, включенных в программу по энергосбережению и повышению энергоэффективности АО «ДРСК» на период 2026-2031 гг., осуществляется в рамках бизнес-плана Общества (эксплуатационные затраты), а также принятых инвестиционной и ремонтной программ.

Сводные затраты на выполнение мероприятий по энергосбережению и повышению энергоэффективности на 2026-2031 гг. составляют 1 444,1 млн. руб., в том числе:

2026г. – 225,6 млн. руб;
2027г. – 196,3 млн. руб;
2028г. – 285,7 млн. руб;
2029г. – 250,3 млн. руб;
2030г. – 292,3 млн. руб.;
2031г. – 193,9 млн. руб.

Источники финансирования и сводные затраты на реализацию программы представлены в таблице 25.

Таблица 25

Показатели	2026 г.	2027 г.	2028 г.	2029 г.	2030 г.	2031 г.
Годовые затраты на реализацию Программы (млн.руб. без НДС), в т.ч.	225,6	196,3	285,7	250,3	292,3	193,9
инвестиционная программа, в т.ч.	105,4	77,5	130,1	134,9	139,6	76,3
- амортизация (млн.руб.)	105,4	77,5	130,1	134,9	139,6	76,3
- прибыль (млн.руб.)						
- заемные средства (млн.руб.)						
- бюджетные средства (уровень бюджета) (млн.руб.)						
- прочие (млн.руб.)						
ремонтный фонд (млн.руб.)	119,9	118,6	155,3	115,2	152,6	117,4
прочие средства (млн.руб.)	0,3	0,3	0,3	0,1	0,2	0,0

Раздел 7. Мониторинг реализации Программы энергосбережения

Мониторинг достижения плановых ПЭР, а также реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности осуществляется ежеквартально и ежегодно. В ходе мониторинга рассматривается следующая информация о состоянии энергосбережения и повышения энергетической эффективности Общества:

- об анализе причин достижения (не достижения) целевых показателей, утвержденных ПЭиПЭЭ;
- о статусе выполнения запланированных на текущий год мероприятий ПЭиПЭЭ;
- о причинах недовыполнения (изменения) фактических параметров ПЭиПЭЭ относительно плановых;
- о шагах направленных на устранение факторов, препятствующих исполнению плановых значений в последующие периоды;
- о прогнозе исполнения ПЭиПЭЭ;
- о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отчетном периоде и накопительным итогом за все время реализации ПЭиПЭЭ;
- об экономических показателях реализации ПЭиПЭЭ, в том числе фактических и плановых затратах на реализацию ПЭиПЭЭ, сведениях о фактических источниках финансирования;
- об изменении потерь энергетических ресурсов при их передаче или снижении потребления энергетических ресурсов в отчетном году и за все годы реализации ПЭиПЭЭ для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном выражении и денежном выражении;

- об изменении расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в отчетном периоде;
- о фактических и плановых значениях целевых показателей ПЭиПЭЭ;
- о реализации мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, затратах на их реализацию и полученных результатах.

По результатам мониторинга определяется необходимость корректировки плановых значений целевых показателей и мероприятий по энергосбережению в филиалах АО «ДРСК».

Раздел 8. Оценка соответствия требований стандарта ГОСТ Р ИСО 50001:2018

Приказом ПАО «РусГидро» от 20.08.2025 № 684 утвержден Регламент формирования и мониторинга реализации программ в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности Группы РусГидро.

Программа энергосбережения и повышения энергоэффективности АО «ДРСК» на период 2026-2031 года разработана в соответствии с требованиями настоящего Регламента.

Для организации в филиалах АО «ДРСК» работ, направленных на энергосбережение и повышение энергоэффективности ежегодно по Обществу, выпускаются организационно-распорядительные документы, устанавливающие ответственность по подготовке, формированию и контролю выполнения мероприятий по энергосбережению.

При формировании, реализации и мониторинге программ в области энергосбережения и повышения энергоэффективности филиалами АО «ДРСК» учитываются требования, установленные органами государственного регулирования тарифов по зонам действия филиалов АО «ДРСК», а также приказом Минэнерго РФ 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».

Энергетический анализ проводится ежегодно в 4 квартале. Результатом проведенного энергетического анализа является проект программы по энергосбережению и повышению энергетической эффективности АО «ДРСК».

Раздел 9. Вывод

По результатам энергетического анализа, проведенного в ходе формирования ПЭиПЭЭ АО «ДРСК» на 2026-2031 гг., определены следующие области значительного использования энергии (ЗИЭ) Обществом (далее – *ЗИЭ*):

1. Нормативные потери;
2. Сверхнормативные потери;
3. Расход электроэнергии на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения;
4. Расход тепловой энергии на хозяйственные нужды зданий административно-производственного назначения;
5. Расход топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям.

В качестве значимых переменных факторов, влияющих на потребление энергетических ресурсов в указанных *областях* определены:

- изношенность электрооборудования, старение изоляции;
- несоответствие используемого электрооборудования существующим нагрузкам;
- не оптимальный установившийся режим в сетях по уровням напряжения и реактивной мощности;
- качество электроэнергии;
- искажение предоставляемых объемов полезного отпуска энергосбытовой компанией;
- дата снятия показаний в отчетном периоде;
- выход из строя измерительного прибора учета;
- температура наружного воздуха;
- продолжительность светового дня;
- продолжительность отопительного сезона;
- искажение показаний одометров и мотосчетчиков водительским персоналом;
- не целевое использование техники;
- бесконтрольное списание топлива на работу спец. механизмов.

Лица, влияющие или воздействующие на значительное потребление энергии Обществом, и находящиеся под управлением Общества, определены внутренними нормативными документами, распорядительными документами, а также положениями о подразделениях и должностными инструкциями в качестве персонала, осуществляющего эксплуатацию объектов Общества.

Для указанных областей значительного потребления энергетических ресурсов определены возможности для улучшения энергетической результативности отраженные как мероприятия, основной целью которых является энергосбережение и повышение энергетической эффективности:

1. Совершенствование технологических процессов:
   1.1. Отключение в режимах малых нагрузок трансформаторов на ПС с 2-мя и более трансформаторами,
   1.2. Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой,
   1.3. Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ,
   1.4. Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному,
   1.5. Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений,
   1.6. Оптимизация мест размыкания линий 6-10 кВ с двусторонним питанием.
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов на хозяйственные нужды:
   2.1. Разделение цепей подогрева приводов и баков выключателей 35-110 кВ,
   2.2. Замена осветительных устройств на светодиодные,
   2.3. Замена ПЭТ на конвекторы,
   2.4. Оптимизация режима обогрева оборудования и сооружения ПС,
   2.5. Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП,
   2.6. Замена ответвлений в жилые дома на СИП,
   2.7. Замена перегруженных трансформаторов,
   2.8. Замена недогруженных трансформаторов (или демонтаж).
3. Реконструкция и модернизация энергетических установок:
   3.1. Замена масляных выключателей 35 кВ на элегазовые.
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок.

4.1. Минимизация количества плашечных зажимов.

Суммарный прогнозный эффект от реализации мероприятий, основной целью которых является энергосбережение и повышение энергетической эффективности в 2026 году составит 10 532,8 тыс.кВтч (41,0 млн.руб.)

Фактические показатели по мероприятиям, включенным в программу энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ДРСК» за период 2023-2025 года представлены в таблице 26.

Таблица 26

Наименование показателя	ед.изм.	Факт 2023 г.	Факт 2024 г.	Факт 2025 г.
Экономия	тыс.кВтч	10 657,7	10 731,2	11 695,7
	млн.руб.	38,0	40,4	45,0
Затраты	млн.руб.	131,1	98,8	216,6

Реализация Программы также обеспечит высвобождение дополнительных финансовых средств для реализации мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности за счет полученной экономии в результате снижения затрат.

Сиглюк Евгений Олегович
8(416-2) 397-143

Приложение 1 к приказу от 10.04.2026 № 167

ПАСПОРТ

ПРОГРАММА
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
АО "ДАЛЬНЕВОСТОЧНАЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ"
НА 2026-2031 ГОДЫ

Основание для разработки программы	Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"
Почтовый адрес	675000, Амурская область, г. Благовещенск, ул. Шевченко, д. 32
Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)	Заместитель Генерального директора по развитию АО «ДРСК»
Даты начала и окончания действия программы	2026-2031 годы

Сведения по объектам осуществляющим передачу электрической энергии

Год	Затраты на реализацию программы, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе, направленная на реализацию мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности, %	Топливно-энергетические ресурсы (ТЭР)							
				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	
	всего	в т.ч. капитальные		тыс. кВтч без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	тыс. кВтч без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды
2025	216,6	104,3	1,1%	2 128 231,8	8 079,7	11 695,7	45,0				
2026	225,6	105,4	0,6%	2 087 932,7	9 318,7	10 532,8	41,0				
2027	196,3	77,5	0,6%	2 096 752,4	9 905,9	10 522,5	44,9				
2028	285,7	130,1	2,3%	2 103 931,1	11 330,8	10 505,4	46,9				
2029	250,3	134,9	2,3%	2 110 582,4	12 390,6	10 429,5	50,5				
2030	292,3	139,6	2,4%	2 117 632,8	13 505,2	10 905,5	55,7				
2031	193,9	76,3	1,3%	2 133 839,6	14 668,9	10 239,7	55,6				
ВСЕГО	1 660,6	768,0	0,0%	14 778 902,9	79 199,7	74 831,0	339,6				

Целевые и прочие показатели программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	2025г.	Плановые значения целевых показателей по годам					
				2026г.	2027г.	2028г.	2029г.	2030г.	2031г.
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12
1	Целевые показатели								
1.1	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВт. ч	52 956,7	54 689,4	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 524,7
1.2	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	29,8	31,1	29,2	29,1	29,1	29,1	29,1
1.3	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м	48,0	51,0	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
1.4	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. кВт. ч	52 956,7	54 689,4	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 524,7
1.5	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. Гкал	29,8	31,1	29,2	29,1	29,1	29,1	29,1
1.6	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м	48,0	51,0	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
1.7	Нормативные потери ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям (% к отпуску в сеть)	%	7,27%	7,09%	7,09%	7,08%	7,06%	7,05%	7,04%
1.8	Сверхнормативные потери ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям (% к отпуску в сеть)	%	0,18%	0,18%	0,18%	0,17%	0,17%	0,16%	0,16%
1.9	Удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям	л/км	0,243	0,246	0,251	0,252	0,253	0,253	0,253
2	Прочие показатели								
2.1	Общий объем освоения по всем мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности	млн.руб.	216,6	225,6	196,3	285,7	250,3	292,3	193,9

Перечень мероприятий основной целью которых является энергосбережение и (или) повышение энергетической эффективности
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы								Плановые числовые значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы																Показатели экономической эффективности			Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы										Статья затрат	Источник финансирования	Идентификатор инвестиционного проекта
												2026 год			2027 год		2028 год		2029 год		2030 год		2031 год																		
		ед. измерения	всего	год 2026	год 2027	год 2028	Год 2029	Год 2030	Год 2031	ед. измерения	всего по годам экономии в указанной размерности	численное значение экономии в указанной размерности	плановое значение экономии, т.к.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.к.т.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т.к.т.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, млн. руб.	дисконтированный срок окупаемости, лет	ИНД, %	ЧДД, млн. руб.	Срок амортизации, лет	I квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	Год 2026	год 2027	Год 2028	Год 2029	Год 2030	Год 2031			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47
Амурские ЭС																																													
1	Совершенствование технологических процессов										31 843,0	5 307,2		21,7	5 307,2		23,0	5 307,2	24,5	5 307,2	26,0	5 307,2	27,7	5 307,2	29,4				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок	шт.	155	155	155	155	155	155	155	тыс.кВтч	18 974,2	3 162,4		12,9	3 162,4		13,7	3 162,4	14,5	3 162,4	15,4	3 162,4	16,4	3 162,4	17,5																
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	105	105	105	105	105	105	105	тыс.кВтч	4 395,1	732,5		3,0	732,5		3,2	732,5	3,4	732,5	3,6	732,5	3,8	732,5	4,0																
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	24	4	4	4	4	4	4	тыс.кВтч	16,8	2,8		0,0	2,8		0,0	2,8	0,0	2,8	0,0	2,8	0,0	2,8	0,0																
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	540	90	90	90	90	90	90	тыс.кВтч	487,4	81,2		0,3	81,2		0,3	81,2	0,4	81,2	0,4	81,2	0,4	81,2	0,4																
1.5.	Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений	переключ. шт.	522	87	87	87	87	87	87	тыс.кВтч	1 323,6	220,6		0,9	220,6		1,0	220,6	1,0	220,6	1,1	220,6	1,1	220,6	1,2																
1.6.	Оптимизация мест размыканий линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	126	21	21	21	21	21	21	тыс.кВтч	6 643,8	1 107,6		4,6	1 107,6		4,9	1 107,6	5,2	1 107,6	5,5	1 107,6	5,9	1 107,6	6,2																
2	Оптимизация режимов потребления энергоресурсов										413,2	48,6		0,2	70,2		0,4	98,8	0,6	98,8	0,6	54,9	0,4	41,7	0,3				0,0	1,8	24,3	9,9	36,0	39,8	39,7	39,2	38,9	38,7			
2.1.	Замена осветительных устройств на светодиодные	шт.	4 604	1 010	1 129	712	712	522	519	тыс.кВтч	389,1	31,5		0,1	52,6		0,3	81,4	0,5	81,4	0,5	37,6	0,3	24,4	0,2				0,0	0,3	0,4	0,1	0,8	1,3	0,8	0,8	0,4	0,3	ремонтная программа	себестоимость	
2.2	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км	116	19,3	19	19	19	19	19	тыс.кВтч	98,6	16,5		0,1	16,5		0,1	16,5	0,1	16,5	0,1	16,5	0,1	16,5	0,1				0,0	1,5	21,0	8,3	30,8	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	ремонтная программа	себестоимость	
2.3.	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км	53	8,6	9	9	9	9	9	тыс.кВтч	5,3	0,9		0,0	0,9		0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0	0,9	0,0				0,0	0,0	2,6	1,5	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	ремонтная программа	себестоимость	
3	Совершенствование схем электроснабжения																																									
4	Реконструкция и модернизация энергетических установок										0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,0	0,0	0,0	15,9	15,9	77,5	130,1	134,9	36,0	76,3			
4.1	Замена баковых выключателей на вакуумные (элегазовые)	шт.	35	1	6	9	11	3	5	тыс.кВтч	0,0	0,0		0,0	0,0		0,0	0,0	0,00	0,0	0,0	0,0	0,000	0,0	0,00				0,0	0,0	0,0	15,9	15,9	77,5	130,1	134,9	36,0	76,3	инвестиционная программа	амортизация	M_28-АЭС-С-33; O_28-АЭС-5716-3, O_28-АЭС-5713-С, H_28-АЭС-В-1N, H_28-АЭС-В-2, O_28-АЭС-5714-С, O_28-АЭС-5723-3. Затраты отражены в части замены выключателей.
5	Внедрение новых технологий и оборудования																																								
6	Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																								
7	Иные мероприятия																												0,0	0,0	0,0	1,3	1,3	1,6	1,8	1,4	0,0	0,0			
7.1	Минимизация количества плавучих зажимов	шт.	1 527	315	409	452	351	0	0																				0,0	0,0	0,0	1,3	1,3	1,6	1,8	1,4	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
Итого											32 256,2	5 356,0		21,9	5 377,3		23,4	5 406,9	25,0	5 406,0	26,6	5 362,1	28,0	5 348,9	29,7				0,0	1,8	24,3	27,1	53,2	118,9	171,2	175,5	74,8	115,0			
Приморские ЭС																																									
1	Совершенствование технологических процессов										9 526,5	1 584,8		5,6	1 588,3		5,9	1 592,8	6,3	1 586,9	6,7	1 586,9	7,1	1 586,9	7,6																
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок	шт.	34	34	34	34	34	34	34	тыс.кВтч	4 663,7	777,3		2,7	777,3		2,8	777,3	3,0	777,3	3,2	777,3	3,4	777,3	3,6																
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	41	41	41	41	41	41	41	тыс.кВтч	4 331,0	721,0		2,6	721,0		2,8	726,2	3,0	721,0	3,1	721,0	3,3	721,0	3,5																
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	342	54	59	58	57	57	57	тыс.кВтч	239,4	37,8		0,1	41,3		0,2	40,6	0,2	39,9	0,2	39,9	0,2	39,9	0,2																
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	108	18	18	18	18	18	18	тыс.кВтч	292,4	48,7		0,2	48,7		0,2	48,7	0,2	48,7	0,2	48,7	0,2	48,7	0,2																
2	Оптимизация режимов потребления энергоресурсов										3 018,1	486,9		2,1	668,4		3,8	445,2	2,0	538,5	3,1	485,5	2,7	393,5	1,9				0,1	0,5	3,7	5,7	9,9	6,5	4,3	3,1	2,9	2,8			
2.1	Разделение цепей подогрева приводов и баков выключателей 35-110 кВ	шт.	1 566	261	261	261	261	261	261	тыс.кВтч	2 306,9	384,5		1,4	384,5		1,4	384,5	1,5	384,5	1,6	384,5	1,7	384,5	1,8				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
2.2.	Замена осветительных устройств на светодиодные	шт.	360	180	180	0	0	0	0	тыс.кВтч	10,8	5,4		0,0	5,4		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
2.3.	Оптимизация режима обогрева оборудования и сооружения ПС	шт.	36	4	19	4	7	2	0	тыс.кВтч	586,0	33,1		0,3	186,3		1,6	49,7	0,5	144,9	1,4	92,0	1,0	0,0	0,0				0,0	0,0	0,0	2,2	2,2	1,3	0,2	0,4	0,2	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.4.	Замена ПДТ на конвекторы	шт.	295	96	199	0	0	0	0	тыс.кВтч	106,3	34,6		0,3	71,8		0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,0	0,0	0,0	0,4	0,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.5	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км.	33	10	6	4	4	4	4	тыс.кВтч	82,4	26,4		0,1	19,9		0,1	10,5	0,0	8,6	0,0	8,5	0,0	8,5	0,0				0,1	0,3	2,5	2,2	5,1	4,1	3,6	2,2	2,2	2,3	ремонтная программа	себестоимость	
2.6.	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км.	15	6	2	2	2	2	2	тыс.кВтч	4,5	1,7		0,0	0,6		0,0	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0				0,0	0,1	0,6	0,9	1,6	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6	ремонтная программа	себестоимость	
2.7.	Замена перегруженных трансформаторов	шт.	1	1	0	0	0	0	0	тыс.кВтч	1,3	1,3		0,0	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,0	0,0	0,6	0,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
3	Совершенствование схем электроснабжения																																									
4	Реконструкция и модернизация энергетических установок										864,9	353,8		1,3	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	511,1	2,3	0,0	0,0				0,0	0,0	0,0	89,5	89,5	0,0	0,0	0,0	103,6	0,0			
4.1	Замена баковых выключателей на вакуумные (элегазовые)	шт.	22	9	0	0	0	13	0	тыс.кВтч	864,9	353,8		1,3	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	511,1	2,3	0,0	0,0				0,0	0,0	0,0	89,5	89,5	0,0	0,0	0,0	103,6	0,0	инвестиционная программа	амортизация	I_25-ПЭС-757, N_25-ПЭС-5383 Затраты отражены в части замены выключателей
5	Внедрение новых технологий и оборудования																																								
6	Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																								
7	Иные мероприятия																												0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,0			
7.1	Минимизация количества плавучих зажимов	шт.	360	183	78	99	0	0	0																				0,0	0,0	0,0	1,0	1,0	0,4	0,6	0,0	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
Итого											13 409,5	2 425,5		9,0	2 256,7		9,8	2 038,0	8,4	2 125,4	9,8	2 583,5	12,2	1 980,4	9,5				0,1	0,5	3,7	90,2	100,4	6,8	4,9	3,1	106,5	2,8			
Хабаровские ЭС																																									
1	Совершенствование технологических процессов										6 143,2	944,9		3,6	1 035,9		4,6	1 041,0	5,3	1 039,3	6,0	1 039,3	6,5	1 042,7	7,1																
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок	шт.	4	3	4	4	4	4	4	тыс.кВтч	3 071,1	438,8		1,7	525,6		2,4	530,7	2,7	525,6	3,0	525,6	3,3	525,6	3,6																
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	6	6	6	6	6	6	6	тыс.кВтч	1 076,7	179,4		0,7	179,4		0,8	179,4	0,9	179,4	1,0	179,4	1,1	179,4	1,2																
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	96	16	16	16	16	16	16	тыс.кВтч	67,2	11,2		0,0	11,2		0,1	11,2	0,1	11,2	0,1	11,2	0,1	11,2	0,1																
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	675	111	112	112	113	113	114	тыс.кВтч	1 353,4	222,6		0,9	224,6		1,0	224,6	1,2	226,6	1,3	226,6	1,4	228,6	1,6																
1.5.	Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений	переключ. шт.	405	66	67	67	68	68	69	тыс.кВтч	230,8	37,6		0,1	38,2		0,2	38,2	0,2	38,8	0,2	38,8	0,2	39,3	0,3																
1.6.	Оптимизация мест размыканий линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	417	68	69	69	70	70	71	тыс.кВтч	344,0	56,1		0,2	56,9		0,3	56,9	0,3	57,8	0,3	57,8	0,4	58,6	0,4																
2	Оптимизация режимов потребления энергоресурсов										1 519,3	250,4		1,2	238,5		1,3	248,5	1,5	250,1	1,7	260,5	1,9	271,3	2,2				0,0	0,2	7,1	12,5	19,9	20,4	21,7	22,3	23,2	24,2			
2.1	Замена осветительных устройств на светодиодные	шт.	963	254	275	252	202	0	0	тыс.кВтч	25,9	9,8		0,1	8,8		0,1	7,3	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0				0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
2.2	Замена перегруженных трансформаторов	шт.	6	1	1	1	1	1	1	тыс.кВтч	13,7	3,2		0,0	1,3		0,0	3,2	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0	2,0	0,0				0,0	0,0	0,9	0,0	0,9	0,6	1,1	1,0	1,0	1,1	ремонтная программа	себестоимость	
2.3	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км	451	71,0	69,8	72,8	75,6	79,0	82,3	тыс.кВтч	1 469,4	234,5		1,1	225,4		1,2	234,9	1,4	244,8	1,7	255,0	1,9	265,8	2,2				0,0	0,2	5,7	11,5	17,5	18,2	19,0	19,8	20,6	21,5	ремонтная программа	себестоимость	
2.4	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км	88	13,2	13,8	14,3	14,9	15,6	16,2	тыс.кВтч	19,4	2,9		0,0	3,0		0,0	3,2	0,0	3,3	0,0	3,4	0,0	3,6	0,0				0,0	0,0	0,5	0,8	1,3	1,4	1,4	1,5	1,6	1,6	ремонтная программа	себестоимость	
3	Совершенствование схем электроснабжения																																									
4	Реконструкция и модернизация энергетических установок																																									
5	Внедрение новых технологий и оборудования																																									
6	Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																									
7	Иные мероприятия																												0,0	0,2	0,4	0,7	1,2	1,3	0,5	0,0	0,0	0,1			
7.1	Минимизация количества плавучих зажимов	шт.	378	168	153	41	0	0	16																				0,0	0,2	0,4	0,7	1,2	1,3	0,5	0,0	0,0	0,1	ремонтная программа	себестоимость	
Итого											7 662,5	1 195,3		4,8	1 274,5		6,1	1 289,6	6,9	1 289,4	7,7	1 299,8	8,5	1 314,0	9,3				0,0	0,4	7,5	13,2	21,1	21,7	22,1	22,3	23,2	24,3			
ЭС ЕАО																																									
1	Совершенствование технологических процессов										2 745,2	457,5		1,8	457,5		1,9	457,5	2,0	457,5	2,2	457,5	2,3	457,5	2,4				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок	шт.	5	5	5	5	5	5	5	тыс.кВтч	1 178,6	196,4		0,8	196,4		0,8	196,4	0,9	196,4	0,9	196,4	1,0	196,4	1,0																
1.2	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	5	5	5	5	5	5	5	тыс.кВтч	19,4	3,2		0,0	3,2		0,0	3,2	0,0	3,2	0,0	3,2	0,0	3,2	0,0																
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	60	10	10	10	10	10	10	тыс.кВтч	42,0	7,0		0,0	7,0		0,0	7,0	0,0	7,0	0,0	7,0	0,0	7,0	0,0																
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	198	33	33	33	33	33	33	тыс.кВтч	797,8	133,0		0,5	133,0		0,5	133,0	0,6	133,0	0,6	133,0	0,7	133,0	0,7																
1.5.	Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений	переключ. шт.	72	12	12	12	12	12	12	тыс.кВтч	365,4	60,9		0,2	60,9		0,3	60,9	0,3	60,9	0,3	60,9	0,3	60,9	0,3																
1.6.	Оптимизация мест размыканий линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	30	5	5	5	5	5	5	тыс.кВтч	342,0	57,0		0,2	57,0		0,2	57,0	0,3	57,0	0,3	57,0	0,3	57,0	0,3																
2	Оптимизация режимов потребления энергоресурсов										420,1	113,0		0,4	70,7		0,3	58,8	0,3	49,2	0,2	75,4	0,4	53,0	0,3				4,0	6,3	17,4	19,8	47,5	47,1	47,3	47,6	74,3	51,5			
2.1	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км	87	27	12	11	10	16	11	тыс.кВтч	368,2	99,5		0,4	59,4		0,3	52,9	0,2	42,6	0,2	67,6	0,3	46,2	0,2				4,0	6,3	15,4	18,3	44,1	43,9	44,3	44,2	70,3	48,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.2	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км	16	4	3	2	2	2	2	тыс.кВтч	51,8	13,5		0,1	11,2		0,0	5,9	0,0	6,6	0,0	7,8	0,0	6,8	0,0				0,0	0,0	2,0	1,4	3,4	3,1	3,0	3,4	4,0	3,5	ремонтная программа	себестоимость	

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения (план) с разбивкой по годам действия программы								Плановые числовые значения экономии в обозначенной размерности с разбивкой по годам действия программы														Показатели экономической эффективности			Затраты (план), млн. руб. (без НДС), с разбивкой по годам действия программы										Статья затрат	Источник финансирования	Идентификатор инвестиционного проекта
		ед. измерения	всего	год 2026	год 2027	год 2028	Год 2029	Год 2030	Год 2031	ед. измерения	всего по годам экономии в указанной размерности	2026 год		2027 год		2028 год		2029 год		2030 год		2031 год		дисконтированный срок окупаемости, лет	ВНД, %	ЧДД, млн. руб.	Срок амортизации, лет	Год 2026					год 2027	год 2028	Год 2029	Год 2030	Год 2031			
												числовое значение экономии в указанной размерности	числовое значение экономии, тыс. руб.	числовое значение экономии в указанной размерности	числовое значение экономии, млн. руб.	числовое значение экономии в указанной размерности	числовое значение экономии, млн. руб.	числовое значение экономии в указанной размерности	числовое значение экономии, млн. руб.	числовое значение экономии в указанной размерности	числовое значение экономии, млн. руб.	числовое значение экономии в указанной размерности	числовое значение экономии, млн. руб.					1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал	Год 2026								
3. Совершенствование схем электроснабжения																																							
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок											0,0									0,0		0,0						0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
5. Внедрение новых технологий и оборудования																																							
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																							
7. Иные мероприятия																																							
Итого											3 165,3	570,5		2,2	520,2	2,2	516,4	2,3	506,7	2,4	532,9	2,7	510,5	2,7	0,0				4,0	6,3	17,4	19,8	47,5	47,1	47,3	47,6	74,3	51,5			
Южно-Якутские ЭС																																							
1. Совершенствование технологических процессов											6 256,8	959,0		2,8	1 059,6	3,3	1 059,6	3,5	1 059,6	3,7	1 059,6	3,9	1 059,6	4,2																
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок	шт.	16	12	16	16	16	16	16	тыс.кВтч	5 640,1	776,4		2,2	852,7	2,6	852,7	2,8	852,7	2,9	852,7	3,1	852,7	3,3																
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	13	12	13	13	13	13	13	тыс.кВтч	903,3	139,1		0,4	152,9	0,5	152,9	0,5	152,9	0,6	152,9	0,6	152,9	0,6																
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	225	25	40	40	40	40	40	тыс.кВтч	157,5	17,5		0,1	28,0	0,1	28,0	0,1	28,0	0,1	28,0	0,1	28,0	0,1																
1.4.	Оптимизация мест размыкания линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	24	4	4	4	4	4	4	тыс.кВтч	155,9	26,0		0,1	26,0	0,1	26,0	0,1	26,0	0,1	26,0	0,1	26,0	0,1																
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов											384,9	26,5		0,2	26,2	0,2	195,9	0,8	42,4	0,3	67,6	0,4	26,2	0,3					0,0	0,2	0,7	0,6	1,4	0,1	38,3	0,1	13,1	0,2			
2.1.	Замена ПЭТ на конекторы	шт.	92	17	15	15	15	15	15	тыс.кВтч	157,4	26,2		0,2	26,2	0,2	26,2	0,2	26,2	0,2	26,2	0,3	26,2	0,3					0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	эксплуатация	себестоимость	
2.2.	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км.	13	0,0	0,0	12,3	0,0	3,0	0,0	тыс.кВтч	211,1	0,0		0,0	0,0	0,0	169,7	0,6	0,0	0,0	41,4	0,2	0,0	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	38,1	0,0	13,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.3.	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км.	3	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	тыс.кВтч	0,2	0,2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0					0,0	0,2	0,6	0,5	1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.4.	Замена недогруженных трансформаторов (или демонтаж)	шт.	4	0,0	0,0	4,0	0,0	0,0	0,0	тыс.кВтч	16,2	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
3. Совершенствование схем электроснабжения																																							
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок																																							
5. Внедрение новых технологий и оборудования																																							
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																							
7. Иные мероприятия																													0,0	0,5	0,6	0,9	1,9	1,8	2,0	1,5	0,3	0,0			
7.1	Минимизация количества плавучных заявов	шт.	1 468	399	361,0	291,0	375,0	42,0	0,0																				0,0	0,5	0,6	0,9	1,9	1,8	2,0	1,5	0,3	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
Итого											6 641,7	985,4		3,0	1 085,8	3,5	1 255,5	4,3	1 102,0	4,0	1 127,2	4,4	1 085,8	4,5					0,0	0,6	1,3	1,4	3,3	1,9	40,3	1,7	13,5	0,2			
АО "ДРСК"																																							
1. Совершенствование технологических процессов											56 514,8	9 253,4		35,4	9 448,5	38,9	9 458,1	41,7	9 450,5	44,5	9 458,5	47,5	9 453,8	50,7					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0			
1.1.	Отключение трансформаторов с 2-мя трансформаторами в режимах малых нагрузок	шт.	214	209	214	214	214	214	214	тыс.кВтч	32 927,7	5 350,5		20,2	5 514,4	22,3	5 519,5	23,9	5 514,4	25,5	5 514,4	27,2	5 514,4	29,0																
1.2.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	шт.	170	169	170	170	170	170	170	тыс.кВтч	10 725,6	1 775,3		6,7	1 789,0	7,2	1 794,2	7,8	1 789,0	8,3	1 789,0	8,8	1 789,0	9,4																
1.3.	Выравнивание нагрузок фаз в распределительных сетях 0,38 кВ	линий шт.	747	109	129	128	127	127	127	тыс.кВтч	522,9	76,3		0,3	90,3	0,3	89,6	0,4	88,9	0,4	88,9	0,4	88,9	0,4																
1.4.	Приведение уровня напряжения на участке сети к номинальному	шт.	1 521	252	253	253	254	254	255	тыс.кВтч	2 931,0	485,5		1,9	487,5	2,1	487,5	2,3	489,5	2,5	489,5	2,7	491,5	2,9																
1.5.	Перераспределение нагрузки основной сети путем производства переключений	переключ. шт.	999	165	166	166	167	167	168	тыс.кВтч	1 919,9	319,1		1,3	319,7	1,4	319,7	1,5	320,3	1,6	320,3	1,7	320,8	1,8																
1.6.	Оптимизация мест размыкания линий 10 кВ с двухсторонним питанием	переключ. шт.	597	98	99	99	100	100	101	тыс.кВтч	7 487,7	1 246,7		5,1	1 247,5	5,5	1 247,5	5,8	1 248,4	6,2	1 248,4	6,6	1 249,2	7,0																
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов											5 755,6	925,6		4,2	1 074,0	6,0	1 047,4	5,2	979,0	6,0	943,9	5,9	785,8	5,0					4,2	9,0	53,2	48,5	114,8	113,7	150,7	112,4	152,4	117,5			
2.1.	Разделение цепей подогрева приводов и баков выключателей 35-110 кВ	шт.	1 566	261	261	261	261	261	261	тыс.кВтч	2 306,9	384,5		1,4	384,5	1,4	384,5	1,5	384,5	1,6	384,5	1,7	384,5	1,8																
2.2.	Замена осветительных устройств на светодиодные	шт.	5 947	1 444	1 584	964	914	522	519	тыс.кВтч	345,7	46,6		0,3	67,0	0,4	68,7	0,6	81,4	0,5	37,6	0,3	24,4	0,2					0,0	0,3	0,4	0,3	1,0	1,5	0,9	0,8	0,4	0,3	эксплуатация/ремонтная программа	себестоимость	
2.3.	Замена ПЭТ на конекторы	шт.	387	113	214	15	15	15	15	тыс.кВтч	263,7	60,8		0,5	98,0	0,8	26,2	0,2	26,2	0,2	26,2	0,3	26,2	0,3					0,0	0,0	0,1	0,5	0,5	0,6	0,1	0,1	0,2	0,2	эксплуатация/ремонтная программа	себестоимость	
2.4.	Оптимизация режима обогрева оборудования и сооружения ПС	шт.	36	4	19	4	7	2	0	тыс.кВтч	500,0	33,1		0,3	186,3	1,6	49,7	0,5	144,9	1,4	92,0	1,0	0,0	0,0					0,0	0,0	0,0	2,2	2,2	1,3	0,2	0,4	0,2	0,0	ремонтная программа	себестоимость	
2.5.	Замена проводов на большее сечение на перегруженных ЛЭП	км.	701	128	107	119	109	121	116	тыс.кВтч	2 220,9	376,8		1,7	321,2	1,6	484,5	2,4	312,4	2,0	389,0	2,5	336,9	2,5					4,1	8,4	44,7	40,4	97,5	100,4	139,1	100,4	140,2	105,9	ремонтная программа	себестоимость	
2.6.	Замена ответвлений в жилые дома на СИП	км.	174	34	28	27	28	29	29	тыс.кВтч	81,2	19,2		0,1	15,7	0,1	10,5	0,1	11,3	0,1	12,6	0,1	11,0	0,1					0,0	0,3	0,6	5,2	12,1	9,4	9,3	9,8	10,5	10,1	ремонтная программа	себестоимость	
2.7.	Замена перегруженных трансформаторов	шт.	7	2	1	1	1	1	1	тыс.кВтч	15,0	4,5		0,0	1,3	0,01	3,2	0,02	2,0	0,01	2,0	0,01	2,0	0,01					0	0	1,5	0	1,5	0,6	1,1	1,0	1,0	1,1	ремонтная программа	себестоимость	
2.8.	Замена недогруженных трансформаторов (или демонтаж)	шт.	4	0	0	4	0	0	0	тыс.кВтч	16,2	0,0		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	эксплуатация	себестоимость	
3. Совершенствование схем электроснабжения																																							
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок											864,9	353,8		1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	511,1	2,3	0,0	0,0					0,0	0,0	0,0	105,4	105,4	77,5	130,1	134,9	139,6	76,3			
4.1	Замена баковых выключателей на вакуумные (элегазовые)	шт.	57	10	6	9	11	16	5	тыс.кВтч	864,9	353,8		1,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	511,1	2,3	0,0	0,0					0,0	0,0	0,0	105,36	105,4	77,5	130,1	134,9	139,6	76,3	инвестиционная программа	амортизация	M_28-АЭС-С-33, O_28-АЭС-5716-З, O_28-АЭС-5713-С, H_28-АЭС-В-1N, H_28-АЭС-В-2, O_28-АЭС-5714-С, O_28-АЭС-5723-З, I_25-ПЭС-757, N_25-ПЭС-5383 Затраты отражены в части замены выключателей
5. Внедрение новых технологий и оборудования																																							
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																																							
7. Иные мероприятия																													0,0	0,6	1,0	3,0	5,4	5,1	4,8	2,9	0,3	0,1			
7.1	Минимизация количества плавучих заявов	шт.	3 733	1 005	1 001	883	726	42	16																				0,0	0,6	1,0	3,0	5,4	5,1	4,8	2,9	0,3	0,1	ремонтная программа	себестоимость	
Итого											63 135,3	10 532,8		41,0	10 522,5	44,9	10 505,4	46,9	10 429,5	50,5	10 905,5	55,7	10 239,7	55,6					4,2	9,6	54,2	157,6	225,6	196,3	285,7	250,3	292,3	193,9			

Целевые и прочие показателей программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности
на 1-ый год Программы
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	2025г.	Плановые значения целевых показателей по 2026 году						
				I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Целевые показатели									
1.1	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВт. ч	52 956,7	24 885,7	6 582,9	31 468,6	3 425,2	34 893,7	19 795,6	54 689,4
1.2	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	29,8	15,1	3,7	18,8	0,5	19,3	11,8	31,1
1.3	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м	48,0	12,0	12,3	24,3	13,7	38,1	12,9	51,0
1.4	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. кВт. ч	52 956,7	24 885,7	6 582,9	31 468,6	3 425,2	34 893,7	19 795,6	54 689,4
1.5	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. Гкал	29,8	15,1	3,7	18,8	0,5	19,3	11,8	31,1
1.6	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м	48,0	12,0	12,3	24,3	13,7	38,1	12,9	51,0
1.7	Нормативные потери ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям (% к отпуску в сеть)	%	7,27%	8,49%	4,53%	6,84%	4,41%	6,17%	9,46%	7,09%
1.8	Сверхнормативные потери ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям (% к отпуску в сеть)	%	0,18%	0,21%	0,11%	0,17%	0,11%	0,15%	0,26%	0,18%
1.9	Удельный расход автомобильного топлива, используемого для оказания услуг по передаче электрической энергии и оказание услуг по технологическому присоединению к электрическим сетям	л/км	0,243	0,261	0,235	0,247	0,237	0,244	0,254	0,246
2	Прочие показатели									
2.1	Общий объем освоения по всем мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности	млн.руб.	216,6	4,2	9,6	13,8	54,2	67,9	157,6	225,6

Исходные данные для расчета целевых показателей в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

N п/п	Общие сведения	Ед. изм.	Разбивка по годам						
			2025г. Факт	2026г. план	2027г. план	2028г. план	2029г. план	2030г. план	2031г. план
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Полный объем освоения инвестиционной программы	млн. руб.	9 619,7	17 200,3	12 383,1	5 617,3	5 763,4	5 802,4	5 804,0
2	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВт. ч	52 956,7	54 689,4	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 524,7
3	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	29,8	31,1	29,2	29,1	29,1	29,1	29,1
4	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м	48,0	51,0	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
5	Годовой объем потребления газа организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м							
6	Объем потребления ЭЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. кВт. ч	52 956,7	54 689,4	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 517,5	53 524,7
7	Объем потребления ТЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. Гкал	29,8	31,1	29,2	29,1	29,1	29,1	29,1
8	Объем потребления воды, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м	48,0	51,0	46,1	46,1	46,1	46,1	46,1
9	Объем потребления природного газа, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за который осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м							
10	Общий объем освоения по всем мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности	млн. руб.	216,6	225,6	196,3	285,7	250,3	292,3	193,9
11	Объем освоения внебюджетных средств, используемых для мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности	млн. руб.	216,6	225,6	196,3	285,7	250,3	292,3	193,9
12	Число энергосервисных договоров, заключенных в установленном порядке	шт.	0	0	0	0	0	0	0
13	Общее число объектов электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства	у.е.	6	6	6	6	6	6	6
14	Объекты электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства, в отношении которых проведено энергетическое обследование	у.е.	6	6	6	6	6	6	6
15	Установленная мощность электростанций (средняя за период)	МВт							
16	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%							
17	Общий объем ЭЭ, передаваемой по распределительным сетям (отпускаемой в сеть)	тыс. кВт. ч	28 555 226,5	28 692 861,5	28 868 724,9	29 029 066,6	29 186 028,8	29 348 464,2	29 638 247,8
18	Объем потерь ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям	тыс. кВт. ч	2 128 231,8	2 087 932,7	2 096 752,4	2 103 931,1	2 110 582,4	2 117 632,8	2 133 839,6
18.1	Нормативные потери	тыс. кВт. ч	2 075 410,7	2 035 341,1	2 045 647,0	2 053 939,8	2 061 674,6	2 069 796,5	2 087 021,9
18.2	Сверхнормативные потери	тыс. кВт. ч	52 821,1	52 591,6	51 105,4	49 991,2	48 907,8	47 836,3	46 817,8
	Справочно: Целевое значение КПЭ установленное на год	%	*7,19*	*7,17*	*7,17*				
19	Объем потерь ТЭ при ее передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал							
20	Объем ЭЭ, используемый при передаче ТЭ	тыс. кВт. ч							
21	Объем производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. кВт ч							
22	Общий объем электрической энергии, производимой организацией	тыс. кВт ч							

N п/п	Общие сведения	Ед. изм.	Разбивка по годам						
			2025г. Факт	2026г. план	2027г. план	2028г. план	2029г. план	2030г. план	2031г. план
23	Объем производства тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. Гкал							
24	Потребление топливно-энергетических ресурсов	тыс. т.у.т.							
25	Установленная тепловая мощность на начало года	тыс. Гкал/ч							
26	Объем тепловой энергии, производимой организацией	тыс. Гкал							
27	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией в сеть (отпуск с коллекторов)	тыс. Гкал							
28	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией потребителям	тыс. Гкал							
29	Удельный расход топлива на отпуск ЭЭ **	г.у.т./кВт.ч							
30	Удельный расход топлива на отпуск ТЭ **	кг.у.т./ Гкал							
31	Потребление топливно-энергетических ресурсов в стоимостном выражении ***	млн. руб.							
32	Доля потребления электроэнергии на собственные нужды	%							
33	Расход электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии	%							
34	Расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепловой энергии **	кВт ч/Гкал							
35	Удельный расход воды на 1 Гкал тепловой энергии **	куб. м/Гкал							
	Дополнительные справочные данные								
36	Объем оказанных услуг (без НДС)	млн. руб.	52 467,8	58 896,6	68 097,7	75 851,0	82 101,6	88 169,8	94 123,1
37	Годовые затраты на реализацию Программы (без НДС), в том числе	млн. руб.	216,6	225,6	196,3	285,7	250,3	292,3	193,9
37.1	инвестиционная программа, в т.ч.	млн. руб.	104,3	105,4	77,5	130,1	134,9	139,6	76,3
	- амортизация	млн. руб.	104,3	105,4	77,5	130,1	134,9	139,6	76,3
	- прибыль	млн. руб.							
	- заемные средства	млн. руб.							
	- бюджетные средства (уровень бюджета)	млн. руб.							
	- прочие	млн. руб.							
37.2.	ремонтный фонд	млн. руб.	111,8	119,9	118,6	155,3	115,2	152,6	117,4
37.3	прочие средства	млн. руб.	0,4	0,3	0,3	0,3	0,1	0,2	0,2

Целевые индикаторы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 1-ый год программы
АО "Дальневосточная распределительная сетевая компания"

N п/п	Общие сведения	Ед. изм.	2025г. Факт							2026г. план						
			I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого	I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого
			факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	План	План	План	План	План	План	план
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Полный объем освоения инвестиционной программы	млн. руб.	649,3	1 573,5	2 222,8	1 693,0	3 915,8	5 703,8	9 619,7	841,9	1 125,1	1 967,0	2 317,0	4 284,1	12 916,3	17 200,3
2	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВт. ч	23 896,3	6 488,0	30 384,4	3 095,9	33 480,2	19 476,5	52 956,7	24 885,7	6 582,9	31 468,6	3 425,2	34 893,7	19 795,6	54 689,4
3	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал	14,2	3,9	18,1	0,4	18,6	11,2	29,8	15,1	3,7	18,8	0,5	19,3	11,8	31,1
4	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м	12,2	10,9	23,0	13,5	36,6	11,4	48,0	12,0	12,3	24,3	13,7	38,1	12,9	51,0
5	Годовой объем потребления газа организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м														
6	Объем потребления ЭЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. кВт. ч	23 896,3	6 488,0	30 384,4	3 095,9	33 480,2	19 476,5	52 956,7	24 885,7	6 582,9	31 468,6	3 425,2	34 893,7	19 795,6	54 689,4
7	Объем потребления ТЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. Гкал	14,2	3,9	18,1	0,4	18,6	11,2	29,8	15,1	3,7	18,8	0,5	19,3	11,8	31,1
8	Объем потребления воды, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м	12,2	10,9	23,0	13,5	36,6	11,4	48,0	12,0	12,3	24,3	13,7	38,1	12,9	51,0
9	Объем потребления природного газа, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за который осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м														
10	Общий объем освоения по всем мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности	млн. руб.	7,6	28,5	36,1	33,6	69,8	146,8	216,6	4,2	9,6	13,8	54,2	67,9	157,6	225,6
11	Объем освоения внебюджетных средств, используемых для мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности	млн. руб.	7,6	28,5	36,1	33,6	69,8	146,8	216,6	4,2	9,6	13,8	54,2	67,9	157,6	225,6
12	Число энергосервисных договоров, заключенных в установленном порядке	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	Общее число объектов электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства	у.е.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
14	Объекты электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства, в отношении которых проведено энергетическое обследование	у.е.	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
15	Установленная мощность электростанций (средняя за период)	МВт														
16	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%														
17	Общий объем ЭЭ, передаваемой по распределительным сетям (отпускаемой в сеть)	тыс. кВт. ч	8 602 742,8	6 067 714,8	14 670 457,6	5 767 808,7	20 438 266,2	8 116 960,3	28 555 226,5	8 704 109,5	6 185 584,2	14 889 693,7	5 733 430,1	20 623 123,8	8 069 737,7	28 692 861,5
18	Объем потерь ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям	тыс. кВт. ч	752 400,9	290 037,7	1 042 438,6	257 991,1	1 300 429,7	827 802,1	2 128 231,8	757 083,2	287 516,0	1 044 599,1	258 744,0	1 303 343,1	784 589,6	2 087 932,7
18.1	Нормативные потери	тыс. кВт. ч	733 619,4	282 526,8	1 016 146,2	254 772,7	1 270 918,9	804 491,7	2 075 410,7	738 651,7	280 453,0	1 019 104,7	252 709,4	1 271 814,1	763 527,0	2 035 341,1
18.2	Сверхнормативные потери	тыс. кВт. ч	18 781,4	7 510,9	26 292,4	3 218,4	29 510,8	23 310,3	52 821,1	18 431,5	7 063,0	25 494,5	6 034,6	31 529,1	21 062,6	52 591,6
19	Объем потерь ТЭ при ее передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал														
20	Объем ЭЭ, используемый при передаче ТЭ	тыс. кВт. ч														
21	Объем производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. кВт ч														
22	Общий объем электрической энергии, производимой организацией	тыс. кВт ч														
23	Объем производства тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. Гкал														
24	Потребление топливно-энергетических ресурсов	тыс. т.у.т.														
25	Установленная тепловая мощность на начало года	тыс. Гкал/ч														
26	Объем тепловой энергии, производимой организацией	тыс. Гкал														
27	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией в сеть (отпуск с коллекторов)	тыс. Гкал														
28	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией потребителям	тыс. Гкал														
29	Удельный расход топлива на отпуск ЭЭ **	г.у.т./кВт.ч														
30	Удельный расход топлива на отпуск ТЭ **	кг.у.т./ Гкал														
31	Потребление топливно-энергетических ресурсов в стоимостном выражении	млн. руб.														
32	Доля потребления электроэнергии на собственные нужды	%														
33	Расход электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии	%														
34	Расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепловой энергии **	кВт ч/Гкал														
35	Удельный расход воды на 1 Гкал тепловой энергии **	куб. м/Гкал														

№	Наименование мероприятий	Ответственный	ед. измерения	2026 год										Эффект от выполнения мероприятий, тыс. кВт·ч (2026 год)									
				1 квартал План	1 квартал факт	2 квартал План	2 квартал факт	3 квартал План	3 квартал факт	4 квартал План	4 квартал факт	год план	год факт	1 квартал план	1 квартал факт	2 квартал план	2 квартал факт	3 квартал план	3 квартал факт	4 квартал план	4 квартал факт	год план	год факт
	ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ																						
1.1.	реализация оптимальных режимов замкнутых электрических сетей 110 кВ и выше по напряжению и реактивной мощности		ед. изм.																				
1.2.	установка и ввод в работу автоматических регуляторов напряжения на трансформаторах с РПН		шт.																				
1.3.	замена баковых выключателей на вакуумные (элегазовые)		шт.	0	0	0	0	0	0	10	0	10	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	353,81	0,00	353,81	0,00
1.4.	выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый заместитель директора-	шт.	29	0	23	0	23	0	34	0	109	0,00	20,30	0,00	16,10	0,00	16,10	0,00	23,80	0,00	76,30	0,00
1.5.	использование трансформаторов с комбинированной системой охлаждения – М/Д/ДЦ		шт.																				
1.6.	использование трансформаторов с сердечником из аморфной стали		шт.																				
1.7.	отказ от проводов марки М (М 50, М 70 и т.д.)		км.																				
1.8.	использование перспективных марок проводов в соответствии с действующей Технической политикой РусГидро, в том числе применение высокотемпературных проводов на линиях с большой токовой нагрузкой		км.																				
1.9.	минимизация количества плашечных зажимов	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый	шт.	0	0	129	0	166	0	770	0	1 065	0										
1.10.	оптимизация процессов воздухоподготовки на электросетевых объектах																						
1.11.	перемещение недогруженных/перегруженных силовых трансформаторов между ТП 6(10)/0,4 кВ, с целью оптимизации	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый	шт.																				
1.12.	Оптимизация распределения нагрузки между подстанциями основной электрической сети	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый	шт.	67	0	71	0	54	0	60	0	252	0	115,70	0,00	160,91	0,00	108,31	0,00	100,59	0,00	485,49	0,00
1.13.	Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по реактивным мощностям и уровням напряжения		МВАр																				
1.14	Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя или более трансформаторами.	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый	шт.	147	0	205	0	205	0	160	0	209	0,00	989,67	0,00	1 569,35	0,00	1 895,39	0,00	895,89	0,00	5 350,50	0,00
	220 кВ		шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	110 кВ		шт.	21	0	42	0	41	0	21	0	45	0,00	321,03	0,00	662,40	0,00	867,09	0,00	210,06	0,00	2 060,58	0,00
	35 кВ		шт.	126	0	163	0	164	0	139	0	164	0,00	668,84	0,00	906,95	0,00	1 028,30	0,00	685,83	0,00	3 289,92	0,00
1.15.	Отключение в режимах малых нагрузок линий электропередачи в замкнутых электрических сетях и на двухцепных линиях		шт.																				
	220 кВ																						
	110 кВ																						
1.16.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой.	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый	шт.	110	0	124	0	69	0	98	0	169	0,00	709,08	0,00	325,46	0,00	281,10	0,00	459,64	0,00	1 775,27	0,00
	110 кВ		шт.	8	0	2	0	0	0	4	0	10	0,00	111,75	0,00	21,70	0,00	32,71	0,00	44,81	0,00	210,97	0,00
	35 кВ		шт.	32	0	4	0	0	0	24	0	35	0,00	331,62	0,00	53,78	0,00	66,24	0,00	222,95	0,00	674,58	0,00
	6 кВ		шт.	70	0	118	0	69	0	70	0	124	0,00	265,71	0,00	249,98	0,00	182,15	0,00	191,89	0,00	889,73	0,00
1.17.	Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ		ед. изм.																				
1.18.	Проведение замеров показателей качества электроэнергии на основании замеров нагрузок с последующими корректирующими мероприятиями		ед. изм.																				
1.19	Мероприятия по строительству, реконструкции, техперевооружению и развитию электрических сетей		ед. изм.																				
1.19.1	Замена проводов на перегруженных линиях.	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый	км	2,80	0,00	6,38	0,00	58,27	0,00	60,26	0,00	127,71	0,00	6,05	0,00	15,36	0,00	189,63	0,00	165,77	0,00	376,82	0,00
	ВСЕГО по сетевым филиалам		км	2,80	0,00	6,38	0,00	58,27	0,00	60,26	0,00	127,71	0,00	6,05	0,00	15,36	0,00	189,63	0,00	165,77	0,00	376,82	0,00
	Замена провода 35 кВ на АС-50 на АС 70		км	0,00	0,00	0,00	0,00	3,94	0,00	0,00	0,00	3,94	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	18,12	0,00	0,00	0,00	18,12	0,00
	Замена провода 6-10 кВ на СИП		км	2,46	0,00	4,65	0,00	16,35	0,00	19,19	0,00	42,65	0,00	5,30	0,00	11,93	0,00	75,20	0,00	73,27	0,00	165,70	0,00
	Замена провода 0,4 кВ на СИП		км	0,34	0,00	1,73	0,00	37,99	0,00	41,07	0,00	81,12	0,00	0,75	0,00	3,43	0,00	96,31	0,00	92,50	0,00	193,00	0,00
1.19.2	Замена ответвлений от ВЛ 0,38 кВ к зданиям на СИП	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый	км	0,00	0,00	0,95	0,00	17,50	0,00	15,95	0,00	34,40	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	11,18	0,00	7,84	0,00	19,24	0,00
	Всего			0,00	0,00	0,95	0,00	17,50	0,00	15,95	0,00	34,40	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	11,18	0,00	7,84	0,00	19,24	0,00
	Замена уч.ВЛ от опоры до ввода			0,00	0,00	0,95	0,00	17,50	0,00	15,95	0,00	34,40	0,00	0,00	0,00	0,22	0,00	11,18	0,00	7,84	0,00	19,24	0,00
1.19.3	Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях		шт.	0	0	0	0	2	0	0	0	2	0	0,00	0,00	0,00	0,00	4,48	0,00	0,00	0,00	4,48	0,00
1.19.4	Замена недогруженных силовых трансформаторов и трансформаторов с повышенными потерями мощности в стали		шт.																				
	ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ																						
2.1.	закрепление за конкретными работниками задачи по снижению потерь и ответственности за ее достижение в разрезе участков сети	Начальник РЭС	человек	54	0	54	0	54	0	54	0	54	0										
2.2.	ежемесячный расчет технологических потерь электроэнергии		человек	38	0	38	0	38	0	38	0	38	0										
2.3.	учет необходимости финансирования программ по снижению потерь электроэнергии при формировании бизнес-плана компании		ед. изм.																				
2.4.	внедрение сквозной системы ключевых показателей эффективности для стимулирования снижения потерь электроэнергии, в том числе для персонала технического блока		ед. изм.																				
2.5.	оптимизация процесса диспетчирования (в том числе с АО «СО ЕЭС)		ед. изм.																				
2.6.	выверка расчетных схем, используемых для расчётов потерь, как внутри Сетевой организации, так и с обслуживающим потребителей Гарантирующим поставщиком		ед. изм.																				
2.7.	проведение переключений в схеме сети, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии за счет перераспределения ее потоков по линиям, в том числе за счет оптимизации мест размыкания контуров различных номинальных напряжений	главный инженер филиала (для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый заместитель директора-	переключ., шт.	41	0	42	0	41	0	42	0	166	0	40,68	0,00	27,39	0,00	164,86	0,00	86,20	0,00	319,13	0,00
2.8.	размыкание линий 6-35 кВ с двухсторонним питанием в точках, обеспечивающих электроснабжение потребителей при минимальных суммарных потерях электроэнергии в сетях 6-35 кВ и выше и сохранение необходимой надежности электроснабжения	главный инженер филиала (для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЭЭС), первый заместитель директора-	переключ., шт.	29	0	24	0	27	0	18	0	98	0	493,93	0,00	162,06	0,00	356,35	0,00	234,38	0,00	1 246,71	0,00
2.9	проведение выверки топологии электрических сетей (применение поправочных коэффициентов)		ед. изм.																				

№	Наименование мероприятий	Ответственный	ед. измерения	2026 год										Эффект от выполнения мероприятий, тыс. кВт·ч (2026 год)									
				1 квартал План	1 квартал факт	2 квартал План	2 квартал факт	3 квартал План	3 квартал факт	4 квартал План	4 квартал факт	год план	год факт	1 квартал план	1 квартал факт	2 квартал план	2 квартал факт	3 квартал план	3 квартал факт	4 квартал план	4 квартал факт	год план	год факт
2.10	учет отсутствия возможности реконструкции неразветвленных электрических сетей		ед. изм.																				
2.11	учет влияния климатических факторов для регионов с большими перепадами температур, влажностью воздуха, значительными ветровыми нагрузками и перепадами высот в районах прохождения трасс ВЛ 110-220 кВ		ед. изм.																				
	МЕРОПРИЯТИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА СНИЖЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ПОДСТАНЦИЙ																						
3.1	снижение расхода на охлаждение и обогрев оборудования (в том числе трансформаторы с системой охлаждения Д, ДЦ)	(для АЭС, ХЭС, ЭСЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-	шт.	261	0	0	0	0	0	261	0	522	0	192	0	0	0	0	0	192	0	384,48	0,00
3.2	снижение расхода на обеспечение работы воздушных выключателей и масляных выключателей с пневматическим приводом		ед. изм.																				
	ИТОГО снижение технических потерь электроэнергии в сетях, тыс. кВт-ч.													2 567,85		2 276,85		3 027,38		2 520,14		10 392,22	
5.	Мероприятия по совершенствованию расчетного и технического учета, метрологического обеспечения измерений электрической энергии		ед. изм.																				
5.1	Инвентаризация ИК учёта электрической энергии, в том числе приборов учёта (ПУ), измерительных ТТ, измерительных ТН		ед. изм.																				
5.1.1	инвентаризация ИК учета электрической энергии на энергообъектах компании, с обязательным составлением паспортов-протоколов ИК		ед. изм.																				
5.1.2	Установка недостающих счетчиков, ТТ, ТН		шт.																				
5.1.3	Установка отдельных счетчиков учета электроэнергии, расходуемой на собственные нужды подстанций		шт.																				
5.2	Поверка счетчиков электроэнергии		шт.																				
5.3	Ремонт счетчиков		шт.																				
5.4	Замена приборов учета на ПС		шт.																				
5.5	Развитие и модернизация учета электрической энергии (мощности) у потребителей		ед. изм.																				
	Установка ИСУЭ потребители		ед. изм.																				
	Установка ИСУЭ потребители		ед. изм.																				
	Допуск в эксплуатацию вновь установленных средств учета ИПУ		ед. изм.																				
	Интеграция в систему ИСУЭ		ед. изм.																				
	Интеграция в систему ИСУЭ		ед. изм.																				
5.6	Определение погрешности ПУ образцовым прибором в условиях эксплуатации		ед. изм.																				
5.6.1	потребителей-юридических лиц вне многоквартирных домов (далее - МКД), а также нежилым помещениям, расположенным в МКД и не использующим для своего электроснабжения общее имущество		ед. изм.																				
5.6.2	бытовых потребителей вне МКД		ед. изм.																				
5.6.3	Допуск в эксплуатацию (проверка схем) измерительных комплексов электроэнергии потребителей-юридических лиц (в том числе в схемах с ТТ и ТН), бытовых потребителей вне МКД		ед. изм.																				
6	Мероприятия по уточнению расчетов нормативов потерь, балансов электрической энергии по фидерам, центрам питания и электрической сети в целом		ед. изм.																				
6.1	Занесение в ПК РТП-3 схем и параметров линий 10(6)-0,4 кВ		ед. изм.																				
6.2	Обеспечение своевременности и правильности снятия показаний приборов учёта (ПУ)		ед. изм.																				
6.2.1	потребителей-юридических лиц вне МКД, а также по нежилым помещениям, расположенным в МКД и не использующим для своего электроснабжения общее имущество		ед. изм.																				
6.2.2	бытовых потребителей вне МКД		ед. изм.																				
6.3	Формирование и расчет локальных балансов по ТП 6(10)-0,4 кВ		ед. изм.																				
6.4	Формирование балансов по подстанциям		ед. изм.																				
7.	Мероприятия по выявлению, предотвращению и снижению хищений электрической энергии		шт.																				
7.1	Опломбирование (маркирование) приборов учета современными невскрываемыми пломбами и пломбами антимагнит		ед. изм.																				
7.1.1	потребителей-юридических лиц вне МКД, а также по нежилым помещениям, расположенным в МКД и не использующим для своего электроснабжения общее имущество		ед. изм.																				
7.1.2	у бытовых потребителей вне МКД		ед. изм.																				
7.2	Проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии (хищений)		шт.																				
7.2.1	потребителей-юридических лиц вне МКД, а также по нежилым помещениям, расположенным в МКД и не использующим для своего электроснабжения общее имущество		ед. изм.																				
7.2.2	у бытовых потребителей вне МКД		ед. изм.																				
7.3	Выявление хищений электрической энергии		ед. изм.																				
7.4	Отключения (подключения) объектов потребителей-неплательщиков, потребителей, допустивших бездоговорное потребление электрической энергии		ед. изм.																				
7.5	Замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на кабели от опоры ВЛ 0,38кВ до счетчика потребителя		км																				
7.6	Вынос учета электроэнергии в шкафы учета за границы частного владения, доступ к которому будет иметь только контролер		ед. изм.																				
8.	Мероприятия по совершенствованию организации работ, стимулированию снижения потерь, повышению квалификации персонала, контролю эффективности его деятельности		ед. изм.																				
9	Мероприятия по совершенствованию договоров и расчетов с потребителями электрической энергии		ед. изм.																				
9.1	Выдача ТУ на присоединение потребителям. Согласование ТУ. Ведение базы данных ТУ. Контроль над выполнением ТУ при заключении договора энергоснабжения		ед. изм.																				

№	Наименование мероприятий	Ответственный	ед. измерения	2026 год										Эффект от выполнения мероприятий, тыс. кВт·ч (2026 год)									
				1 квартал План	1 квартал факт	2 квартал План	2 квартал факт	3 квартал План	3 квартал факт	4 квартал План	4 квартал факт	год план	год факт	1 квартал план	1 квартал факт	2 квартал план	2 квартал факт	3 квартал план	3 квартал факт	4 квартал план	4 квартал факт	год план	год факт
9.2	Проведение контрольных проверок соответствия фактической и разрешенной техническими условиями мощности у потребителей		ед. изм.																				
9.2.1.	потребителей-юридических лиц вне МКД, а также по нежилым помещениям, расположенным в МКД и не использующим для своего электроснабжения общее имущество		ед. изм.																				
9.2.2.	у бытовых потребителей вне МКД		ед. изм.																				
	прочие мероприятия (снижение потерь на хозяйственные нужды подстанций)	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАС, ЮЯЭС), первый	шт.	0	0	0	0	0	0	4	0	4	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	33,12	0,00	33,12	0,00
10.1.	оптимизация обогрева помещений (ЗРУ, ОПУ, компрессорная, насосная пожаротушения и т.д.)	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАС, ЮЯЭС), первый	шт.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10.2.	оптимизация работы вентиляции и освещения (в том числе установка датчиков освещения и иных средств автоматизации)		ед. изм.																				
10.3.	замена ламп накаливания, ЛБ, ДРЛ на LED	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАС, ЮЯЭС), первый	шт.	137	0	347	0	554	0	406	0	1 444	0	0,00	0,00	0,91	0,00	13,67	0,00	32,07	0,00	46,65	0,00
10.4.	повышение уровня теплоизоляции помещений (окна, двери и т.п.)		ед. изм.																				
10.5.	Замена ПЭТ на конвекторы	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАС, ЮЯЭС), первый	ед. изм.	0	0	0	0	10	0	103	0	113	0	0,00	0,00	0,00	0,00	10,42	0,00	50,37	0,00	60,79	0,00
	ИТОГО снижение потерь электроэнергии в сетях (прочие потери за исключением технических), тыс. кВт·ч.													0,00		0,91		24,09		115,56		140,56	
	ИТОГО снижение потерь электроэнергии в сетях (технические + прочие), тыс. кВт·ч.													2 567,85		2 277,76		3 051,47		2 635,70		10 532,78	

Приложение 3
к приказу от 10.04.2026 № 167

Ежеквартальный отчет по целевым индикаторам программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

_____

(наименование организации)

N п/п	Общие сведения	Ед. изм	Базовый год							Год							
			I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого	I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого	Итого
			факт	факт	факт	факт	факт	факт	факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	Факт	План
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Полный объем освоения инвестиционной программы	млн. руб.															
2	Годовой объем потребления ЭЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВт ч															
3	Годовой объем потребления ТЭ организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. Гкал															
4	Годовой объем потребления воды организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м															
5	Годовой объем потребления газа организацией, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды	тыс. куб. м															
6	Объем потребления ЭЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. кВт ч															
7	Объем потребления ТЭ, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. Гкал															
8	Объем потребления воды, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за которую осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м															
9	Объем потребления природного газа, в том числе на собственные, производственные и хозяйственные нужды, расчеты за который осуществляются с использованием приборов учета	тыс. куб. м															
10	Общий объем освоения по всем мероприятиям программы энергосбережения и повышения энергоэффективности	млн. руб.															
11	Объем освоения внебюджетных средств, используемых для мероприятий программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности	млн. руб															
12	Число энергосервисных договоров, заключенных в установленном порядке	шт.															
13	Общее число объектов электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства	у.е.															
14	Объекты электросетевого / теплосетевого / теплоэнергетического / энергетического хозяйства, в отношении которых проведено энергетическое обследование	у.е.															
15	Установленная мощность электростанций (средняя за период)	МВт															
16	Коэффициент использования установленной электрической мощности	%															
17	Общий объем ЭЭ, передаваемой по распределительным сетям (отпускаемой в сеть)	тыс. кВт ч															
18	Объем потерь ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям	тыс. кВт ч															
18	Объем потерь ЭЭ при ее передаче по распределительным сетям	тыс. кВт ч															
18.1	Нормативные потери	тыс. кВт ч															
19	Объем потерь ТЭ при ее передаче по тепловым сетям	тыс. Гкал															
20	Объем ЭЭ, используемый при передаче ТЭ	тыс. кВт ч															
21	Объем производства электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. кВт ч															
22	Общий объем электрической энергии, производимой организацией	тыс. кВт ч															
23	Объем производства тепловой энергии с использованием возобновляемых источников энергии и (или) вторичных энергетических ресурсов	тыс. Гкал															
24	Потребление топливно-энергетических ресурсов	тыс. т.у.т.															
25	Установленная тепловая мощность на начало года	тыс. Гкал/ч															
26	Объем тепловой энергии, производимой организацией	тыс. Гкал															
27	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией в сеть (отпуск с коллекторов)	тыс. Гкал															
28	Объем тепловой энергии, отпускаемой организацией потребителям	тыс. Гкал															
29	Удельный расход топлива на отпуск ЭЭ *	г.у.т./кВт.ч															
30	Удельный расход топлива на отпуск ТЭ *	кг.у.т./ Гкал															
31	Потребление топливно-энергетических ресурсов в стоимостном выражении	млн. руб															
32	Доля потребления электроэнергии на собственные нужды	%															
33	Расход электроэнергии на собственные нужды на производство электроэнергии	%															
34	Расход электроэнергии на собственные нужды на отпуск тепловой энергии *	кВт ч/Гкал															
35	Удельный расход воды на 1 Гкал тепловой энергии **	куб. м/Гкал															

Приложение 4
к приказу от 10.04.2026 № 167

Ежеквартальный отчет о достижении целевых и прочих показателей программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

_____

(наименование организации)

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	(базовый год)*	Фактические значения целевых и прочих показателей по _____ году							Отклонение, ед.						
				I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого	I квартал	II квартал	6 месяцев	III квартал	9 месяцев	IV квартал	Итого
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	Целевые показатели																
1.1																	
2	Прочие показатели																
2.1																	

* Базовый год - предшествующий год году начала действия программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

Приложение 5
к приказу от 10.04.2026 № 167

Отчет о реализации мероприятий, основной целью которых является энергосбережение и (или) повышение энергетической эффективности

_____

(наименование организации)

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения*					Численные значения экономии												Затраты (план), млн. руб. (без НДС)			
		Размерность	план		факт		план						факт						план		факт	
			Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году
							численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1. Совершенствование технологических процессов																						
1.1.																						
1.2.																						
2. Оптимизация режимов потребления энергоресурсов																						
2.1.																						
2.2.																						
3. Совершенствование схем электроснабжения																						
3.1.																						
3.2.																						
4. Реконструкция и модернизация энергетических установок																						

Приложение 6
к приказу от 10.04.2026 № 167

Сводная форма мониторинга реализации программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

_____
(наименование организации)

за 20 __ г.

Наименование программы													
Почтовый адрес													
Ответственный за формирование программы (Ф.И.О., контактный телефон, e-mail)													
Даты начала и окончания действия программы													
Сведения по объектам осуществляющим передачу электрической энергии													
Период		Затраты, млн. руб. без НДС		Доля затрат в инвестиционной программе, направленной на реализацию целевых мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, %	Топливно-энергетические ресурсы (ТЭР)								
					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		
		всего	в т.ч. капитальные		Тыс. кВтч без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	Тыс. кВтч без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды	т у.т. без учета воды	млн. руб. без НДС с учетом воды
за отчетный год	план												
	факт												
	отклонение												
нарастающим итогом	план												
	факт												
	отклонение												

№ п/п	Наименование мероприятия	Объемы выполнения*					Численные значения экономии												Затраты (план), млн. руб. (без НДС)			
		Размерность	план		факт		план						факт						план		факт	
			Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы			В отчетном году			Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году	Всего накопительным итогом за годы реализации программы	В отчетном году
							численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.	численное значение экономии в указанной размерности	численное значение экономии, т у.т.	численное значение экономии, млн. руб.				
4.1.																						
4.2.																						
5. Внедрение новых технологий и оборудования																						
5.1.																						
5.2.																						
6. Совершенствование средств и систем учета энергоресурсов																						
6.1.																						
6.2.																						
7. Иные мероприятия																						
7.1.																						
7.2.																						
Итого																						

Приложение 7
к приказу от 10.04.2026 № 167

Отчет о достижении целевых и прочих показателей программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности

_____
(наименование организации)

№ п/п	Целевые и прочие показатели	Ед. изм.	Средние показатели по отрасли	Лучшие мировые показатели по отрасли	(базовый год)*	Плановые значения целевых и прочих показателей по годам		Фактические значения целевых и прочих показателей по годам		Отклонение, ед.		Отклонение, %	
						____ г.	____ г.	____ г.	____ г.	____ г.	____ г.	____ г.	____ г.
1		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Целевые показатели												
1.1													
2	Прочие показатели												
2.1													

Приложение 8
к приказу от 10.04.2026 № 167

Отчет о выполнении мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях АО «ДРСК»

№	Наименование мероприятий	Ответственный	ед. измерения	2025 год										Эффект от выполнения мероприятий, тыс. кВт·ч (2025 год)									
				1 квартал План	1 квартал факт	2 квартал План	2 квартал факт	3 квартал План	3 квартал факт	4 квартал План	4 квартал факт	год план	год факт	1 квартал план	1 квартал факт	2 квартал план	2 квартал факт	3 квартал план	3 квартал факт	4 квартал план	4 квартал факт	год план	год факт
	ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ																						
1.1	реализация оптимальных режимов замкнутых электрических сетей 110 кВ и выше по напряжению и реактивной мощности		ед. изм.																				
1.2.	установка и ввод в работу автоматических регуляторов напряжения на трансформаторах с РПН		шт.																				
1.3	замена баковых выключателей на вакуумные (элегазовые)		шт.									0	0									0,00	0,00
1.4.	выравнивание нагрузок фаз в сетях 0,4 кВ	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-	шт.									0	0									0,00	0,00
1.5.	использование трансформаторов с комбинированной системой охлаждения – М/ДДЦ		шт.																				
1.6	использование трансформаторов с сердечником из аморфной стали		шт.																				
1.7	отказ от проводов марки М (М 50, М 70 и т.д.)		км.																				
1.8	использование перспективных марок проводов в соответствии с действующей Технической политикой РусГидро, в том числе применение высокотемпературных проводов на линиях с большой токовой нагрузкой		км.																				
1.9.	минимизация количества плашечных зажимов	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-	шт.									0	0										
1.10	оптимизация процессов воздухоподготовки на электросетевых объектах																						
1.11	перемещение недогруженных/перегруженных силовых трансформаторов между ТП 6(10)/0,4 кВ, с целью оптимизации их загрузки	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-	шт.									0	0									0,00	0,00
1.12	Оптимизация распределения нагрузки между подстанциями основной электрической сети	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-	шт									0	0									0,00	0,00
1.13	Оптимизация установившихся режимов электрических сетей по реактивным мощностям и уровням напряжения		МВАр																				
1.14	Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя или более трансформаторами.	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-	шт.																				
	220 кВ		шт																				
	110 кВ		шт																				
	35 кВ		шт																				
1.15	Отключение в режимах малых нагрузок линий электропередачи в замкнутых электрических сетях и на двухцепных линиях		шт																				
	220 кВ																						
	110 кВ																						
1.16.	Отключение трансформаторов на подстанциях с сезонной нагрузкой	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-	шт.																				
	110 кВ		шт																				
	35 кВ		шт.																				
	6 кВ		шт																				
1.17	Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,38 кВ		ед. изм.																				
1.18.	Проведение замеров показателей качества электроэнергии на основании замеров нагрузок с последующими корректирующими мероприятиями		ед. изм.																				
1.19.	Мероприятия по строительству, реконструкции, техперевооружению и развитию электрических сетей		ед. изм.																				
1.19.1	Замена проводов на перегруженных линиях	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-	км.									0,00	0,00									0,00	0,00
	ВСЕГО по сетевым филиалам		км.									0,00	0,00									0,00	0,00
	Замена провода 6-10 кВ на СИП		км.									0,00	0,00									0,00	0,00
	Замена провода 0,4 кВ на СИП		км.									0,00	0,00									0,00	0,00
1.19.2	Замена ответвлений от ВЛ 0,38 кВ к зданиям на СИП	(для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-	км.									0,00	0,00									0,00	0,00
	Всего											0,00	0,00									0,00	0,00
	Замена уч.ВЛ от опоры до ввода											0,00	0,00									0,00	0,00
1.19.3	Замена перегруженных, установка и ввод в эксплуатацию дополнительных силовых трансформаторов на действующих подстанциях		шт																				
1.19.4	Замена недогруженных силовых трансформаторов и трансформаторов с повышенными потерями мощности в стали		шт.																				
	ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ																						
2.1.	закрепление за конкретными работниками задачи по снижению потерь и ответственности за ее достижение в разрезе участков сети	Начальник РЭС	человек																				
2.2	ежемесячный расчет технологических потерь электроэнергии		человек																				
2.3	учет необходимости финансирования программ по снижению потерь электроэнергии при формировании бизнес-плана компании		ед. изм																				

№	Наименование мероприятий	Ответственный	ед. измерения	2025 год										Эффект от выполнения мероприятий, тыс. кВт·ч (2025 год)									
				1 квартал План	1 квартал факт	2 квартал План	2 квартал факт	3 квартал План	3 квартал факт	4 квартал План	4 квартал факт	год план	год факт	1 квартал план	1 квартал факт	2 квартал план	2 квартал факт	3 квартал план	3 квартал факт	4 квартал план	4 квартал факт	год план	год факт
7.	Мероприятия по выявлению, предотвращению и снижению хищений электрической энергии		шт.																				
7.1.	Опломбирование (маркирование) приборов учета современными невскрываемыми пломбами и пломбами антимагнит		ед. изм.																				
7.1.1.	потребителей-юридических лиц вне МКД, а также по нежилым помещениям, расположенным в МКД и не использующим для своего электроснабжения общее имущество		ед. изм.																				
7.1.2.	у бытовых потребителей вне МКД		ед. изм.																				
7.2	Проведение рейдов по выявлению неучтенной электроэнергии (хищений)		шт.																				
7.2.1.	потребителей-юридических лиц вне МКД, а также по нежилым помещениям, расположенным в МКД и не использующим для своего электроснабжения общее имущество		ед. изм.																				
7.2.2.	у бытовых потребителей вне МКД		ед. изм.																				
7.3	Выявление хищений электрической энергии		ед. изм.																				
7.4	Отключения (подключения) объектов потребителей-неплательщиков, потребителей, допустивших бездоговорное потребление электрической энергии		ед. изм.																				
7.5	Замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на кабели от опоры ВЛ 0,38кВ до счетчика потребителя		км.																				
7.6	Вынос учета электроэнергии в шкафы учета за границы частного владения, доступ к которому будет иметь только контролер		ед. изм.																				
8	Мероприятия по совершенствованию организации работ, стимулированию снижения потерь, повышению квалификации персонала, контролю эффективности его деятельности.		ед. изм.																				
9	Мероприятия по совершенствованию договоров и расчетов с потребителями электрической энергии.		ед. изм.																				
9.1	Выдача ТУ на присоединение потребителям. Согласование ТУ. Ведение базы данных ТУ. Контроль над выполнением ТУ при заключении договора энергоснабжения.		ед. изм.																				
9.2	Проведение контрольных проверок соответствия фактической и разрешенной техническими условиями мощности у потребителей		ед. изм.																				
9.2.1.	потребителей-юридических лиц вне МКД, а также по нежилым помещениям, расположенным в МКД и не использующим для своего электроснабжения общее имущество		ед. изм.																				
9.2.2.	у бытовых потребителей вне МКД		ед. изм.																				
	прочие мероприятия (снижение потерь на хозяйственные нужды подстанций)	[для АЭС, АЭС, ЭС ЕАС, ЮЯЭС), первый	шт									0	0									0,00	0,00
10.1.	оптимизация обогрева помещений (ЗРУ, ОПУ, компрессорная, насосная пожаротушения и т.д.)	[для АЭС, АЭС, ЭС ЕАС, ЮЯЭС), первый	шт									0	0									0,00	0,00
10.2.	оптимизация работы вентиляции и освещения (в том числе установка датчиков освещения и иных средств автоматизации)		ед. изм.																				
10.3.	замена ламп накаливания, ЛБ, ДРЛ на LED	[для АЭС, АЭС, ЭС ЕАС, ЮЯЭС), первый	шт.									0	0									0,00	0,00
10.4.	повышение уровня теплоизоляции помещений (окна, двери и т.п.)		ед. изм.																				
10.5.	Замена ПЭТ на конвекторы	[для АЭС, АЭС, ЭС ЕАС, ЮЯЭС), первый	ед. изм.									0	0									0,00	0,00
	ИТОГО снижение потерь электроэнергии в сетях (прочие потери за исключением технических), тыс. кВт·ч.													0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	
	ИТОГО снижение потерь электроэнергии в сетях (технические + прочие), тыс. кВт·ч.													0,00		0,00		0,00		0,00		0,00	

Приложение 9
к приказу от 10.04.2026 № 167

Требования к пояснительной записке, предоставляемой в составе ежеквартального отчета по Программе

Пояснительная записка к ежеквартальному отчету о реализации ПЭиПЭЭ включает следующие сведения:

- об анализе причин достижения (не достижения) целевых показателей утвержденных ПЭиПЭЭ;
- о статусе выполнения запланированных на текущий год мероприятий ПЭиПЭЭ («выполнен 1-ый этап работ», «работы завершены в полном объеме», «мероприятие скорректировано/перенесено» и т.д.);
- о причинах недовыполнения (изменения) фактических параметров ПЭиПЭЭ относительно плановых;
- о шагах направленных на устранение факторов препятствующих исполнению плановых значений в последующие периоды;
- о прогнозе исполнения ПЭиПЭЭ по итогам года.

Документ распечатан из программы 1С: Документооборот. Версия файла 2.

Приложение 10
к приказу от 10.04.2026 № 167

Требования к пояснительной записке, предоставляемой в составе годового отчета по Программе

Пояснительная записка к годовому отчету о реализации ПЭиПЭЭ включает следующие сведения:

- о достигнутых результатах в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности в отчетном году и накопительным итогом за все годы реализации ПЭиПЭЭ;
- об экономических показателях реализации ПЭиПЭЭ, в том числе фактических и плановых затратах на реализацию ПЭиПЭЭ, сведениях о фактических источниках финансирования;
- об изменении потерь энергетических ресурсов при их передаче или снижении потребления энергетических ресурсов в отчетном году и за все годы реализации ПЭиПЭЭ для целей осуществления регулируемого вида деятельности в натуральном выражении и денежном выражении;
- об изменении расхода энергетических ресурсов на хозяйственные нужды в отчетном году и за все годы реализации ПЭиПЭЭ;
- о фактических и плановых значениях целевых показателей ПЭиПЭЭ;
- о реализации мероприятий в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, затратах на их реализацию и полученных результатах;
- иные сведения.

Документ распечатан из программы 1С: Документооборот. Версия файла 2.

Приложение 11
к приказу от 10.04.2026 № 167

Ответственные лица

Наименование отчета	Номер пункта	Ответственный в филиале за подготовку и направление информации	Ответственные за согласование в ИА
«Перечень мероприятий, основной целью которых является энергосбережение и повышение энергетической эффективности»	1	Заместитель директора-главного инженера филиала (для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-главный инженер филиала (для ПЭС)	Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению-начальник управления
	2, 4 и 7	Заместитель директора по развитию	Заместитель главного инженера по эксплуатации и ремонту-начальник управления
«Целевые индикаторы энергосбережения и повышения энергетической эффективности на 1-ый год программы АО «ДРСК»	1	Заместитель директора по инвестициям и капитальному строительству	Начальник управления капитального строительства
	2-4, 6-8	Заместитель директора-главного инженера филиала (для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-главный инженер филиала (для ПЭС)	Заместитель главного инженера по эксплуатации и ремонту-начальник управления
	17-18	Заместитель директора по развитию	Начальник управления транспорта и учета электрической энергии
«Отчет о выполнении мероприятий по снижению потерь электроэнергии в сетях АО «ДРСК»	1.3, 1.9, 1.11, 1.19.1, 1.19.2, 3.1, 10.1, 10.3, 10.5	Заместитель директора-главного инженера филиала (для АЭС, ХЭС, ЭС ЕАО, ЮЯЭС), первый заместитель директора-главный инженер филиала (для ПЭС) Заместитель директора по развитию	Заместитель главного инженера по эксплуатации и ремонту-начальник управления
	1.4, 1.12, 1.14-1.16, 2.7, 2.8		Заместитель главного инженера по оперативно-технологическому и ситуационному управлению-начальник управления
	2.1 и 2.2	Заместитель директора по развитию	Начальник управления транспорта и учета электрической энергии