|  |  |
| --- | --- |
| Согласовано:Председатель комитета по топливно-энергетическому комплексу Ленинградской области\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/А.В. Гаврилов /«\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_г. | Утверждаю:Генеральный директор ООО «Ленсеть»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/В.Н. Куралесов/«\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_г. |

|  |  |
| --- | --- |
| Согласовано:Директор ГКУ ЛО «Центр энергосбережения и повышения энергетической эффективности Ленинградской области»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/П.В. Дудкевич /«\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_г. |  Утверждаю:Председатель комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_/А.В. Кийски/ «\_\_\_»\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20\_\_г. |
|   |  |

***ПРОГРАММА***

***энергосбережения и повышения энергетической эффективности***

***Общества с ограниченной ответственностью***

***«Энергетика и инженерное обеспечение»***

***2018 - 2022 гг.***

**Ленинградская область**

**2018 г.**

**Содержание**

[Раздел 1. Паспорт программы энергосбережения](file:///C%3A%5CUsers%5CNatali%5CDownloads%5Cenergo.doc#_Toc163457284)………………………………………………………3

[Раздел 2. Пояснительная записка](file:///C%3A%5CUsers%5CNatali%5CDownloads%5Cenergo.doc#_Toc163457284)………………………………………………………………………...5

 2.1. Общие сведения………………………………………………………………………………5

 2.2. Производственная деятельность…………………………………………………………….5

 2.3 Характеристика энергопотребления предприятия……………………....…………………..6

 2.[4. Основные цели и задачи реализации программы](file:///C%3A%5CUsers%5CNatali%5CDownloads%5Cenergo.doc#_Toc163457285)…………………………………………..7

 2.5. Мероприятия программы………………………………………………...………....………..8

Раздел 3. Целевые показатели……..……………........…………….……………………………………10 Раздел 4. Таблица целевых показателей……………………………….…………………………….....11 Раздел 5. Контроль за выполнением программы…………..………….…………………….................10

**РАЗДЕЛ 1.**

**ПАСПОРТ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ**

**ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ООО «Ленсеть» НА 2018–2022 ГОДЫ НА ТЕРРИТОРИИ ЛЕНИНГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование Программы  | Программа «Энергосбережение и повышение энергетическойэффективности ООО «Ленсеть» на 2018-2022 годы на территории Ленинградской области» |
| Заказчик Программы  | ООО «Ленсеть» |
| Основание для разработки Программы  | - Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. №261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (далее - Закон №261-ФЗ);- Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. №1225 «О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»;- Приказ Комитета по тарифам и ценовой политики Ленинградской области от 30.06.2014 № 91-п «Об утверждении Требований по разработке программ энергосбережения организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Ленинградской области».  |
| Исполнитель Программы  | ООО «Ленсеть» (хозяйственный способ), подрядные организации  |
| Разработчик Программы  | ООО «Ленсеть» |
| Основные цели Программы  | – Снижение потерь в сетях электроснабжения объектов, расположенных на территории Ленинградской области, при транспортировке электрической энергии;– Соблюдение энергоэкономичных технологических режимов работы объектов электросетевого хозяйства, расположенных на территории Ленинградской области;-Увеличение объема передаваемой электроэнергии; |
| Задачи Программы | – Проведение энергетического обследования с формированием энергетического паспорта объектов электросетевого хозяйства, расположенных на территории Ленинградской области;– Обучение производственного персонала практическим приемам в части энергосбережения на обслуживаемом оборудовании; |
| Основные индикаторы и показатели, позволяющие оценить ход реализации Программы  | - Снижение потерь электрической энергии в сетях - Доля услуг по передаче электрической энергии (мощности) по приборам учета;-Снижение затрат на обслуживание устаревшего оборудование; |
| Сроки и этапы реализации Программы  | Сроки реализации: 2018-2022 годы.1-й этап замена провода ВЛ-10кВ марки АС-50 на провод СИП-3 (1х95мм2)2-й этап замена КТП №545 с трансформатором ТМ-160кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-400кВА, КТП №546 с трансформатором ТМ-400кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-630кВА, КТП №547 с трансформатором ТМ-250кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-630кВА, КТП №539 с трансформатором ТМ-250кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-630кВА. |
| Объемы и источники финансирования Программы  | Общий объем финансирования Программы составляет 12575,96124 тыс. руб.в том числе по годам: – 2018 год – 0 тыс. руб.;– 2019 год – 0 тыс. руб.;– 2020 год – 0 тыс. руб. – 2021 год – 6242,57467 тыс. руб.(реконструкция ВЛ-10кВ);– 2022 год – 6333,38657 тыс. руб. (реконструкция ТП 10/0,4) |
| Ожидаемые (планируемые) результаты реализации Программы  |  – Снижение потерь в сетях электроснабжения объектов, расположенных на территории Ленинградской области, при транспортировке электрической энергии;- Снижение аварийных выездов для устранения повреждений на реконструируемой ВЛ-10кв и в трансформаторных подстанциях;– Сокращение числа перерывов в электроснабжении производственных объектов, расположенных на территории Ленинградской области;– Улучшение качества поставляемой электроэнергии конечному потребителю. |
| Организация управления, исполнения и контроля Программы  | Начальник ПТО ООО «Ленсеть» тел.: (812) 454-80-08Дементьев Вячеслав Александрович |
| Ответственные лица для контактов  | Генеральный директор ООО «Ленсеть»Куралесов Владимир Николаевич, тел.: (812) 454-80-08 |

**РАЗДЕЛ 2. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

**2.1 Общие сведения**

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование организации: | Общество с ограниченной ответственностью «Энергетика и инженерное обеспечение» (ООО «Ленсеть») |
| Вид (форма) собственности | Частная собственность |
| Основной вид деятельности | Распределение и передача электроэнергии |
| ИНН/КПП: | 7804488126 / 780401001 |
| Адрес: | 195273, Санкт-Петербург, ул. Руставели 31 А |
| Ф.И.О. Директора | Куралесов Владимир Николаевич |
| Тел./факс: | 8 (812) 454-80-08 |
| E-mail: | info@10kv.su |

ООО «Ленсеть» – электросетевая организация, созданная с целью обеспечения надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей промышленной и социальной сферы на территории Ленинградской области. Как электросетевая организация функционирует с 2013 г.

В 2014 году ООО «Ленсеть» регулировалось впервые.

Инвестиционная программа ООО «Ленсеть» на 2014 год не утверждена.

Инвестиционная программа ООО «Ленсеть» на 2016-2017 г. утверждена в Комитете по тарифам и ценовой политике Ленинградской области.

Инвестиционная программа ООО «Ленсеть» на 2018-2022 г. направлена для утверждения в Комитет по тарифам и ценовой политике Ленинградской области.

Акты разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сетей и однолинейные схемы электроснабжения с указанием типа и мощности электрооборудования представлены в приложении 1.

**2.2 Производственная деятельность**

В собственности и аренде ООО «Энергетика и инженерное обеспечение» находятся:

* Трансформаторная подстанция 35/10 кВ – 1 шт.
* Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ – 167 шт.
* Трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ – 16 шт.
* Воздушные линии электропередачи 10 (6) кВ – 174,782 км
* Воздушные линии электропередачи 0,4 кВ – 22,18 км
* Кабельные линии электропередачи 10 (6) кВ – 12,161 км
* Кабельные линии электропередачи 0,4 кВ – 16,623 км.

Компенсаторы реактивной мощности отсутствуют. Счета на оплату реактивной мощности сбытовой компанией не выставляются.

ООО «Ленсеть» осуществляет транзит электрической энергии потребителям через находящиеся в аренде и собственности предприятия электросети 35 кВ, 10 кВ, 6 кВ и 0,4 кВ; обслуживание и ремонт оборудования, зданий и сооружений РП, ТП, ВЛ и КЛ различных классов напряжения, расположенных на территории Ленинградской области.

Прием электрической энергии в сеть ООО «Ленсеть» осуществляется от сетей ПАО «Ленэнерго» на уровнях напряжения 35, 10 и 6 кВ.

Основными потребителями ООО «Ленсеть» являются садоводческие товарищества, расположенные на территории Ленинградской области, также промышленные и бытовые потребители.

На балансе в ООО «Ленсеть» нет устройств компенсации реактивной мощности, счета на реактивную мощность сбытовой компанией не выставляются.

Одной из проблемных групп потребителей на территории Ленинградской области по качеству и надежности электроснабжения являются садоводческие некоммерческие товарищества. На текущий момент объекты электросетевого хозяйства садоводческих некоммерческих товариществ Ленинградской области характеризуются крайне высоким уровнем физического износа, основная масса электросетевого оборудования требует незамедлительной замены. Эксплуатация изношенного оборудования предприятий непосредственно оказывает влияние на аварийность и показатели бесперебойности электроснабжения.

К составу основных работ, проводимых на объектах электросетевого хозяйства ООО «Ленсеть», относятся (в разрезе категорий объектов):

– воздушные линии: определение места повреждения (ОМП); ремонт; профилактические испытания; фазировка (под напряжением и без); трассировка; замеры сопротивления изоляции и петли «фаза-нуль», переходного сопротивления контактов.

– оборудование: испытание оборудования; профилактическое восстановление релейной защиты и автоматики (РЗА); монтаж устройств и схем РЗА; прогрузка автоматических выключателей первичным током и их настройка; замена и восстановление поврежденного оборудования; анализ на пробой трансформаторного масла; регулировка масляных выключателей, линейных и шинных разъединителей, выключателей нагрузок; регулировка приводов масляных выключателей, линейных и шинных разъединителей, выключателей нагрузок; организация поверки стационарных измерительных приборов установленных в подстанциях.

– эксплуатационное обслуживание и ремонт электроустановок 6-10 кВ: текущий и планово-предупредительный ремонт; оперативные переключения; ведение оперативных переговоров; ведение оперативной и нормативно-технической документации; ликвидация ненормальных режимов и последствий аварий; контроль состояния оборудования и измерение нагрузок; составление рекомендаций и планов работ по обслуживанию и ремонту; консультации по вопросам нормативно-технической документации и др.

**2.3 Характеристика энергопотребления предприятия**

Продукцией ООО «Ленсеть» является транспорт электроэнергии. Предприятие получает все виды ТЭР от энергоснабжающих организаций, выработка ТЭР на предприятии не производится.

Предприятие располагается в новом арендуемом 3‑х этажном административном здании (стеклопакеты, уплотненные двери, батареи отопления конверторного типа, утепление стен и т.д.). Дополнительных мероприятий по утеплению здания не требуется. Приборы учета установлены.

Эксплуатация зданий, сооружений и инженерных сетей производится за счёт арендодателя. Оплата за потребляемые энергетические ресурсы производится арендодателем и включена в стоимость арендной платы. (п. 2.1 Договора аренды № 41-АП от 01.01.2014 г.)

Для осуществления операционной деятельности ООО «Ленсеть» арендует 7 автомобилей (договора аренды транспортных средств № 43-АП от 01.01.2014 и № 1/АТ-16 от 01.10.2016):

УАЗ 39629 (VIN: XTT396290X0036822)

УАЗ 39094 (VIN: XTT39094050421421)

УАЗ 390944 (VIN: XTT39094480445753)

УАЗ 39099 (VIN: XTT390995CO442749)

MITSUBISHI L200 2.5 (VIN: MMCJNKB40FDZ12320)

VOLKSWAGEN TRANSPORTER (VIN: WV1ZZZ7HZ8H145434)

КАМАЗ 4310 (VIN: отсутствует)

На предприятии работает высококвалифицированный персонал, получивший необходимые для работы допуски и регулярно подтверждающий их. Так же в соответствии с производственной необходимостью сотрудники Общества проходят дополнительное обучение и сдают квалификационные экзамены.

Численность персонала, утвержденная штатным расписанием, составляет 38 человек (включая открытые вакансии), в том числе:

- руководители – 2 чел.;

- специалисты – 6 чел.;

- рабочие – 58 чел.

**2.4 Основные цели и задачи реализации программы.**

Основные цели реализации программы:

1. снижение фактического объема потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям ООО «Ленсеть» до технико-экономического уровня;
2. экономическое стимулирование энергосбережения и повышения энергетической эффективности за счет повышения уровня надежности электроснабжения;

Основные задачи реализации программы:

1. системная организация и обеспечение выполнения мероприятий, направленных на достижение вышеуказанных целей, в том числе реконструкция объектов, используемых для передачи электроэнергии, модернизации системы учета электроэнергии, оптимизации режимов работы электросетевого оборудования, составление и анализ балансов электроэнергии;
2. определение ожидаемого экономического, технологического эффекта от реализации мероприятий и ожидаемых сроков их окупаемости.
3. составление графиков и ведение оперативных журналов аварийных отключений, прекращений передачи электроэнергии с последующим анализом;

Потери электрической энергии включают две составляющие: коммерческие потери и технологические потери.

Коммерческие потери возникают вследствие бездоговорного и безучетного электропотребления.

Основной причиной роста технологических потерь является высокий износ электрических сетей и трансформаторных подстанций.

Факторы, влияющие на величину потерь электроэнергии при ее передаче (транспортировке) потребителям:

* выработка нормативного срока службы высоковольтных воздушных и кабельных ЛЭП;
* высокая степень изношенности электрических сетей;
* износ и увеличение погрешности измерения счетчиков электроэнергии;
* отсутствие учета электроэнергии на границах балансовой принадлежности;
* умышленное хищение электроэнергии потребителями;
* недостоверность данных коммерческого учета энергии и мощности;
* незаконное потребление электроэнергии при отсутствии договорных отношений;
* отсутствие программного обеспечения для автоматической обработки данных коммерческого учета и составления балансов электроэнергии;
* высокая степень физического и морального износа оборудования на подстанциях;
* предельный уровень загрузки трансформаторов на подстанциях;

Учитывая, что регулируемая деятельность ООО «Ленсеть» начата с 01.01.2014 г., баланс электрической энергии и мощности сформированы на уровне фактических показателей 2014-2016г. представлены в таблице 1

Таблица 1

Баланс электрической энергии ООО «Ленсеть» млн. кВтч.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п.п. | Показатели | Фактические показатели | Плановые показатели |
|
| 2015 год | 2016 год | 2017год | 2018год | 2019год |
| 1 | Поступление мощности в сеть, ВСЕГО | 22,276 | 90,10 | 98.04 | 98,96 | 98,96 |
| 1.1. | из смежной сети | 22,276 | 90,10 | 98,04 | 98,96 | 98,96 |
|   | ВН |   |  25,30 |  34,31 |  29,84 |  29,84 |
|   | СНI | 5,668  | 18,83 | 18,63 | 24,26 | 24,26 |
|   | CHII | 16,608 | 45,97 | 45,1 | 44,73 | 44,86 |
| 1.2. | от электростанций ПЭ |   |   |   |   |   |
|   | от других поставщиков (в т.ч. с оптового рынка)  |   |   |   |   |   |
|   | от других организаций |   |   |   |   |   |
| 2 | Потери в сети | 0,835 | 4,83 | 6,83 | 5,28 | 5,28 |
|   | то же в % | 3,75% | 5,36% | 7,03% | 5,336% | 5,336% |
| 3 | Мощность на производственные и хозяйственные нужды |   | 0,0071 | 0,0071 | 0,0071 | 0,0071 |
| 4 | Полезный отпуск мощности потребителям | 21,441 | 85,28 | 91,15 | 93,68 | 93,68 |
| 4.1. | в т.ч. заявленная (расчетная) мощность собственных потребителей, пользующихся региональными электрическими сетями | 15,986 | 59,44 | 65,06 | 68,66 | 68,66 |
| 4.2. | Заявленная (расчетная) мощность потребителей оптового рынка |   |   |   |   |   |
| 4.3. | в другие организации (транзит) |  5,455 | 24,14 | 26,09 | 25,02 | 25,02 |

**2.5. Мероприятия программы**

**2.5.1. Организационные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности:**

Организация периодической, не реже одного раза в 3 месяца, сверки показания приборов расчетного учета у потребителей. Мероприятие реализуется в 2018-2022 гг.

**2.5.2. Технические и технологические мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности:**

***2.5.2.1.Реконструкция сетей электроснабжения СНТ «Заозерное».***

Для электроснабжения основной массы потребителей используется распределительная сеть напряжением 6–10 кВ и сеть общего пользования напряжением 0,38 кВ.

Так как сети были построены давно можно сделать вывод о необходимости реконструкции системы электроснабжения с заменой морально и физически устаревшего оборудования на новое, что значительно снизит потери электроэнергии и финансовые затраты на обслуживание.

 В программу реконструкции заложены денежные средства для замены голого провода марки АС сечением 50мм2 на провод марки СИП-3 сечением 95мм2 от отпаечной опоры № 74 до отпачечной опоры №111. Данная процедура необходима, так как в СНТ «Заозерное» планируется увеличение мощности с 971,14кВт до 1927,92кВт. Замена существующего провода на провод СИП-3 (1х95) будет проведена в 2021 в рамках инвестиционной программы 2018-2022гг.. Планируется произвести замену КТП №545 с трансформатором ТМ-160кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-400кВА, КТП №546 с трансформатором ТМ-400кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-630кВА, КТП №547 с трансформатором ТМ-250кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-630кВА, КТП №539 с трансформатором ТМ-250кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-630кВА.

В настоящий момент, исходя из того, что сети морально устарели, с каждым годом затраты на их обслуживание возрастают. В настоящее время затраты на аварийные выезды бригад ООО «Ленсеть» для устранения аварий на воздушных линиях в СНТ «Заозерное» составляют ≈120  тыс.руб/мес. данная сумма складывается из следующих показателей.

-аренда автотранспорта ≈10 000руб/мес;

-покупка материалов и оборудования ≈26 000руб/мес;

-оперативно-диспетчерские затраты ≈5 000руб/мес;

-инженерно-техническое сопровождение ≈5 000руб/мес;

-непредвиденные расходы ≈4 000руб/мес;

 Аварии, которые возникают на вышеуказанных электрических сетях во многом приходятся на стихийные бедствия и внешнее воздействие, вызванные как со стороны диких животных, так и со стороны воздействия людей. Данный показатель увеличивается в сезонные мероприятия особенно весенний и осенний период. Замена голого провода марки АС на провод марки СИП-3 позволит снизить эти расходы приблизительно в 3(три) раза.

Экономический эффект от замены голого провода АС-50мм2 на провод СИП-3 (1х95мм2) в натуральном выражении достигается за счет:

1. Снижения фактического объема потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям ООО «Ленсеть»:

-2021г- 15,83тыс.кВт.ч;

Экономический эффект от реализации мероприятия в стоимостном выражении достигается за счет снижения расходов на оплату энергии на технологические цели (потери) и составят:

2021г-15,83 х 1,863=29,49тыс.руб../год

2. Снижения финансовых затрат на аварийные выезды с учетом стоимости оборудования:

-2021г- 80тыс.руб/мес х 12=600тыс.руб./год;

Финансовые затраты на проведения мероприятия

-2021г-6 242,574467 тыс.руб.

Средний срок окупаемости данного мероприятия составит:

6 242,574467 тыс.руб./(600тыс.руб./год+29,49тыс.руб../год)≈10лет

В рамках инвестиционной программы 2018-2022г. планируется произвести замену КТП №545 с трансформатором ТМ-160кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-400кВА, КТП №546 с трансформатором ТМ-400кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-630кВА, КТП №547 с трансформатором ТМ-250кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-630кВА, КТП №539 с трансформатором ТМ-250кВА, на новую КТП 630/10/0,4кВ с трансформатором ТМГ-630кВА.

Замена трансформаторных подстанций необходима, в связи с увеличением числа участков в СНТ «Заозерное», а также вызвана необходимостью увеличения мощности существующим потребителям. В данный момент трансформаторные подстанции находятся в перегруженном состоянии и периодически коммутационные устройства выходят из строя, в виду того, что они работают в предельном, для них, режиме. Это сказывается на финансовых затратах на обслуживание подстанций, которые приблизительно составляют ≈80тыс/мес.(на 4 подстанции). Данные затраты складываются из ряда показателей:

-аренда автотранспорта ≈10 000руб/мес;

-покупка материалов и оборудования ≈16 000руб/мес;

-оперативно-диспетчерские затраты ≈5 000руб/мес;

-инженерно-техническое сопровождение ≈5 000руб/мес;

-непредвиденные расходы ≈4 000руб/мес;

Экономический эффект от замены трансформаторных подстанций №545, №546, №547, №539 в натуральном выражении достигается за счет:

1. Снижения фактического объема потерь электрической энергии в трансформаторных подстанциях сетям ООО «Ленсеть»:

-2022г- 14,24 тыс.кВт.ч;

Экономический эффект от реализации мероприятия в стоимостном выражении достигается за счет снижения расходов на оплату энергии на технологические цели (потери) и составят:

-2021г-14,24 х 1,863=26,53 тыс.руб./год

2. Снижения финансовых затрат на ремонты оборудования подстанций, приблизительно в 4 раза:

-2022г.- 40тыс.руб/мес х 12=480тыс.руб./год;

Финансовые затраты на покупку и замену трансформаторных подстанций

-2021г-6 333,38657 тыс.руб.

Средний срок окупаемости данного мероприятия составит:

6 333,38657 тыс.руб./(480тыс.руб./год+25,53 тыс.руб./год)≈12,5лет;

Целевые показатели, которые будут достигнуты в результате реконструкции электрических сетей СНТ «Заозерное» приведены в таблице 3.1.

***2.5.2.2.Реконструкция ПС «Прибыловская» 35/10кВ***

В объеме реконструкции ПС «Прибыловская» запланировано несколько этапов проведения работ по модернизации трансформаторной подстанции.

**Первый этап** предусматривает реконструкцию распределительного устройства РУ-10кВ с заменой существующих ячеек К-6У с масляными высоковольтными выключателями типа ВМП-10 на ячейки типа КРН-IV-10кВ с вакуумными высоковольтными выключателями марки BB/TEL–10–20/1000 производства компании АО «ГК Таврида Электрик».

Одним из ключевых аспектов, обеспечивающих безаварийную работу электростанций, подстанций и систем электроснабжения является постоянная работоспособность выключателей высокого напряжения. Самыми проблемными с точки зрения надежности работы являются сети 6 (10) кВ, в них происходит порядка 70% всех перерывов электроснабжения.

Исходя из распределения технологических нарушений маслонаполненного оборудования: трансформатор силовой – 22%, прочее оборудование – 6%, измерительный трансформатор напряжения – 8%, измерительный трансформатор тока – 8%, выключатель масляный – 57%, можно сделать вывод, что наибольшее количество отказов имеют высоковольтные масляные (малообъемные и баковые) выключатели.

Согласно статистике ОАО "ФСК ЕЭС" прекращение работы высоковольтных выключателей приводит к нарушениям в технологическом процессе в 24% случаев из всех возможных отказов электротехнического оборудования. Характерными неисправностями в масляных выключателях по конструктивным элементам выключателей являются: дугогасящая камера – 18%, привод – 26%, цепи управления – 42%, опорная изоляция и вводы – 14%.

Для устранения аварии и восстановления нормального режима работы сети 6 (10) кВ необходимо около 3 часов, срок работы электрооборудования увеличивает затраты на ремонт в среднем до 3 раз при эксплуатации 30 лет и выше. Разница между затратами на установку нового и капитальным ремонтом сильно изношенного оборудования составляет 2,5–3,5 раза, что повышает актуальность замены, в частности выключателей. Кроме физического износа существует вопрос соответствия современным стандартам безопасности и режимов работы, по этому критерию, в отдельных случаях, оборудование отстаёт на 30 лет, а если проанализировать рынок электрооборудования, то масляные высоковольтные выключатели, в новом состоянии, найти очень проблематично.

Известно, что для развития процесса образования электрической дуги необходима высокая концентрация молекул газа в изоляционном промежутке между контактами. Скорости ионизации молекул газа в вакууме путем соударения с ними электронов недостаточно для лавинообразного нарастания количества заряженных частиц, что делает вакуум идеальной изоляционной средой. Электрическая прочность вакуума выше, чем в масла, элегаза и воздуха, что снижает длину электрической дуги.

Предлагается взамен устаревших масляных выключателей установить вакуумные выключатели. Принцип действия вакуумного выключателя основан на том, что вакуум в нем используется как среда для гашения дуги, так как разряженный газ обладает наибольшим сопротивлением возникновению электропроводимости.

 Выбранный тип выключателей вполне отвечает требованиям современного рынка и подтверждает целесообразность его применения.

Совместно заменой масляных выключателей предусмотрена замена релейной защиты, выполненную на электромагнитных реле типа РТ-40, которые проблематично найти на рынке электротехнического оборудования, на микропроцессорные устройства типа Sepam.

Микропроцессорные устройства типа Sepam способны не только обеспечить качественную защиту электрооборудования и измерение вольт амперных характеристик, но управление и контроль работы распределительного устройства.

Исключительно простая кинематическая схема, небольшое число деталей, незначительное трение движущихся частей, способных работать без смазки, и замена механической защелки на магнитную обеспечивают вакуумным выключателям большую механическую стойкость и надежность в течение всего срока службы без проведения ремонтных работ. То есть не требуется проведение среднего и капитального ремонтов в течение всего срока их службы.

Простая конструкция выключателя на современных компонентах обеспечивает несущественный износ на протяжении 30 лет или 100000 операций включение/отключение.

Требуется лишь профилактический контроль технического состояния выключателей, который рекомендуется проводить в следующие сроки: при вводе в эксплуатацию, первую проверку – через 2 года эксплуатации, повторные – через каждые 5 лет.

Достоинства вакуумного выключателя: простота конструкции; надежность; высокая коммутационная износостойкость; малые размеры; пожаро– и взрывобезопасность; отсутствие шума при операциях; отсутствие загрязнения окружающей среды; удобство эксплуатации; малые эксплуатационные расходы.

Недостатки вакуумного выключателя: сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения; возможность коммутационных перенапряжений при отключении малых индуктивных токов; небольшой ресурс дугогасительного устройства по отключению токов короткого замыкания.

Эксплуатационные затраты складываются из затрат на материалы для капитального и текущего ремонта выключателей и заработной платы обслуживающего персонала. Так как ремонты проводятся не каждый год, то для сравнения определяются затраты, приведенные к одному году, руб.



где ,   – периодичность проведения текущих и капитальных ремонтов соответственно, руб.;

,   – затраты на материалы при проведении текущих и капитальных ремонтов, руб.;

,   – затраты на оплату труда ремонтного персонала, руб.

Итоговая экономия от замены выключателей составит [4], руб.



где   – эксплуатационные затраты на обслуживание масляного выключателя, руб.;

  – эксплуатационные затраты на обслуживание вакуумного выключателя, руб.;

N  – количество заменяемых выключателей.

Практическое применение и анализ. Предлагается взамен устаревших масляных выключателей ВМГ–10 установить вакуумные выключатели 10 кВ марки BB/TEL–10–20/1000.

1.

Таблица 1.

**Статьи эксплуатационных затрат**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | Позиции расходов | Ячейка К-6У | Ячейка КРН-IV-10кВ | Масляные выключатели | Вакуумные выключатели |
| 1. | Количество, шт. | 12 | 12 | 12 | 12 |
| 2. | Стоимость, тыс. руб. | 1500 | 1700 | 150 | 200 |
| 3. | Периодичность проведения текущих ремонтов | 1 раз в год | 1 раз в 3 лет | 1 раз в год | 1 раз в 5 лет |
| 4. | Периодичность проведения капитальных ремонтов | 1 раз в 8 лет | 1 раз в 20 лет | 1 раз в 3 года | не требуется |
| 5. | Трудоемкость проведения текущего ремонта, чел∙ч. | 12 | 6 | 12 | 5 |
| 6. | Трудоемкость проведения капитального ремонта, чел∙ч. | 48 | 12 | 28 | – |
| 7. | Затраты на материалы для проведения текущего ремонта, тыс. руб. | 4% от стоимостиячейки | 4% от стоимостиячейки | 4% от стоимости выключателей | 4% от стоимости выключателей |
| 8. | Затраты на материалы для проведения капитального ремонта, тыс. руб. | 700% от стоимости ячейки | - | 70% от стоимости выключателей | – |
| 9. | Тарифная ставка оплаты труда ремонтного персонала, тыс. руб./чел∙ч. | 0,2 | 0,2 | 0,2 | 0,2 |

Эксплуатационные затраты у ячеек К-6У:

Зэксп=$\frac{0,04\*1500+12\*0.2}{1}+\frac{0,7\*1500+48\*0.2}{6}=239$тыс.руб

Эксплуатационные затраты у ячеек КРН-IV-10кВ:

Зэксп=$\frac{0,04\*1700+6\*0.2}{7}=9,88$тыс.руб

Итоговая экономия от замены ячеек:

∆Э=12\*$(239-9,88)=2749,44$тыс.руб

Эксплуатационные затраты у масляных выключателей:

Зэксп=$\frac{0,04\*150+12\*0.2}{1}+\frac{0,7\*150+23\*0.2}{3}=29,94$тыс.руб

Эксплуатационные затраты у вакуумных выключателей:

Зэксп=$\frac{0,04\*200+5\*0.2}{10}=0,9$тыс.руб

Итоговая экономия от замены выключателей составит:

∆Э=12\*$(29,94-0,9)=348,5$тыс.руб

Капитальные затраты на реконструкцию ПС «Прибыловская» данного мероприятия составят К=47833,05 тыс. руб. (оценка проводилась на месте). Статьи эксплуатационных затрат приведены в таблице

**Вторым и третьим этапами** предусмотрено замена силового трансформатора Т1 и Т2 мощностью 6,3кВА на силовые трансформаторы большей мощности 10,5кВА.

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

Замена трансформаторов позволит избежать выхода из строя имеющихся трансформаторов, создания аварийных ситуаций, снизить нерациональный расход электроэнергии. Современные масляные трансформаторы ТМГ, в сравнении с установленным оборудованием, имеют ряд преимуществ по эксплуатации:

* не требуют производить отбор пробы масла;
* трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы;
* трансформаторы ТМГ не требуют расходов на обслуживание в эксплуатации;
* трансформаторы ТМГ не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации.

**Статьи эксплуатационных затрат**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | Позиции расходов | Старый трансформатор напряжения 6,3мВА | Старый трансформатор напряжения 10мВА |
| 1. | Количество, шт. | 2 | 2 |
| 2. | Стоимость, тыс. руб. | 7000 | 9500 |
| 3. | Периодичность проведения текущих ремонтов | 1 раз в год | 1 раз в 10 лет |
| 4. | Периодичность проведения капитальных ремонтов | 1 раз в 8 лет | 1 раз в 30 лет |
| 5. | Трудоемкость проведения текущего ремонта, чел∙ч. | 28 | 28 |
| 6. | Трудоемкость проведения капитального ремонта, чел∙ч. | 72 | 72 |
| 7. | Затраты на материалы для проведения текущего ремонта, тыс. руб. | 4% от стоимоститрансформатора | 4% от стоимоститрансформатора |
| 8. | Затраты на материалы для проведения капитального ремонта, тыс. руб. | 50% от стоимости трансформатора | - |
| 9. | Тарифная ставка оплаты труда ремонтного персонала, тыс. руб./чел∙ч. | 0,2 | 0,2 |
| 10 | Норматив потерь холостого хода трансформатора с учетом износа, % | 2,13 | 0,85 |

Эксплуатационные затраты у ячеек К-6У:

Зэксп=$\frac{0,04\*7100+28\*0.2}{1}+\frac{0,5\*7100+72\*0.2}{8}=735,15$тыс.руб

Эксплуатационные затраты у ячеек КРН-IV-10кВ:

Зэксп=$\frac{0,04\*9500+28\*0.2}{10}=38,56$тыс.руб

Итоговая экономия от замены ячеек:

∆Э=2\*$(735,15-38,56)=1393,18$тыс.руб

Анализ значений потерь холостого хода показал, что для трансформаторов со сроком службы до 20 лет в качестве обобщенных характеристик допустимо принимать значения потерь холостого хода равным паспортным значениям.

Для трансформаторов со сроком службы более 20 лет потери холостого хода возрастают в среднем с интенсивностью 1,75% (от паспортного значения) в год

Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе на холостом ходу с учетом превышения срока службы:

*W*стар. пот хх=$W\_{пс}\*∆\_{пот хх}$

*W*стар. пот хх=$18768,36\*(\frac{2,13}{100})=399,76тыс.кВт.ч$

где Wпот хх - объем потерь электроэнергии в силовом трансформаторе на холостом ходу, тыс.кВт.ч;

Wпс – объем электроэнергии принятой в сеть, тыс.кВт.ч;

$∆\_{пот хх}$ – потери электроэнергии в силовом трансформаторе на холостом ходу, %;

Расчет потерь электроэнергии в силовом трансформаторе на холостом ходу с учетом превышения срока службы:

*W*нов.пот хх=$W\_{пс}\*∆\_{пот хх}$

*W*стар. пот хх=$18768,36\*(\frac{0,83}{100})=155,77тыс.кВт.ч$

За счет замены трансформатора мы достигаем снижение потерь электроэнергии, при работе трансформатора на холостом ходу, которое определяется по формуле:

W∆= *W*стар. пот хх - *W*нов.пот хх

W∆=381,99-155,77=243,99 тыс.кВт.ч

Для того чтобы перевести кВт.ч. в денежную сумму используется цена установленная по Ленинградской области и приведена на официальном сайте АО «ПСК» и составляет 2,265руб..

Итоговая экономия на потерях электроэнергии в трансформаторе на холостом ходу:

∆Эпот= 226,21\*2,263=552,16 тыс.руб.

После реконструкции ПС «Прибыловская» появиться свободная мощность которую можно будет использовать для подключения новых потребителей.

Расчет свободной мощности:

Pc=Рп-Ррасп=18300-10280=8020кВт;

где, Рп – мощность после реконструкции кВт;

Ррасп - разрешенная мощность по актам границ БП и ЭО;

Стоимость киловатта мощности будет составлять:

Т=$\frac{К}{Рп}=\frac{156986,44}{18300}=8578,49тыс. руб. /кВт$

Итоговый доход полученный от технологического присоединения:

∆Этп=Рс\*Т=8020\*8578,49=68799,48$ тыс. руб. /кВт$

Для проведения мероприятий по реконструкции ПС «Прибыловская» в инвестиционной программе планируется затратить средства 156986,44 тыс.руб.

При вышеуказанных условиях мероприятие окупается за:

С=$\frac{К-∆Этп}{ ∆Эвыкл+∆Эяч+∆Этр+∆Эпот }$=$\frac{156986,44-68799,48}{348,5+2749,44+1393,18+552,16}=17,5$года

Данное мероприятие имеет длительный срок окупаемости. Дополнительными стимулами внедрения является обеспечение пожарной безопасности, за счет замены пожароопасных масляных выключателей на вакуумные, а также существенное повышение надежности системы электроснабжения существующих потребителей.

Мероприятия, запланированные в программе энергосбережения и энергоэффективности реализуются в 2018 - 2022 гг.

***2.5.2.3.Реконструкция ВЛ-0,4кВ (технологическое присоединение Матюхин И.Ю.)***

Инвестиционной программой предусмотрено технологическое присоединение нового потребителя по заявке на тех. присоединение от 270116 №109-ТП/16. Исходя из того, что сети, через которые планируется осуществить технологическое присоединение, морально устарели, с каждым годом затраты на их обслуживание возрастают. В настоящее время затраты на аварийные выезды бригад ООО «Ленсеть» для устранения аварий на воздушных линиях в п.Заводской составляют ≈14  тыс.руб/мес. данная сумма складывается из следующих показателей.

-аренда автотранспорта ≈5 000руб/мес;

-покупка материалов и оборудования ≈5 000руб/мес;

-оперативно-диспетчерские затраты ≈1 000руб/мес;

-инженерно-техническое сопровождение ≈1 000руб/мес;

-непредвиденные расходы ≈2 000руб/мес;

Также голый провод с помощью которого осуществляется энергоснабжение поселка Заводской и подключение нового потребителя Матюхина И.Ю. имеет сечение 35мм2 которое по техническим параметрам не соответствует характеристикам сети. В инвестиционной программе предусмотрена замена голого провода марки АС сечением 35 мм2 на провод марки СИП-3 сечением 95 мм2. Замена голого провода марки АС на провод марки СИП-3 позволит снизить эти расходы приблизительно в 3(три) раза.

Экономический эффект от замены голого провода АС-50мм2 на провод СИП-3 (1х95мм2) в натуральном выражении достигается за счет:

1. Снижения фактического объема потерь электрической энергии при ее передаче по распределительным сетям ООО «Ленсеть»:

-2019г- 1,55тыс.кВт.ч;

Экономический эффект от реализации мероприятия в стоимостном выражении достигается за счет снижения расходов на оплату энергии на технологические цели (потери) и составят:

2019г-1,55 х 2,263=3,501тыс.руб./год

2. Снижения финансовых затрат на аварийные выезды с учетом стоимости оборудования:

-2019г- 14тыс.руб/мес х 12=168тыс.руб./год;

Финансовые затраты на проведения мероприятия

-2019г-1241,53 тыс.руб.

Средний срок окупаемости данного мероприятия составит:

1241,53тыс.руб./(168тыс.руб./год+3,501тыс.руб./год)≈7лет

Целевые показатели, которые будут достигнуты в результате реконструкции ВЛ-0,4кВ приведены в таблице 3.2.

Также в рамках инвестиционной программы планируется провести ремонт электрических сетей. Мероприятия, которые планируется провести учтены в ремонтной программе. Основой для программы энергосбережения и энергоэффективности является замена существующих голых проводов марки АС на провода, изолированные марки СИП-3. Вышеуказанные мероприятия помогут снизить потери в электрических сетях, улучшат качество энергоснабжения объектов, и значительно снизят вероятность незаконного подключения. Целевые показатели, которые будут достигнуты в рамках ремонтной программы приведены в таблице 4.

**РАЗДЕЛ 3. ЦЕЛЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ**

Таблица 3.1

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п.п. | Наименование целевого показателя | Точка отпуска эл.энергии в сеть потребителя | Ед. изм. | План 2018 год | План 2019 год | План 2020 год | План 2021 год  | План 2022 год | План 2023 год |
| Проводимые мероприятия по реконструкции |
|   | - | - | - | Реконструкция ВЛ-10кВ | Реконструкция трансформаторных подстанций | - |
|   | ТСН "Заозерное" |
| 1. | Расчетное значение потерь э/э в сетях электроснабжения  | ТП-545 | тыс. кВт.ч | 17,17 | 21,46 | 26,83 | 23,36 | 19,25 | 19,25 |
| ТП-546 | тыс. кВт.ч | 23,59 | 29,49 | 36,86 | 31,71 | 27,52 | 27,52 |
| ТП-547 | тыс. кВт.ч | 17,98 | 22,48 | 28,10 | 24,64 | 20,71 | 20,71 |
| ТП-539 | тыс. кВт.ч | 16,44 | 20,55 | 25,68 | 21,92 | 19,91 | 19,91 |
| ТП-545 | % | 2,13% | 2,13% | 2,13% | 2,07% | 1,67% | 1,67% |
| ТП-546 | % | 1,88% | 1,88% | 1,88% | 1,79% | 1,57% | 1,57% |
| ТП-547 | % | 1,81% | 1,81% | 1,81% | 1,77% | 1,47% | 1,47% |
| ТП-539 | % | 2,49% | 2,49% | 2,49% | 2,35% | 2,20% | 2,20% |
| 5 | Увеличение доли услуг по передаче электрической энергии (мощности) по приборам учета, кВт\*ч, % от общего объема | ТП-545 | % | 23 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| ТП-546 | % | 23 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| ТП-547 | % | 23 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| ТП-539 | % | 23 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
| 6 | Уменьшение затрат на покупку потерь\* электроэнергии | ТП-545 | тыс. кВт.ч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,47 | 4,11 | 7,85 |
| ТП-546 | тыс. кВт.ч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 5,15 | 4,19 | 9,70 |
| ТП-547 | тыс. кВт.ч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,46 | 3,94 | 7,67 |
| ТП-539 | тыс. кВт.ч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 3,76 | 2,01 | 6,03 |
| 7 | ТП-545 | тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 7,84 | 9,31 | 17,76 |
| ТП-546 | тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 11,65 | 9,48 | 21,96 |
| ТП-547 | тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 7,82 | 8,91 | 17,36 |
| ТП-539 | тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 8,52 | 4,54 | 13,64 |
| 8 | Показатель снижения расхода на потери электроэнергии | СНТ "Заозерное" | % | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,08% | 0,16% | 0,16% |
|
| 9 | Снижение затрат на обслуживание электрических сетей | Тр-торные подстанции | тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 480,00 | 480,00 |
| Воздушные линии 10кВ | тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 600,00 | 600,00 | 600,00 |
| 10 | Показатель экономии  | СНТ "Заозерное" | тыс. кВт.ч | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 15,83 | 30,07 | 31,25 |
| тыс. руб. | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 635,82 | 1148,06 | 1150,71 |

\* при расчете стоимости киловатта потерь использовано значение 1kw=2,263р приведенное на сайте АО "Петербургская сбытовая компания" на январь 2018год

Таблица 3.2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п.п. | Наименование целевого показателя | Точка отпуска эл.энергии в сеть потребителя | Ед. изм. | План 2018 год | План 2019 год | План 2020 год | План 2021 год  | План 2022 год | План 2023 год |
| Проводимые мероприятия по реконструкции |
|   | - | - Реконструкция ВЛ-10кВ | - |  |  | - |
|  | Реконструкция ВЛ-0,4кВ п.Заводской (ТП Матюхин) |
| 1 | Расчетное значение потерь э/э в ВЛ-0,4кВ  | ВЛ-0,4кВ | тыс. кВт.ч | 2,82 | 1,27 | 1,59 | 1,99 | 2,49 | 3,11 |
| % | 0,157% | 0,071% | 0,071 | 0,071 | 0,071 | 0,071 |
|  2 | Увеличение доли услуг по передаче электрической энергии (мощности) по приборам учета, кВт\*ч, % от общего объема | ВЛ-0,4кВ | % | 23 | 25 | 25 | 25 | 25 | 25 |
|  3 | Уменьшение затрат на покупку потерь\* электроэнергии | тыс. кВт.ч | 0,00 | 1,55 | 1,55 | 1,55 | 1,55 | 1,55 |
| тыс. руб. | 0,00 | 3,501 | 3,502 | 3,502 | 3,502 | 3,502 |
| 4 | Показатель снижения расхода на потери электроэнергии | % | 0,00 | 0,086% | 0,086 | 0,086 | 0,086 | 0,086 |
|  5 | Снижение затрат на обслуживание электрических сетей | тыс. руб. | 0,00 | 168,00 | 168,00 | 168,00 | 168,00 | 168,00 |
| 6 |  Показатель экономии | Итого: | тыс. кВт.ч | 0,00 | 1,55 | 1,55 | 1,55 | 1,55 | 1,55 |
| тыс. руб. | 0,00 | 171,50 | 171,50 | 171,50 | 171,50 | 171,50 |

\* при расчете стоимости киловатта потерь использовано значение 1kw=2,263р приведенное на сайте АО "Петербургская сбытовая компания" на январь 2018год

Таблица 4

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Название объекта | Проводимые мероприятия | Период | Целевые показатели | Ед. изм. | Кол-во | Примечание |
| Снижение потерь | Экономия  |
|
| тыс.кВт.ч | % | тыс.руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | Самохвалов Михаил Валерьевич, Ленинградская область, г. Выборг, ул. 2-я Речная | Замена голого провода на СИП-3 | 2018г. | 0,00113 | 0,0001 | 0,002 | м. | 50 |   |
| 2 | Союз некоммерческих садоводств массива Мшинская, Ленинградская область, Лужский район, Мшинское сельское послеение, ПС "Низовская", ф.405-06 | Замена голого провода на СИП-3 | 2019г. | 3,82347 | 0,1404 | 7,123 | м. | 1190 |   |
| 3 | Союз некоммерческих садоводств массива Мшинская, Ленинградская область, Лужский район, Мшинское сельское послеение, ПС Пехенец", ф.538-05 | Замена голого провода на СИП-3 | 2020г. | 7,60075 | 0,2491 | 14,16 | м. | 1960 |   |
| 4 | ДНП "Медное озеро-3", Ленинградская область, Всеволожский район, пгт. Токсово | Замена голого провода на СИП-3 | 2020г. | 0,00034 | 0,0001 | 0,001 | м. | 25 |   |
| 6 | СНТ "Щит", Ленинградская область, Всеволожский район, пос. Борисова Грива, квартал 87 | Замена голого провода на СИП-3 | 2022г. | 0,12833 | 0,0214 | 0,239 | м. | 300 |   |
| 7 | Петров Михаил Николаевич, Ленинградская область, Выборгский район, пос. Гвардейское | Замена голого провода на СИП-3 | 2022г. | 0,0008 | 0,0004 | 0,001 | м. | 20 |   |
| 8 | ООО "Лукойл-Северо-Западнефтепродукт", Ленинградская область, Гатчинский район, д. Пижма, АЗС № 74 | Замена голого провода на СИП-3 | 2022г. | 0,00607 | 0,0035 | 0,0006 | м. | 65 |   |
|
| 9 | ООО "Лукойл-Северо-Западнефтепродукт", Ленинградская область, Всеволожский район, п. Токсово, АЗС № 85 | Замена голого провода на СИП-3 | 2022г. | 0,001 | 0,0002 | 0,0006 | м. | 5 |   |
|
| 10 | ООО "Лукойл-Северо-Западнефтепродукт", Ленинградская область, Приозерский район, 129 км Ленинградского шоссе, г.Приозерск, АЗС № 105 | Замена голого провода на СИП-3 | 2022г. | 0,02476 | 0,0058 | 0,046 | м. | 100 |  |

\* при расчете стоимости киловатта потерь использовано значение 1kw=2,263р приведенное на сайте АО "Петербургская сбытовая компания" на январь 2018год

**РАЗДЕЛ 5. КОНТРОЛЬ ЗА ВЫПОЛНЕНИЕМ ПРОГРАММЫ**

5.1 Контроль за выполнением программы осуществляется начальником производственно-технического отдела.

5.2 Программа подлежит корректировке или пересмотру при вступлении в силу приказов, распоряжений, методических указаний и других нормативных Актов, регламентирующих требования к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.