

Генеральный директор АО «ЛОЭСК»

_____ Д.С. Симонов
«__» _____ 2019г.

**Программа энергосбережения и повышения энергетической
эффективности АО «Ленинградская областная электросетевая
компания» на период 2015 – 2019 г.г.**

г. Санкт-Петербург
2019 год.

1. Паспорт программы энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ЛОЭСК» на 2015-2019 годы.

Наименование Программы	Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности АО «ЛОЭСК» на период 2015 – 2019 г.г.
Заказчик Программы	АО «Ленинградская областная электросетевая компания»
Основание для разработки Программы	- Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 г. N 261-ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации" - Постановление Правительства Российской Федерации от 31 декабря 2009 г. N 1225 "О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности"
Исполнитель Программы	АО «ЛОЭСК», подрядные организации.
Разработчик Программы	АО «ЛОЭСК»
Основные цели и задачи Программы	Цели Программы: - снижение технологических и коммерческих потерь электроэнергии; - повышение надежности электроснабжения; - снижение расхода ТЭР, используемых для ХН и СН;
	Задачи Программы: - выполнение проектно-изыскательских работ по реконструкции системы электроснабжения, состоящей на балансе АО «ЛОЭСК»; - реконструкция и техническое перевооружение электросетевых объектов; - проведение объективной оценки уровня технологических и коммерческих потерь и источников их появления; - установка и замена приборов и систем учета электроэнергии для сведения баланса и определения источников технологических и коммерческих потерь;
Основные индикаторы и показатели, позволяющие оценить ход реализации Программы	- увеличение доли полезного отпуска электроэнергии, снижение потерь э/э;
Сроки и этапы реализации Программы	Сроки реализации: - 2015 – 2019 годы. Этапы реализации: - 1 этап – 2015г; - 2 этап – 2016г; - 3 этап – 2017г; - 4 этап – 2018г; - 5 этап – 2019 г.
Объемы и источники финансирования Программы	Общий объем финансирования Программы составляет 428 971 тыс. руб., в том числе по годам: - 2015 год – 95 007 тыс. руб; - 2016 год – 91 489 тыс. руб; - 2017 год – 84 831 тыс. руб;

	- 2018 год –65 608 тыс. руб; - 2019 год –92 035 тыс. руб. Источники финансирования – инвестиционная программа АО «ЛОЭСК», программа ремонтных работ АО «ЛОЭСК».
Оснащенность зданий, строений, сооружений АО «ЛОЭСК» приборами учета	- холодной и горячей воды – 100%; - тепловой энергии – 100%; - электрической энергии – 100%; - газа – 100%.
Ожидаемые (планируемые) результаты реализации Программы	- снижение технологических потерь электроэнергии при ее транспортировке; - увеличение доли полезного отпуска электроэнергии;
Организация управления, исполнения и контроля Программы	Главный инженер АО «ЛОЭСК»; Главные инженеры филиалов АО «ЛОЭСК»
Ответственные лица для контактов	Главный инженер АО «ЛОЭСК» Горохов А.Ю., тел.: 334-47-47, доб.:1402, e-mail: corp@loesk.ru; Главный специалист ПТС АО «ЛОЭСК» Вьюшков Д.И., тел.:334-47-47, доб.:1552, e-mail: corp@loesk.ru

Перечень целевых показателей энергетической эффективности, а также обязательных энергосберегающих мероприятий программы энергосбережения АО «ЛОЭСК»

N п/п	Наименование показателя	на конец 2016г.	на конец 2017г.	на конец 2018г.	на конец 2019г.
1	Увеличение оснащенности зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности компании и/или на другом законном основании, приборами учета используемых энергоресурсов:				
1.1	холодной и горячей воды	100%			
1.2	тепловой энергии	100%			
1.3	электрической энергии	100%			
1.4	газа	100%			
2	Сокращение удельного расхода электрической энергии в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности компании и/или на другом законном основании, кВт.ч/кв. м, %	234,3 кВт*ч/м ² (100%)	146,2 кВт*ч/м ² (62,4%)	-	-
3	Увеличение доли услуг по передаче электрической энергии (мощности) по приборам учета, % от общего объема	-	-	90 088 шт. (77,67%)	91 197 шт. (78,62%)
4	Увеличение доли услуг по передаче электрической энергии (мощности) по выносным приборам учета, % от общего объема	13 724 шт. (22,15%)	15 354 шт. (24,78%)	16 045 шт. (25,90%)	-

2. Пояснительная записка

1. Краткое описание мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, содержащихся в Программе.

1.1. Реконструкция и техническое перевооружение кабельных и воздушных линий (6 – 10) кВ и 0,4 кВ.

Выполнение мероприятия организуется как подрядным, так и собственными силами филиалов АО «ЛЮЭСК» и состоит в проведении комплекса проектно-изыскательских, строительно-монтажных и пусконаладочных работ по:

- реконструкция воздушных (ВЛ), кабельных линий (КЛ) передачи электроэнергии;
- замене на участках ВЛ опор новыми (из более прочного материала);
- замене ВЛ на КЛ;
- замене проводов на участках ВЛ электропередачи проводами большего сечения или большей механической прочности;
- замене проводов ВЛ самонесущими изолированными проводами (СИП);
- реконструкция ВЛ и КЛ в связи с переходом на более высокий класс напряжения.

1.2. Реконструкция и техническое перевооружение трансформаторных подстанций.

Выполнение мероприятия организуется как подрядным, так и собственными силами филиалов АО «ЛЮЭСК» и состоит в проведении комплекса проектно-изыскательских, строительно-монтажных и пусконаладочных работ по следующим видам проводимых мероприятий:

- реконструкция трансформаторных подстанций (ТП);
- разукрупнению ТП (замена недогруженных трансформаторов);
- замена перегруженных ТП;
- перевод ТП на более высокий класс напряжения;
- установка устройств, обеспечивающих снижение потерь электроэнергии, поддержание и регулирование уровней напряжения.

1.3. Установка выносных приборов и систем учета электроэнергии для расчетов с владельцами частных жилых домов, различными объединениями граждан.

Выполнение мероприятия организуется собственными силами филиалов АО «ЛЮЭСК» или подрядным способом и предусматривает своей основной целью снижение уровня коммерческих потерь электроэнергии при ее передаче и реализации в индивидуальном жилом секторе муниципальных образований, расположенных на территории Ленинградской области, за счет проведения комплекса технических мероприятий по изменению организации существующей системы коммерческого учета электроэнергии.

При этом, для целей реализации мероприятия выбраны наиболее «проблемные» районы жилого сектора в зоне деятельности АО «ЛЮЭСК», в которых существенный уровень коммерческих потерь электроэнергии, связанных с задолженностью по оплате или хищениями электроэнергии.

АО «ЛЮЭСК» реализует мероприятия по установке выносных приборов учета (ВПУ) выборочно, по адресам, которые подпадают под следующие критерии отбора:

1) Несоответствие нагрузки, заявленной потребителем, и низкого уровня ежемесячного электропотребления – в сочетании с систематическим недопуском контролеров к ПУ (потребитель подает заниженные показания).

- 2) Систематические выявления у потребителя (2 и более) фактов несанкционированного подключения к сети, минуя ПУ, или вмешательства в работу ПУ.
- 3) Низкая платежная дисциплина потребителя в сочетании с систематическим не допуском к ПУ.
- 4) Не принятие потребителем мер к замене ПУ при потере им работоспособности (например, при истечении МПИ и др.), согласие его на переход на расчеты по нормативам - в сочетании с существенной величиной нагрузки в ИЖД.
- 5) Невозможность выполнить оценку прокладки проводки в ИЖД – в сочетании с существенной величиной нагрузки и незначительным фиксируемым электропотреблением.
- 6) Инструментально выявленные несоответствия нагрузки ИЖД (с помощью токовых клещей, образцовых ПУ и др.).

По выбранным адресам дается экспертная оценка по увеличению полезного отпуска (ПО), в усредненном интервале от возможного максимального и минимального эффектов которые, возможно, будут достигнуты после реализации программы по установке ВПУ на отобранных объектах.

Дополнительными целями проекта являются:

- организация автоматизированного сбора и контроля данных учета без участия контролеров;
- исключение субъективных ошибок в ходе процесса снятия и контроля показаний приборов учета электроэнергии;
- упрощение порядка применения мероприятий по отключению потребителей, имеющих задолженность по оплате за использованную электроэнергию.

В качестве альтернативы существующему принципу организации коммерческого учета в индивидуальных жилых домах (далее – ИЖД), предусматривающего расположение узла учета непосредственно в помещении дома, осуществляется организация выносного пункта учета (далее – ВПУ) на опоре ВЛ-0,4кВ в месте присоединения питающего ввода владельца ИЖД к внешней электрической сети непосредственно на границе балансовой принадлежности с сетевой организацией.

Кроме того, проектом предусматривается организация автоматизированного сбора данных коммерческого учета от ВПУ на центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) сетевой организации, а также применение дистанционного отключения потребителей, имеющих задолженность по оплате за потребленную электроэнергию.

Система коммерческого учета электроэнергии для ИЖД имеет двухуровневую схему:

- **первый уровень** – измерительно-информационные комплексы (далее - ИИК) – статические счетчики электроэнергии (однофазные или трехфазные) со встроенным или внешним GSM/GPRS-модемом с поддержкой технологий передачи данных GPRS/CSD, расположенные на опорах, от которой осуществляется присоединение ИЖД к внешней электрической сети, в защищенном шкафу учета;

- **второй уровень** – программно-аппаратный комплекс ЦСОИ, устанавливаемый в помещении структурного подразделения сетевой организации, на который в автоматизированном режиме по запросу или по расписанию поступают данные от ВПУ.

1.4. Установка более экономичных источников тепловой энергии для обеспечения хозяйственных нужд (ХН) (модернизация систем отопления) на объектах филиалов АО «ЛОЭСК».

Выполнение мероприятия организуется подрядным способом и предусматривает установку для обогрева объектов производственной деятельности филиалов АО «ЛОЭСК» системы геотермальных тепловых насосов.

1.5. Утепление зданий АБК и отапливаемых хозяйственных строений филиалов с применением изоляционных материалов и вентилируемых фасадов.

Выполнение мероприятия организуется подрядным способом и предназначено для оптимизации и снижения потребления энергоресурса на отопление административно-бытовых зданий филиалов АО «ЛОЭСК».

1.6. Установка технических приборов и систем учета в точках приема/отпуска электроэнергии для сведения баланса, определения источников технологических и коммерческих потерь.

Выполнение мероприятия организуется подрядным или собственными силами филиалов АО «ЛОЭСК» и состоит в проведении комплекса проектно-изыскательских, строительно-монтажных и пусконаладочных работ по установке в точках приема/отпуска электроэнергии на ТП и РП АО «ЛОЭСК» технического учета электроэнергии (ТУЭ), обеспечивающих измерение, хранение данных о поступившей или отпущенной электроэнергии.

ТУЭ построен по трехуровневой схеме, состоящей из следующих компонентов:

- измерительные комплексы (счетчики, измерительные трансформаторы тока и напряжения (ТТ и ТН), вторичные цепи) – 1 уровень;
- устройства сбора и передачи данных (УСПД) или концентраторы (КЦ) – 2 уровень;
- каналобразующая аппаратура, служащая для передачи данных от УСПД, КЦ на диспетчерские пункт филиала АО «ЛОЭСК» (модемы, GSM-коммуникаторы и др.);
- центр сбора и обработки информации (ЦСОИ) - 3 уровень.

Установленная на вычислительных средствах ЦСОИ программа верхнего уровня обеспечивает проведение автоматизированного дистанционного сбора, хранения данных о потребленной/отпущенной электроэнергии (мощности), а также – их обработку, формирование требуемых для анализа отчетов, в том числе составление баланса по транспорту электроэнергии с определением источников ее потерь.

Установка вышеуказанных аппаратно-программных средств позволяет в оперативном режиме осуществлять анализ электропотребления, определять источники технологических и коммерческих потерь, а также оценивать состояния качества электроэнергии, эффективно проводить мероприятия по снижению уровня в электрических сетях реактивной мощности.

1.7. Ввод в эксплуатацию новых точек коммерческого учета с дистанционной передачей данных (в том числе введение их в информационно-измерительную систему контроля и учета энергопотребления "ПИРАМИДА").

Система коммерческого учета с дистанционной передачей данных АО «ЛОЭСК» включает в себя расчетные точки учета верхней границы со смежными организациями (транзит), а также точки оптового и розничного рынка э/э.

1.8. Замена ламп накаливания на светодиодные лампы. В соответствии, с Приказом Комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области №41-п от 10.03.2017г «О внесении изменений в приказ комитета по тарифам и ценовой политике Ленинградской области от 30 июня 2014 года №91-п «Об утверждении требований по разработке программ энергосбережения

организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности на территории Ленинградской области» АО «ЛОЭСК» проводит поэтапный вывод из эксплуатации ламп накаливания с заменой их на светодиодные лампы. Замена ламп будет осуществляться в соответствии с целевыми показателями, установленными Приказом №41-п от 10.03.2017г.

В основной своей массе (более 90%) лампы накаливания установлены на ТП, РП, замена ламп будет проведена в соответствии требуемым целевым показателем. Эффект от замены ламп накаливания на светодиодные, ввиду того, что время их эксплуатации незначительно по причине неиспользования освещения в отсутствии персонала на ТП и РП, несущественный и оценке не подлежит.

2. Данные о проведении энергетических обследований филиалов АО «ЛОЭСК».

В соответствии с федеральным законом от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» АО «ЛОЭСК» в январе 2017 года по результатам обязательного энергетического обследования составлен энергетический паспорт зарегистрированный в СРО НП «Совет энергоаудиторов фирм нефтяной и газовой промышленности». Энергетический паспорт рег. №СРО-Э-010-005.2017-011, регистрационный номер энергетического паспорта в Минэнерго РФ 12669/Э-010/2017.

3. Оценка стоимости разработки и внедрения мероприятий, сроков окупаемости затрат на их реализацию, динамики целевых показателей энергетической эффективности

Оценка стоимости разработки и внедрения мероприятий, приведенная в Программе энергосбережения, основана на данных, содержащихся в преискурантах организаций – производителей оборудования и программного обеспечения, а также организаций – исполнителей услуг по проведению монтажных и пусконаладочных работ. Расчет экономии основан на методике расчета потерь методом средних нагрузок расчета нагрузочных потерь электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей. Данная методика расчета составлена в соответствии с Инструкцией «По организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» на основании Приказа Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. №326 (ред. от 01.02.2010) и представлена в Приложении №1 к паспорту Программы энергосбережения АО «ЛОЭСК» на период 2015-2019 г.г.

Перечень целевых показателей энергетической эффективности, а также обязательных энергосберегающих мероприятий программы энергосбережения АО «ЛОЭСК» основанный на нижеприведенных расчетах и определен по следующим критериям:

а) Сокращение удельного расхода электрической энергии в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности компании и/или на другом законном основании. Данные мероприятия осуществляются за счет установки более экономичных источников тепловой энергии для обеспечения ХН филиалов, а также утепления зданий АБК и отапливаемых хозяйственных строений филиалов.

После реализации мероприятий по утепления здания АБК г. Подпорожья общей площадью помещений $\approx 1402,6 \text{ м}^2$, общим электропотреблением на нужды отопления до РК $\approx 328\,595 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$ за год, с показателями удельного расхода э/э $\approx 234,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{м}^2$ (100% - потребления э/э на нужды отопления), показатели будут иметь следующие значения:

- общее электропотребление объектов на нужды отопления после утепление в 2017г фасада АБК в г. Подпорожье планируется снизить на 123 460 кВт*ч, соответственно, общее теплоснабжение снизится до 205 135 кВт*ч в год; удельный расход э/э, по итогам реализации работ в 2017г, составит 146,2 кВт*ч/м² ($\approx 62,4\%$ от потребления э/э на нужды отопления объектов на конец 2016г).

б) По состоянию на конец 2018 количество точек поставки э/э АО «ЛОЭСК» составляет 115 991 шт. из них на конец 2018г. оборудовано приборами учета 90 088 шт. Исходя из данных показателей доля услуг по передаче э/э (мощности) по приборам учета на конец 2019г увеличится на 0,95% - планируется установить 1 109 приборов учета, что увеличит оснащенность точек поставки до 91 197 шт.

в) В зоне деятельности АО «ЛОЭСК» расположено порядка 61 959 индивидуальных жилых домов (физические лица). По состоянию на 1 квартал 2018г. в филиалах АО «ЛОЭСК» подобным абонентам было установлено 15 354 выносных приборов учета (ВПУ) (24,78% доли услуг по передаче э/э по приборам учета от общего количества подобных абонентов в зоне деятельности АО «ЛОЭСК»), динамика с конца 2016г. по оснащению ИЖД ВПУ выглядит следующим образом:

- на конец 2016г установлено 1 630 приборов учета, что увеличило оснащенность точек поставки до 13 724 шт;
- на конец 2017г установлено 654 прибора учета, что увеличило оснащенность точек поставки до 15 354 шт;
- на конец 2018г установлено 691 прибор учета, что увеличило оснащенность точек поставки до 16 045 шт;

3.1. Расчет экономии и окупаемости при реконструкции ВЛ, КЛ – 0,4 кВ.

Таблица 1.

Наименование мероприятия согласно ИП	Характеристики до реконструкции					Планируемые характеристики после реконструкции					Итог
	Марка и сечение прово- дника	Длина прово- дника, L км	Удельное расчетное активное сопротивлен ие, г Ом/км	Средняя нагрузка на участке, А	Потери на участке, W _л , кВтч	Марка и сечение прово- дника	Длина проводника, L км	Удельное расчетное активное сопротивление, г Ом/км	Средняя нагрузка на участке, А	Потери на участке, W _л , кВтч	Экономия э/э, W, кВтч
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Волховский район)											
Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП-144 фид. "Пестеля, Транспортная"	A-35	0,6	0,85	58	79 354	СИП-95	0,85	0,32	58	42 321	37 033
Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП-45 фид. "Уют, рынок, Советская"	A-35	0,37	0,85	61	54 131	СИП-95	0,37	0,32	61	20 382	33 749
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Бокситогорский район)											
Бокс, РК ВЛ-0,4 кВ ТП-9 Пионерская в г. Пикалево ЛО (инв. № 200001189)	A-35	0,75	0,85	52	79 724	СИП-70	0,75	0,443	52	41 550	38 174
филиал АО «ЛОЭСК» «Северные электросети» (Выборгский район)											
Реконструкция ЛЭП-0,4 кВ от ТП-19 на ул. Кирова в г. Светогорск Выборгского района ЛО (инв. № 050003214)	A-25	0,585	1,165	54	132 144	СИП-70	0,58	0,443	54	66 265	65 879
		СИП-35				0,27	0,868				
филиал АО «ЛОЭСК» «Западные электросети» (Кингисеппский район)											
Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Жукова	A-16	0,576	1,838	59	170 457	СИП-50	0,576	0,641	59	59 450	111 007
Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Фабричная	A-16	1,834	1,838	75	877 015	СИП-70	1,212	0,443	75	191 471	685 544
						СИП-95	0,622	0,32			
Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Дорожников	A-25	0,502	1,165	75	152 156	СИП-95	0,502	0,32	75	41 797	110 359
Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Текстильщиков	A-35	0,785	0,85	69	146 929	СИП-95	0,785	0,32	69	55 318	91 611

Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Заречная, ул.Лесная, ул.Партизанская	А-16	0.525	1,838	86	330 091	СИП-95	0.525	0,32	86	57 477	485 840
		0.647		52	148 734	СИП-70	0.647	0.443	52	35 846	
		0.192		90	132 206		0.192		90	31 868	
Реконструкция ВЛ 0,4 ул.Псковская, ул.Садовая в г. Ивангород Кингисеппского района ЛО (инв. №070000167)	А-25	0.8	1,165	64	176 562	СИП-70	0,721	0,443	64	93 893	82 669
						СИП-35	0,203	0,868			
филиал АО «ЛОЭСК» «Западные электросети» (Сланцевский район)											
Реконструкция ВЛ- 0,4кВ от ТП-22 в г. Сланцы ЛО (инв.№180000164)	А-35	0,219	0,85	89	68 192	СИП-70	0,219	0,443	89	35 538	32 654
Реконструкция ВЛ- 0,4кВ от ГКТПн-40Б в г.Сланцы ЛО (инв.№180000152)	А-35	1,408	0,85	54	161 422	СИП-70	1,288	0,443	54	76 949	84 473
Реконструкция ВЛ и КЛ-0,4кВ от ТП-15(ВЛ) в г.Сланцы ЛО (инв.№180000172)	А-35	0,385	0,85	99	148 348	СИП-70	0,385	0,443	99	77 319	112 872
		0,406		74	87 402		0,406		74	45 559	
филиал АО «ЛОЭСК» «Центральные электросети» (Кировский район)											
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-118 в г. Кировск Ленинградской области (инв. № 000000732)	А-35	1,653	0,85	45	131 605	СИП-95	1,653	0,32	45	49 537	82 068
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТПн-701 в п. Назия Кировского района Ленинградской области (инв. № 000000712)	А-35	0,812	0,85	60	114 923	СИП-70	0,812	0,443	60	59 897	55 026
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-25	А-35	1,13	0,85	82	298 716	СИП-120	1,13	0,253	82	88 913	209 803
Реконструкция ВЛ- 0,4кВ от ТП-146	А-35	0,981	0,85	113	492 469	СИП-95	0,981	0,32	113	185 397	307 072

филиал АО «ЛОЭСК» «Южные электросети» (Лужский район)											
Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП 81 в г. Луга, ЛО (инв № 000001997)	А-35	1	0,85	50	402 739	СИП-95	0,983	0,32	50	145 712	257 027
		1		88			0,954		88		
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Подпорожский район)											
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-3-18 в г.Подпорожье, ЛО	А-35	0,57	0,85	65	94 679	СИП-70	0,57	0,443	65	49 352	45 327
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Тихвинский район)											
Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП№27	А-50 (Л1)	0,020	0,588	43	489 339	СИП-95 (Л1)	0,544	0,320	56	294 384	194 955
						СИП-70 (Л1)	0,230	0,443	56		
	А-35 (Л1)	1,076	0,850	43		СИП-35 (Л1)	0,129	0,868	56		
						СИП-95 (Л2)	0,533	0,320	69		
	А-50 (Л2)	0,227	0,588	52		СИП-35 (Л2)	0,162	0,868	69		
						СИП-95 (Л3)	0,808	0,320	71		
	А-35 (Л2)	0,927	0,850	52		СИП-35 (Л3)	0,113	0,868	71		
						СИП-95 (Л4)	0,636	0,320	60		
	А-50 (Л3)	0,082	0,588	74		СИП-35 (Л4)	0,179	0,868	60		
						СИП-95 (Л5)	0,198	0,320	60		
	А-35 (Л3)	1,313	0,850	74		СИП-70 (Л5)	0,018	0,443	60		
						СИП-35 (Л5)	0,073	0,868	60		
						СИП-35 (Л6)	0,104	0,868	32		
Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП№62	А-35	0,797	0,850	66	477 684	СИП-95	0,63	0,32	44	56 660	421 024
						СИП-50	0,132	0,641	44		
						СИП-95	0,455	0,32	44		
						СИП-50	0,118	0,641	44		
		1,048	0,850	91		СИП-95	0,525	0,32	38		

филиал АО «ЛОЭСК» «Центральные электросети» (Тосненский район)											
ВЛ-0,4 кВ от КТП-3 в г. Тосно	А-35	2,57	0,85	94	892 787	СИП-95	2,57	0,32	94	336 104	556 683
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-18 в п. Ульяновка, Тосненского р-на, ЛО (инв. № 210000426)	А-50	1,392	0,588	47	83 625	СИП-95	1,456	0,32	47	47610	36 015
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-34 п. Гладкое	А-35	1,162	0,85	95	412 297	СИП-95	1,162	0,32	95	155 224	257 073
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-3 в п. Ульяновка, Тосненского р-на, ЛО (инв. № 210000383)	А-50	2,4	0,588	97	614 145	СИП-95	2,4	0,32	97	334 223	279 922
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-70 в г. Тосно	А-35	0,57	0,85	73	119 425	СИП-95	0,57	0,32	73	44 958	74 467
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-38 Тосно, ЛО	А-25	1,074	1,165	95	522 302	СИП-70	1,228	0,443	95	227 086	295 216
Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-28 г.Никольское д. Гладкое, Тосненский р-н, ЛО	А-35	1,37	0,85	95	486 102	СИП-120	1,37	0,253	95	144 679	341 423
$\Sigma W_3 - 5\,384\,965 \text{ кВт*ч}$											

Таблица 1.1.

Плановый срок выполнения мероприятий	Наименование мероприятия согласно ИП	Плановая полная стоимость строительства без НДС, руб.	Экономия в натуральном выражении, кВт*ч	Тариф без учета НДС, руб./кВт*ч	Экономия в финансовом выражении без учета НДС, руб.	Срок окупаемости мероприятия
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Волховский район)						
Работа выполнена в 2015г.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП-144 фид. "Пестеля, Транспортная"	680 205,35	37 033	1,87136	69 302,07	9,8
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП-45 фид. "Уют, рынок, Советская"	1 143 623,47	33 749	2,51501	84 879,07	13,5

филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Бокситогорский район)						
2019г.	Бокс, РК ВЛ-0,4 кВ ТП-9 Пионерская в г. Пикалево ЛО (инв. № 200001189)	2 217 453,80	38 174	3,26949	124 809,51	17,8
филиал АО «ЛОЭСК» «Северные электросети» (Выборгский район)						
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ЛЭП-0,4 кВ от ТП-19 на ул. Кирова в г. Светогорск Выборгского района ЛО (инв. № 050003214)	2 683 920,49	65 879	2,51501	165 686,34	16,2
филиал АО «ЛОЭСК» «Западные электросети» (Кингисеппский район)						
Работа выполнена в 2015г.	Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Жукова	1 080 692,47	111 007	1,87136	207 734,06	5,2
Работа выполнена в 2018г.	Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Фабричная	5 806 509,92	685 544	2,64831	1 815 533,03	3,2
Работа выполнена в 2015г.	Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Дорожников	1 278 274,19	110 359	1,87136	206 521,42	6,2
Работа выполнена в 2015г.	Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Текстильщиков	1 709 483,65	91 611	1,87136	171 437,16	10,0
Работа выполнена в 2018г.	Реконструкция ВЛ-0,4 ул.Заречная, ул.Лесная, ул.Партизанская	1 768 187,83	485 840	2,64831	1286 654,93	1,4
Работа выполнена в 2016г.	Реконструкция ВЛ 0,4 ул.Псковская, ул.Садовая в г. Ивангород Кингисеппского района ЛО (инв. №070000167)	1 823 140,80	82 669	2,2355	184 806,55	9,9
филиал АО «ЛОЭСК» «Западные электросети» (Сланцевский район)						
Работа выполнена в 2015г.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП- 22 в г. Сланцы ЛО (инв.№180000164)	215 383,55	32 654	1,87136	61 107,39	3,5
Работа выполнена в 2015г.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ГКТПн-40Б в г.Сланцы ЛО (инв.№180000152)	1 691 198,00	84 473	1,87136	158 079,39	10,7
Работа выполнена в 2015г.	Реконструкция ВЛ и КЛ-0,4кВ от ТП-15(ВЛ) в г.Сланцы ЛО (инв.№180000172)	763 667,51	112 872	1,87136	211 224,15	3,6

филиал АО «ЛЮЭСК» «Центральные электросети» (Кировский район)						
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-118 в г. Кировск Ленинградской области (инв. № 000000732)	2 162 761,47	82 068	2,51501	206 401,84	10,5
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТПн-701 в п. Назия Кировского района Ленинградской области (инв. № 000000712)	2 380 167,75	55 026	2,51501	138 390,94	17,2
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-25	3 044 205,29	209 803	2,51501	527 656,64	5,8
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП-146	3 106 873,29	307 072	2,51501	772 289,15	4,0
филиал АО «ЛЮЭСК» «Южные электросети» (Лужский район)						
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ 0,4 кВ от ТП 81 в г. Луга, ЛО (инв № 000001997)	6 059 965,36	257 027	2,51501	646 425,48	9,4
филиал АО «ЛЮЭСК» «Восточные электросети» (Подпорожский район)						
2019г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-3-18 в г.Подпорожье, ЛО	3 597 206,59	45 327	3,26949	148 196,17	24,3
филиал АО «ЛЮЭСК» «Восточные электросети» (Тихвинский район)						
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП№27	8 448 607,19	194 955	2,51501	490 313,77	17,2
Работа выполнена в 2016г.	Реконструкция ВЛ-0,4кВ от ТП№62	2 960 764,71	421 024	2,2355	941 199,15	3,1
филиал АО «ЛЮЭСК» «Центральные электросети» (Тосненский район)						
Работа выполнена в 2017г.	ВЛ-0,4 кВ от КТП-3 в г. Тосно	4 271 186,44	556 683	2,51501	1 400 063,31	3,1
Работа выполнена в 2016г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-18 в п. Ульяновка, Тосненского р-на, ЛО (инв. № 210000426)	3 738 722,28	36 015	2,2355	80 511,53	46,4
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-34 п. Гладкое	1 830 508,47	257 073	2,51501	646 541,17	2,8

2019г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-3 в п. Ульяновка, Тосненского р-на, ЛО (инв. № 210000383)	4 238 705,32	279 922	3,26949	915 202,18	4,6
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от КТП-70 в г. Тосно	1 270 788,98	74 467	2,51501	187 285,25	6,8
Работа выполнена в 2016г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-38 Тосно, ЛО	3 835 813,05	295 216	2,2355	659 955,37	5,8
Работа выполнена в 2018г.	Реконструкция ВЛ-0,4 кВ от ТП-28 г.Никольское д. Гладкое, Тосненский р-н, ЛО	2 681 340,43	341 423	2,64831	904 193,95	3,0
Средний срок окупаемости по мероприятиям						9,8

*Тариф для расчета принят согласно прогнозируемой стоимости покупки потерь АО «ЛОЭСК» (величина тарифа, для мероприятий реализованных в 2015г., принята на основе заявления по установлению тарифа (услуги по передаче э/э) состоянию на апрель 2015г.; для мероприятий реализованных в 2016г величина тарифа принята на основе заявления по установлению тарифа (услуги по передаче э/э), по состоянию на начало 2017г; для мероприятий планируемых к реализации в 2018г величина тарифа принята на основе заявления по установлению тарифа (услуги по передаче э/э), по состоянию на начало 2018г.; для мероприятий планируемых к реализации в 2019г величина тарифа принята на основе прогнозируемое значение тарифа на покупку потерь на конец 2019г.

Таблица 1.2

Период применения тарифа	Прогноз на 2016 г., для мероприятий реализованных в 2015г. (показатель по состоянию на апрель 2015г.)	Прогноз на 2017 г., для мероприятий реализованных в 2016г. (показатель (предложение организации) по состоянию на апрель 2017г.)	Прогноз на 2018 г., для мероприятий реализованных в 2017г. (показатель (предложение организации) по состоянию на конец 2017г.)	Прогноз на 2019 г., для мероприятий реализованных в 2018 (показатель (предложение организации) по состоянию на конец 2017г.)	Прогноз на 2020 г., для мероприятий которые планируется реализовать в 2019 (прогнозируемое значение тарифа на покупку потерь на конец 2019г.)
Цена за электроэнергию (покупка потерь), руб./кВт*ч	1,87136	2,2355	2,51501	2,64831	3,26949

3.2. Расчет экономии и окупаемости при реконструкции ВЛ, КЛ – 6(10) кВ.

Таблица 2.

Наименование мероприятия согласно ИП	Характеристики до реконструкции					Планируемые характеристики после реконструкции					Итог
	Марка и сечение проводника	Длина проводника, L км	Удельное расчетное активное сопротивление, г Ом/км	Средняя нагрузка на участке, А	Потери на участке, W _л , кВтч	Марка и сечение проводника	Длина проводника, L км	Удельное расчетное активное сопротивление, г Ом/км	Средняя нагрузка на участке, А	Потери на участке, W _л , кВтч	Экономия э/э, W _э , кВтч
филиал АО «ЛОЭСК» «Западные электросети» (Кингисеппский район)											
Реконструкция КЛ-10кВ ф.17-03 - ТП-29	АСБ-70	0,56	0,42	91	90 085	АСБ-120	0,56	0,245	91	52 543	37 542
филиал АО «ЛОЭСК» «Западные электросети» (Сланцевский район)											
Реконструкция ВЛ и КЛ-6кВ от РТП-14(ВЛ) ВЛ-6кВ фид.14-10	A-70	5,11	0,42	135	2 055 358	СИП-120	1,72	0,253	135	1 575 548	479 810
	A-50	0,41	0,588			СИП-95	3,86	0,32			
	A-35	0,06	0,85			СИП-50	0,31	0,641			
филиал АО «ЛОЭСК» «Центральные электросети» (Кировский район)											
Киров, РК ВЛ-6 кВ от ТП-20 до КТП-17 в п. Мга Кировского района ЛО (инв. № 000000822)	A-50	0,8	0,588	103	230 817	СИП-70	0,8	0,443	103	173 895	56 922
Реконструкция ВЛ-10кВ Ф 730-10 частный сектор г. Отрадное	АС-35	4,218	0,85	67	744 411	СИП-70	4,218	0,443	67	387 970	356 441
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Лодейнопольский район)											
Реконструкция КЛ 10 кВ от ПС-266 до РП-3 ф.266-03	АСБ-150	1,591	0,196	91	119 439	АСБ-240	1,591	0,1225	91	74 649	44 790
филиал АО «ЛОЭСК» «Западные электросети» (Сосновоборский район)											
Реконструкция ВЛ-10 от ПС-189 ф.9-09 (инв. №000001471) в г. Волосово	A-25	3.357	1.165	45	366 302	СИП-70	3.357	0,443	45	139 289	227 013
ΣW _э – 1 202 518 кВт*ч											

Таблица 2.1

Плановый срок выполнения мероприятий	Наименование мероприятия согласно ИП	Плановая полная стоимость строительства без НДС, руб.	Экономия в натуральном выражении, кВт*ч	Тариф без учета НДС, руб./кВт*ч	Экономия в финансовом выражении без учета НДС, руб.	Срок окупаемости мероприятия
филиал АО «ЛЮЭСК» «Западные электросети» (Кингисеппский район)						
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция КЛ-10кВ ф.17-03 - ТП-29	1 157 350,07	37 542	2,51501	94 418,51	12,3
филиал АО «ЛЮЭСК» «Западные электросети» (Сланцевский район)						
2019г.	Реконструкция ВЛ и КЛ-6кВ от РТП-14(ВЛ) ВЛ-6кВ фид.14-10	14 215 858,55	479 810	3,26949	1 568 734,00	9,1
филиал АО «ЛЮЭСК» «Центральные электросети» (Кировский район)						
2019г.	Киров, РК ВЛ-6 кВ от ТП-20 до КТП-17 в п. Мга Кировского района ЛО (инв. № 000000822)	1 543 349,68	56 922	3,26949	186 105,91	8,3
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-10кВ Ф 730-10 частный сектор г. Отрадное	7 646 359,52	356 441	2,51501	896 452,68	8,5
филиал АО «ЛЮЭСК» «Восточные электросети» (Лодейнопольский район)						
Работа выполнена в 2018г.	Реконструкция КЛ 10 кВ от ПС-266 до РП-3 ф.266-03	3 919 832,97	44 790	2,64831	118 617,80	33,0
филиал АО «ЛЮЭСК» «Западные электросети» (Сосновоборский район)						
Работа выполнена в 2017г.	Реконструкция ВЛ-10 от ПС-189 ф.9-09 (инв. №000001471) в г. Волосово	13 211 554,75	227 013	2,51501	570 939,97	23,1
Средний срок окупаемости по мероприятиям						15,7

3.3.Расчет экономии и окупаемости при реконструкции трансформаторных подстанций (перевode сетей на более высокий класс напряжения).

Таблица 3.

Наименование мероприятия согласно ИП	Характеристики оборудования до реконструкции															
	Характеристики для расчета экономии при замене трансформатора												Характеристики для расчета экономии при переводе сети на более высокий класс напряжения			
	P _{xx} , кВт	P _{кз} , кВт	k _{загр} о.е.	S _{ном} , кВА	S _{ср} , кВА	R _т , Ом	U _{вном} , кВ	U _{ср} , кВ	W _н , кВтч	W _х , кВтч	W _с , кВтч	L*, км	I*, А	г, Ом/км	Сечение и марка	W _{пр-ка} , кВтч
филиал АО «ЛЮЭСК» «Восточные электросети» (Подпорожский район)																
Реконструкция оборудования	2.668	7.906	0,58	560	325	0,0009	6	6	126 956	45 010	171 966	1,46	109	0,315	А-95	737 514

ТП-90	1,56	7,8	0,53	630	334	0,0007							1,487	14	0,253	СИП-120	
Реконструкция оборудования ТП-17	0,455	3,71	0,67	250	168	0,0021	6	6					1,815	150	0,251	A-120	
	0,455	3,92	0,67	250	168	0,0023							1,156	18	0,42	A-70	
В филиале АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Подпорожский район) производится перераспределение нагрузок между 4-мя фидерами за счет перевода части подстанций с 6 на 10 кВ, что позволит уменьшить дисбаланс в загруженности фидеров, а также снизить суммарную токовую нагрузку на данных линиях. Выше приведены расчеты потерь на реконструируемых ТП, а также в головных участках ф. 201-14 (S _{ср.} - 1136 кВА), ф.201-15 (S _{ср.} - 1555кВА), ф.267-06 (S _{ср.} - 313 кВА), ф.267-14 (S _{ср.} - 243 кВА) до реконструкции.																	
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Тихвинский район)																	
Тихв, РК оборудования ТП-62 (инв.№ 200000335), г. Тихвин ЛО	0,458	3,809	0,76	250	190	0,0061	10	10	33 950	4 012	37 962	-	-	-	-	-	-
Тихв, РК оборудования ТП-24 (инв. №200000197) в г.Тихвин, ЛО	1,05	5,5	0,54	250	135	0,0088	10	10	24 730	9 198	33 928	-	-	-	-	-	-
	0,458	3,726	0,38	250	95	0,006	10	10	8 356	4 012	12 368	-	-	-	-	-	-
филиал АО «ЛОЭСК» «Центральные электросети» (Тосненский район)																	
Реконструкция оборудования ТП-11 в п. Ульяновка	0,41	2,9	0,6	160	96	0,0041	6	6	36 710	13 363	50 073	2,8	100	0,443	СИП-70	573 720	
Реконструкция оборудования ТП-33 в п. Ульяновка	1,115	5,5	0,5	400	200	0,0012	6	6									
Реконструкция КТП-38, г.Тосно	0,758	5,592	0,55	400	220	0,0035	10	10	26 117	6 640	32 757	-	-	-	-	-	-
филиал АО «ЛОЭСК» «Южные электросети» (Гатчинский район)																	
Реконструкция оборудования: ТП-62 инв. № 100007658 г. Гатчина	0,77	5,6	0,5875	400	235	0,0035	10	10	29 802	6 745	36 547	-	-	-	-	-	-

Таблица 3.1.

Наименование мероприятия согласно ИП	Плановые характеристики оборудования после реконструкции																			
	Характеристики для расчета экономии при замене трансформатора											Характеристики для расчета экономии при переводе сети на более высокий класс напряжения								
	P _{xx} *, кВт	P _{кз} *, кВт	k _{загр} *, о.е.	S _{ном} *, кВА	S _{ср} , кВА	R _т , Ом	U _{вном} *, кВ	U _{ср} , кВ	W _н , кВтч	W _х , кВтч	W _с , кВтч	L*, км	I*, А	г, Ом/км	Сечение и марка	W _{пр-ка} , кВтч				
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Подпорожский район)																				
Реконструкция оборудования ТП-90	0,944	7,739	0,52	630	328	0,0019	10	10	93 686	30 957	124 643	1,46	122	0,315	A-95	474 677				
	1,05	7,6	0,53	630	334	0,0019						1,487	19	0,253	СИП-120					
Реконструкция оборудования ТП-17	0,77	5,4	0,42	400	168	0,0034	10	10				1,815	64	0,251	A-120					
	0,77	5,4	0,42	400	168	0,0034						1,156	54	0,42	A-70					
Расчеты потерь на реконструируемых ТП, а также в головных участках ф. 201-14 (S _{ср.} - 1273 кВА), ф.201-15 (S _{ср.} - 702 кВА), ф.267-06 (S _{ср.} - 939 кВА), ф.267-14 (S _{ср.} - 334 кВА) после завершения всего комплекса работ по реконструкции.																				
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Тихвинский район)																				
Тихв, РК оборудования ТП-62 (инв.№ 200000335), г. Тихвин ЛО	0,83	5,4	0,475	400	190	0,0034	10	10	18 917	7 271	26 188	-	-	-	-	-				
Тихв, РК оборудования ТП-24 (инв. №200000197) в г.Тихвин, ЛО	0,83	5,4	0,338	400	135,2	0,0034	10	10	9 574	7 271	16 845	-	-	-	-	-				
	0,83	5,4	0,238	400	95,2	0,0034	10	10	4 749	7 271	12 020	-	-	-	-	-				

филиал АО «ЛОЭСК» «Центральные электросети» (Тосненский район)																
Реконструкция оборудования ТП-11 в п. Ульяновка	0,41	2,6	0,6	160	96	0,0102	10	10	35 461	10 337	45 798	2,8	60	0,443	СИП-70	206 534
Реконструкция оборудования ТП-33 в п. Ульяновка	0,77	5,4	0,5	400	200	0,0034	10	10								
Реконструкция КТП-38, г. Тосно	0,41	2,6	0,65	160	104	0,0102	10	10	17 006	3 591	20 597	-	-	-	-	-
филиал АО «ЛОЭСК» «Южные электросети» (Гатчинский район)																
Реконструкция оборудования: ТП-62 инв. № 100007658 г. Гатчина	1,05	7,6	0,373	630	235	0,0019	10	10	16 296	9 168	25 494	-	-	-	-	-

Таблица 3.2.

Наименование мероприятия согласно ИП	Потери до реконструкции, W _д , кВтч	Потери после реконструкции, W _п , кВтч	Экономия э/э при реконструкции ТП, W _э , кВтч	Примечание
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Подпорожский район)				
Реконструкция оборудования ТП-90	909 480	599 320	310 160	<p>Мероприятия носят комплексный характер. Мероприятия: РК КЛ-6 кВ фид. 201-15 от ТП-17 до ТП-90 и от ТП-90 до ТП-95 выполнены в 2017г. Мероприятия: РК оборудования ТП-90 и ТП-17 будут выполнены в 2020г.</p> <p>Соответствующий эффект от выполненного комплекса мероприятий будет показан по их завершению, и будет отражен в программе энергосбережения АО «ЛОЭСК» на период 2020-2024г.</p> <p>В программе энергосбережения АО «ЛОЭСК» 2015-2019г данные мероприятия присутствуют, в целях отражения финансовых показателей уже выполненных мероприятий.</p>
Реконструкция оборудования ТП-17				
Реконструкция КЛ-6 кВ фид.201-15 от ТП-17 до ТП-90				
Реконструкция КЛ-6 кВ фид. 201-15 от ТП-90 до ТП-95				

филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Тихвинский район)				
Реконструкция оборудования ТП-62	37 962	26 188	11 774	-
Реконструкция оборудования ТП-24	46 296	28 865	17 431	-
филиал АО «ЛОЭСК» «Центральные электросети» (Тосненский район)				
Реконструкция оборудования ТП-11 в п. Ульяновка	623 793	252 332	371 461	-
Реконструкция оборудования ТП-33 в п. Ульяновка				
Реконструкция КТП-38, г. Тосно	32 757	20 597	12 160	-
филиал АО «ЛОЭСК» «Южные электросети» (Гатчинский район)				
Реконструкция оборудования: ТП-62 инв. № 100007658 г. Гатчина	36 547	25 494	11 053	-
ΣW _э – 412 826 кВт*ч				

Таблица 3.3.

Плановый срок выполнения мероприятий		Наименование мероприятия согласно ИП	Плановая полная стоимость строительства без НДС, руб.	Экономия в натуральном выражении, кВт*ч	Тариф без учета НДС, руб./кВт*ч	Экономия в финансовом выражении без учета НДС, руб.	Срок окупаемости мероприятия
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Подпорожский район)							
Комплекс мероприятий планируется завершить в 2020г.	2020г	Реконструкция оборудования ТП-90	1 765 571,98	-	-	-	-
		Реконструкция оборудования ТП-17	1 445 390,43				
	Работы выполнены в 2017г	Реконструкция КЛ-6 кВ фид.201-15 от ТП-17 до ТП-90	843 054,31				
		Реконструкция КЛ-6 кВ фид. 201-15 от ТП-90 до ТП-95	1 372 207,99				
филиал АО «ЛОЭСК» «Восточные электросети» (Тихвинский район)							
2019г		Реконструкция оборудования ТП-62	487 224,61	11 774	3,26949	38 494,98	12,7
2019г		Реконструкция оборудования ТП-24	880 619,75	17 431	3,26949	56 990,48	15,5
филиал АО «ЛОЭСК» «Центральные электросети» (Тосненский район)							

2019г.	Реконструкция оборудования ТП-11 в п. Ульяновка	2 518 703,80	371 461	3,26949	1 214 488,02	4,7
2019г.	Реконструкция оборудования ТП-33 в п. Ульяновка	3 146 649,22				
Работы выполнены в 2018г.	Реконструкция КТП-38, г. Тосно	339 397,91	12 160	2,64831	32 203,45	10,5
Средний срок окупаемости по мероприятиям						10,8

3.4.Расчет экономии при установке выносных приборов учета (ВПУ).

Увеличение ПО за счет установки ВПУ в 2018г

Таблица 4.

Филиал АО "ЛОЭСК"	Количество ВПУ, шт.	Средний эффект увеличения полезного отпуска (ПО) на 1 ВПУ, кВт*ч за месяц	Средний эффект на весь объем адресной программы 2018г (АП), кВт*ч за календарный год	Тариф (цена за электроэнергию (покупка потерь)) руб./кВт*ч. без НДС	Средний финансовый эффект на весь объем АП за календарный год, млн. руб. без НДС	Плановый объем средств (ст. «освоение») в бюджете 2018г. на установку ВПУ, млн. руб. без НДС
Южные электросети	290	346	2 869 032	2,64831	7,598	22,653
Западные электросети	113					
Восточные электросети	58					
Центральные электросети	230					
ИТОГ	691					
Средний прогнозируемый срок окупаемости					2,98	

3.5. Расчет экономии и окупаемости при утеплении здания АБК в г. Подпорожье с применением навесной фасадной системы (вентилируемый фасад).

Исходные данные по параметрам отопления производственной базы АО «ЛОЭСК» в г. Подпорожье представлены в таблице 5:

Таблица 5

Район строительства	г. Подпорожье
Строительный объем здания	4766 м ³
Функциональное назначение здания	административное (нежилое)
Расчетная температура наружного воздуха	–26 °С
Средняя температура наружного воздуха за отопительный период	–2,8 °С
Температура воздуха внутри помещения	+18 °С
Длительность отопительного периода	223 суток
Нормативное сопротивление теплопередаче для наружных стен административных зданий согласно СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий»	2,4 (м ² ·°С)/Вт
Площадь ограждающих конструкций, подвергнутых термореновации	846,05 м ²
Источник теплоснабжения	Собственные электродкотлы
Тариф за эл. энергию	5,853 р.

3.5.1. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ УТЕПЛЕНИЯ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЯ.

Экономический эффект от утепления ограждающих конструкций зданий достигается за счет:

- увеличения термосопротивления ограждающих конструкций и уменьшения тепловых потерь;
- Определение экономии топлива и тепловой энергии (теплоты) за счет внедрения мероприятия.

3.5.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ТЕПЛОТЫ, НЕОБХОДИМОГО ДЛЯ ЗДАНИЯ, ОГРАЖДАЮЩИЕ КОНСТРУКЦИИ КОТОРОГО ПОДВЕРГАЮТСЯ УТЕПЛЕНИЮ.

Годовое количество теплоты для отопления:

$$Q_{от} = A \times V_{зд} \times q_0 \times (t_{вн} - t_{н}) \times T_{от} \times 24 = 1,064 \times 4766 \times 0,43 \times (18 - (-2,8)) \times 223 \times 24 = 242,74 \text{ Гкал, где:}$$

$A = 1,064$ – поправочный коэффициент;

$V_{зд} = 4766 \text{ м}^3$ – строительный объем здания;

$q_0 = 0,43 \text{ ккал/м}^3 \text{ } ^\circ\text{С ч}$ – удельный расход тепловой энергии на отопление (по справочнику);

$t_{вн} = 18 \text{ } ^\circ\text{С}$ – температура воздуха внутри помещения;

$t_{н} = -2,8 \text{ } ^\circ\text{С}$ – средняя температура наружного воздуха за расчетный период;

$T_{от} = 223$ суток – длительность отопительного периода;

24 – время работы (часов) в сутки отопления для административных зданий.

3.5.3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИИ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ ОТ ВЫПОЛНЕНИЯ УТЕПЛЕНИЯ ОГРАЖДАЮЩИХ КОНСТРУКЦИЙ ЗДАНИЙ.

Определение коэффициента сокращения потерь тепловой энергии через ограждающие конструкции:

$$r = \frac{(R_{т.норм} - R_{т.факт})}{R_{т.факт}}, \text{ где:}$$

$R_{т.факт} = 0,645 \frac{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}}{\text{Вт}}$ – фактическое термосопротивление ограждающих конструкций здания до выполнения мероприятия;

$R_{т.норм} = 2,4 \frac{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}}{\text{Вт}}$ – нормативное сопротивление теплопередаче для наружных стен административных зданий согласно СП 50.13330.2012 «Тепловая защита зданий».

3.5.4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГОДОВОЙ ЭКОНОМИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ ЗА СЧЕТ СНИЖЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ ПОТЕРЬ ЧЕРЕЗ ОГРАЖДАЮЩИЕ КОНСТРУКЦИИ.

$$\Delta Q = F_{зд} \times (t_{вн} - t_{н}) \times \left(\frac{1}{R_{т.факт}} - \frac{1}{R_{т.дост}} \right) \times T_{от} \times 24 \times 1,16 \times 10^{-6} = 846,05 \times (18 - (-2,8)) \times \left(\frac{1}{0,645} - \frac{1}{2,4} \right) \times 223 \times 24 \times 1,163 \times 10^{-6} = 123,46 \text{ МВт, где:}$$

$F_{зд} = 846,05 \text{ м}^2$ - площадь ограждающих конструкций, подвергнутых термореновации;

$t_{вн} = 18 \text{ } ^\circ\text{С}$ - температура воздуха внутри помещения;

$t_{н} = -2,8 \text{ } ^\circ\text{С}$ – средняя температура наружного воздуха за расчетный период;

$R_{\text{т.факт}} = 0,645 \frac{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}}{\text{Вт}}$ – фактическое термосопротивление ограждающих конструкций здания до выполнения мероприятия.

$R_{\text{т.норм}} = 2,4 \frac{\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{С}}{\text{Вт}}$ – достигнутое термосопротивление ограждающих конструкций здания после выполнения мероприятия.

$T_{\text{от}} = 223$ суток – продолжительность отопительного периода;

1,163 – переводной коэффициент Гкал в МВт.

24 – число часов в сутках, ч.

3.5.5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРОКА ОКУПАЕМОСТИ МЕРОПРИЯТИЯ ЗА СЧЕТ ВНЕДРЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЯ.

$$Cp_{\text{ок}} = \frac{K_{\text{ток}}}{(\Delta Q \times C_{\text{эл}})} = \frac{6077594,34}{(123,46 \times 1000 \times 5,853)} = 8,41 \text{ года, где:}$$

$K_{\text{ток}} = 6077594,34$ р – капиталовложения в мероприятие;

$\Delta Q = 123,46$ МВт – годовая экономия тепловой энергии;

$C_{\text{эл}} = 5,853$ р – тариф на эл. энергию.

3.6. Плановые показатели выполнения мероприятий связанных с заменой устройств освещения, в соответствии Приказом Комитета по тарифам и ценовой политике ЛО №41-п от 10.03.2017г

3.6.1. Исходные показатели системы освещения АО «ЛОЭСК» на конец 2017г:

Таблица 6.

Тип ламп	Устройства освещения с лампами накаливания	Устройства освещения с люминесцентными лампами	Устройства освещения с ртутными и натриевыми лампами высокого давления	Устройства освещения с галогенными лампами	Устройства освещения со светодиодными лампами	Объем автоматизированных осветительных приборов (датчик освещенности /движения), шт.	Суммарная мощность автоматизированных осветительных приборов (датчик освещенности/ движения), кВт
Количество осветительных приборов, шт.	15122	2774	518	31	1394	295	32,022
Процент от общего количества устройств освещения, %	76,22	13,98	2,61	0,16	7,03		
Суммарная мощность осветительных приборов, кВт	978,153	112,743	103,015	7,5	36,126		

3.6.2. Плановые показатели после реализации мероприятий по замене ламп накаливания в 2018, 2019 годах.

Таблица 6.1.

Тип ламп	Лампы накаливания	Люминесцентные лампы	Ртутные и натриевые лампы высокого давления	Галогенные лампы	Светодиодные лампы	Объем автоматизированных осветительных приборов (датчик освещенности/движения), шт.
После реализации замены ламп накаливания в 2018г						
Количество осветительных приборов, шт.	13598	2774	518	31	2918	295
Процент от общего количества устройств освещения, %	68,5	14,0	2,6	0,2	14,7	1,5
После реализации замены ламп накаливания в 2019г						
Количество осветительных приборов, шт.	9774	4066	518	31	5450	295
Процент от общего количества устройств освещения, %	49,3	20,5	2,6	0,2	27,5	1,5

3.7. В Программе, для унификации общей экономии, разные сэкономленные ресурсы переведены в т.у.т. (тонна условного топлива). Приведение к т.у.т. осуществлено, в том числе, согласно Постановления Госкомстата РФ от 23 июня 1999 г. №46, где:

1 тыс.кВт*ч = 0,3445 т.у.т.

1 Гкал = 0,1486 т.у.т.

3.7. Данные по балансу потерь АО «ЛОЭСК».

Данные по балансу электроэнергии АО «ЛОЭСК» с учетом мероприятий проводимых в рамках Программы энергосбережения представлены в таблице 7:

Таблица 7

Год	Статус балансовых показателей	Поступление в сеть	Отпуск из сети	Объем съэкономленной э/э	Потери в электрической сети	Прогнозируемый процент потерь в электрических сетях	Снижение прогнозируемого процента потерь			
		млн.кВт*ч				%	%			
2016	фактические	3 218,3	2 857,2	-	361,2	11,22	0,5500000	-0,3500000	0,1277085	0,0341654
2017	фактические	3 351,1	2 993,5	-	357,6	10,67				
2018	фактические	3 394,3	3 020,3	-	374,0	11,02	0,5500000	-0,3500000	0,1277085	0,0341654
2019	планируемые	3 475,7	3 097,13	4,44	378,59	10,89				
2020	прогнозируемые	3 545,7	3 160,73	1,30	385,00	10,86				

3.8. Порядок обоснования мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, включенных в Программу

Данные по вышеуказанным мероприятиям на 2015 – 2019 г.г. получены путем прогнозного анализа и расчета, при необходимости, соответствующие расчеты и планы по выполнению мероприятий, включенных в Программу Энергосбережения, подлежат корректировке в порядке и сроки, установленные приказом ЛенРТК от 30.06.2014 г. № 91-п.

Приложение №1

Согласовано:

Заместитель главного инженера по эксплуатации и ремонту
АО «ЛОЭСК»

Р.А. Рамхин
«__» _____ 2019г.

Утверждаю:

Главный инженер АО «ЛОЭСК»

А.Ю. Горохов
«__» _____ 2019г.

Методика расчета потерь.

Разработал:

Главный специалист производственно-
технической службы АО «ЛОЭСК»

Д.И. Вьюшков
«__» _____ 2019г.

1. Методика расчетов.

Методика расчета составлена в соответствии с Инструкцией «По организации в министерстве энергетики Российской Федерации работы по расчету и обоснованию нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» на основании Приказа Минэнерго РФ от 30.12.2008 г. №326 (ред. от 01.02.2010).

Для вычислений применялся метод средних нагрузок расчета нагрузочных потерь электроэнергии в отдельных элементах электрических сетей.

1. Расчет нагрузочных потерь в ВЛ, КЛ и двухобмоточном трансформаторе за базовый период определен по формуле:

$$\Delta W_{\text{н}} = k_{\text{к}} \cdot \Delta P_{\text{ср}} \cdot T \cdot k_{\text{ф}}^2, \text{ кВт.ч}, \quad (1)$$

где $\Delta P_{\text{ср}}$ – потери мощности в ВЛ, КЛ при средних за базовый период нагрузках, кВт, определяются по формуле (3);

$k_{\text{ф}}^2$ – квадрат коэффициента формы графика за базовый период, о.е.;

$k_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99), о.е.;

T – число часов в базовом периоде (базовый период расчет принимается равным 8760 ч), ч.

- 1.1. Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{1 + 2 k_3}{3 k_3}, \text{ о.е.}, \quad (2)$$

где k_3 – коэффициент заполнения графика (принимается равным 0,5).

2. Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в ВЛ, КЛ определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{ср}} = 3 \cdot I_{\text{ср}}^2 \cdot R \cdot 10^{-3}, \text{ кВт}, \quad (3)$$

где $I_{\text{ср}}$ – среднее значение токовой нагрузки, А, определяется по произведенным замерам на реконструируемой КЛ или ВЛ;

R – активное сопротивление ВЛ, КЛ, Ом, определяется по формулам (4) и (5).

2.1.1. Активное сопротивление ВЛ определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$R_{\text{ВЛ}} = \frac{r_0^{20} \cdot L \cdot (1 + 0,004 \cdot (\theta - 20))}{n_{\text{Ц}}}, \text{ Ом}, \quad (4)$$

где r_0^{20} – удельное активное сопротивление на 1 км провода при его температуре 20 °С, Ом/км;

L – длина линии, км;

θ – средняя температура провода за базовый период (принимается равной 20 °С), °С;

$n_{\text{Ц}}$ – количество параллельных цепей, шт.

2.1.2. Активное сопротивление КЛ определяется в соответствии с паспортными данными по формуле:

$$R_{\text{КЛ}} = \frac{r_0 \cdot L}{n_{\text{Ц}}}, \text{ Ом}, \quad (5)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление на 1 км кабеля, Ом/км;

L – длина кабеля, км;

$n_{\text{Ц}}$ – количество параллельных цепей, шт.

2.2. Нагрузочные потери мощности при средних за базовый период нагрузках в двухобмоточном трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta P_{\text{ср}} = \frac{S_{\text{ср}}^2}{U_{\text{ср}}^2} \cdot R, \text{ кВт}, \quad (6)$$

где $S_{\text{ср}}$ – среднее значение полной мощности трансформатора за базовый период (определяется исходя из годовой загрузки трансформатора по формуле (7));

$U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение элемента за базовый период T (по результатам замеров), кВ;

R – активное сопротивление двухобмоточного трансформатора, Ом, определяется по формулам (8).

2.2.1. Среднее значение полной мощности трансформатора определяется по формуле;

$$S_{\text{ср}} = S_{\text{ном.}} \cdot k_{\text{загр.}}, \text{ кВА}, \quad (7)$$

где $S_{\text{ном.}}$ – номинальная полная мощность трансформатора по паспортным данным, кВА;

$k_{\text{загр}}$ – коэффициент загрузки трансформатора (принимается исходя из замеров на ТП и по данным технических учетов).

2.2.2. Активное сопротивление двухобмоточного трехфазного трансформатора определяется в соответствии с паспортными данными оборудования по формуле:

$$R_T = \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{В ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3}, \text{ Ом/фазу}, \quad (8)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери мощности короткого замыкания, кВт;

$U_{\text{В ном}}$ – номинальное напряжение высшей обмотки, кВ;

$S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность трехфазного трансформатора, МВА.

2.2.3. Потери электроэнергии холостого хода (далее – ХХ) в силовом трансформаторе (автотрансформаторе) определяются на основе приведенных в паспортных данных оборудования потерь мощности холостого хода ΔP_x , по формуле:

$$\Delta W_x = \Delta P_x \sum_{i=1}^m T_{\text{pi}} \left(\frac{U_i}{U_{\text{ном}}} \right)^2, \text{ кВт.ч}, \quad (9)$$

где T_{pi} – число часов работы трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме, ч;

U_i – напряжение на высшей стороне трансформатора (автотрансформатора) в i -м режиме, кВ;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение высшей обмотки трансформатора (автотрансформатора), кВ.

2.2.4. Суммарные потери в трансформаторе определяются по формуле:

$$\Delta W_c = \Delta W_n + \Delta W_x, \text{ кВт.ч}, \quad (10)$$

где ΔW_n – нагрузочные потери в трансформаторе, кВтч;

ΔW_x – потери холостого хода в трансформаторе, кВтч.

3. Экономия электрической энергии в результате реконструкции определяется по формуле:

$$\Delta W_3 = \Delta W_0 - \Delta W_n, \text{ кВт.ч,} \quad (11)$$

где ΔW_0 - потери электроэнергии до реконструкции, кВтч;

ΔW_n - потери электроэнергии после реконструкции, кВтч.

4. Расчет тока протекающего по линии (для расчета экономии при переводе сети на более высокий класс напряжения):

$$I = \frac{S_{\text{л}}}{\sqrt{k} \cdot U_H}, \text{ А,} \quad (12)$$

где $S_{\text{л}}$ – полная мощность протекающая по линии, кВА;

k – коэффициент для трехфазной сети принимаемый 3 для однофазной 1, о.е.;

U_H – номинальное напряжение сети, кВ.