«Утверждаю»
Генеральный директор
ЗАО «Тепло РКК «Энергия»

_____Е.В. Сысолятин

«_____»_____ 2014 года

М.П

ИНВЕСТИЦИОННАЯ ПРОГРАММА

Закрытого акционерного общества (ЗАО) «Тепло РКК «Энергия» развитие системы электроснабжения на территории города Королева Московской области на 2016 – 2018 годы

г. Королев, 2015г.

Содержание

Паспорт инвестиционной программы ____ 3

1. *Введение* ____ 6

2. *Основные сведения о предприятии* ____ 9

3. *Описание действующей системы электроснабжения* ____ 12

4. *Характеристика потребителей услуг Предприятия* ____ 14

5. *Действующая ценовая политика Предприятия в системе электроснабжения* ____ 15

6. *Система программных мероприятий* ____ 16

7. *Организационный и финансовый план реализации Инвестиционной программы* ____ 38

Объемы и источники финансирования Инвестиционной программы ____ 40

8. *Оценка социально-экономических последствий реализации инвестиционной программы* ____ 41

9. *Оценка рисков для развития муниципального образования при возможных срывах Инвестиционной программы* ____ 42

10. *Принципы проведения мониторинга выполнения Инвестиционной программы* 43

Приложение № 1 ____ 52

Паспорт инвестиционной программы

Наименование программы	Инвестиционная Программа по реконструкции, модернизации и развитию системы электроснабжения ЗАО «Тепло РКК «Энергия» на 2016 – 2018 годы
Основание для разработки программы	Техническое задание по разработке инвестиционной программы Закрытого акционерного общества «Тепло РКК «Энергия» «Развитие электроснабжения на территории города Королёва Московской области на 2016-2018 годы» (далее - инвестиционная программа), Гражданский кодекс РФ, Жилищный кодекс РФ, Федеральный закон от 30.12.2004г. № 210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса», Федеральный закон от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»; Федеральным законом от 26.03.2003 (ред. от 25.11.2013) N 190-ФЗ "Об электроэнергетики"
Заказчик Программы	Закрытое акционерное общество (ЗАО) «Тепло РКК «Энергия»
Разработчик Программы	Закрытое акционерное общество (ЗАО) «Тепло РКК «Энергия»
Исполнитель	Закрытое акционерное общество (ЗАО) «Тепло РКК «Энергия»
Объем капитальных вложений в ценах 2014 года	Объем капитальных вложений в средних ценах 2014 года составляет: • 78 163 367, 92 руб. с НДС, • 66 240 142, 305 руб. без НДС
Финансовые потребности на реализацию Инвестиционной программы в прогнозных ценах	Финансовые потребности на реализацию Инвестиционной программы за период 2016-2018 годы составляют 97 704 209,9 руб. с учетом НДС, в том числе: • Финансовые затраты в прогнозных ценах за период 2016-2018 гг. составляют 66 240 142, 305 руб.; • Налог на прибыль 19 540 841, 98 руб. • НДС 11 923 225, 615руб.
Источники финансирования Инвестиционной программы	Общий объем финансирования Инвестиционной программы тыс. руб. без НДС, в том числе: • собственные средства предприятия, поступающие в счет тарифа на передачу электрической энергии 85 780 984,285 руб. (без НДС с учетом налога на прибыль)
Цель Программы	Реализация комплексного плана должна обеспечить: • повышение надежности и безопасности работы системы электроснабжения; • снижение затрат на систему электроснабжения за счет уменьшения потерь электроэнергии в сетях, сокращения объема ремонтных работ и эксплуатационных расходов в целом; • создание более достоверной информационной базы для эффективного управления системой электроснабжения;

<table>
<tr><td></td><td>• замедление темпов роста тарифов на услуги по электроснабжению и повышения доступности данных услуг для населения;
• удовлетворение экологических требований.</td></tr>
<tr><td>Ожидаемые результаты</td><td>• техническое перевооружение энергохозяйства (реконструкция имеющегося и замена устаревшего оборудования, оптимизация работы имеющихся мощностей и т.д.)
• увеличению установленной мощности трансформаторов на 840 кВА);
• мероприятия Программы предусматривают увеличение надежности и безопасности работы объектов системы электроснабжения и удовлетворение потребностей потребителей (по объему и качеству услуг);
• в мероприятия Программы включены использование энергосберегающих технологий и применение новых материалов для увеличения сроков службы оборудования и увеличения времени межремонтной эксплуатации объектов
• снижение потерь электроэнергии при передаче по сетям ЗАО «Тепло РКК «Энергия» на 575,443 тыс. кВт*ч.
<table>
<tr><td rowspan="2">Показатели</td><td rowspan="2">Ед. изм.</td><td colspan="4">Объём экономии по годам</td></tr>
<tr><td>2016</td><td>2017</td><td>2018</td><td>Всего 2016-2018</td></tr>
<tr><td>Снижение потерь электроэнергии по годам</td><td>Тыс. кВт*ч</td><td>21,555</td><td>451,808</td><td>102,08</td><td>575,443</td></tr>
</table></td></tr>
<tr><td>Сроки и этапы реализации Программы</td><td>2016-2018 гг.</td></tr>
<tr><td>Краткий состав программы</td><td>1. Модернизация передвижной ЭТЛ с заменой неисправных приборов и установкой дополнительных приборов.
2. Приобретение передвижного устройства сушки трансформаторного масла УВМ-2000.
3. Приобретение установки для высоковольтных испытаний СКАТ-70.
4. Замена вышедшего из строя трансформатора №1 (ТМ-1000 кВА) в ТП-201 на трансформатор той же мощности с сухой изоляцией.
5. Замена масляного трансформатора мощностью 760 кВА в ТП-219 на масляный трансформатор мощностью 1600 кВА.
6. Замена существующего трансформатора ТМ-1000 кВА (1941 года выпуска) на РТП-215 на новый трансформатор мощностью ТМ-1000 кВА.
7. Реконструкция ТП-215 РУ-0,4 кВ секция 3 с заменой устаревшего оборудования на новое с установкой системы</td></tr>
</table>

	компенсации реактивной мощности. 8. Реконструкция РУ 6 кВ на РТП-108 секц. 1,2,3,4 (I очередь). 9. Реконструкция ТП-105 РУ-0,4 кВ секции 1,2,3 с заменой устаревшего оборудования на новое с установкой системы компенсации реактивной мощности.
Управление Программой и контроль за ее реализацией	Контроль за реализацией инвестиционной программы осуществляется администрацией ОАО «Ракетно-космическая корпорация «Энергия им. С.П. Королева» в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, законодательством Московской области и Уставом ОАО «Ракетно-космическая корпорация «Энергия им. С.П. Королева». Администрация города Королева осуществляет общую координацию выполнения инвестиционной программы и представление отчетности в установленном законодательством порядке.

1. Введение

В соответствии с Федеральным законом от 30.12.2004 N 210-ФЗ "Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса", Федеральным законом от 26.03.2003 N 35-ФЗ (ред. от 20.04.2014) "Об электроэнергетике" ЗАО «Тепло РКК «Энергия» разработан проект Инвестиционной программы по реконструкции, модернизации и развитию системы электроснабжения ЗАО «Тепло РКК «Энергия» на 2016 – 2018 годы (далее - Инвестиционная программа).

Для обеспечения потребностей строящихся объектов капитального строительства, достижения баланса интересов потребителей коммунальных услуг и самих предприятий коммунального комплекса, а также, для соблюдения доступности услуг и эффективности функционирования предприятия, данная Инвестиционная программа предусматривает привлечение денежных средств за счет тарифа на передачу электрической энергии для потребителей г. Королева Московской области.

Основные требования к мероприятиям, указанным в Инвестиционной программе:

- должны быть осуществлены в течение срока ее реализации в 2016-2018 гг.;

Разработанный проект Инвестиционной программы предусматривает выполнение работ на сумму 78 163 367, 92 тыс. руб. (расчет суммы выполнен в прогнозных ценах 2014 года с учетом НДС). Эти денежные средства могут быть обеспечены за счет средств, поступающих за счет тарифа на передачу электрической энергии.

Источники финансирования Инвестиционной программы рассмотрены без учета критериев доступности этой Инвестиционной программы для потребителей услуг электроснабжения, но с учетом достижения задач, поставленных задач в части гарантированного качества услуг, безопасности, внедрения современных технологий, снижения химической опасности и повышения объемов оказываемых услуг.

Инвестиционная программа по развитию системы электроснабжения ЗАО «Тепло РКК «Энергия» разработана на основании Технического задания на разработку инвестиционной программы Закрытого акционерного общества «Тепло РКК «Энергия» «Развитие электроснабжения на территории города Королева Московской области на 2016 – 2018 годы, утвержденного администрацией города Королев (№ решения).

Срок реализации Программы составляет 3 года – 2016 - 2018 годы.

Все мероприятия инвестиционной программы планируется выполнять подрядным способом.

Перечень программных мероприятий и план реализации по годам в Приложении №1

к Инвестиционной программе.

Сводная смета затрат Инвестиционной программы представлена в таблице № 1.1. Стоимость затрат на мероприятия инвестиционной программы рассчитана в ценах по состоянию на текущий период.

Таблица № 1.1.

Мероприятия	**Источники финансирования**	**Объем финансирования (руб. с учетом НДС)**			
		2016 г.	**2017 г**	**2018 г.**	**Итого**
Теплоснабжение					
Инвестиционная Программа по реконструкции, модернизации и развитию системы электроснабжения ЗАО «Тепло РКК «Энергия» на 2016 – 2018 годы	Собственные средства	7 748 658,19	24 695 857,05	45 718 852,68	78 163 367, 92

Цели Программы:

- Обеспечения потребителей г. Королева качественными, надёжными (бесперебойными) услугами электроснабжения;
- модернизацию и частичную инженерно-техническую оптимизацию системы электроснабжения с учетом современных нормативных требований;
- повышение надежности работы системы электроснабжения и удовлетворение потребностей потребителей (по объему и качеству услуг);
- снижение затрат на систему электроснабжения за счет уменьшения потерь электроэнергии в сетях, сокращения объема ремонтных работ и эксплуатационных расходов в целом;
- создание более достоверной информационной базы для эффективного управления системой электроснабжения;
- замедление темпов роста тарифов на услуги по электроснабжению и повышения доступности данных услуг для населения;
- удовлетворение экологических требований.

Нормативно-правовая база для разработки Инвестиционной программы:

- Федеральный закон от 30 декабря 2004 года №210-ФЗ «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса»;

- Федеральный закон от 23 ноября 2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Методические рекомендации по подготовке технических заданий по разработке инвестиционных программ организаций коммунального комплекса, утвержденные Приказом Минрегиона России от 10 октября 2007г. № 100;
- Методические рекомендации по разработке инвестиционных программ организаций коммунального комплекса, утвержденные Приказом Минрегиона России от 10 октября 2007г. № 99;
- Методические рекомендации по расчету размера платы за подключение к системе коммунальной инфраструктуры на территории Московской области, утвержденные распоряжением Министерства экономики Московской области от 24.03.2009г. № 22-РМ;
- Методические указания по расчету тарифов и надбавок в сфере деятельности организаций коммунального комплекса, утвержденные Приказом Минрегиона РФ от 15 февраля 2011г. № 47.
- Постановление Правительства МО от 06.06.2011 N 513/21 «ОБ УТВЕРЖДЕНИИ ПОРЯДКА РАЗРАБОТКИ, УТВЕРЖДЕНИЯ И РЕАЛИЗАЦИИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММ МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ»
- ПОСТАНОВЛЕНИЕ ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ от 1 декабря 2009 г. N 977 ОБ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОГРАММАХ СУБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ (в ред. Постановлений Правительства РФ от 30.06.2010 N 484, от 29.12.2011 N 1178, от 22.03.2012 N 231, от 27.02.2013 N 159, от 08.05.2013 N 403)
- Приказ Минэнерго России от 24.03.2010 N 114 (ред. от 01.08.2012) «Об утверждении формы инвестиционной программы субъектов электроэнергетики, в уставных капиталах которых участвует государство, и сетевых организаций»

2. Основные сведения о предприятии

Официальное наименование

Полное наименование организации: Закрытое акционерное общество «Тепло РКК «Энергия». Сокращенное наименование организации: ЗАО «Тепло РКК «Энергия»

Место нахождения и почтовый адрес

Российская Федерация, 141070, Московская область, г. Королев, ул. Ленина, дом 4А

Сведения о государственной регистрации Предприятия

Выдано свидетельство о постановке на учет юридического лица в Межрайонной инспекции Федеральной налоговой службы №2 по Московской области от 18 июня 2009 г. серия 50 № 012082041.

Свидетельство о государственной регистрации юридического лица от 18.07.2009 г. Присвоен основной государственный регистрационный номер 1095018005279.

ЗАО «Тепло РКК» учреждено в 2009 году Решением единственного акционера ОАО «Ракетно-космическая корпорация «Энергия им. С.П. Королева» № Р-23/197 от 11 июля 2009 г.

Основной вид деятельности код ОКВЭД 40.30 – производство, передача и распределение пара и горячей воды (тепловой энергии).

Решением единственного акционера ОАО «Ракетно-космическая корпорация «Энергия им. С.П. Королева» № р-23/491 от 21..12.2010 г. общество было переименовано и получило полное фирменное наименование Закрытое акционерное общество «Тепло РКК «Энергия», о чем 31.12.2010 г. произведена запись о государственной регистрации изменений, вносимых в учредительные документы за государственным номером № 2105018134439.

На ЗАО «Тепло РКК «Энергия», в дальнейшем Предприятие, возложены функции по производству, передаче, распределению электрической и тепловой энергии, эксплуатации объектов газового хозяйства, паровых и водогрейных котлов, трубопроводов пара и горячей воды, тепловых сетей; монтажу, ремонту энергетических объектов – электрических сетей и оборудования , тепловых энергоустановок.

21 декабря 2010 года Решением № 23/491 единственного акционера компании был утвержден Устав ЗАО «Тепло РКК» во второй редакции. Согласно внесенным в Устав изменениям с 31 декабря 2010 года компания стала именоваться Закрытым акционерным обществом «Тепло РКК «Энергия».

ЗАО «Тепло РКК «Энергия», являясь специализированной энергетической компанией, которая решает широкий спектр задач по обеспечению надежного и

бесперебойного энергоснабжения подразделений РКК «Энергия», других предприятий ракетно–космической отрасли (КБ «Химмаш» им А.Н. Исаева», «ЦНИИМаш), расположенных рядом с РКК «Энергия», а также ряда районов города Королева.

ЗАО «Тепло РКК «Энергия» проводит техническое перевооружение, ремонт и строительство внутренних инженерных коммуникаций. В компании разработан ряд программ по реконструкции, модернизации и развитию действующих систем тепло- и энергоснабжения с целью максимально эффективного их использования. ЗАО «Тепло РКК «Энергия» имеет сертификаты для осуществления деятельности по проектированию и строительству, а также для выполнения функций генерального подрядчика.

ЗАО «Тепло РКК «Энергия» имеет лицензию МЧС РФ на производство работ по монтажу, ремонту и обслуживанию средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений, лицензию УФСБ России по г. Москве и Московской области на осуществление работ, связанных с использованием сведений, составляющих государственную тайну. В компании имеются аттестованные Ростехнадзором электротехнические лаборатории.

На Предприятии работают около 500 квалифицированных специалистов в сфере энергетики.

Таблица № 2.1

Лицензии и свидетельства на право осуществления отдельных видов деятельности

№пп	Дата выдачи и	Период действия	Наименование	Виды деятельности
1	06.02.2008		Лицензия №1/13114	Осуществление деятельности по тушению пожаров
2	13.10.2010	Без ограничения срока и территории его действия	Свидетельство № 0359.01-2010-5018138369-П-057	О допуске к работам по подготовке проектной документации, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства
3	14.10.2010	До 14.10.2016 г.	Лицензия № 1-2/00628	Производство работ по монтажу, ремонту и обслуживанию средств обеспечения пожарной безопасности зданий и сооружений
4	28.01.2011г.	Без ограничения срока и территории его действия	Свидетельство № 0104.03-2010-5018138369- С-169	О допуске к определенному виду или видам работ которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства

5	28.03.2011	До 05.08.2016 г.	Свидетельство о регистрации № А02-55065	Регистрация в государственном реестре производственно опасных объектов в соответствии с ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
6	01.04.2011	До 12.12.2012 г.	Лицензия № 19191	Осуществление работ, связанных с использованием сведений составляющих государственную тайну

Перечень должностных лиц, ответственных за подготовку и составление технической информации и финансовой отчетности:

Генеральный директор - Сысолятин Е.В.

Главный инженер – Иванова Л.Д.

Главный бухгалтер – Корогодина Е.М.

Начальник финансово-экономического управления – Тягунова И.Н.

3. Описание действующей системы электроснабжения

На балансе ЗАО «Тепло РКК «Энергия» находятся электрические сети номинальным напряжением 6-0,4 кВ, по которым передается электроэнергия, как для собственных производственных нужд, так и для присоединенных к ним потребителей. Электроснабжение потребителей осуществляется 3 центрами питания 6 кВ по 29 фидерам.

Деятельность по оказанию услуг по передаче электроэнергии не является основной для ЗАО «Тепло РКК «Энергия».

Рис. 3.1. Схема внешнего электроснабжения ЗАО «Тепло РКК «Энергия»

Предприятие осуществляет транспортировку электрической энергии своим потребителям по сетям напряжением 6 кВ.

Общая протяжность электрических сетей напряжением 6-0,4 кВ, участвующих в передаче электроэнергии субабонентам, составляет 180,584 км (Таблица 3.1):

Таблица № 3.1

Протяженность электрических сетей ЗАО «Тепло РКК «Энергия»

Уровень напряжения, кВ	Протяженность по цепям, км	Доля в общей протяженности, %	Примечание
110 кВ	-	-	
60 кВ	-	-	
35 кВ	-	-	
6-20 кВ	107,8	27,76	
до 1000 В	280,6	72,24	
ИТОГО	388,4	100,00	

Количество трансформаторов, участвующих в передаче электроэнергии субабонентам, составляет 118 шт. Суммарная установленная мощность трансформаторов – 103,190 МВА (Таблица 3.2.).

Таблица № 3.2

Количество трансформаторов ЗАО «Тепло РКК «Энергия»

Уровень высшего напряжения тр-ров, кВ	Кол-во тр-ров, шт.	Установленная мощность, кВА	Примечание
110 кВ	-	-	
60 кВ	-	-	
35 кВ	-	-	
6-20 кВ	118	103 190	
ИТОГО	118	103 190	

Потребление электроэнергии субабонентами и сторонними потребителями осуществляется на напряжении 6 и 0,4 кВ (Таблица 3.3).

Таблица № 3.3.

Структура полезного отпуска электроэнергии субабонентам ЗАО «Тепло РКК «Энергия» в 2013 г.

Уровень напряжения	Объем полезного отпуска ЭЭ, тыс.кВтч	Доля полезного отпуска от общего объема ПО, %	Примечание
ВН	-	-	
СН1	-	-	
СН2	-	-	
НН	58 878,26	100,00	
ИТОГО	58 878,26	100,00	

Все установленные на предприятии распределительные подстанции введены в эксплуатацию в период с 1935 по 1985 год, причем на период до 1975 года приходится 28 подстанций, что составляет 43 % от их общего числа. Срок службы этого оборудования превышен от 2,5 до 4 раз. Сама конструкция распределительных устройств того периода времени не отвечает современным требованиям по защите и безопасности эксплуатации этих устройств.

Большой срок службы выявил новую проблему – отсутствие запасных частей и при выходе из строя отдельных частей и агрегатов в распределительном устройстве создаются огромные технологические трудности по переоборудованию этих устройств, но все чаще из – за коррозии корпусов и такие ремонты становятся невозможными.

4. Характеристика потребителей услуг Предприятия

Объемы поставок (транзита) электрической энергии потребителям за 2013 г. с указанием тарифа и объемами полученной выручки указан в Таблице № 4.1.

Таблица № 4.1.

Потребители услуг по транзиту электрической энергии

№	Наименование потребителя	Объем поставок э/э,	Тариф,	Годовая выручка с НДС,	Годовая выручка без НДС,
	(краткое наименование юр. лица)	кВтч	руб./ МВтч	руб.	тыс. руб.
1	ОАО РКК " Энергия "	13781406	4650,09	75 620 038,31	64 084,78
2	ОАО РКК " Энергия " (2 территория)	1428080	4650,09	7 836 026,62	6 640,70
3	ЗАО "ЗЭМ" РКК " Энергия " (НН)	29789197	4650,09	163 456 487,55	138 522,45
4	ЗАО "ЗЭМ" РКК " Энергия" (СН-II)	11772	4069,18	56 524,82	47,90
5	ОАО " Теплосеть "	201	4650,10	1 102,91	0,93
6	ГК " Старт "	40582	3380,00	161 857,25	137,17
7	ГОУ НПО ПЛ №26	231524	4650,09	1 270 396,78	1 076,61
8	ЗАО " ИПЛАНА "	2823983	4650,09	15 495 494,63	13 131,78
9	ЗАО " МЕТТЭМ-Технологии "	191777	4650,09	1 052 300,77	891,78
10	ЗАО " Партнер "	15732	4650,09	86 323,15	73,16
11	ЗАО НПП " Инкар-М "	105210	4650,09	577 298,44	489,24
12	ИП Василевский ДВ	39405	4650,09	216 219,42	183,24

13	КМУП " Муниципальный центр печати "	2040	4650,09	11 193,48	9,48
14	МУП " Автобытдор "	229125	4650,09	1 257 233,21	1 065,45
15	НПФ " Энергия-Сервис "	1615058	4650,09	8 861 994,77	7 510,17
16	ОАО " Мегафон "	49105	4650,09	269 444,35	228,34
17	ОАО " Собинбанк "	12120	4650,09	66 503,73	56,36
18	ООО " Ипровэн "	6804	4650,09	37 334,27	31,64
19	ООО " МОНТЭК "	2223	4650,09	12 197,84	10,34
20	ООО " ОИМЭ "	4548	4650,09	24 955,36	21,15
21	ООО " ПЛАСТЕК "	2227291	4650,09	12 221 382,26	10 357,10
22	ООО " Риал-Центр "	27120	4444,80	142 240,71	120,54
23	ООО " ТехСтройКомплекс "	26260	4650,09	144 091,41	122,11
24	ООО " Фортуна "	112056	4650,09	614 863,17	521,07
25	ООО " Энтехномаш "	11112	4650,09	60 972,72	51,67
26	ООО "Королевский металлоцентр"	28084	4650,09	154 099,89	130,59
27	ООО ТК " Веста-СА "	70794	4650,09	388 454,20	329,20
28	СНТ " Энергия "	72315	3380,00	288 421,15	244,42
29	ОАО «Мытищинская электросетевая компания»	21401028		-	-
	ИТОГО	74355952		**290 385 190,23**	**246 078,26**

5. Действующая ценовая политика Предприятия в системе электроснабжения

ЗАО «Тепло РКК «Энергия» осуществляет поставку (транспортировку) электроэнергии потребителям по сетям 6 кВ и 0,4 кВ, принадлежащим ЗАО «Тепло РКК «Энергия» на правах аренды (арендодатели ЗАО «ЗЭМ» РКК «Энергия» и ОАО РКК «Энергия»). Поставка электроэнергии потребителям осуществляется в соответствии с договорами электроснабжения, заключенными ими с ЗАО «Тепло РКК «Энергия» в 2009-2010 г.г. Фактический и ожидаемый (на 2013, 2014 гг.) объем отпуска в сеть увеличился на 11,764 млн. кВтч или на 14 %. Отпуск электроэнергии в сеть в 2016 году по сравнению с 2013 годом предполагает увеличение на 5,3 млн. кВтч или на 5,8%.

Также ЗАО «Тепло РКК «Энергия» осуществляет транзит (без потерь) электроэнергии ОАО «Мытищинской электросетевой компании» по 3-м фидерам с ПС – 9М. Рост объемов транспортировки электрической энергии завялен абонентами с 2014 г. рост объемов транзита э/э предполагается на 3-5% ежегодно.

Таблица № 5.1.

Наименование показателя	Период времени (годы)								
	2014	***2015***	***2016***	***2017***	***2018***	***2019***	***2020***	***2021***	***2022***
Доходы от услуг по передаче электрической энергии (млн. руб.)	184,78	217,10	232,94	262,35	295,00	328,74	364,72	403,58	444,60

Действующая ценовая политика Предприятия строится на основе применения метода полных издержек, который позволяет обеспечить полное покрытие всех затрат на производство (постоянных и переменных). При этом за основу берется производственная себестоимость с добавлением определенной суммы, соответствующей норме прибыли.

6. Система программных мероприятий

Развитие системы электроснабжения Закрытого акционерного общества (ЗАО) «Тепло РКК «Энергия» на территории города Королева Московской области на 2016 – 2018 годы предполагается по следующим направлениям:

- модернизация оборудования и объектов;
- строительство новых объектов и сетей;
- реконструкция существующих объектов.

Для реализации поставленных перед Инвестиционной программой целей и задач предполагается осуществить следующие мероприятия:

Мероприятие №1: Модернизация передвижной ЭТЛ с заменой неисправных приборов и установкой дополнительных приборов

Обоснование: Выход из строя приборного парка, установленного передвижной ЭТЛ.

Стоимость и сроки внедрения указаны в Приложении 1.

Ожидаемый положительный эффект:

Передвижная электротехническая лаборатория представляет собой комплекс для измерения и испытаний, который проводит свои исследовательские работы непосредственно на электроустановках, линиях электропередач, подстанциях. Это лаборатория, которая имеет все необходимые штатные комплекты приборов,

необходимых для измерений и испытаний. Все эти приборы мобильны, а соответственно передвижная электролаборатория может выехать на место проведения работ.

В целом, электрическая лаборатория нужна для проведения профилактических высоковольтных испытаний и измерений в соответствии с требованием ПТЭ, ПУЭ, СНИП, а также для того, чтобы диагностировать аварийные ситуации и устранять неполадки. Электрические измерения должны производиться систематически во избежание аварий и сбоев. Передвижная электролаборатория помогает осуществлять этот процесс.

Передвижная лаборатория позволяет проводить следующие виды измерений:

- Проверка состояния элементов заземляющих устройств электроустановок.
- Проверка наличия цепи и замеры переходных сопротивлений между заземляющими проводниками, заземляемым оборудованием (элементами) и заземляющими проводниками.
- Измерение удельного сопротивления земли.
- Измерение сопротивления заземляющих устройств всех типов.
- Замеры сопротивления изоляций кабелей, обмоток электродвигателей, аппаратов, вторичных цепей электропроводок и электрооборудования напряжением до 1000В
- Проверка и испытание установочных автоматов питающих линий.
- Проверка срабатывания защиты, выполненной плавкими вставками, в электроустановках до 1000В, калибровка плавких вставок.
- Проверка автоматических выключателей в электрических сетях напряжением до 1000В на срабатывание по току.
- Проверка устройств защитного отключения.
- Проверка систем молниезащиты.
- Измерение полного сопротивления петли "фаза-нуль" в электроустановках с глухим заземлением нейтрали.
- Проверка срабатывания защиты при системе питания с заземленной и изолированной нейтралью.

Данное мероприятие скажется на повышении устойчивости и безопасности функционирования системы электроснабжения, а также повышении надежности и качества предоставляемых услуг по электроснабжению потребителей ЗАО «Тепло РКК «Энергия».

Мероприятие №2 Приобретение передвижного устройства сушки трансформаторного масла УВМ-2000.

Обоснование: Приведение параметров трансформаторного масла до необходимых параметров на месте установки силовых трансформаторов на месте без выемки силового трансформатора и его транспортировки в трансформаторную мастерскую.

Стоимость и сроки внедрения указаны в Приложении 1.

Ожидаемый положительный эффект:

Дегазация трансформаторных масел. Дегазационные вакуумные установки серии «УВМ» предназначены для дегазации трансформаторного масла и его глубокой осушки. А так же других минеральных масел.

Достоинства установки:

Перекачка, фильтрация, нагрев, осушка и дегазация трансформаторных масел

Очистка масла от механических примесей до 5 мкм

Дегазация до 0,1% после одного прохода

Осушка масла до 5-8 г/тонну после одного прохода

Производительность до 3000 литров в час

Встроенная низкотемпературная ловушка (сушка твердой изоляции в режиме «ИНЕЙ»)

Мобильное исполнение

Установки УВМ выпускаются в вариантах УВМ 250, УВМ 1000, УВМ 2000, УВМ 3000, УВМ 6000 и УВМ-12000

Рис. 6.1. Внешний вид установки УВМ – 2000

Принцип работы установки:

Принцип работы установки основан на термовакуумной обработке масла в специальной герметичной камере с целью снижения содержания влаги и газов до объёмов.

Удаление из масла воды и газов происходит на основе принципа массопередачи — сложного физического процесса, проистекающего на границе раздела агрегатных состояний, Этот процесс включает в себя выделение из масла поглощенных им ранее воды и газов, так называемый метод десорбции, проистекающий при определенной температуре и пониженном давлении.

Выделенная смесь паров воды и газов постоянно удаляется из камеры вакуумными насосами, производительность которых специально подобрана так, чтобы количество десорбированной парогазовой смеси удалялось в зависимости от параметров среды в этот момент.

Удаление механических примесей размером более 5 мкм осуществляется при помощи защитных фильтров ЗФ и фильтров тонкой очистки ФТО.

Продвижение энергетики в северные районы с отсутствующей ремонтной базой и суровыми условиями эксплуатации выдвигает новые требования к качеству технологического оборудования. Вакуумнуая осушка трансформаторного масла и дегазация трансформаторного масла, усиленная его подогревом, является самым экономным методом удаления растворенных в масле влаги и газов.

Новая концепция в развитии термовакуумного дегазационного оборудования, предусматривает полную подготовку нового трансформаторного масла и бывшее в эксплуатации трансформаторное масло, с наименьшими эксплуатационными расходами непосредственно в полевых условиях

Современные технологии дегазации трансформаторного масла, осушки масла позволяют значительно увеличить эффективность дегазации, уменьшить габариты оборудования и увеличить сроки его эксплуатации.

Данное мероприятие скажется на повышении устойчивости и безопасности функционирования системы электроснабжения, а также повышении надежности и качества предоставляемых услуг по электроснабжению потребителей ЗАО «Тепло РКК «Энергия». За счёт сокращения сроков работ по техническому (капитальному) и аварийному ремонту маслонаполненного электрооборудования ожидается экономия денежных средств.

Мероприятие №3 Приобретение установки для высоковольтных испытаний СКАТ-70.

Обоснование: Замена вышедшей из строя установки.

Стоимость и сроки внедрения указаны в Приложении 1.

Ожидаемый положительный эффект:

Рис. 6.2. Внешний вид установки СКАТ-70

Установка для высоковольтных испытаний СКАТ-70 предназначена для испытания электрической прочности диэлектрика по переменному напряжению (материалов и устройств, не содержащих емкостную составляющую сопротивления), а также для испытания на электрическую прочность изоляции по постоянному напряжению (кабелей, проводов и других электрических устройств, содержащих емкостную составляющую). Кроме того, установка позволяет осуществлять прожиг кабелей и проводов для облегчения поиска повреждённых мест изоляции.

Аппарат высоковольтный испытательный СКАТ70 можно также использовать для тестовых испытаний образцов различных твердых диэлектриков, в том числе композитных, различных электронных устройств с высоковольтной гальванической развязкой, систем и схем грозовой защиты, а также других устройств и их частей, где важна проверка электрической прочности.

Персонал, обслуживающий электроустановки, должен быть обеспечен всеми необходимыми средствами защиты, обучен правилам применения и обязан пользоваться ими для обеспечения безопасности работы.

На предприятии установка будет использоваться для испытаний основных и дополнительных электрозащитных средств, согласно ПТЭЭП, ПУЭ и Правилам применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках РД 34.03.603. Что позволит соблюсти "Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок", "Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей", "Санитарные нормы выполнения работ в условиях воздействия электрических полей промышленной частоты", и другие соответствующие нормативно-технические документы.

Переносная установка СКАТ-70 состоит из двух блоков, высоковольтного трансформатора и измерительного прибора, которые соединены между собой кабелем. На высоковольтный трансформатор с измерительного блока подаётся управляемое силовое напряжение, которое преобразуется в высокое напряжение. Испытуемое изделие должно быть заземлено, а проверяемая цепь подключается к высоковольтному выводу трансформатора, который расположен на его верхней крышке.

Высоковольтный трансформатор имеет штангу заземления, которая управляется от измерительного блока и предназначена для замыкания высоковольтного вывода на

землю. При проведении измерений штанга отводится от высоковольтного вывода трансформатора.

Отличительные особенности СКАТ-70:

- плавная регулировка напряжения;
- точность измерения тока и напряжения;
- наличие функции прожига;
- автоматический режим для безопасности оператора;
- цифровая индикация всех величин;
- улучшенная эргономика;
- улучшенная сходимость результатов;
- звуковая сигнализация выходного напряжения;

Таблица 6.1.

Технические характеристики СКАТ-70

Параметр	Значение
Диапазон изменения выходного испытательного переменного напряжения (действующее значение)	0…51 кВ
Диапазон изменения выходного испытательного постоянного напряжения (амплитудное значение)	0…71 кВ
Максимальный ток цепи испытательного напряжения в режиме измерения не менее	35 мА
Сила тока срабатывания защиты в режиме измерения не более	36 мА
Диапазон изменения выходного напряжения в режиме прожига	0…40 кВ
Максимальный ток цепи испытательного напряжения в режиме прожига не менее	36 мА
Подъём выходного испытательного напряжения.	ручной и автоматический
Предел допустимой приведённой основной погрешности измерения напряжения и силы тока	±2,5%
Условия эксплуатации аппарата СКАТ-70	
температура окружающего воздуха	от - 10 до +40С
относительная влажность воздуха при температуре +25С	до 80%
Электропитание	220 В ± 10% / 50 Гц
Габаритные размеры измерительного блока	340х300х250 мм
Масса измерительного блока не более	15 кг
Габаритные размеры высоковольтного блока	450х360х600 мм
Масса высоковольтного блока не более	45 кг

Данное мероприятие скажется на повышении устойчивости и безопасности функционирования системы электроснабжения, а также повышении надежности и качества предоставляемых услуг по электроснабжению потребителей ЗАО «Тепло РКК «Энергия», а также на безопасности персонала, работающего в элетроустаноках.

Мероприятие №4 Замена вышедшего из строя трансформатора №1 (ТМ-1000 кВА) в ТП-201 на трансформатор той же мощности с сухой изоляцией

Обоснование: Срок службы существующего трансформатора более 60 лет, трансформатор вышел из строя.

Стоимость и сроки внедрения указаны в Приложении 1.

Технико-экономический эффект:

Значительное количество потерь энергии происходит в энергосистемах и в промышленности по причине износа оборудования. Использование оборудования выработавшего свой ресурс снижает надежность системы электроснабжения, требует дополнительных средств на ремонт и эксплуатацию. Энергетические характеристики оборудования, выпущенного более 10 лет назад часто на 20%-30% ниже, чем у современного оборудования. Поэтому, проводя модернизацию, необходимо стремиться устанавливать наиболее современное оборудование для снижения эксплуатационных затрат.

Потери активной мощности в трансформаторах складываются из потерь в стали на вихревые токи и гистерезис и из потерь в обмотках (в меди) на их нагрев. Потери стали – постоянные потери холостого хода – не зависят от нагрузки трансформаторов, а потери в меди – переменные потери короткого замыкания – изменяются пропорционально квадрату нагрузки трансформаторов.

Измерения потерь холостого хода (ХХ) показывают, что в процессе эксплуатации они увеличиваются по сравнению с паспортными данными. Это обусловлено следующими причинами. Во-первых, вследствие потерь при перемагничивании сердечников и выделения тепла намагничивающими обмотками происходит нагрев магнитопроводов. А повышение температуры в течение длительного времени способствует структурным изменениям, называемым процессами старения, в результате которых в большинстве случаев ухудшаются их магнитные

свойства. Во-вторых, потери увеличиваются из-за механических воздействий на магнитопроводы в различных режимах работы (вибрация, электродинамические усилия при КЗ и т. д.) и при ремонтах трансформаторов.

1. Трансформаторы со сроком эксплуатации до 30 лет имеют увеличение потерь холостого хода в среднем на 10 %.

2. Трансформаторы со сроком эксплуатации от 30 до 40 лет имеют увеличение потерь холостого хода в среднем на 54,6 %.

3. Трансформаторы со сроком эксплуатации от 40 до 50 лет имеют увеличение потерь холостого хода в среднем на 96,2 %.

4. Трансформаторы со сроком эксплуатации более 50 лет имеют увеличение потерь холостого хода в 2 раза.

Срок службы трансформатора №1 в ТП-201 более 60 лет.

Измерение тока и потерь холостого хода для силовых трансформаторов как правило проводится при капитальном ремонте. При последнем измерении потерь холостого хода трансформатора фактические потери составили 187% от паспортных данных.

Вместо трансформаторов с большим сроком эксплуатации предлагается установить эффективные энергосберегающие трансформаторы, обладающие более высокими КПД и коэффициентом мощности. Когда говорят о повышении КПД трансформатора, в первую очередь рассматривают возможность снижения потерь холостого хода — постоянных потерь трансформатора. Потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторах серии снижены по сравнению с трансформаторами других серий за счет того, что:

1) производятся из специальных сортов высококачественных кремнистых сталей, имеющих наибольшее сопротивление и пониженные потери на гистерезис (перемагничивание);

2) для изготовления используется большее количество материала, который оптимально распределен между массой магнитопровода и массой обмотки;

3) конструкция магнитопровода производится по самой передовой технологии Stap-lap и состоит из пластин с косыми стыками, без отверстий в активной стали;

4) толщина пластин не превышает 0,3 мм, а сами пластины лакируются для изоляции друг от друга. Старые трансформаторы дополнительно требуют проведения систематических осмотров для определения степени увлажнения сорбента воздухоосушителя. При насыщении сорбента влагой требуется его замена на новый (на приобретение которого требуется расход средств) или на регенерированный (на регенерацию требуется расход тепловой энергии). Суммарные расходы на выполнение всех вышеизложенных работ в течение срока эксплуатации старых трансформаторов достигают от 40% до 63 % полной стоимости трансформатора (в зависимости от его мощности).Новые энергосберегающие трансформаторы лишены такого недостатка и проведения профилактических, текущих и капитальных ремонтов в течение всего срока эксплуатации трансформатора, что дополнительно экономит денежные средства. Кроме того, для повышения эффективности работы оборудования предлагается произвести замену старых трансформаторов на новые с меньшей номинальной мощностью, что позволит увеличить коэффициент загрузки трансформаторов и соответственно коэффициент полезного действия их работы. А также позволит уменьшить капитальные затраты на модернизацию оборудования. Помимо трансформаторов находящихся в работе также необходимо заменять и трансформаторы находящиеся в горячем резерве, поскольку от их технического состояния также зависит надежность электроснабжения. Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить до 10%.

Трансформаторы ТМ дополнительно требуют проведения систематических осмотров для определения степени увлажнения сорбента воздухоосушителя. При насыщении сорбента влагой требуется его замена на новый (на приобретение которого требуется расход средств) или на регенерированный (на регенерацию требуется расход тепловой энергии). Суммарные расходы на выполнение всех вышеизложенных работ в течение срока эксплуатации трансформаторов типа ТМ достигают от 50% до 70 % полной стоимости трансформатора (в зависимости от его мощности). Трансформаторы типа ТСЗЛ лишены такого недостатка и проведения профилактических, текущих и капитальных ремонтов в течение всего срока эксплуатации трансформатора, что дополнительно экономит денежные средства.

Таблица 6.2.

Технические характеристики трансформаторов

Наименование варианта	Марка	Мощность	Рхх, кВт	Ркз, кВт	Iхх,%	Uкз, %
Демонтируемый паспортные данные	ТМ 1000/10	1000 кВА	1,9	12,2	1,6	5,5
Демонтируемый фактические	ТМ 1000/10	1000 кВА	3,55	12,2	1,6	5,5
Новый	ТСЗЛ-100	1000 кВА	1,4	9,0	1,4	5,5

Таблица 6.3.

Расчет потерь электроэнергии

Наименование показателя	Формула для расчета	Единица измер.	Демонтируемый тр-р фактические потери	Демонтируемый тр-р нормативные потери	Новый тр-р
Реактивные потери мощности холостого хода	$\Delta Q_{XX} = \frac{S_{НОМ} \bullet I_{XX}}{100}$	квар	16	16	14
Реактивные потери мощности короткого замыкания	$\Delta Q_{КЗ} = \frac{S_{НОМ} \bullet U_{КЗ}}{100}$	квар	55	55	55
Приведенные потери мощности холостого хода	$\Delta P'_{XX} = \Delta P_{XX} + K_{И.П.} \bullet \Delta Q_{XX}$	кВт	4,67	3,02	2,38
Приведенные потери мощности короткого замыкания	$\Delta P'_{КЗ} = \Delta P_{КЗ} + K_{И.П.} \bullet \Delta Q_{КЗ}$	кВт	16,05	16,05	12,85

Годовое значение потерь электроэнергии	$W = \Delta P'_{XX} \cdot T_{ГОД} + K_{.З}^{2} \cdot \Delta P'_{КЗ} \cdot T_{НАГР}$ Тгод=8760 ч. ; Тнагр=2920 ч., кз =0,4, Кип - коэффициент изменения потерь активной мощности (для промышленных предприятий, когда величина его не задана энергосистемой следует принимать равным 0,07) – кВт / кВар;	кВт*ч	=40909,2+7498,56 =48407,76	26 455,2+7498,56= 33953,76	20848,8+ 6003,52= 26 852,32

Таблица 6.4.

Экономический эффект от внедрения мероприятия

Наименование показателя	Формула для расчета	Единица измерения	Значение
Экономия электроэнергии за счет снижения потерь	$\Delta W = W_{исх} - W_{новый}$	Тыс. кВт*ч	21,555
Экономия денежных средств при оплате за электроэнергию	$\Delta Э = \Delta W \cdot Ц_{ЭЛ.ЭН.}$ Средний тариф на электроэнергию за 2013 год 2 836,9733 руб. / тыс. кВт ч	тыс. руб.	61,152
Экономия денежных средств от снижения затрат на обслуживание трансформатора (необходимый ремонт)	$\Delta Э_{ОБСЛ}$	тыс. руб.	250
Итоговая экономия	$\Delta Э_{СУММ} = \Delta Э_{обсл} + \Delta Э$	тыс. руб.	311,152

Срок окупаемости:

$$C_{o} = \frac{З}{Э_{L}} = 2\ 346,5684 / 311,152 = 7,5 \text{ г.}$$

Снижение фактических технологических потерь электрической энергии в сетях ЗАО «Тепло РКК «Энергия» составит 21,555 тыс. кВтч

Снижение нормативных технологических потерь электроэнергии в сетях ЗАО «Тепло РКК «Энергия» составит 7,101 тыс. кВтч

Мероприятие №5 Замена трансформатора мощностью 760 кВА в ТП-219 на трансформатор мощностью 1600 кВА.

Обоснование: Увеличение мощности силового оборудования в связи с реконструкцией компрессорной. Перенос компрессоров высокого давления из других компрессорных. Создание единой компрессорной. Необходимость увеличения мощности для качества электроснабжения и создания возможности новых присоединений, повышения качества и надёжности электроснабжения.

Стоимость и сроки внедрения указаны в Приложении 1.

Технико-экономический эффект:

Услуги по производству и распределению сжатого воздуха (высокого и низкого давления) осуществляются ЗАО «Тепло РКК «Энергия» с использованием 11 компрессоров высокого давления (до 400 атм.) и 13 компрессоров низкого давления (9 атм.). Протяженность воздуховодов составляет 530 м. В 2016 году на предприятии запланирована реконструкцией компрессорной с увеличением мощности. Прогнозируемый рост объемов потребления воздуха высокого и низкого давления с 2014 года 1-2 % ежегодно. Мероприятие экономически выгодно за счет увеличения производства сжатого воздуха.

Надежность является одним из наиболее важных критериев технико-экономической оценки разрабатываемых и реконструируемых объектов. В случае отказа отдельных элементов сети может произойти отказ участка сети, приводящий к нарушению электроснабжения потребителей; полное прекращение питания; частичное прекращение питания отдельных электроприемников; отклонение напряжения от допустимых норм.

В этой связи в данном случае необходима не просто замена трансформатора выработавшего свой ресурс, а замена с увеличением его мощности, что в свою очередь повысит надежность системы электроснабжения.

Мероприятие №6 Замена существующего трансформатора ТМ-1000 кВА (1941 года выпуска) на РТП-215 на новый трансформатор ТМ-1000 кВА.

Обоснование: Большой срок службы (73 года)– отсутствие запасных частей и при выходе из строя отдельных частей и агрегатов.

Стоимость и сроки внедрения указаны в Приложении 1.

Технико-экономический эффект:

Значительное количество потерь энергии происходит в энергосистемах и в промышленности по причине износа оборудования. Использование оборудования выработавшего свой ресурс снижает надежность системы электроснабжения, требует дополнительных средств на ремонт и эксплуатацию. Энергетические характеристики оборудования, выпущенного более 10 лет назад часто на 20%-30% ниже, чем у современного оборудования. Поэтому, проводя модернизацию, необходимо стремиться устанавливать наиболее современное оборудование для снижения эксплуатационных затрат.

Потери активной мощности в трансформаторах складываются из потерь в стали на вихревые токи и гистерезис и из потерь в обмотках (в меди) на их нагрев. Потери стали – постоянные потери холостого хода – не зависят от нагрузки трансформаторов, а потери в меди – переменные потери короткого замыкания – изменяются пропорционально квадрату нагрузки трансформаторов.

Измерения потерь холостого хода (ХХ) показывают, что в процессе эксплуатации они увеличиваются по сравнению с паспортными данными. Это обусловлено следующими причинами. Во-первых, вследствие потерь при перемагничивании сердечников и выделения тепла намагничивающими обмотками происходит нагрев магнитопроводов. А повышение температуры в течение длительного времени способствует структурным изменениям, называемым процессами старения, в результате которых в большинстве случаев ухудшаются их магнитные свойства. Во-вторых, потери увеличиваются из-за механических воздействий на магнитопроводы в различных режимах работы (вибрация, электродинамические усилия при КЗ и т. д.) и при ремонтах трансформаторов.

1. Трансформаторы со сроком эксплуатации до 30 лет имеют увеличение потерь холостого хода в среднем на 10 %.

2. Трансформаторы со сроком эксплуатации от 30 до 40 лет имеют увеличение потерь холостого хода в среднем на 54,6 %.

3. Трансформаторы со сроком эксплуатации от 40 до 50 лет имеют увеличение потерь холостого хода в среднем на 96,2 %.

4. Трансформаторы со сроком эксплуатации более 50 лет имеют увеличение потерь холостого хода в 2 раза.

Срок службы трансформатора №1 в ТП-215 более 73 года.

Измерение тока и потерь холостого хода для силовых трансформаторов как правило проводится при капитальном ремонте. При последнем измерении потерь холостого хода трансформатора фактические потери составили 192% от паспортных данных.

Вместо трансформаторов с большим сроком эксплуатации предлагается установить эффективные энергосберегающие трансформаторы, обладающие более высокими КПД и коэффициентом мощности. Когда говорят о повышении КПД трансформатора, в первую очередь рассматривают возможность снижения потерь холостого хода — постоянных потерь трансформатора. Потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторах серии снижены по сравнению с трансформаторами других серий за счет того, что:

1) производятся из специальных сортов высококачественных кремнистых сталей, имеющих наибольшее сопротивление и пониженные потери на гистерезис (перемагничивание);

2) для изготовления используется большее количество материала, который оптимально распределен между массой магнитопровода и массой обмотки;

3) конструкция магнитопровода производится по самой передовой технологии Stap-lap и состоит из пластин с косыми стыками, без отверстий в активной стали;

4) толщина пластин не превышает 0,3 мм, а сами пластины лакируются для изоляции друг от друга. Старые трансформаторы дополнительно требуют проведения систематических осмотров для определения степени увлажнения сорбента воздухоосушителя. При насыщении сорбента влагой требуется его замена на новый (на приобретение которого требуется расход средств) или на регенерированный (на регенерацию требуется расход тепловой энергии). Суммарные расходы на выполнение всех вышеизложенных работ в течение срока эксплуатации старых трансформаторов достигают от 40% до 63 % полной стоимости трансформатора (в зависимости от его

мощности).Новые энергосберегающие трансформаторы лишены такого недостатка и проведения профилактических, текущих и капитальных ремонтов в течение всего срока эксплуатации трансформатора, что дополнительно экономит денежные средства. Кроме того, для повышения эффективности работы оборудования предлагается произвести замену старых трансформаторов на новые с меньшей номинальной мощностью, что позволит увеличить коэффициент загрузки трансформаторов и соответственно коэффициент полезного действия их работы. А также позволит уменьшить капитальные затраты на модернизацию оборудования. Помимо трансформаторов находящихся в работе также необходимо заменять и трансформаторы находящиеся в горячем резерве, поскольку от их технического состояния также зависит надежность электроснабжения. Экономия электроэнергии по сравнению с базовым вариантом может составить до 10%.

Таблица 6.5.

Технические характеристики трансформаторов

Наименование варианта	Марка	Мощность	Рхх, кВт	Ркз, кВт	Iхх,%	Uкз, %
Демонтируемый паспортные	ТМ 1000/10	1000 кВА	1,9	12,2	1,6	5,5
Демонтируемый фактические	ТМ 1000/10	1000 кВА	3,648	12,2	1,6	5,5
Новый	ТМ-1000/10	1000 кВА	1,5	10,2	1,4	5,5

Таблица 6.6.

Расчет потерь электроэнергии

Наименование показателя	Формула для расчета	Единица измер.	Демонтируемый паспортные данные	Демонтируемый фактические потери	Новый
Реактивные потери мощности холостого хода		квар	16	16	14

	$\Delta Q_{XX} = \frac{S_{НОМ} \bullet I_{XX}}{100}$				
Реактивные потери мощности короткого замыкания	$\Delta Q_{КЗ} = \frac{S_{НОМ} \bullet U_{КЗ}}{100}$	квар	55	55	55
Приведенные потери мощности холостого хода	$\Delta P'_{XX} = \Delta P_{XX} + K_{И.П.} \bullet \Delta Q_{XX}$	кВт	3,02	4,768	2,48
Приведенные потери мощности короткого замыкания	$\Delta P'_{КЗ} = \Delta P_{КЗ} + K_{И.П.} \bullet \Delta Q_{КЗ}$	кВт	16,05	16,05	14,05
Годовое значение потерь электроэнергии	$W = \Delta P'_{XX} \cdot T_{ГОД} + K_{.З}^{2} \cdot \Delta P'_{КЗ}$ Тгод=8760 ч. ; Тнагр=2160 ч., кз =0,4 Кип - коэффициент изменения потерь активной мощности (для промышленных предприятий, когда величина его не задана энергосистемой следует принимать равным 0,07) – кВт / кВар;	кВт*ч	26 455,2+5 546,88= 32 002,08	41767,68+5546, 88 =47 314,56	21 724,8+4 855,68= 26 580,48

Таблица 6.7.

Экономический эффект от внедрения мероприятия

Наименование показателя	Формула для расчета	Единица измерения	Значение
Экономия электроэнергии за счет снижения потерь	$\Delta W = W_{исх} - W_{новый}$	Тыс. кВт*ч	20,734
Экономия денежных средств при оплате за электроэнергию	$\Delta Э = \Delta W \cdot Ц_{ЭЛ.ЭН.}$ Средний тариф на электроэнергию 2 836,9733 руб. / тыс.	тыс. руб.	58,822

	кВт ч		
Экономия денежных средств от снижения затрат на обслуживание трансформатора (необходимый ремонт)	$\Delta Э_{ОБСЛ}$	тыс. руб.	180
Итоговая экономия	$\Delta Э_{СУММ} = \Delta Э_{обсл} + \Delta Э$	тыс. руб.	238,82

Простой срок окупаемости, лет : СО = З/Эгп= 1 600 / 238,82 = 6,7 г.

Снижение фактических технологических потерь электрической энергии в сетях ЗАО «Тепло РКК «Энергия» составит 20,734 тыс. кВтч

Снижение нормативных технологических потерь электроэнергии в сетях ЗАО «Тепло РКК «Энергия» составит 5,422 тыс. кВтч

Мероприятие №7 . Реконструкция ТП-215 РУ-0,4 кВ секция 3 с заменой устаревшего оборудования на новое с установкой системы компенсации реактивной мощности.

Обоснование: Сильная стесненность РУ-0,4 кВ в связи с увеличением числа подключенных потребителей. Необходимость обеспечения надежного электроснабжения. Включение установок поперечной ёмкостной компенсации на шинах подстанций обеспечивает снижение затрат на оплату реактивной мощности. Кроме того, компенсирующие установки улучшают показатели качества электроэнергии и снижают потери электроэнергии, что также способствует уменьшению затрат.

Конденсаторные установки компенсируют реактивную мощность, то есть снижают нагрузку на трансформаторы и кабели и тем самым повышают cos (φ) и, соответственно, надежность сетей. в конструкции конденсаторных установок используются комплектующие ведущих мировых производителей: конденсаторы – сухие самовосстанавливающиеся, контакторы с контактами предвключения для ограничения тока через конденсатор в момент включения, регуляторы реактивной мощности со встроенной защитой от гармоник при несоответствии сети ГОСТ Р 54149-2010.

Стоимость и сроки внедрения указаны в Приложении 1.

Технико-экономический эффект:

Устройства компенсации реактивной мощности применяются для уменьшения влияния реактивной мощности на величину полной мощности потребителей электрической энергии, за счет этого снижаются потери электрической энергии в сети.

Величина суммарной компенсируемой мощности определяется из условия достижения коэффициента мощности (cosφ0), равного 0,98.

В качестве компенсирующих устройств предлагается ввести на ТП-215 РУ-0,4 кВ 2 конденсаторные установки КРМ-0,4. Средний cosφ на ТП составляет 0,844.

Годовое потребление электроэнергии 23948,54 тыс. кВтч

Экономический эффект от внедрения автоматической конденсаторной установки складывается из следующих компонентов:

Экономия на оплате реактивной энергии. Доля оплаты за реактивную энергию может составлять от 12% до 45% от стоимости активной энергии;

На действующих объектах – происходит уменьшение потерь энергии в кабелях за счет уменьшения фазных токов (исключатся потери при протекании не производящих полезной работы токов реактивной мощности). В среднем в действующих объектах в подводящих кабелях теряется 10…15% расходуемой энергии;

Для проектируемых объектов – экономия на стоимости кабелей за счет уменьшения их сечения (в результате исключения токов реактивной мощности);

При значительной загрузке силового трансформатора возможен расчёт экономии от продления срока службы трансформаторов за счет снижения температуры нагрева обмоток.

Коэффициент реактивной мощности до внедрения автоматической конденсаторной установки:

cos(φ) = 0,84

Коэффициент реактивной мощности после внедрения автоматической конденсаторной установки:

cos(φ) = 0,99

В общем случае для действующего объекта годовое снижение потерь энергии за счет увеличения cos(φ) составит:

Wсниж = Wгод×[1 – cos²(φ1) / cos²(φ2)]×Кпот = 23948,54 (1-0,84/0,99)*0,12 = 431,074 тыс. кВт ч.

Где, cos(φ1)- cos(φ) до компенсации

cos(φ2)- cos(φ) после компенсации

Кпот – коэффициент потерь Кп=0,12

Wгод – Годовое потребление энергии до компенсации

Годовая экономия Эгп в оплате энергии составит

Эгп= Wсниж×Таэ = 494,86 тыс. кВт ч.* 2 836,9733 = 1 222 944,16 рублей

Где, Таэ – тариф на активную энергию 2 836,9733 руб. / тыс. кВт ч

Простой срок окупаемости, лет : СО = З/Эгп= 4 562 612, 86/ 1 222 944,1 =3,73 года.

Снижение потребления электрической энергии на 431,074 тыс. кВт*ч

Мероприятие №8 Реконструкция РУ 6 кВ на РТП-108 секц. 1, 2,3,4 (I очередь)

Обоснование: Перспективный план работ для увеличения надежности электроснабжения промышленной площадки, на которой размещены объекты, обеспечивающие пилотирование космических аппаратов

Стоимость и сроки внедрения указаны в Приложении 1.

Технико-экономический эффект:

Существующая схема сети не позволяет обеспечить в полной мере потребителей электроэнергии с требуемой степенью надежности. Тенденция увеличения физического износа основных производственных фондов обусловливает необходимость проведения работ, направленных на обновление основных средств предприятия в рамках инвестиционной программы.

Планируется строительство 4 секций РУ-6 кВ по 7 ячеек в каждой (I очередь).

От РТП-108 планируется резервирования существующих потребителей промышленной площадки.

Увеличения мощности обусловлено необходимостью повышения качества электроснабжения и создания возможности новых присоединений.

Мероприятие №9 Реконструкция ТП-105 РУ-0,4 кВ секции 1,2,3 с заменой устаревшего оборудования на новое с установкой системы компенсации реактивной мощности.

Обоснование: Нехватка точек присоединения отходящих линий, замена морально и технически устаревшего оборудования. Необходимость обеспечения надежного электроснабжения. Включение установок поперечной ёмкостной компенсации на шинах подстанций обеспечивает снижение затрат на оплату реактивной мощности. Кроме того, компенсирующие установки улучшают показатели качества электроэнергии и снижают потери электроэнергии, что также способствует уменьшению затрат.

Технико-экономический эффект:

Устройства компенсации реактивной мощности применяются для уменьшения влияния реактивной мощности на величину полной мощности потребителей электрической энергии, за счет этого снижаются потери электрической энергии в сети.

Величина суммарной компенсируемой мощности определяется из условия достижения коэффициента мощности (cosφ0), равного 0,99.

В качестве компенсирующих устройств предлагается ввести на ТП-105 РУ-0,4 кВ 1 конденсаторную установку КРМ-0,4. Средний cosφ на ТП составляет 0,82.

Годовое потребление электроэнергии 4953,77 тыс. кВтч

Экономический эффект от внедрения автоматической конденсаторной установки складывается из следующих компонентов:

Экономия на оплате реактивной энергии. Доля оплаты за реактивную энергию может составлять от 12% до 45% от стоимости активной энергии;

На действующих объектах – происходит уменьшение потерь энергии в кабелях за счет уменьшения фазных токов (исключатся потери при протекании не производящих полезной работы токов реактивной мощности). В среднем в действующих объектах в подводящих кабелях теряется 10…15% расходуемой энергии;

Для проектируемых объектов – экономия на стоимости кабелей за счет уменьшения их сечения (в результате исключения токов реактивной мощности);

При значительной загрузке силового трансформатора возможен расчёт экономии от продления срока службы трансформаторов за счет снижения температуры нагрева обмоток.

Коэффициент реактивной мощности до внедрения автоматической конденсаторной установки:

$\cos(\varphi) = 0,84$

Коэффициент реактивной мощности после внедрения автоматической конденсаторной установки:

cos(φ) = 0,99

В общем случае для действующего объекта годовое снижение потерь энергии за счет увеличения cos(φ) составит:

Wсниж = Wгод×[1 – cos²(φ1) / cos²(φ2)]×Kпот = 4953,77 (1-0,82/0,99)*0,12 = 102,08 тыс. кВт ч.

Где, cos(φ1)- cos(φ) до компенсации

cos(φ2)- cos(φ) после компенсации

Kпот – коэффициент потерь Кп=0,12

Wгод – Годовое потребление энергии до компенсации

Годовая экономия Эгп в оплате энергии составит

Эгп= Wсниж×Таэ =102,08 тыс. кВт ч.* 2 836,9733 = 289 597 рублей

Где, Таэ – тариф на активную энергию 2 836,9733 руб. / тыс. кВт ч

Простой срок окупаемости, лет : СО = З/Эгп= 15 718,852 / 289 597 =54,27 года.

Снижение потребления электрической энергии на 102,08 тыс. кВт*ч

Данное мероприятие имеет большой срок окупаемости так как в затратах учтены не только расходы на установку конденсаторной батареи, но и реконструкцией 3х секций РУ-0,4 с заменой оборудования на современное, что в большей степени направленно на повышение надежности электроснабжения.

Выводы:

Реконструкция и модернизация энергетического оборудования и сетей ЗАО «Тепло РКК «Энергия» жизненно необходима из-за полного физического и морального износа. Реконструкция и модернизация энергохозяйства позволит избежать рисков техногенных катастроф.

Реконструкция и модернизация энергохозяйства обеспечит стабильную и надежную работу производственных площадок РКК «Энергия», и создаст задел для удовлетворения растущих потребностей в обеспечении качественными энергоресурсами потребителей РКК «Энергия» и населения г. Королева. Введение в эксплуатацию современного оборудования обеспечит низкую степень аварийности. Создаст возможность применения энергосберегающих технологий, снизит потери при передаче электрической энергии, затраты на ремонт.

7. Организационный и финансовый план реализации Инвестиционной программы

Предлагаемая Инвестиционная программа должна реализовываться в соответствии с Перспективным планом развития города Королева и Перспективным планом развития электросети г. Королев.

Источниками финансирования являются поступления денежных средств за счет тарифа на передачу электроэнергии, присоединение и плата за подключение к электросетям города новых объектов.

Денежные средства, полученные за счет тарифа на электроснабжении, будут направлены на реализацию Программы в части модернизации объектов системы электроснабжение, на повышение качества и надежности.

Финансовый план реализации Инвестиционной программы, который содержит (примерные объемы финансирования мероприятий по реконструкции и модернизации систем коммунальной инфраструктуры в сфере электроснабжения городского округа Королев приведены в Таблице 7.1.):

Объёмы и источники финансирования Инвестиционной Программы ЗАО «Тепло РКК «Энергии» на 2016 – 2018гг.

Таблица № 7.1.

№ п/п	Наименование работ	Сметная стоимость (руб.) в т.ч. НДС	Источник финансирования	В том числе по годам, руб.		
Электроснабжение				2016 г.	2017 г.	2018 г.
1.	Модернизация передвижной ЭТЛ с заменой неисправных приборов и установкой дополнительных приборов.	2 051 108,28	Собственные средства	2 051 108,28		
2.	Приобретение передвижного устройства сушки трансформаторного масла УВМ-2000.	684 400	Собственные средства	684 400		
3.	Приобретение установки для высоковольтных испытаний СКАТ	130 000	Собственные средства	130 000		

	70					
4.	Замена вышедшего из строя трансформатора №1 (ТМ-1000 кВА) в ТП-201 на трансформатор той же мощности с сухой изоляцией.	2 346 568,4	Собственные средства	2 346 568,4		
5.	Замена масляного трансформатора мощностью 760 кВА в ТП-219 на масляный трансформатор мощностью 1600 кВА.	2 536 581,51	Собственные средства	2 536 581,51		
6.	Замена существующего трансформатора ТМ-1000 кВА (1941 года выпуска) на РТП-215 на новый трансформатор мощностью ТМ-1000 кВА.	1 600 000	Собственные средства		1 600 000	
7.	Реконструкция ТП-215 РУ-0,4 кВ секция 3 с заменой устаревшего оборудования на новое с установкой системы компенсации реактивной мощности.	4 562 612, 86	Собственные средства		4 562 612, 86	
8.	Реконструкция РУ 6 кВ на РТП-108 секц. 1, 2,3,4 (I очередь).	48 533 244,19	Собственные средства		18 533 244, 19	30 000 000
9.	Реконструкция ТП-105 РУ-0,4 кВ секции 1,2,3 с заменой устаревшего оборудования на новое с установкой системы компенсации реактивной	15 718 852,68	Собственные средства			15 718 852, 68

	мощности.					
	Итого:	78 163 367, 92		7 748 658,19	24 695 857,05	45 718 852,68

Объемы и источники финансирования Инвестиционной программы

Таблица № 7.1.

тыс.руб. (без НДС)

Источники финансирования	**Всего**	**2016 г.**	**2017 г.**	**2018 г.**
Всего инвестиций	78 163,367 92	7 748 , 65819	24 695, 85705	45 718, 85268
в том числе:				
- собственные средства	78 163,367 92	7 748, 65819	24 695, 85705	45 718,85268
- привлеченные средства				

Финансовые потребности, необходимые для реализации Программы, обеспечиваются за счет собственных средств предприятия.

Все мероприятия Программы финансируются собственными средствами ЗАО «Тепло РКК «Энергия».

Рис. 7.1. Объемы финансирования инвестиционной программы за 2016-2018 гг.

8. Оценка социально-экономических последствий реализации инвестиционной программы

Реализация мероприятий Программы позволит получить следующие положительные результаты.

1) в производственной сфере:

а) обеспечить обновление основных фондов объектов системы электроснабжения;

б) снизить нерациональные расходы и потери электроэнергии при передаче по сетям ЗАО «Тепло РКК «Энергия» на 12%;

в) повысить надежность работы системы электроснабжения в соответствии с нормативными требованиями;

г) повысить техническую оснащенность приборного парка ЗАО «Тепло РКК «Энергия»

2) в экономической сфере обеспечить приток денежных средств за счет увеличения объема переданной электроэнергии и снижении издержек на ее передачу.

3) в социальной сфере:

а) улучшить условия труда работников ЗАО «Тепло РКК «Энергия»;

б) повысить надежность и качество электроснабжения населения в городе Королев

в) повысить эффективность использования электроэнергии;

Вся совокупность показателей производственной, финансовой и инвестиционной эффективности инвестиционных проектов в дальнейшем называется показателями экономической эффективности.

Показателями производственной эффективности в рамках настоящей Программы являются: снижение объемов потерь электроэнергии; на улучшение технических и экономических характеристик (мощность, производительность, надежность, долговечность, экономичность, ремонтопригодность, условия обслуживания и безопасности и иные характеристики) систем коммунальной инфраструктуры, путем внесения частичных изменений и усовершенствований в их схемы и конструкции. Что в свою очередь позволит достичь следующих целей:

–надёжной работы установок и энергосети в целом;

–повышение качества электроэнергии;

– снижение ежегодных издержек и ущерба при эксплуатации установок.

9. Оценка рисков для развития муниципального образования при возможных срывах Инвестиционной программы

Риск проекта — это степень опасности для успешного осуществления проекта. Понятием риска характеризуется неопределенность, связанная с возможностью возникновения в ходе реализации проекта неблагоприятных ситуаций и последствий, при этом выделяются случаи объективных и субъективных вероятностей. Как экономическая категория риск представляет собой событие, которое может произойти или не произойти.

Суть анализа риска состоит в следующем. Вне зависимости от качества допущений, будущее всегда несет в себе элемент неопределенности. Неопределенность предполагает наличие факторов, степень возможного влияния которых на результаты неизвестна: это неполнота или неточность информации об условиях реализации проекта. Факторы неопределенности подразделяются на внешние и внутренние:

внешние факторы — законодательство, реакция рынка на выпускаемую продукцию, действия конкурентов;

внутренние — компетентность персонала фирмы, ошибочность определения характеристик проекта и т.д.

Одним из главных условий реализации Программы является ее стабильное финансовое обеспечение.

При реализации Инвестиционной Программы возможно невыполнение контрольных показателей программы. Данный риск является ключевым риском при реализации всей Программы и включает в себя:

1. Превышение стоимости мероприятий Программы.

Причины:

- изменение законодательства Российской Федерации;

- рост инфляции, превышающий рост уровня инфляции, учитываемый при расчетах Программы;

- иные изменения, влияющие на стоимость реализации Программы.

2. Нехватка финансовых средств, при реализации мероприятий Программы.

Причины:

- временные разрывы между периодом поступления денежных средств (за услуги от населения и организаций, по договорам на электроснабжение, прочими инвестициями) и сроками финансирования строительства объектов, превышающие запланированные;

- наличие задолженности потребителей за предоставленные услуги;

- неточность прогнозирования стоимости Программы.

3. Несвоевременность реализации мероприятий по строительству (реконструкции) объектов в рамках Программы.

Причины:

- несвоевременное выполнение работ со стороны подрядных организаций.

4. Недоиспользование или невостребованность вновь введенных производственных мощностей.

Из трех вышеперечисленных факторов риска наиболее реальным представляется нехватка финансовых средств. Именно недостаточное или несвоевременное финансирование содержит угрозу срыва Инвестиционной программы.

Наиболее нестабильной и поэтому несущей риск является плата за подключение к сетям инженерно-технического обеспечения. В Инвестиционной программе за счет Тариф на передачу электроэнергии профинансировать 100 % от общей стоимости мероприятий.

Снизить данный риск могут позволить следующие мероприятия:

- привлечение заемных средств;
- привлечение бюджетных средств.

Государственное регулирование тарифов на услуги электроснабжения может повлиять на возникновение риска. Это связано с тем, что действующее законодательство ограничивает рост тарифов путем установления предельных индексов максимально возможного их изменения. А результатом утверждения необоснованных тарифов станут убытки Предприятия.

Помимо указанного, значительный риск представляет собой недоиспользование или невостребованность вновь вводимых мощностей.

Все мероприятия, включенные в инвестиционную программу, планируется выполнять подрядным способом по запланированным годам. Программа реализуется в течение 2016 – 2018 годов. Конкретные сроки и этапы выполнения приведены в Приложении № 1.

10. Принципы проведения мониторинга выполнения Инвестиционной программы

Основной целью разработки Инвестиционной программы является не просто деятельность Предприятия в рамках основных направлений стратегии развития и модернизации коммунального комплекса в части электроснабжения, а фактическое достижение значений заданных целевых показателей (индикаторов).

Принципами проведения мониторинга выполнения производственных и инвестиционных программ являются:

- достоверность - информация, используемая в рамках мониторинга, должна быть качественной и характеризоваться высокой степенью достоверности;
- актуальность - информация, используемая в рамках мониторинга, должна отражать существующее положение о выполнении показателей Инвестиционной программы, а также существующее состояние системы коммунальной инфраструктуры;
- постоянство - мониторинг осуществляется на постоянной основе с определенной периодичностью;
- доступность - информация о результатах мониторинга должна быть доступной для всех заинтересованных сторон, в том числе, потребителей услуг соответствующих организаций коммунального комплекса.

Успешная реализация Инвестиционной программы позволит осуществить:

- модернизацию и частичную инженерно-техническую оптимизацию системы электроснабжения с учетом современных нормативных требований;
- повышение надежности работы системы электроснабжения и удовлетворение потребностей потребителей (по объему и качеству услуг);
- снижение затрат на систему электроснабжения за счет уменьшения потерь электроэнергии в сетях, сокращения объема ремонтных работ и эксплуатационных расходов в целом;
- создание более достоверной информационной базы для эффективного управления системой электроснабжения;
- замедление темпов роста тарифов на услуги по электроснабжению и повышения доступности данных услуг для населения;
- удовлетворение экологических требований.

Органами, осуществляющими мониторинг производственных программ организаций коммунального комплекса, являются органы регулирования субъектов Российской Федерации и органы регулирования муниципальных образований, согласовывающие производственные программы данных организаций коммунального комплекса в соответствии с законодательством о регулировании тарифов организаций коммунального комплекса.

Органами, осуществляющими мониторинг инвестиционных программ организаций коммунального комплекса, являются органы регулирования муниципальных образований, представительные органы местного самоуправления, которые утвердили инвестиционные программы данных организаций коммунального комплекса в соответствии с законодательством о регулирования тарифов организаций коммунального комплекса.

Мониторинг предусматривает определение:

• объектов учета;

• приоритетных показателей и индикаторов;

• форм сбора исходной информации, организации управленческого учета и отчетности, представляемой контролирующим структурам;

• регламенты (сроки, периодичность, ответственные и т.д.) учета, отчетности и анализа информации.

Мониторинг осуществляется посредством сбора, обработки и анализа информации. Сбор исходной информации производится по показателям, характеризующим выполнение инвестиционных программ, а также состояние систем коммунальной инфраструктуры.

Таблица № 10.1.

Основные технико-экономические показатели за 2014 год.

№ п/п	Целевые показатели, предусмотренные программой	Единица измерения	Базовое значение показателя (за 2013год)
1.	Расход электрической энергии на производственные и хозяйственные нужды	тыс. кВтч	34 020,784
2.	Производство, передача, распределение и сбыт электрической энергии (мощности) (отпуск в сеть)	тыс. кВтч	90 639,216
3.	Отпуск электроэнергии в сеть от энергосбытовых и других компаний	тыс. кВтч	90 639,22
4.	Фактические (балансовые) потери в сетях	тыс. кВтч	5 230,98
	То же в % от отпуска в сеть	%	5,77
5.	Нормативные (рассчитанные) потери в сетях	тыс. кВтч	4 749,34
	То же в % от отпуска в сеть	%	5,24
6.	Полезно отпущено электроэнергии	тыс. кВтч	85 408,2
	в т.ч. субабоненты	тыс. кВтч	58 878,3
7.	Показатель средней продолжительности прекращений передачи электрической энергии ($П_п$)	Час/ шт.	0,076

Результаты мониторинга оформляются в виде индикаторов, значения которых получаются посредством обработки показателей (исходных данных) органами регулирования.

При проведении мониторинга выполнения производственных и инвестиционных программ отчетным периодом является квартал.

При направлении показателей о выполнении инвестиционных программ организацией коммунального комплекса указываются источники и объемы финансирования инвестиционных программ. Представляемая информация может сопровождаться письменными пояснениями, примечаниями, комментариями, а также предложениями организации коммунального комплекса по корректировке по результатам мониторинга производственных (инвестиционных) программ. Информация о выполнении производственных и инвестиционных программ представляется, начиная с первого отчетного периода, следующего за датой начала выполнения указанных программ. Последним отчетным периодом является период, соответствующий завершению реализации программы.

Показатели и индикаторы формируются по состоянию на конец отчетного периода. В рамках одного календарного года показатели и индикаторы формируются нарастающим итогом.

Таблица № 10.2.

Показатели и индикаторы для проведения мониторинга выполнения инвестиционных программ в сфере электроснабжения

N п/п	Показатели мониторинга (входящая информация), единицы измерения	Характеристика показателя	Индикаторы мониторинга (исходящая информация), единицы измерения	Механизм расчета индикатора	Сторона, представляющая информацию по показателю	Базовое значение за 2014 год.	Плановое значение		
							2016 г.	2017 г.	2018 г.
1.	Надежность (бесперебойность) снабжения потребителей товарами (услугами)								
1.1.	1. Количество аварий на системах коммунальной инфраструктуры, единиц.	Аварией считается отказ элементов систем и сетей, повлекший прекращение подачи электрической энергии потребителям и абонентам на электроснабжение на период более 8 часов.	Аварийность систем коммунальной инфраструктуры, ед./км	Отношение количества аварий на системах коммунальной инфраструктуры к протяженности сетей.	Организация коммунального комплекса.	23 ед./180,584 км = 0,127 ед. км.	0,10	0,09	0,08
	2. Протяженность сетей, км.	Протяженность воздушных и кабельных сетей по всем уровням напряжения.			Организация коммунального комплекса.				

1.2.	1. Количество часов предоставления услуг за отчетный период, часов.	Продолжительность предоставления услуги электроснабжения за период. При определении продолжительности электроснабжения не учитываются перерывы в электроснабжении, связанные с авариями на сети или восстановительными работами.	Продолжительность (бесперебойность) поставки товаров и услуг, час./день.	Отношение количества часов предоставления услуг к количеству дней в отчетном периоде.	Организация коммунального комплекса.	8568,68 часов/ 365 дней = 23,476 часов/день	23,5	23,6	23,7
	2. Количество дней в отчетном периоде, дней.	Календарное количество дней в отчетном периоде.			Организация коммунального комплекса.				
1.3.	1. Фактический уровень потерь в сетях, тыс. кВтч.	Потери электрической энергии при ее транспортировке. Определяется как разность между количеством электрической энергии, поданной в сеть, и количеством электрической энергии, отпущенной всем потребителям.	Уровень потерь, %.	Отношение объема потерь к объему отпуска в сеть.	Организация коммунального комплекса.	5,77%	5,75	5,25	5,14

	2. Объем отпуска в сеть, тыс. кВтч.	Количество электрической энергии, поданной в сеть, определенное по приборам учета или другим методом.			Организация коммунального комплекса.				
1.4.	1. Фактический уровень потерь в сетях, тыс. кВтч.	Потери электрической энергии при ее транспортировке. Определяется как разность между количеством электрической энергии, поданной в сеть, и количеством электрической энергии, отпущенной всем потребителям.	Коэффициент соотношения фактических потерь с нормативными, ед.	Отношение объема потерь с объемом потерь, рассчитанным в соответствии с порядком расчета и обоснования нормативов технологических потерь при передаче электрической энергии.	Организация коммунального комплекса.	5 230,98/ 4 749,34 = 1,1	5209,425/ 4742,239= 1,098	4757,617 /4736,82 =1,004	4655,54/ 4736,82 =0,983
	2. Норматив технологических потерь энергии в сетях, тыс. кВтч.	Объем потерь, рассчитанный в соответствии с порядком расчета и обоснования нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по			Организация коммунального комплекса.				

		электрическим сетям, утвержденным Приказом Минпромэнерго России от 04.10.2005 N 267.							
2.1.	1. Объем товаров и услуг, реализуемый по приборам учета, тыс. кВтч.	Количество реализованной электрической энергии по показаниям приборов учета.	Обеспеченность потребления товаров и услуг приборами учета, %.	Отношение объема товаров и услуг, реализованных по приборам учета, к общему объему реализации товаров и услуг.	Организация коммунального комплекса.	100%	100%	100%	100%
	2. Общий объем реализации товаров и услуг, тыс. кВтч.	Количество реализованной электрической энергии определяется по показаниям приборов учета, в случае их отсутствия - по нормативам потребления и иным нормам расхода для различных категорий потребителей, установленным в соответствии с законодательством.			Организация коммунального комплекса.				

Контроль за реализацией инвестиционной программы осуществляется администрацией ОАО «Ракетно-космическая корпорация «Энергия им. С.П. Королева» в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, законодательством Московской области и Уставом ОАО «Ракетно-космическая корпорация «Энергия им. С.П. Королева».

Администрация города Королева осуществляет общую координацию выполнения инвестиционной программы и представление отчетности в установленном законодательством порядке.

Контроль за реализацией мероприятий Инвестиционной программы осуществляется органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и органами местного самоуправления своих полномочий при регулировании тарифов на товары и услуги организаций коммунального комплекса (органами регулирования) путем проведения мониторинга выполнения Инвестиционной программы.

Предприятие ежеквартально направляет в Администрацию города Королёва Московской области, Министерство ЖКХ Московской области, РЭК Москвы отчет об исполнении Инвестиционной программы

Генеральный директор
ЗАО «Тепло РКК «Энергия» _____Е.В. Сысолятин

Приложение № 1

Проект инвестиционной программы реконструкции, модернизации электрических сетей и электрооборудования ЗАО «Тепло РКК "Энергия" на 2016 - 2018 гг.

№ п/п	Наименование работ и мероприятия	Обоснование мероприятия	Сметная стоимость с НДС (руб.)	Срок исполнения	В том числе по годам, руб.		
					2016 г.	2017	2018
1.	Модернизация передвижной ЭТЛ с заменой неисправных приборов и установкой дополнительных приборов.	Выход из строя приборного парка, установленного в передвижной ЭТЛ, износ автомобиля. Новые приборы переустанавливались на новое шасси	2 051 108,28	2016	2 051 108, 28		
2.	Приобретение передвижного устройства сушки трансформаторного масла УВМ-2000.	Приведение параметров трансформаторного масла до необходимых параметров на месте установки силовых трансформаторов на месте без выемки силового трансформатора и его транспортировки в трансформаторную мастерскую	684 400	2016	684 400		
3.	Приобретение установки для высоковольтных испытаний СКАТ 70	Замена вышедшей из строя установки высоковольтных испытаний	130 000	2016	130 000		
4.	Замена вышедшего из строя трансформатора №1 (ТМ-1000 кВА) в ТП-201 на трансформатор той же мощности с сухой изоляцией.	Срок службы существующего трансформатора более 60 лет	2 346 568,4	2016	2 346 568, 4		
5.	Замена трансформатора мощностью 760 кВА в ТП-219 на трансформатор мощностью	Увеличение мощности силового оборудования в связи с реконструкцией компрессорной.	2 536 581,51	2016	2 536 581, 51		

	1600 кВА.	Перенос компрессоров высокого давления из других компрессорных. Создание единой компрессорной.					
6.	Приобретение нового трансформатора на РТП-215 мощностью 1000 кВА для замены существующего трансформатора 1941 года выпуска.	Срок службы существующего трансформатора 73 года	1 600 000	2017		1 600 000	
7.	Реконструкция ТП-215 РУ-0,4 кВ секция 3 с заменой устаревшего оборудования на новое с установкой системы компенсации реактивной мощности.	Сильная стесненность РУ-0,4 кВ в связи с увеличением числа подключенных потребителей. Необходимость обеспечения надежного электроснабжения безопасного обслуживания оборудования подстанции.	4 562 612, 86	2017		4 562 612, 86	
8.	Реконструкция РУ 6 кВ на РТП-108 секц. 1,2,3,4 I очередь).	Перспективный план работ для увеличения надежности электроснабжения промышленной площадки, на которой размещены объекты, обеспечивающие пилотирование космических аппаратов.	48 533 244, 19	2017-2018		18 533 244,19	30 000 000
9.	Реконструкция ТП-105 РУ-0,4 кВ секции 1,2,3 с заменой устаревшего оборудования на новое с установкой системы компенсации реактивной мощности.	Нехватка точек присоединения отходящих линий, замена морально и технически устаревшего оборудования.	15 718 852,68	2018			15 718 852,68
	Итого:				7 748 658,19	24 695 857,05	45 718 852,68