


УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО "КЭС"

 Жуков К.О.

«10» января 2017 г.

**ПРОГРАММА ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ**  
**и повышения энергетической эффективности**  
**Общества с ограниченной ответственностью "Кирилловская электросеть"**  
**на 2015-2019 гг.**

г. Кириллов, Вологодской области

2017 г.

## Содержание

1. Паспорт программы. Основные понятия и определения.....	стр.3
2. Цель и задачи Программы.....	стр.5
3. Целевые показатели ООО «КЭС» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности.....	стр.7
4. Анализ причин возникновения технологических и коммерческих потерь.....	стр.10
5. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности с оценкой уровня затрат и экономической эффективности.....	стр.20
6. Обязательные мероприятия Программы.....	стр.28
7. Ресурсное обеспечение программы.....	стр.30
8. Контроль за ходом реализации программы.....	стр.30
9. Оценка результатов реализации программы.....	стр.31
10. Оценка эффективности реализации программы .....	стр.31
11. Источники финансирования Программы.....	стр.31

## 1. Паспорт программы. Основные понятия и определения

Наименование Программы - Программа энергосбережения и повышения энергетической эффективности Общества с ограниченной ответственностью «Кирилловская электросеть» на 2015-2019 годы

### Основания для разработки Программы

- Федеральный закон от 23.11.09 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации»;
- Постановление Правительства РФ от 27.09.2016 N 971 "О внесении изменений в правила установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности»;
- Постановление Правительства РФ от 31.12.2009 N 1225 (ред. от 17.12.2010) "О требованиях к региональным и муниципальным программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности»;
- Постановление Правительства РФ от 15.05.2010 N 340 "О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности" ;
- Постановление Правительства Вологодской области от 02.04.2012 N 289 (ред. от 24.09.2012) "Об утверждении Порядка организации и осуществления регионального государственного контроля (надзора) за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности на территории Вологодской области";
- Постановление Правительства Вологодской области от 07.12.2009 N 1866 (ред. от 24.12.2012) "О концепции энергосбережения на территории Вологодской области на 2010 - 2015 годы и на перспективу до 2020 года" ;
- Постановление Правительства Вологодской области от 30.07.2010 N 886 (ред. от 24.12.2012) "О долгосрочной целевой программе "Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на территории Вологодской области на 2010 - 2015 годы и на перспективу до 2020 года" (с изм. и доп., вступившими в силу с 01.01.2013);
- Приказ Департамента топливно-энергетического комплекса Вологодской области от 30.06.2010 N 25 (ред. от 24.10.2012) "Об утверждении административного регламента исполнения государственной функции по осуществлению регионального государственного контроля (надзора) за соблюдением требований законодательства об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности на территории области Департаментом топливно-энергетического комплекса Вологодской области";
- Приказ Региональной энергетической комиссии Вологодской области от 13.02.2012 N 20-07 "Об утверждении Административного регламента предоставления государственной услуги Региональной энергетической комиссией Вологодской области по установлению требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической

эффективности в отношении регулируемых организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, тарифы на товары и услуги которых устанавливает Региональная энергетическая комиссия Вологодской области";

- Постановление Региональной энергетической комиссии Вологодской области от 17.05.2010 N 75 (ред. от 10.07.2012) "Об утверждении требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности, тарифы на товары и услуги которых устанавливает региональная энергетическая комиссия Вологодской области" ;

- Постановлением Правительства Вологодской области от 03.12.2010 N 1403 "Об утверждении перечня мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в отношении общего имущества собственников помещений в многоквартирном доме";

- Распоряжение Губернатора Вологодской области от 29.04.2010 N 800-р "О Плане мероприятий по энергосбережению и повышению энергетической эффективности в Российской Федерации, направленных на реализацию Федерального закона "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации";

- Постановлением Администрации Кирилловского муниципального района от 30.07.2010 N 635 "Об утверждении долгосрочной муниципальной целевой программы "Энергосбережение на территории Кирилловского муниципального района на 2010 - 2015 годы и на перспективу до 2020 года";

**Срок реализации Программы – 5 (пять календарных лет)**

Период реализации программы: 2015-2019 гг.

**Цель Программы** - снижение потерь в сетях электроснабжения при передаче электрической энергии в распределительных электрических сетях и трансформаторных подстанциях, соблюдение энерго-экономичных технологических режимов работы, повышение эффективности учета электрической энергии, снижение потребления электроэнергии на хозяйды, холодной воды, тепловой энергии, ГСМ.

Основные мероприятия Программы - организационные мероприятия - это мероприятия, связанные с оптимизацией режимов работы электрических сетей, организационно- штатные мероприятия, а также обязательные мероприятия, в соответствии с федеральным законом от 23.11.09 г. № 261-ФЗ, Постановлением Правительства РФ от 15.05.2010 г. № 340 «О порядке установления требований к программам в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности организаций, осуществляющих регулируемые виды деятельности».

**Энергосбережение** – реализация организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер, направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования.

**Энергетическая эффективность** – характеристики, отражающие отношение полезного эффекта от использования энергетических ресурсов к затратам энергетических ресурсов,

произведенным в целях получения такого эффекта, применительно к продукции, технологическому процессу, юридическому лицу, индивидуальному предпринимателю.

Энергетическая эффективность ООО «КЭС» г.Кириллов, определяется основным видом деятельности - процессом передачи электрической энергии – и характеризуется процентом потерь в системе передачи электрической энергии, что определено ГОСТ Р 51541-99 «Энергосбережение. Энергетическая эффективность» (принят и введен в действие Постановлением Госстандарта РФ от 29.12.1999 №882-ст).

## **2. Цели и задачи Программы**

Энергосбережение для территориальной электросетевой организации ООО «КЭС», заключается, прежде всего, в сокращении расходов электроэнергии на ее передачу в виде сокращения потерь электроэнергии (мощности) в распределительных электрических сетях. В обществе ведется постоянная планомерная работа, повышающая эффективность передачи и распределения электроэнергии.

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях – сложная комплексная проблема, требующая капитальных вложений, постоянной работы и внимания персонала, его высокой квалификации, юридической грамотности и заинтересованного участия в эффективном решении задачи.

Попытки решить эту проблему без системного подхода, отдельными мерами, а особенно недооценка этой проблемы приводит к тому, что данная проблема остается одной из самых главных для сетевых организаций.

В этих целях должен осуществляться комплекс мероприятий, как организационных, так и технических:

- 1) оптимизация режимов работы электрических сетей (организационные мероприятия);
- 2) замена электрооборудования (технические мероприятия);
- 3) мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета э/энергии (организационные и технические);
- 4) повышение качества электроэнергии в соответствии с установленными ГОСТ 13109-97 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», в том числе проведение сертификации качества электрической энергии (организационные и технические).

Затраты по организационным мероприятиям - это эксплуатационные затраты предприятия, не требующие вливания инвестиций. Данные мероприятия направлены на совершенствование организации работ по снижению потерь, на основе проведенного анализа (энергоаудит и расчет существующих нормативных потерь в распределительных сетях), а также на учет «человеческого фактора», под которым понимается:

- обучение и повышение квалификации персонала;
- осознание персоналом важности для предприятия в целом и для его работников лично эффективного решения поставленной задачи;
- мотивация персонала, моральное и материальное стимулирование;

· связь с общественностью, широкое оповещение о целях и задачах снижения коммерческих потерь, ожидаемых и полученных результатах.

Технические мероприятия наиболее энергоэффективны, но требуют значительных затрат, при этом срок окупаемости этих затрат находится в пределах 5–10 лет и более. Поэтому так важен квалифицированный энергоаудит электросетевой организации для разработки обоснованной программы действий.

В соответствии с этим, для организации работ по снижению уровня фактических потерь в сетях ООО «КЭС и дальнейшего сокращения издержек Обществом была разработана Программа энергосбережения ООО «КЭС» на 2015 - 2019 гг., основанная на результатах проведенного квалифицированного энергетического аудита и данных мониторинга технологических и коммерческих потерь в распределительных электрических сетях.

### 3. Целевые показатели ООО «ЖЭС» в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности

В целях настоящей Программы предлагается установить следующий уровень целевых показателей (Таблица 3.1.), достижению которых будет способствовать комплекс организационных и технических мероприятий.

Таблица 3.1.

#### Целевые показатели энергосбережения и повышения энергетической эффективности ООО «ЖЭС»

№ п/п	Наименование показателя	Ед.изм	2015 год	2016 год	2017 год	2018 год	2019 год
1.	Оснащенность зданий, строений, сооружений, находящихся в собственности (аренде) сетевой организации, приборами учета используемых воды, тепловой энергии, электрической энергии						
1.1	электрической энергии	%	100	100	100	100	100
1.2	тепловой энергии	%	100	100	100	100	100
1.3	холодной и горячей воды	%	100	100	100	100	100
2.	Снижение фактического процента технологического расхода электрической энергии в электрических сетях сетевой организации по отношению к фактическому проценту технологического расхода в предшествующем году реализации программы, достигнутое по итогам реализации программы сокращения потерь	%	0,44	0,44	0,44	0,44	0,44
3.	Сокращение удельного расхода электрической энергии на собственные нужды подстанций территориальной сетевой организации на 1 условную единицу оборудования подстанций	%	Расход на собственные нужды незначителен, в составе технологических потерь				
4.	Сокращение удельного расхода электрической энергии в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности (аренде) сетевой организации на 1 кв. м площади указанных помещений	%	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
5.	Сокращение удельного расхода тепловой энергии в зданиях, строениях, сооружениях, находящихся в собственности (аренде) сетевой организации, на 1 куб.м объема указанных помещений	%	1	1	1	1	1
6.	Сокращение удельного расхода горюче-смазочных материалов, используемых сетевой организацией для оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, на 1 км пробега автотранспорта						
6.1	бензин	%	2	2	2	2	2
6.2	дизельное топливо	%	2	2	2	2	2
7.	Доля использования светодиодных осветительных устройств в общем объеме используемых осветительных устройств	%	-	-	10	30	50

### 3.1. Технологический расход (потери) электроэнергии.

Динамику плановых и фактических объемов передачи и потерь электрической энергии наглядно иллюстрируют таблицы 3.2. и 3.3.

Таблица №3.2.

Плановый уровень потерь э/энергии,  
учтенный РЭК Вологодской области в тарифе на передачу электрической энергии

Период	Плановый отпуск в сеть, тыс.квт*ч	Плановый полезный отпуск в сеть, тыс.квт*ч	Потери, плановые	
			тыс.квт*ч	%
2009	17 700	14 601	3 099	17,51
2010	19 130	15 730	3 400	17,77
2011	20 805	16 610	4 195	20,16
2012	21 800	17 400	4 400	20,18

Таблица №3.2.

Анализ передачи, распределения энергетических ресурсов за период с 2008 по 2010 годы

Период	Фактический отпуск в сеть, тыс.квт*ч	Фактический полезный отпуск в сеть, тыс.квт*ч	Потери	
			тыс.квт*ч	%
2008	18 741	15 846	2 895	15,4
2009	20 109	15 977	4 132	20,5
2010	21 780	17 128	4 651	21,4

Снижение потерь электроэнергии в электрических сетях - основной путь повышения энергетической эффективности ООО «КЭС».

Разница между количеством электроэнергии, поступившей в сеть от смежных сетевых организаций и полученной потребителями (полезный отпуск), является потерями электроэнергии.

Потери подразделяются на технологические и коммерческие.

Коммерческие потери обусловлены безучетным и бездоговорным потреблением электроэнергии, а также применением потребителями приборов, которые в силу истекшего срока службы (срока метрологической поверки) а также низкого класса точности допускают высокую погрешность учета электроэнергии.

Основной задачей сетевой организации ООО «КЭС» для повышения экономической эффективности является снижение коммерческих потерь и повышение достоверности данных по передаче электроэнергии потребителям. Для повышения достоверности учета электроэнергии необходимо своевременно проводить поверку расчетных средств учета (приборов учета, измерительных трансформаторов тока и напряжения), установленных в точках приема электроэнергии и расчетных средств учета, установленных в точках поставки электроэнергии потребителям.



Важным фактором, влияющим на достоверность учета электроэнергии является тип расчетных приборов учета и их класс точности. Достаточно большое количество точек учета обеспечены устаревшими счетчиками индукционного типа с неудовлетворительным классом точности 2,5.

Снижение коммерческих потерь - одна из важнейших задач, которая была поставлена экспертной организацией при проведении энергоаудита (проведен в 2012 году). В целях снижения коммерческих потерь сетевой организацией будут проводиться на постоянной основе проверки потребителей электроэнергии на предмет выявления безучетного и (или) бездоговорного потребления электроэнергии, выписываться предписания на замену приборов учета с истекшим сроком эксплуатации и очередной метрологической поверки, а также работающими за пределами допустимых параметров погрешности измерений. Кроме того, сетевая организация продолжит работу по установке в многоквартирных жилых домах общих (коллективных) приборов учета в целях надлежащего учета расхода электроэнергии на общедомовые нужды на внутридомовых электрических сетях, не находящихся на балансе сетевой организации. Также необходимо провести работу по оборудованию пофидерного учета на трансформаторных подстанциях в целях выявления наиболее проблемных участках, где уровень технологических и коммерческих потерь превышает средний уровень.

Коммерческие потери электроэнергии в 2011 г. принимаются в размере 4195,00 - 3659,85 = 535,15 тыс. кВт·ч, или 2,45% от отпуска электроэнергии в сеть.

Фактические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям ООО «Кирилловская электросеть» составили 4195,00 тыс. кВт·ч или 19,16% от отпущенной электроэнергии в сеть. Технологические потери электроэнергии за этот период определены в размере 3659,85 тыс. кВт·ч или 16,71% от отпущенной электроэнергии в сеть.

Предприятие весьма активно проводит борьбу с коммерческими потерями электроэнергии: устанавливаются общедомовые счетчики учета электроэнергии на вводах многоквартирных жилых домов, узлы учета индивидуальных жилых домов выносятся на опору или на наружную стену дома, съём показаний счетчиков производится контролерами путем фотофиксации на цифровую камеру.

На предприятии составляются ежемесячные балансы электроэнергии, отслеживается динамика потребления и полезного отпуска, проводятся расчеты и анализ потерь. Ведется учет расхода электроэнергии на хозяйственные нужды предприятия.

Анализ таблиц 3.2 и 3.3 показывает, что с ростом отпуска в сеть, а также полезного отпуска происходит рост потерь. Это связано с ветхим и аварийным состоянием воздушных и кабельных линий электропередачи 0,4 кВ, 10 кВ, трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, а также низкой пропускной способностью линий электропередачи. При строительстве линий электропередачи в 1970-1990 годах отсутствовали проекты нагрузки в зависимости от плановой динамики роста потребления, поэтому, при ограниченной пропускной способности линий электропередачи увеличение сальдоперетока электроэнергии из смежной сетевой организации вызывает рост технологических потерь. Но анализ также указывает на то, что рост цены на электроэнергию увеличивает и коммерческие потери, что указывает сравнение абсолютных и относительных потерь 2009, 2010 годов по сравнению с 2008 годом.

#### 4. Анализ причин возникновения технологических и коммерческих потерь.

##### 4.1. Анализ системы учета электрической энергии

Учет электроэнергии, поступающей в сети предприятия с Кирилловских электрических сетей филиала ОАО «МРСК Северо-Запада» «Вологдаэнерго» организован на подстанциях «Вологдаэнерго». Счетчики в точках учета на подстанции ПС 110/35/10 кВ «Кириллов» включены в АИИС КУЭ «Вологдаэнерго» по импульсным выходам, учетная информация поступает на диспетчерский пункт АИИС КУЭ в г. Вологде. По остальным точкам, расположенным на КТП «Вологдаэнерго», организован приборный учет. Около 95% электроэнергии в сети предприятия поступает с подстанции ПС 110/35/10 кВ «Кириллов».

Точки учета электроэнергии, поступающей в сеть «КЭС» из сетей МРСК, приведены в таблице 4.1.1

Табл.4.1.1

Номер и наименование ТУ	Тип счетчика	Год выпуска	Год, квартал поверки
Горсеть-1	СЭТ Зр-01-09А/1П	2004	2кв2004
Горсеть-2	СЭТ Зр-01-09А/1П	2004	2кв2004
Горсеть-3	СЭТ Зр-01-09А/1П	2004	2кв2004
КТПН №16 Красново	Меркурий 230 АМ-03	2010	4кв2010
КТПН №34 Красново	ЦЭ 6803ВМ	2010	2кв2010
КТПН №37 Заготлес	ЦЭ 6803В	2002	2кв2002
КТП №39 160 Пятачек	ЦЭ 6803В	2010	1кв2010
КТП-100 Лукинки	Меркурий 230	2010	1кв2010
КТП №42 РТП	СА4У-И672М	1975	2008
КТП-250 кВА "База Кирилловская электросеть" ктп №41	ЦЭ6803В/1 1Т	2011	2кв2011
КТП 10/0,4 кВ "Мастерские"	ЦЭ 6803В	2009	1кв2009
КТП 10/0,4 кВ "Лукинки-2"	ЦЭ 6803В	2010	1кв2010

Приборы коммерческого учета поступающей электроэнергии по Горсетям-1, 2, 3 находятся на балансе филиала ОАО МРСК «Северо-Запада» «Вологдаэнерго» и обслуживаются этим предприятием. Приборы учета на трансформаторных подстанциях принадлежат ООО «КЭС». Передача информации из «Вологдаэнерго» на предприятие в виде акта сводного учета осуществляется 1 раз в месяц. Такой регламент обмена не обеспечивает достаточной полноты и оперативности информации. В трансформаторных подстанциях в точках поставки со смежной сетевой организацией не оборудован интервальный учет электрической энергии и мощности, приборы учета и контроля качества электроэнергии, отсутствует система АИСКУЭ. Также отсутствуют приборы учета фиксирующие потребление электроэнергии (мощности) в отдельности по отходящим фидерам.

Система коммерческого учета потребителей организована посредством приборного учета с ручным съемом информации со счетчиков. К точкам учета потребителей относятся точки учета юридических лиц (310 счетчиков) и физических лиц (1879 счетчиков).

Все приборы коммерческого учета отпущаемой потребителям электроэнергии находятся на балансе потребителей. Между тем, в бытовом секторе имеется большое количество счетчиков с просроченной датой поверки и устаревшим парком счетчиков с низким классом точности 2,5.

Общедомовые (коллективные) приборы учета в многоквартирных жилых домах находятся на балансе ООО «КЭС».

Обслуживанием приборов учета электроэнергии, отпускаемой потребителям по сетям ООО «КЭС», снятием показаний, выявлением хищений, работой с потребителями, сбором денежных средств за потребленную электроэнергию в соответствии с договором оказания комплекса услуг по передаче занимается ОАО «Вологдаэнергосбыт».

В табл. 4.1.2 сведены все данные о количестве приборов коммерческого учета, находящихся на обслуживании потребителей и ОАО «Вологдаэнергосбыт».

Таблица 4.1.2

№ п/п	Приборы учета	Кол-во приборов учета - всего, шт.	Кол-во приборов учета юр.лица, шт.	Кол-во приборов учета бытовые абоненты, шт.
1.	Общее количество счетчиков:	2189	310	1879
2.	Однофазных счетчиков всего:	1742	35	1707
	в том числе :			
2.1	Индукционных:			
2.1.1	- класса точности 2,5	850	-	850
2.1.2	- класса точности 2,0	263	9	254
2.2	Электронных (класс точности 2,0)	629	26	603
3.	Трехфазных счетчиков - всего:	476	285	172
	в том числе:			
3.1	Индукционных	101	46	55
3.2	Электронных	375	239	17

В системе коммерческого учета потребителей используются в основном индукционные электросчетчики.

Основное количество счетчиков находится в эксплуатации более 15 лет. У физических лиц из 1879 счетчиков 1034 счетчика находятся в эксплуатации более 15 лет, 464 имеет просроченную дату поверок. Из имеющихся у юридических лиц 310 счетчиков 22 счетчика находятся в эксплуатации более 15 лет. 850 счетчиков не соответствуют нормативным требованиям к учету электроэнергии по классу точности (2,5).

Большое количество однофазных счетчиков установлено в квартирах, что затрудняет доступ для снятия показаний. В зону обслуживания предприятия не входят внутридомовые сети. Но акты разграничения обслуживания с управляющими организациями имеются только по 75% многоквартирных домов.

В связи с необходимостью работы по минимизации коммерческих потерь и потерь в системе учета ООО «КЭС» вынуждено работать с потребителями по приведению приборного учета в соответствие с нормативными требованиями. Так, например, за 2012 год выдано 82 предписания потребителям о замене приборов учета.

Система учета электроэнергии ООО «КЭС» включает в себя общедомовой учет электроэнергии.

Система учета электроэнергии ООО «КЭС» состоит из 243 счетчиков общедомового учета в домах, находящихся в управлении ООО «Кирилловская управляющая компания», и 23 счетчиков в домах, управляемых ТСЖ «Доверие». Также имеется более 200 многоквартирных жилых домов, собственники и квартиросъемщики которых не выбрали в установленном порядке способ управления многоквартирным жилым домом, либо имеющим непосредственное управление. Съём информации со счетчиков осуществляется вручную.

В системе общедомового учета все электросчетчики электронные, с действующей поверкой.

Основное количество счетчиков находится в эксплуатации менее 3 лет, все счетчики имеют актуальную поверку. Поскольку большое количество жилых домов не выбрали способ управления, то это не позволяет в настоящий момент придать юридический статус общедомовому учету по этим домам и охватить 100 % учетом всех потребителей.

**Выводы:** Можно отметить неэффективность существующей системы коммерческого учета электрической энергии по причинам:

- ручной съём информации,
- около 40% счетчиков не соответствуют нормативным требованиям к классу точности,
- почти 25% счетчиков имеют истекший срок поверки.

Наличие системы общедомового учета электроэнергии позволяет более эффективно бороться с коммерческими потерями.

#### **Развитие системы учета**

Для повышения точности учета необходима полная поверка всех приборов учета, замена устаревших типов приборов учета, анализ и приведение в соответствие с нормативно-технической документацией (НТД) потерь в измерительных комплексах.

Современные системы учета электроэнергии подразумевают ведение автоматизированного учета с внедрением автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ).

АИИС КУЭ предназначена для автоматизации процессов измерения, сбора, обработки, хранения и передачи информации коммерческого учета электроэнергии (мощности), а также обеспечения интерфейсов контрольного доступа к ней, диагностики и мониторинга функционирования технических и программных средств с привязкой к единому астрономическому времени.

Автоматизация учета позволяет:

- предотвращать хищения электроэнергии за счет оперативности контроля,
- сократить затраты, связанные с обработкой и сбором информации,
- выявить точки нерационального использования электрической энергии и снизить потери электроэнергии на основе анализа учётных данных,
- использовать данные потребления электроэнергии для анализа финансово-экономической деятельности организации,
- точнее соблюдать режим потребления электроэнергии

#### **4.2. Анализ технологических потерь, режима работы сетей и балансов электрической энергии.**

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

- загрузки элементов сети и соответствия их пропускной способности ожидаемым потокам мощности,
- выбора сечений проводов и мощностей трансформаторов,
- выбора средств регулирования напряжения,
- компенсации реактивной мощности,
- оптимизации распределения потоков мощности (с учетом нахождения оборудования в плановом и аварийном ремонтах).

Технологические потери электроэнергии разделяются на условно-постоянные и нагрузочные потери.

##### **1. Условно-постоянные потери включают:**

- потери на холостой ход силовых трансформаторов (автотрансформаторов);
- потери на корону в воздушных линиях (далее - ВЛ) 110 кВ и выше;
- потери в синхронных компенсаторах (СК), батареях статических конденсаторов, статических тиристорных компенсаторах, шунтирующих реакторах (далее - ШР);

потери в соединительных проводах и сборных шинах распределительных устройств подстанций (далее - СППС);

потери в системе учета электроэнергии (трансформаторах тока (далее - ТТ), трансформаторах напряжения (далее - ТН), счетчиках и соединительных проводах);

потери в вентилярных разрядниках (РВ), ограничителях перенапряжений (ОПН);

потери в устройствах присоединений высокочастотной связи (далее - УПВЧ);

потери в изоляции кабелей;

потери от токов утечки по изоляторам ВЛ;

расход электроэнергии на собственные нужды (далее - СН) подстанций (далее - ПС);

расход электроэнергии на плавку гололеда.

## 2. Нагрузочные потери электроэнергии включают в себя потери в:

воздушных и кабельных линиях;

трансформаторах (автотрансформаторах);

шинопроводах;

токоограничивающих реакторах.

Технологические потери электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям включают в себя:

- технические потери в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования и состоят из потерь, не зависящих от величины передаваемой мощности (нагрузки) – условно – постоянных потерь, и потерь, объем которых зависит от величины передаваемой мощности (нагрузки) – нагрузочных (переменных) потерь.

ООО «КЭС» обслуживает собственные сети. Перечень объектов приведен в таблицах 4.2.1 и 4.2.2. Нормативный срок служб (амортизации) для КТП приведенных в таблице 4.2.1 – от 25 до 33 лет (КТП закрытого типа).

Таблица 4.2.1

Перечень объектов электросетевого хозяйства, находящихся в собственности ООО «КЭС».

№ п/п	Наименование	Адрес	Год выпуска	Техническая характеристика
1	Трансформаторная подстанция №1 КТПН 10/0,4 кВ, 1х250 КВА.	г. Кириллов, ул.Кирова,	1973 г.	Ветхое, износ 100 %
2.	Трансформаторная подстанция № 2, ТП 10/0,4 кВ 2х400 КВА.	г. Кириллов, ул.Пролетарская	1973 г.	Ветхое, износ 100 %
3.	Трансформаторная подстанция № 8, ТП 10/0,4 кВ 1х400 КВА	г. Кириллов, ул.Водников	1973 г.	Ветхое, износ 100 %
4	Трансформаторная подстанция № 10, ТП 10/0,4 кВ 2х400 КВА	г. Кириллов, Музей,	1980 г.	Ветхое, износ 100 %
5.	Трансформаторная подстанция № 16, КТП 10/0,4 кВ 1х160 КВА	г. Кириллов, ул.Ленинская	1973 г.	Ветхое, износ 100 %
6.	Трансформаторная подстанция № 17, ТП 10/0,4 кВ 1х250 КВА	г. Кириллов, ул.Ленина	1973 г.	Ветхое, износ 100 %
7.	Трансформаторная подстанция № 18, ТП 10/0,4 кВ 1х250 КВА	г. Кириллов, ул.Лелскова	1983 г.	Ветхое, износ 100 %
8.	Трансформаторная подстанция № 20, ТП 10/0,4 кВ 1х400 КВА	г. Кириллов, ул.Пролетарская	1973 г.	Ветхое, износ 100 %
9.	Трансформаторная подстанция № 21, ТП 10/0,4 кВ 1х400 КВА	г. Кириллов, ул.Пролетарская	1988 г.	Ветхое, износ 96 %
10	Трансформаторная подстанция № 23, ТП 10/0,4 кВ 2х630 КВА	г. Кириллов, ул.Братства	1983 г., трансф 2014г.	Износ 50%

11.	Трансформаторная подстанция № 24, ТП 10/0,4 кВ 1х400 КВА	г. Кириллов, ул.Ленина	1985 г.	Ветхое, износ 100 %
12.	Комплектная трансформаторная подстанция № 28, КТП 10/0,4 кВ 1х100 КВА	г. Кириллов, Дорога на очистные	1985 г.	Ветхое, износ 100 %
13.	Трансформаторная подстанция № 30, ТП 10/0,4 кВ 250+400 КВА	г.Кириллов, м.Лобаново, очистные	1990 г.	Ветхое, износ 92 %
14.	Трансформаторная подстанция № 32, ТП 10/0,4 кВ 2х400 КВА	г. Кириллов, ул.Базарная	2004 г.	
15.	Трансформаторная подстанция № 33, ТП 10/0,4 кВ 1х250 КВА	г. Кириллов, ул.Ленина	2004 г.	
16.	Трансформаторная подстанция № 34, КТП 10/0,4 кВ 1х160 КВА	г. Кириллов, ул.Лесная	1997 г.	
17.	Трансформаторная подстанция №36, ТП 10/0,4 кВ 1х250 КВА	г. Кириллов, ул.Гостинодворская	2001 г.	
18.	Трансформаторная подстанция № 37, ТП 10/0,4 кВ 1х160 КВА	г. Кириллов, Краснослободской переулок	1980 г.	Ветхое, износ 100 %
19.	Трансформаторная подстанция № 38, ТП 10/0,4 кВ 1х250 КВА	г.Кириллов, ул.Маяковского	1987 г.	Ветхое, износ 100 %
20.	Трансформаторная подстанция № 39, КТПН 10/0,4 кВ 1х160 КВА	г. Кириллов, ул.Строителей	1967 г.	Ветхое, износ 100 %
21.	Трансформаторная подстанция № 40, КТП 10/0,4 кВ 1х250 КВА	г. Кириллов, м.Лукички	1986 г.	Ветхое, износ 100 %
22.	Комплектная трансформаторная подстанция № 42 «КТП» КТП 2х630 кВА	г. Кириллов, улица Ленина, дом 125 А	1991 г.	Ветхое, износ 84 %
23.	Комплектная трансформаторная подстанция КТП № 43 «Д/с «Солнышко» 2х250 кВА	г. Кириллов, улица Парышкинская 28	2011 г.	
24.	Воздушная линия электропередачи ВЛ 10 кВ	отпайка от опоры № 36 ВЛ 10 кВ «СХТ», ПС «Кириллов» 110/35/10		провод 3хА35 320 м
25.	Воздушная линия электропередачи ВЛ 0,4 кВ	фидер №2 на «Агроснаб»		провод 4хА35 70 м
26.	Воздушные линии электропередачи ВЛ 0,4 кВ	г.Кириллов		61000 м Ветхое, износ 80 %
27.	Кабельные линии электропередачи КЛ 0,4 кВ	г.Кириллов		11240 м Ветхое, износ 90 %
28.	Комплектная трансформаторная подстанция № 41 «База Кирилловская электросеть» КТП250-10/0,4У1 250 кВА	г.Кириллов, ул.Ленина 133	1982 г.	Ветхое, износ 100 %
29.	Воздушная линия электропередачи ВЛ 0,4 кВ	фидер №1 на административно-хозяйственный корпус ООО «Кирилловская электросеть» г. Кириллов Вологодской обл. ул.Ленина 133		провод 5хА16 270 м
30.	Воздушные линии электропередачи ВЛ 0,4 кВ	фидер №2 на складские помещения ООО «Кирилловская управляющая компания» г.Кириллов Вологодской области ул.Ленина 133		провод 5хА16 250 м
31.	Воздушные линии электропередачи ВЛ 0,4 кВ	фидер №3 на гараже-мастерские индивидуального предпринимателя Васильева А.А. место расположения - г.Кириллов Вологодской области ул.Ленина 133		провод 4хА16 100 м
32.	Воздушные линии электропередачи напряжением 10 кВ, в т.ч. Горсеть-1	г. Кириллов		14610 м Ветхое, износ 80 %

	Горсеть-II Горсеть-III Питание от ПС «Кириллов» 110/35/10 кВ			
33	Кабельные линии электропередачи напряжением 10 кВ Питание от ПС «Кириллов» 110/35/10 кВ	г. Кириллов		8394м. Ветхое, износ 90 %
34	Распределительный пункт РП-1 2х400 кВА	г. Кириллов, улица Пролетарская	1976	77,5 кв.м. аварийное, износ 100 %
35	Трансформаторная подстанция № 3 400 кВА	г. Кириллов, улица Уверова	2016	новая
36	Трансформаторная подстанция № 4 630 кВА	г. Кириллов, ул. Парышкинская	1973	28,3 кв.м. ветхое, износ 100 %
37	Трансформаторная подстанция № 5 250 кВА	г. Кириллов, ул. Преображенского, 19	1973	8,6 кв.м. ветхое, износ 100 %
38	Трансформаторная подстанция № 6 410 кВА с распределительным пунктом РП-2	г. Кириллов, улица Гагарина, 84-б	1973	37,5 кв.м. ветхое, износ 100 %
39	Трансформаторная подстанция № 7 250 кВА	г. Кириллов, улица Гагарина	1983	10 кв.м. ветхое, износ 91 %
40	Трансформаторная подстанция № 9 630 кВА	г. Кириллов, улица Базарная	1983	34,1 кв.м. ветхое, износ 91 %
41	Трансформаторная подстанция № 11 400 кВА	г. Кириллов, улица Преображенского, 35	1983	28,3 кв.м. ветхое, износ 91 %
42	Трансформаторная подстанция № 12 250 кВА	г. Кириллов, улица Боброва, 3	1983	22,1 кв.м. ветхое, износ 91 %
43	Трансформаторная подстанция № 13 250 кВА	г. Кириллов, улица Урицкого	1974	19,1 кв.м. ветхое, износ 100 %
44	Трансформаторная подстанция № 14 250+400 кВА	г. Кириллов, улица Октябрьская	1985	42,2 кв.м. ветхое, износ 85 %
45	Трансформаторная подстанция № 15 2х250 кВА	г. Кириллов, улица Мира	1982	44,7 кв.м. ветхое, износ 94 %
46	Трансформаторная подстанция № 19 400 кВА	г. Кириллов, ул. Симоновская	1982	25,4 кв.м. ветхое, износ 94 %
47	Трансформаторная подстанция № 22 250 кВА	г. Кириллов, улица Братства	1982	26,1 кв.м. ветхое, износ 94 %
48	Трансформаторная подстанция № 25 250 кВА	г. Кириллов, ул. Пролетарская	1982	25,4 кв.м. ветхое, износ 94 %
49	Трансформаторная подстанция № 26 160 кВА	г. Кириллов, ул. Красноармейская	1982	26,2 кв.м. ветхое, износ 94 %
50	Трансформаторная подстанция № 27 160 кВА	г. Кириллов, улица Победы	1982	25,2 кв.м. ветхое, износ 94 %
51	Трансформаторная подстанция № 29 2х250 кВА	г. Кириллов, улица Симоновская	1988	41,7 кв.м. износ 76 %
52	Трансформаторная подстанция № 44 100 кВа	г. Кириллов, улица Дзержинского	2012	износ 16%
53	Трансформаторная подстанция № 45 2*250 кВа	г. Кириллов, улица Октябрьская	2014	износ 8%
54	Трансформаторная подстанция № 46 100 кВа	г. Кириллов, улица Гагарина (офис ВСК)	2012	износ 16%
55	Трансформаторная подстанция № 47 1*250 кВа	г. Кириллов, улица Парижской коммуны	2013	износ 12%
56	Трансформаторная подстанция № 48 2*630 кВа	г. Кириллов, улица Ленина	2014	износ 8%
56	Трансформаторная подстанция № 51 2*250 кВа	г. Кириллов, улица Луцкая	2016	Новая
56	Трансформаторная подстанция № 52 2*250 кВа	г. Кириллов, улица Молодежная	2016	Новая
56	Трансформаторная подстанция № 53 1*160 кВа	г. Кириллов, м.Лобаново	2016	Новая

Кроме подстанций, в состав сетей входят 2 распределительных пункта, на одном из которых организовано постоянное дежурство дежурным персоналом.

Протяженность воздушных линий электропередач Общества: – 76,62 км, в том числе напряжением 0,4 кВ – 61,69 км, напряжением 10 кВ – 14,93 км. Протяженность кабельных линий электропередач – 19,634 км, в т.ч. 11,24 и 8,394 км соответственно 0,4 и 10 кВ.

Трансформаторы в обслуживании ООО «КЭС» приведены в таблице 4.2.3

таблица 4.2.3

Мощность	Количество		Установленная мощность, кВА
	В аренде	В собственности	
100 кВА		3	300
160 кВА		7	1120
250 кВА		28	7000
400 кВА		18	7200
630 кВА		8	5040
Итого		64	20660

На обслуживании находится 64 трансформатора 10/0.4 кВ.

На подстанциях преимущественно применяются силовые трехфазные понижающие трансформаторы с масляным охлаждением – типов ТМ и ТМГ, реже ТМГСУ (на новых ТП).

Распределение трансформаторов по мощности: основную долю трансформаторного парка (80%) составляют трансформаторы мощностью 250 кВА (44%) и 400 кВА (28%).

#### Техническое состояние основных средств:

По срокам службы структура подстанций следующая: эксплуатируемых менее 10 лет - 10 шт., от 10 до 20 лет – 4 шт., от 20 до 30 лет – 4 шт., старше 30 лет – 31 шт. (63,3% от общего количества ПС).

В связи с недостаточностью инвестиций сроки службы трансформаторов практически не отличаются от сроков службы подстанций.

Результаты энергоаудита указывают, что техническое состояние конструкций и электрооборудования основных средств определяется их сроком службы и находится на грани полного физического и морального износа.

Модернизация и развитие сетей недостаточная, ввиду отсутствия средств. 63,3% собственных ТП эксплуатируются уже более 30 лет.

Одной из основных задач ООО «КЭС» является поддержание в исправном состоянии основных средств, которые находятся на балансе и в обслуживании электросетей.

При эксплуатации энергетическое оборудование стареет, изнашивается и теряет свои эксплуатационные свойства, что грозит возникновением аварийных ситуаций и снижением энергетической безопасности, снижением надежности и качества энергоснабжения.

При техническом обслуживании в ООО «Кирилловская электросеть» выполняются осмотры, проверки, измерения и отдельные виды работ по устранению мелких повреждений и неисправностей в соответствии с действующими правилами.

#### Структура технологических потерь электроэнергии за 2011 год

Таблица 4.2.4

№	Параметр	Уровень напряжен ия	Потери электроэнергии	
			тыс. кВт·ч	% от потерь
1	Поступление электроэнергии в ТСО		21 899,986	



№	Параметр	Уровень напряжения	Потери электроэнергии	
			тыс. кВт·ч	% от потерь
2	Поступление электроэнергии в электросеть	СНП	21 899,986	
3	Условно-постоянные потери:	СНП	461,207	2,12
	Трансформаторы (хх)		351,133	1,61
	СК		0	
	Изоляторы ВЛ		3,303	0,02
	Изоляция КЛ		18,441	0,08
	ТТ		3,300	0,02
	ТН		20,900	0,10
	СППС		2,600	0,01
	РВ		0,210	0,00
	ОПН		0	0
	УПВЧ		0	0
	СН	61,320	0,28	
4	Нагрузочные потери:	СНП	399,781	1,83
	ЛЭП		258,477	1,18
	Трансформаторы (кз)		141,304	0,65
5	Допустимая погрешность в приборах учета	СНП	64,371	0,29
6	Суммарные потери по СНП	СНП	925,359	4,23
7	Поступление электроэнергии в электросеть НН	НН	20 974,674	
8	Условно-постоянные потери:	НН	125,277	0,60
	ТТ		13,400	0,06
	Счетчики		111,877	0,54
	Собственные нужды			
9	Нагрузочные потери	НН	2547,564	12,15
10	Допустимая погрешность в приборах учета	НН	61,698	0,29
11	Суммарные по НН		2734,538	13,04
12	Суммарные потери		3659,897	16,71

По расчетам условно-постоянные потери электроэнергии в сети 10 кВ в базовом 2011 году составили 461,207 тыс. кВт·ч. Результаты расчета потерь электроэнергии сведены в таблицу 4.2.5

Таблица 4.2.5

Объект	U <sub>ном</sub>	Потери, кВт·ч				
		Трансформатор (х/х)	утечек по изоляторам ВЛ	изоляции кабелей	СППС	Всего
ООО "Кирилловская электросеть"	10	351133	3303	18441	2600	375487

Расчет потерь электроэнергии в элементах сети, таких как ТТ, ТН, РВ, ОПН рассчитывался в целом для всего электросетевого хозяйства. Результаты сведены в таблицу 4.2.6

Таблица 4.2.6

Потери в элементах сети				
№	Наименование элемента	Удельная величина кВт·ч /год	Количество, шт.	Потери электроэнергии, кВт·ч
1	ТТ	100	33	3300

2	ТН	1900	11	20900
3	РВ	21	10	210
				24410

Условно-постоянные потери электроэнергии в сети 0,4 кВ в базовом 2011 году составили 125,277 тыс. кВт.ч. Результаты расчета потерь электроэнергии сведены в таблицу 4.2.7.:

Условно-постоянные потери в сети НН

Таблица 4.2.7

Наименование структурных составляющих	Единица измерения	Удельный расход кВт.ч /год	Количество, шт.	Условно-постоянные потери, кВт.ч
Измерительные трансформаторы тока	шт.	50	268	13400
Счетчики прямого включения:	шт.			
1-фазный индукционные		18,4	1772	32605
3-фазный индукционные		92	99	9108
1-фазный электронные		21,9	1957	42858
3-фазный электронные		73,6	371	27306
Итого:	кВт.ч			125277

Суммарные потери электроэнергии, независимые от токовой нагрузки, в базовом году составили 586,484 тыс. кВт.ч.

Нагрузочные потери электроэнергии ООО «Кирилловская электросеть»:

Для расчета нагрузочных потерь электроэнергии были использованы данные токовых нагрузок, замеренные в период зимнего максимума за расчетный период. Состояние загрузки оборудования представлено в таблице 4.2.8

Таблица 4.2.8. Загрузка трансформаторов

Загрузка:	k=0%							Итого
		0<k=<1	10<k=<	30<k=<	50<k=<	75<k=<1	k>100%	
Мощность, кВА		0	30	50	75	00		
100			1			1		2
160				2	4	1		7
250	2			4	8	7		21
400		1	2	4	4	7		18
630				1		1		2
Общее кол-во	2	4	17	10	16	1		50

Нагрузочные потери электроэнергии в сети 10 кВ в базовом 2011 году составили 399,781 тыс. кВт.ч. Результаты расчета потерь электроэнергии сведены в таблицу 4.2.9

Таблица 4.2.9

Нагрузочные потери в линиях и трансформаторах

№	Объект	U <sub>ном</sub>	Потери, кВт.ч		
			Линии	Трансформаторы	Всего
	ООО «Кирилловская электросеть»	10	258477	141304	399781

Таблица 4.11

Нагрузочные потери в сети 0,4 кВ

№	Объект	Напряжение	Потери, кВт.ч
	ООО «Кирилловская электросеть»	0,4	2547564

Нагрузочные потери в сети 0,4 кВ в базовом 2011 году составили 2 547,564 тыс. кВт.ч. Суммарные нагрузочные потери электроэнергии в базовом году составили 2 947,345 тыс. кВт.ч.

Суммарные технологические потери электроэнергии в 2011 году составили 3 659,85 тыс. кВт.ч или 16,71% от отпуска электроэнергии в электрические сети 21 899,986 тыс. кВт.ч.

**Выводы по анализу режимов работы электрических сетей ООО «КЭС»:**

- Средняя загрузка силовых трансформаторов в период зимнего максимума токовой нагрузки 2011 года составила 63%. В расчетных базах присутствуют трансформаторы, находящиеся на балансе сторонних организаций, за счет чего увеличивается различие нагрузочных потерь электроэнергии между потерями в ЛЭП 10 кВ и нагрузочными потерями силовых трансформаторов.

- Величина нагрузочных потерь в линиях электропередач 0,4 кВ превышает в 10 раз нагрузочные потери в линиях электропередач 10 кВ.

- Фактические потери электроэнергии в 2011 г. при ее передаче по электрическим сетям ООО «Кирилловская электросеть» составили 4 195,000 тыс. кВт.ч или 19,16% от отпущенной электроэнергии в сеть. Технологические потери электроэнергии за этот период определены в размере 3 659,897 тыс. кВт.ч или 16,71% от отпущенной электроэнергии в сеть. Коммерческие потери электроэнергии в 2011 году составили 535,15 тыс. кВт.ч или 2,44% от отпуска электроэнергии в электрические сети.

**5. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности с оценкой уровня затрат и экономической эффективности.**

**5.1. Мероприятия по снижению технологического расхода (потерь) электроэнергии.**

Реализация организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии и повышению энергоэффективности в электросетевом хозяйстве следует предусматривать по следующим основным направлениям, приведенным в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Организационные мероприятия по снижению потерь электроэнергии

№ п.п	Наименование мероприятия	Наименование ресурса	Затраты на мероприятие в год, тыс.руб.							
				2012 (БАЗА)	2015	2016	2017	2018	2019	
1	Разработка сайта организации, предложений и информации для сайта потребителям	потери электроэнергии	25	x	обновление постоянно					
2	Обучение персонала	потери электроэнергии	35	x	постоянно					
3	Разработка эффективной системы мотивации персонала (положения об ОТ, положения о материальном стимулировании и т.п.)	потери электроэнергии	X	x	постоянно					
4	Проведение расчетов технологических потерь, составление балансов электроэнергии	потери электроэнергии	x	постоянно						
5	Проведение энергетического обследования	потери электроэнергии	120	x	корректировка					

Реализацию технических мероприятий по снижению потерь электроэнергии следует предусматривать по следующим основным направлениям, приведенным в таблице 5.2.:

## Технические мероприятия по снижению потерь электроэнергии

№ п.п	Наименование мероприятия	Сберег. ресурс	ед. изм.	Технологический эффект (снижение расхода ресурса) в соответствующих единицах	Затраты на мероприятие, тыс.руб. без НДС в год	Эконом. эффект, тыс. руб.	Срок окупаемости, лет	Примечание
1	Замена шт. ТМ и ТМГ на ТМГСУ (8 шт. в год)	потери э/энергии	тыс.кВтч	139,1	3 000	278,2	10,8	
2	Разукрупнение ТП 400 кВа и свыше до 160-250 кВа (2 КТП в год)	потери э/энергии	тыс.кВтч	99,56	1 500	199,1	7,5	
3	Замена прохода воздушных линий на СИП в комплексе с реконструкцией сети (11 км в год)	потери э/энергии	тыс.кВтч	182,4	5 500	364,8	15,1	
4	Внедрение систем АСКУЭ/АСТУЭ (поэтапно на 5 лет)	потери э/энергии	тыс.кВтч	152	3 000	304,0	9,9	
5	Выравнивание нагрузок по фазам в сети 0,4 кВ	потери э/энергии	тыс.кВтч	35	70	70,0	1,0	
6	Технические мероприятия согласно инвестиционной программе ООО "Кирилловская электросеть" на 2014-2021гг.	потери э/энергии	тыс.кВтч	230	54 004	460,0	X	реконструкция аварийных объектов, повышение надежности электроснабжения
7	Установка общедомовых счетчиков электроэнергии в многоквартирных жилых домах	потери э/энергии	тыс.кВтч	56	200	112,0	1,8	
8	Установка выносных счетчиков электроэнергии на опоры электропередач, наружные стены	потери э/энергии	тыс.кВтч	25	50	50,0	1,0	

	частных домов и стросний, в том числе с дистанционным сбором данных							
9	Установка технических учетов в ТП для сведения балансов по отходящим линиям питания в целях контроля технологических потерь э/энергии	потери э/энергии	тыс.кВтч	25	50	50,0	1,0	
10	Выдача предложений потребителям э/э на замену счетчиков класса точности 2.5., а также не прошедших госповерку	потери э/энергии	тыс.кВтч	25	х	50,0	Х	за счет потребителя

### 1. Замена трансформаторов ТМ и ТМГ на трансформаторы с симметрирующей обмоткой (ТМГСУ).

Установка трансформаторов с симметрирующей обмоткой позволяет снизить потери энергии в силовых трансформаторах, повысить качество электроэнергии, поставляемой потребителям.

### 2. Разукрупнение трансформаторных подстанций.

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

### 3. Замена неизолированных проводов на самонесущие изолированные провода марки СИП.

Преимущества самонесущих изолированных проводов СИП:

- Высокая надежность в обеспечении электрической энергией.
- Резкое снижение (до 80%) эксплуатационных затрат, вызванное высокой надежностью и бесперебойностью энергообеспечения потребителей.
- Отсутствие или незначительное обрастание гололедом и мокрым снегом изолированной поверхности проводов, а также отсутствие влияния ветра а также деревьев (схлопывание неизолированных проводов).
- Уменьшение затрат на монтаж ВЛИ, связанное с применением более коротких опор, отсутствием изоляторов и дорогостоящих траверс (для ВЛИ-0,4 кВ).
- Снижение энергопотерь в линии из-за уменьшения более чем в три раза реактивного сопротивления изолированных проводов по сравнению с неизолированными.
- Простота монтажных работ, возможность подключения новых абонентов под напряжением, без отключения остальных от энергоснабжения и как следствие сокращение сроков ремонта и монтажа.
- Значительное снижение несанкционированных подключений к линии и случаев вандализма и воровства.
- Улучшение общей эстетики в городских условиях и значительное снижение случаев поражения электротоком при монтаже, ремонте и эксплуатации линии.

- Возможность прокладки СИП по фасадам зданий, а также совместной подвески с проводами низкого, высокого напряжения, линиями связи, что дает существенную экономию на опорах.

#### 4. Внедрение автоматизированной системы учета электроэнергии.

Основной целью является решение задач по организации мониторинга активной (реактивной) энергии (мощности), получение достоверных и привязанных к единому времени данных. ии Вологодской области от 17.05.2010 N 75 (ред. от 10.0

- автоматизация учета электроэнергии, поступающей в сети и
- доведение доли общедомового учета до 100 %.

Помимо перечисленных выше, возможно проведение иных мероприятий:

- Выравнивание нагрузок фаз в электрических сетях 0,4 кВ;
- Отключение трансформаторов в режимах малых нагрузок на подстанциях с двумя и более трансформаторами;
- Проведение мероприятий по компенсации реактивной мощности в электрических сетях.

Разработка этих мероприятий не является первоочередной для предприятия (коммунально-бытовая нагрузка носит преимущественно активный характер из-за особенностей используемых электроприемников (лампы накаливания, электроплиты, электронагреватели и т.п.). В настоящее время характер коммунально-бытовой нагрузки меняется в результате распространения новых типов бытовых электроприемников, потребляющих из питающей сети больший объем мощности и реактивную мощность.

Также необходимы технические мероприятия по снижению коммерческих потерь, в том числе по снижению потерь э/энергии, вызванными ненадлежащим состоянием средств ее учета.

#### 5.2. Мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь.

Эффект от снижения коммерческих потерь электроэнергии, фактически является эффектом энергосбережения, так как позволяет сетевой организации экономить финансовые ресурсы за счет уменьшения покупки сверхнормативных потерь электроэнергии.

Коммерческие потери электроэнергии обусловлены:

1) погрешностями измерений отпущенной в сеть и полезно отпущенной электроэнергии потребителям (из-за увеличения погрешности приборов учета вследствие сверхнормативных сроков службы);

2) занижением полезного отпуска из-за недостатков энергосбытовой деятельности и хищений электроэнергии (одна из причин – затрудненный доступ к счетчикам, установленным в помещениях потребителя);

3) погрешностями расчета технических потерь электроэнергии.

Для снижения коммерческих потерь необходимо внедрение АИИС КУЭ с доведением общедомового учета до 100%.

Система АИИС КУЭ предназначена для автоматизации процесса измерения, сбора, обработки, хранения и передачи информации коммерческого учета электроэнергии (мощности), а также обеспечения интерфейсов контрольного доступа к ней, диагностики и мониторинга функционирования технических и программных средств с привязкой к единому астрономическому времени.

АИИС КУЭ может состоять из подсистем, осуществляющих сбор данных от счетчиков:

- 1) в точках поставки электроэнергии с МРСК,
- 2) на границах ответственности в ВРУ многоквартирных жилых домов (общедомовой учет),
- 3) юридических лиц - абонентов ООО «Кирилловская электросеть» (предприятий и организаций различных форм собственности).

4) бытовых потребителей в частном секторе,

Для снижения фактических потерь за период 2015-2019 гг. Программой предусматривается:

1. Работа по контролю за эксплуатационным и техническим состоянием приборов учета, установка более совершенных средств измерений.
2. Обеспечение снятия показаний, расчетов и контроля оплаты за электроэнергию с помощью группы учета состоящей из инспекторов-контролеров по сбыту и передаче электроэнергии.
3. Организация работы по анализу основных точек потерь и рейдов по выявлению неучтенного (безучетного и бездоговорного) электропотребления.
4. Замена и модернизация приборов учета и трансформаторов тока.
5. Оптимизация режимов работы электрических сетей, в том числе равномерная пофидерная и пофазная нагрузка, разукрупнение существующих ТП, замена трансформаторов типа ТМГ в КТП на силовые трансформаторы типа ТМГСУ до 250 кВА предусматривающих автоматическое устранение перекоса между фазами от неравномерности нагрузки по мощности.

Для положительной динамики снижения значения потерь электроэнергии в электрических сетях, ООО «Кирилловская электросеть» планирует в 2015-2019 гг. совершенствовать прежние, а в последующие годы на основе проведенного энергоаудита и разработанных программ энергосбережения внедрять новые мероприятия по снижению потерь. Энергетическая эффективность (снижение технологических и коммерческих потерь) в результате реализации Программы энергосбережения должна достигнуть ежегодное снижение потерь (не менее 0,44 % в год) и экономию электрической энергии (с учетом планового роста электропотребления), параметры приведены в таблице 5.2.1 :

Таблица 5.2.1

Период	Плановый отпуск в сеть, тыс.квт*ч	Плановый полезный отпуск в сеть, тыс.квт*ч	Потери, плановые		Экономия	
			тыс.квт*ч	%	тыс.квт*ч, к предыдущему периоду	Снижение % потерь к предыдущему периоду
2012	21 800	17 400	4 400	20,18		
2015	20 500	16 453	4 047	19,74	353	0,44
2016	20 600	16 624	3 976	19,30	71	0,44
2017	20 700	16 796	3 904	18,86	72	0,44
2018	20 800	16 968	3 831	18,42	73	0,44
2019	20 900	17210	3 758	17,98	73	0,44
<b>Всего:</b>					<b>642</b>	<b>2,2</b>

От реализации программы в связи со снижением потерь будет достигнута экономия от оплаты электроэнергии, приобретаемой в целях компенсации потерь в размере 1 605 тыс. руб. без НДС при средней цене электроэнергии приобретаемой сетевой организацией в целях компенсации потерь 2,5 руб. за 1 квт\*ч без НДС. Экономия от снижения потерь, остающаяся в распоряжении



предприятия, будет направляться на нужды ООО «КЭС», связанные с реализацией программы энергосбережения и совершенствования учета электрической энергии (мощности), в том числе внедрения автоматизированных систем учета, учета энергии с возможностью почасового хранения данных о потреблении электроэнергии и мощности, внедрения систем контроля качества электроэнергии и мощности и иные необходимые мероприятия связанные с деятельностью предприятия.

Кроме того, дополнительным источником экономии становится увеличение полезного отпуска (и связанного с этим выручки сетевой организации), явившегося следствием уменьшения потерь от услуг по передаче электрической энергии в сумме 1 110 тыс. руб.

Результат: экономия электрической энергии 642 тысяч киловатт\*час.

### 5.3. Мероприятия по снижению потребления ресурсов на хозяйственные нужды ООО «КЭС».

Таблица 5.1

Технические мероприятия по снижению других потребляемых ресурсов

№ п.п	Наименование мероприятия	Сберег. ресурс	ед. изм.	Технологический эффект (снижение расхода ресурса) в соответств-х единицах	Затраты на мероприятие, тыс.руб. без НДС в год	Эконом. эффект, тыс. руб.	Срок окупаемости, лет	Примечания
<b>1. Мероприятия по снижению расхода электроэнергии на хозяйственные нужды</b>								
1.1.	Установка устройства регулирования температуры на установках электроотопления, автоматических датчиков движения, энергосберегающих ламп.	э/энергия	тыс. кВтч	0,94	32	3,3	9,8	
<b>2. Мероприятия по снижению расхода тепловой энергии</b>								
2.1.	Установка приборов учета тепловой энергии на объектах, имеющих централизованное отопление, проведение мероприятий по наладке гидравлического режима тепловой сети, утепление окон и въездных ворот	тепловая энергия	ГКал	0,47	16	1,3	12,1	
<b>3. Мероприятия по снижению расхода холодной воды и услуг по водоотведению</b>								

3.1.	установка приборов учета холодной воды	холодная вода и услуги по водоотведению	м3	5	1	0,4	1,2	
<b>4. Мероприятия по снижению расхода ГСМ (бензина и дизтоплива, масел)</b>								
4.1.	Установка на транспортные средства системы контроля расхода топлива с установкой датчиков слежения за маршрутом транспортных средств, датчиков уровня топлива	ГСМ	тонн	0,24	100	7,7	13,0	Единовременно в 2015 году

В части потребления электроэнергии на хозяйственные нужды экономия электроэнергии должна составить по 0,5% или 0,94 тыс. кВт.\*час в год в результате установки устройств регулирования температуры на установках электроотопления административного здания, автоматических датчиков движения, энергосберегающих ламп. В настоящее время расход электроэнергии составляет 187 тыс. кВтч в год или 642,1 тыс. руб. без НДС. Расход на собственные нужды подстанций отсутствует в силу технологических особенностей распределительных пунктов и трансформаторных подстанций.

Также в рамках реализации программы следует достичь экономии:

- **Тепловой энергии** по 0,47 Гкал или 0,5% в год на собственное потребление в результате мероприятий по установке приборов учета тепловой энергии на объектах, имеющих централизованное отопление (электроучасток), проведение мероприятий по наладке гидравлического режима тепловой сети, утепление окон и въездных ворот.

От реализации программы будет достигнута экономия от оплаты теплоэнергии в размере 6,5 тыс. руб. (за период действия) программы без НДС при средней цене теплоэнергии 2803 руб. за 1 Гкал без НДС.

- **Холодной воды** по 5,0 куб.м. в год на собственное потребление в результате мероприятий по установке приборов учета холодной воды на объектах, имеющих централизованное водоснабжение (административное здание).

От реализации программы будет достигнута экономия от оплаты потребления холодной воды в размере 1 тыс. руб. без НДС (за период действия программы) при средней цене на холодную воду 35 руб. за 1 куб.м. без НДС, а также 1,2 тыс. руб. без НДС экономия оплаты на водоотведение.

Экономия горячей воды (куб.м.) – не предусмотрена ввиду отсутствия использования в деятельности ООО «Кирилловская электросеть» горячей воды, отсутствие данного вида коммунальной услуги в г.Кириллове.

- **Нефтепродуктов (моторного топлива):**

За базовый 2012 год предприятием потреблено 11,86 т.у.т. нефтепродуктов на общую сумму 299,9 тыс.руб. в т.ч.

Бензин Аи-95 - 4,87 т. на сумму 119,1 тыс.руб

Бензин Аи-92 - 3,22 т. на сумму 73,1 тыс.руб

Дизельное топливо - 3,77 т. на сумму 90,6 тыс.руб.

Масла моторные, трансмиссионные и гидравлические, смазочные материалы - 0,4 т на сумму 17 тыс.руб.

При неизменности количества транспортных средств ООО «Кирилловская электросеть» в срок до 31.12.2014 г. планирует установить на транспортные средства систему контроля расхода топлива с установкой датчиков слежения за маршрутом транспортных средств, датчиков уровня топлива, что позволит осуществлять контроль за использованием служебного транспорта с контролем за отклонениями маршрута и исключением необоснованного списания нефтепродуктов. Затраты на мероприятия составят 100 тыс. руб. без НДС.

От реализации программы будет достигнута экономия расхода на приобретение нефтепродуктов и моторного топлива на 2 % (0,24 т.) ежегодно, а экономия от оплаты нефтепродуктов и моторного топлива, а также масел моторных, трансмиссионных, гидравлических составит за период с 2015 по 2019 годы 38,5 тыс. руб. без НДС при средней цене топлива 32 руб. за 1 литр.

Экономия топлива в целях отопления производственных объектов (т.у.т.) – не предусмотрена ввиду отсутствия использования в деятельности ООО «Кирилловская электросеть» закупаемых видов топлива (мазут, уголь, газ).

## 6. Обязательные мероприятия Программы

Как указано выше, Программа в целях снижения потерь энергии на 2015-2019 гг. состоит из технических и организационных мероприятий (Таблицы 5.1., 5.2.), которые в свою очередь подразделяются на:

- обязательные мероприятия;
- мероприятия по оптимизации режимов работы электрических сетей.

### 6.1. Обязательные мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности

В соответствии со статьей 16 Федерального закона от 23.11.2009г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении» ООО «Кирилловская электросеть», как организация, осуществляющая регулируемый вид деятельности, организовала и провела обязательный энергоаудит в 2012 году с привлечением соответствующего энергоаудитора, имеющего допуск СРО на проведение обязательного энергетического обследования (Энергетический паспорт, регистрационный номер 2939-12 зарегистрирован в СРО НП «Ассоциация экспертов «Энергоаудит» г.Уфа, ул.Р.Зорге, 9).

Энергоаудит - это энергетическое обследование объектов для определения эффективного использования энергоресурсов для предприятия, технологического процесса или оборудования и оценки сбережения энергоресурсов и финансовых затрат.

#### Цели энергоаудита

- выявить источники нерациональных энергозатрат и неоправданных потерь энергии;
- разработать на основе технико-экономического анализа рекомендации по их ликвидации, предложить программу по экономии энергоресурсов и рациональному энергопользованию, предложить очередность реализации предлагаемых мероприятий с учетом объемов затрат и сроков окупаемости.

#### Принципы проведения энергетического анализа

- Конкретность. Анализ основывается на реальных данных, его результаты получают конкретное количественное выражение;
- Комплексность. Всестороннее изучение технологических процессов с целью объективной их оценки;
- Системность. Изучение физических явлений во взаимосвязи друг с другом, а не изолированно;
- Регулярность. Анализ следует проводить постоянно, через заранее определенные промежутки времени, а не от случая к случаю;
- Объектность. Критическое и беспристрастное изучение явлений и процессов, выработка обоснованных выводов;
- Действенность. Пригодность результатов анализа для использования в практических целях, для повышения результативности производственной деятельности;

- Экономичность. Затраты, связанные с проведением анализа, должны быть существенно меньше того экономического эффекта, который будет получен в результате его проведения;
- Сопоставимость. Данные и результаты анализа должны быть легко сопоставимы друг с другом, а при регулярном проведении аналитических процедур должна соблюдаться преемственность результатов;
- Научность. При проведении анализа следует руководствоваться научно обоснованными методиками и процедурами.

В результате обследований заказчик получает пакет информации, на базе которого можно оценить реальное состояние энергохозяйства объекта и определить наиболее перспективные направления снижения энергетических затрат, а именно:

- Энергетический паспорт предприятия (ГОСТ Р 51379-99), согласованный с руководством предприятия и утвержденный СРО энергоаудиторов;
- Оценку текущего энергопотребления с достоверными данными по объемам потребления всех ресурсов;
- Энергетические балансы;
- Оценку источников потерь энергии;
- Рекомендации по оптимизации работы энергооборудования, технологии производства и потребления энергоресурсов;
- Малозатратные (выполняемые силами самого предприятия) и организационные мероприятия с расчетом их эффективности;
- Крупнозатратные (срок окупаемости от 5 до 10 лет и более) мероприятия с внедрением новых энергосберегающих технологий и техники;
- Информацию по ведению учета потребления энергоресурсов.

## 6.2. Оптимизация режимов работы электрических сетей

### 6.2.1. Мероприятия по распределению равномерной загрузки фаз трансформаторов 10/0,4 кВ

По результатам «Расчета норматива технологических потерь электроэнергии на передачу в электрических сетях ООО «Кирилловская электросеть» определена возможность экономии электроэнергии за счет равномерной загрузки фаз на трансформаторах 10/0,4 кВ.

При проведении технического обслуживания трансформаторных подстанций 10/0,4кВ и ежегодных замерах зимнего и летнего максимумов нагрузок на ТП 10/0,4кВ также производятся замеры нагрузок каждой фазы и в случае необходимости выполняется равномерное по фазное распределение потребителей.

### 6.2.2. Модернизация узлов учета.

Замена индукционных электросчетчиков на электронные, которые имеют больший срок службы, значительно более высокую точность измерений, не имеют самохода и меньшие затраты на поверку, является высокоэффективным мероприятием. Поверочный интервал

современных электронных счетчиков достигает 16 лет. Сегодня все энергосистемы, во избежание потерь электроэнергии и предотвращения лишних расходов на всех уровнях потребления, рекомендуют замену индукционных счетчиков на электронные, модели которых не только обеспечивают более точное измерение, но и позволяют фиксировать потребление электроэнергии как минимум по двум тарифам - дневному и ночному. Электронные счетчики имеют следующие преимущества:

- 1) Высокий класс точности. Причём, в отличие от индукционных электросчётчиков, уровень максимальной погрешности не превышает допустимый при эксплуатации их при низких температурах (ниже 0 °С), сокращение затрат на организацию обогрева индукционных узлов учета при установке в не отапливаемых помещениях.
- 2) Компактность. Благодаря своим небольшим размерам, имеется возможность установки электросчётчика в модульный щит на DIN-рейку. Повышение точности измерений на 1% с установкой электронных счетчиков несет эффект минимум в 0,3 % от объема измеренной за период электроэнергии.

#### 7. Ресурсное обеспечение программы.

Выполнение мероприятий программы предполагается осуществлять во взаимодействии с:

- Гарантирующим поставщиком ОАО «Вологодская сбытовая компания»;
- Департаментом топливно-энергетического комплекса и регулирования тарифов Вологодской области;
- Правительством Вологодской области, Администрацией Кирилловского муниципального района, Администрацией муниципального образования город Кириллов.

Основанием для разработки программы является инвестиционная программа ООО «Кирилловская электросеть» на 2014-2021, утвержденная Департаментом топливно-энергетического комплекса Вологодской области. В целях выполнения технических мероприятий программы предполагается привлечение сторонних подрядных организаций.

#### 8. Контроль за ходом реализации программы.

Контроль за реализацией программы осуществляется Департаментом топливно-энергетического комплекса и регулирования тарифов Вологодской области

Для обеспечения мониторинга и контроля за ходом реализации программы руководитель программы ежеквартально до 20 числа месяца, следующего за отчетным кварталом, представляет в Департамент информацию о выполнении мероприятий программы, содержащую анализ положительных результатов, а также причины недостатков и нерешенных проблем (включая информацию о качестве и комплектности полученного оборудования, техники, дате ввода их в эксплуатацию, об использовании их по назначению и т.д.).

9. Оценка результатов реализации программы (количественные характеристики проблем, решаемых программой, или изменение темпов их роста, а также оценка эффективности расходования средств).

Оценка результатов реализации программы проводится путем сравнения фактических достигнутых целевых показателей с плановыми. Далее проводится анализ отклонений, детализация причин невыполнения или перевыполнения плановых показателей и корректировка планируемых целевых показателей инвестпрограммы на будущие периоды. Составляется план дополнительных мероприятий по устранению причин отклонений, контролируется его выполнение.

10. Оценка эффективности реализации программы (количественные характеристики оценка темпов их роста, а также оценка эффективности расходования средств).

Оценка эффективности реализации программы проводится путем ежеквартального мониторинга фактических достигнутых целевых показателей с плановыми. Далее проводится анализ отклонений, детализация причин невыполнения или перевыполнения плановых показателей и корректировка планируемых целевых показателей инвестпрограммы на будущие периоды. Составляется план дополнительных мероприятий по устранению причин отклонений, контролируется его выполнение. Программа признается эффективной в результате достижения поставленных задач и достижения экономии энергетических ресурсов и получения от экономии дополнительной прибыли.

#### 11. Источники финансирования Программы:

Основным источником финансирования реализации программы является:

- прибыль организации от основного вида деятельности и дополнительных видов деятельности;
- амортизационные отчисления;
- достижение экономии от реализации мероприятий по сокращению технологических и коммерческих потерь электрической энергии в электрических сетях;
- средства тарифа на передачу электрической энергии в части утвержденных Департаментом топливно-энергетического комплекса и регулирования тарифов Вологодской области средств предусмотренных инвестиционной программой.
- привлечение кредитов и займов по согласованию с Департаментом топливно-энергетического комплекса и регулирования тарифов Вологодской области, в том числе инвестиций сторонних инвесторов.
- иные бюджетные и внебюджетные источники, не запрещенные действующим

законодательством.

Более подробно информация об источниках финансирования программы детализирована в таблице 11.1.:

Таблица 11.1.

тыс.руб.

**Источники финансирования мероприятий программы**

Технические мероприятия по снижению потерь э/энергии								Примечание
№ п.п	Наименование мероприятия	2015	2016	2017	2018	2019	Итого	
1	Замена шт. ТМ и ТМГ на ТМГСУ (8 шт. в год)	источники финансирования в настоящее время не определены.						
2	Разукрупнение ТП 400 кВа и выше до 160-250 кВа (2 КТП в год)							
3	Замена провода воздушных линий на СИП в комплексе с реконструкцией сети (11 км в год)							
4	Внедрение систем АСКУЭ/АСТУЭ (поэтапно на 5 лет)							
5	Выравнивание нагрузок по фазам в сети 0,4 кВ	70	70	70	70	70	350	собственные средства п-тия
6	Технические мероприятия согласно инвестпрограммы ООО «Кирилловская электросеть» на 2014-2021гг.	15 496	14 371	13 263	12 161	11 067	66 358	средства тарифа на услуги по передаче; прибыль, амортизация, возврат НДС, прочие
7	Установка общедомовых счетчиков электроэнергии в многоквартирных жилых домах	200	200	200	200	200	1 000	собственные средства п-тия

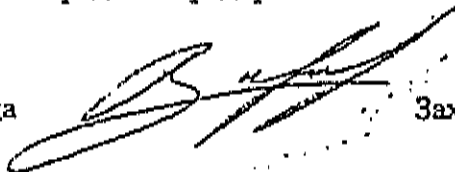


8	Установка выносных счетчиков электроэнергии на опоры электропередач, наружные стены частных домов и строений, в том числе с дистанционным сбором данных	50	50	50	50	50	250	собственные средства п-тия
9	Установка технических учетов в ТП для сведения балансов по отходящим линиям питания в целях контроля технологических потерь э/энергии	50	50	50	50	50	250	собственные средства п-тия
10	Выдача предложений потребителям э/э на замену счетчиков класса точности 2.5., а также не прошедших госповерку							за счет потребителя
<b>Технические мероприятия по снижению других потребляемых ресурсов</b>								
1.1.	Установка устройств регулирования температуры на установках электроотопления, автоматических датчиков движения, энергосберегающих ламп.	32	32	32	32	32	160	собственные средства п-тия
2.1.	Установка приборов учета тепловой энергии на объектах, имеющих централизованное отопление, проведение мероприятий по наладке гидравлического режима тепловой сети, утепление окон и въездных ворот	16	16	16	16	16	80	собственные средства п-тия
3.1.	установка приборов учета холодной воды	1	1	1	1	1	3	собственные средства п-тия
4.1.	Установка на транспортные средства систему контроля расхода топлива с установкой датчиков слежения за маршрутом транспортных средств, датчиков уровня топлива	100	0	0	0	0	100	собственные средства п-тия
<b>Всего по программе</b>		<b>16 015</b>	<b>14 789</b>	<b>13 682</b>	<b>12 580</b>	<b>11 485</b>	<b>68 551</b>	

Финансирование программы составляет 68 551 тыс. руб. без НДС, в том числе:  
- 66 358 тыс. руб. - средства в тарифе на передачу электрической энергии и мощности (прибыль, амортизация и прочие источники) согласно утвержденной инвестпрограммы Общества на 2014-2021 годы;

- 2193 тыс. руб. –собственные средства предприятия.

Специалист по охране труда



Захаров В.Ю.

Инженер-экономист



Бочин В.В.