

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт
«Электроэнергетика»
Кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2017г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ на
ПС «Белоярская» Ф 29-04
тема

Руководитель	_____	<u>доцент каф. ЭЭ, к.т.н.</u>	<u>Е. В. Платонова</u>
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		<u>А. С. Шаталов</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		<u>А. В. Коловский</u>
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Абакан 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт
"Электроэнергетика"
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
« _____ » _____ 2017 г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в виде бакалаврской работы**

Студенту Шаталову Александру Сергеевичу
(фамилия, имя, отчество)

Группа ЗХЭн 12-01(З-12) (специальность) 13.03.02
(код)

«Электроэнергетика и электротехника»
(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Анализ эффективности
внедрения системы АСКУЭ на ПС «Белоярская» Ф 29-04

Утверждена приказом по университету № 145 от 28.02.2017

Руководитель ВКР Е.В. Платонова, доцент каф. «Электроэнергетика»,
к.т.н.

(инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы)

Исходные данные для ВКР по месячные показатели отпуска в сеть и
потери по ТП и Ф 29-04 с 2010 по 2016 год

Перечень разделов выпускной квалификационной работы:

Введение.

- 1 Краткая характеристика предприятия.
- 2 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях.
 - 2.1 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии.
 - 2.1.1 Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.
 - 2.1.2 Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.
 - 2.1.3 Несанкционированное электропотребление.
 - 2.1.4 Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии
 - 2.2 Пути снижения коммерческих потерь.
- 3 Приборы учета электроэнергии.

- 3.1 Классификация счетчиков электроэнергии.
- 3.2 Особенности индукционных счетчиков и электронных.
- 3.3 Проблемы энергоучета в энергосистемах.
- 4. Потери электроэнергии в фидере 29-04.
 - 4.1. Потери электроэнергии по ТП.
 - 4.2. Потери электроэнергии по годам.
 - 4.3 Потери электроэнергии факт-план.
 - 4.4 Обобщение (выводы) предложения.
- 5 Экономическая эффективность установки.
- 6 Расчет технических потерь по фидеру 29-04 в линиях 0,4 кВ.

Заключение.

Перечень графического материала:

- 1. Анализ годовых потерь и полезного отпуска электроэнергии в сеть Ф 29-04
- 2. Анализ технических и коммерческих и потерь электроэнергии Ф 29-04
- 3. Поопорная схема Ф 29-04 ПС «Белоярская

Руководитель ВКР

(подпись)

Е. В. Платонова
(инициалы, фамилия)

Задание принял к исполнению

(подпись)

А.С. Шаталов
(инициалы, фамилия студента)

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ на ПС «Белоярская» Ф 29-04» содержит 61 страниц текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала.

АНАЛИЗ ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВНЕДРЕНИЯ, КОММЕРЧЕСКИЕ ПОТЕРИ, ПРИБОР УЧЕТА, АСКУЭ, ПОТРЕБИТЕЛЬ.

Объект работы – ЭС «Белоярского РЭС», Ф 29-04, ПАО "МРСК - Сибири" - "Хакасэнерго".

Целью работы – Анализ эффективности внедрения системы АСКУЭ на ПС «Белоярская» Ф 29-04.

Предмет работы – Ф 29-04, ТП 6/0,4 кВ.

Цель работы:

1. Анализ процесса электропотребления по Ф 29-04;
2. Анализ потерь до и после внедрения системы АСКУЭ;
3. Выявления причин потерь после внедрения системы АСКУЭ.

В результате выпускной квалификационной работы проанализированы потери электроэнергии. При решении поставленных задач были использованы методы оценки потерь и факторов влияющих на них. Расчеты и графические построения производились в программе EXCEL.

В результате выполненной работы были выделены факторы, оказывающие наибольшее влияние на потери электроэнергии по Ф 29-04. Выявлены недостатки системы проявившиеся при эксплуатации системы.

ABSTRACT

Final qualification work on topic "analysis of the effectiveness of the implementation of AMR system on the SS "Beloyarsk" f 29-04" contains 61 pages of text of the document, 25 of sources used, 3 sheets of graphic material.

ANALYSIS OF POWER LOSSES, EFFICIENCY OF IMPLEMENTATION, COMMERCIAL LOSSES, METERING DEVICE, POWER, CONSUMER.

The object of the work – ES "Beloyarsky RES," f 29-04, PJSC "IDGC of Siberia" - "Khakasenergo,".

The purpose of this work is to Analyze the effectiveness of the system of ASCAEE on the SS "Beloyarsk" f 29-04.

The subject of this work – f 29-04, TS 6/0,4 kV.

The aim of the work:

1. The analysis process of power consumption for f 29-04;
2. Analysis of losses before and after implementation of AMI;
3. Identify the causes of losses after implementation of AMR.

The result of final qualifying work are analyzed the loss of electricity. When solving problems were used methods of evaluation of losses and factors affecting them. Calculations and graphical plots were produced in EXCEL.

The result of this work was the factors that have the greatest impact on electrical losses by f 29-04. Identified deficiencies in the system shown when operating the system.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Краткая характеристика предприятия.....	6
2 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях.....	7
2.1 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии.....	9
2.1.1 Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.....	9
2.1.2 Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.....	11
2.1.3 Несанкционированное электропотребление.....	12
2.1.4 Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии.....	12
2.2 Пути снижения коммерческих потерь.....	13
3 Приборы учета электроэнергии.....	16
3.1 Классификация счетчиков электроэнергии.....	16
3.2 Особенности индукционных счетчиков и электронных.....	17
3.3 Проблемы энергоучета в энергосистемах.....	18
4. Потери электроэнергии в фидере 29-04.....	20
4.1. Потери электроэнергии по ТП.....	21
4.2. Потери электроэнергии по годам.....	40
4.3 Потери электроэнергии факт-план.....	41
4.4 Обобщение (выводы) предложения.....	42
5 Экономическая эффективность установки.....	49
6 Расчет технических потерь по фидеру 29-04 в линиях 0,4 кВ.....	53
Заключение.....	58
Список использованных источников.....	59

ВВЕДЕНИЕ

В наше время электроэнергия играет важную роль. Ни одно предприятие, учреждение не может нормально функционировать без электроэнергии. При передаче электроэнергии возникают большие потери. Их можно разделить на технологические и коммерческие.

Технологические потери включают в себя потери в электрических сетях, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии.

Коммерческие потери невозможно измерить приборами и рассчитать по самостоятельным формулам. Они определяются математически как разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии и не подлежат включению в норматив потерь электроэнергии. Затраты, связанные с их оплатой, не компенсируются тарифным регулированием.

Несанкционированное электропотребление электроэнергии часто составляют основную долю коммерческих потерь, особенно в сети 0,4кВ. Всевозможными способами хищений электроэнергии занимаются в большинстве своем бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими. Объемы хищений электроэнергии возрастают в периоды пониженной температуры воздуха, это свидетельствует о том, что основная часть не учитываемой электроэнергии в этот период расходуется на отопление.

Коммерческие потери электроэнергии являются серьезным финансовым убытком сетевых предприятий, отвлекают их денежные средства от решения других насущных задач в области электроснабжения.

Снижение коммерческих потерь электроэнергии является комплексной задачей, которая в своем решении требует разработки конкретных мероприятий на основе предварительного энергообследования и определения фактической структуры потерь электроэнергии и их причин.

Для уменьшения коммерческих потерь можно установить современные системы учета электроэнергии. Недостаток этих систем учета в то, что они дорогостоящие.

1 Краткая характеристика предприятия

Для выполнения данной выпускной квалификационной работы был выбран Белоярский район электрических сетей (РЭС) – филиал Хакасэнерго, ПС «Белоярская», Ф 29-04.

Главная функция компании «Хакасэнерго» заключается в надежном снабжении электрической энергией населения и организаций Республики Хакасии.

Белоярский РЭС имеет более чем полувековую историю.

На сегодняшний день Белоярский РЭС обслуживает много крупных энергообъектов и обеспечивает качественным и надежным энергоснабжением территорию Алтайского района и с. Новоенисейка Бейского района.

Белоярский РЭС обслуживает:

подстанции 35/10 кВ – 2 шт.: «Аршаново», «Кирово»;

подстанции 110/10 кВ – 2 шт.: «Подсинее», «Очурь»;

подстанции 110/35/10 кВ – 1 шт.: «Лукьяновская»;

трансформаторные подстанции – 232 шт.;

воздушные линии 0,4 кВ протяженностью 316 км;

воздушные линии 6 кВ протяженностью 113 км.

воздушные линии 10 кВ протяженностью 414 км.

Целью деятельности Белоярского РЭС является проведение технического и оперативного обслуживания воздушных линий, трансформаторных подстанций, подстанций и их ремонта с целью содержания оборудования, зданий и сооружений в состоянии эксплуатационной готовности, а также обеспечение качества и бесперебойной передачи электроэнергии населению Алтайского района [1].

Для снижения финансовых потерь предприятия основным приоритетом является снижение потерь электроэнергии в сетях воздушных линий (ВЛ). Для уменьшения потерь производится замена ВЛ с алюминиевого стального (АС) на самонесущий изолированный (СИП). Также предприятие производит установку приборов учета за свой счет на фидера с большими потерями, таким образом целью данной выпускной квалификационной работы (ВКР) является анализ внедрения системы АСКУЭ, предложения по снижению уровня потерь на примере Ф 29-04.

В ВКР поставлены задачи:

1. Выполнить анализ структуры и величины потерь электроэнергии в Ф 29-04;
2. Оценить изменения структуры потерь электроэнергии после установки электронных приборов учета на примере Ф 29-04.
3. Внести предложения по совершенствованию системы учета электроэнергии в сетях низкого напряжения (НН).

2 Общие сведения о потерях электроэнергии в районных электрических сетях

Структура фактических потерь электроэнергии состоит из многих составляющих. Ранее их часто укрупнено объединяли в две большие группы: технические и коммерческие потери. К первым относили нагрузочные, условно-постоянные потери и расход электроэнергии на собственные нужды подстанций. Все остальные потери, в том числе инструментальные погрешности измерений, относили ко второй группе потерь. В такой классификации есть определенные условности. Расход электроэнергии на собственные нужды не является по своей сути «чистыми» техническими потерями, и учитывается электросчетчиками. Так же и метрологические погрешности, в отличие от других составляющих коммерческих потерь, имеют иную природу возникновения. Поэтому «коммерческие потери» изначально трактовались довольно обширно, есть даже такое определение, как «допустимый уровень коммерческих потерь» - значение коммерческих потерь электроэнергии, обусловленное погрешностями системы учета электроэнергии (электросчетчиков, трансформаторов тока и напряжения) при соответствии системы учета требованиям правил устройства электроустановок (ПУЭ).

В настоящее время при классификации потерь электроэнергии более часто употребляется термин «технологические потери электроэнергии», определение которого установлено Приказом Минэнерго РФ от 30.12.08 № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям» [2]. Собирательное выражение «коммерческие потери электроэнергии» на сегодняшний день не закреплено в законодательстве, но встречается в отраслевых нормативно-технических документах. В одном из них под коммерческими потерями понимается разность между отчетными и техническими потерями, при этом «техническими потерями электроэнергии» считается весь «технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям, определяемый расчетным путем».

Также, в форме федерального статистического наблюдения № 23-Н "Сведения о производстве и распределении электрической энергии", утвержденной Приказом Федеральной службы государственной статистики от 01.10.2012 г. № 509, используется отчетный показатель «коммерческие потери» [3]. Его определение в рамках формы 23-Н звучит как «данные о количестве электроэнергии, не оплаченной абонентами», без приведения формулы расчета. В отраслевых же отчетных документах сетевых компаний, например в формах

2-рег, 46 – ЭЭ (передача), указываются только фактические потери, а в макетах 7-энерго подробная структура технологических потерь. Коммерческие потери, а также нетехнические или нетехнологические, в этих формах не указываются.

Потери электроэнергии:

1. Технологические потери.
2. Коммерческие потери.

Технологические потери включают в себя технические потери в электрических сетях, обусловленные физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии, расход электроэнергии на собственные нужды подстанций, и потери, обусловленные допустимыми погрешностями системы учета электроэнергии .

Они не являются убытками предприятия в полной мере этого слова, так как стоимость их нормативного объема учитывается в тарифе на передачу электроэнергии. Средства на покрытие финансовых издержек, связанных с приобретением электроэнергии для компенсации технологических потерь в рамках установленного норматива, поступают в сетевую компанию в составе собранной выручки за передачу электроэнергии.

Технические потери электроэнергии можно рассчитать по законам электротехники, допустимые погрешности приборов учета – на основании их метрологических характеристик, а расход на собственные нужды подстанций определить по показаниям электросчетчиков.

Коммерческие потери невозможно измерить приборами и рассчитать по самостоятельным формулам. Они определяются математически как разность между фактическими и технологическими потерями электроэнергии и не подлежат включению в норматив потерь электроэнергии. Затраты, связанные с их оплатой, не компенсируются тарифным регулированием.

Применяемое определение «коммерческие» (англ. «commerce» – «торговля») для этого вида потерь, подчеркивает связь убытка с процессом оборота товара, которым является электроэнергия. Потери электроэнергии, относимые к категории коммерческих, большей частью являются электропотреблением, которое по разным причинам не зафиксировано документально. Поэтому оно не учтено как отдача из сетей, и никому из потребителей не предъявлено к оплате.

В соответствии с действующим законодательством, сетевые организации обязаны оплачивать фактические потери электрической энергии, возникшие в принадлежащих им объектах сетевого хозяйства, следовательно, и коммерческие потери в их составе. Коммерческие потери электроэнергии в отличие от технологических являются прямым финансовым убытком сетевых компаний. Являясь, с одной стороны, причиной денежных расходов сетевого

предприятия, они в то же время являются и его упущенной выгодой от неоплаченной передачи электроэнергии. Поэтому сетевые организации в большей степени, чем другие участники рынка электроэнергии, заинтересованы в максимально точном учете электроэнергии и правильности расчетов её объемов в точках поставки на границах своей балансовой принадлежности.

Можно говорить о некорректности перекладывания на сетевые компании всей финансовой ответственности за коммерческие потери электроэнергии, поскольку причины их возникновения, а также эффективность их выявления и устранения зависят не только от электросетевых компаний. Но факт остается фактом: коммерческие потери электроэнергии являются «головной болью» в первую очередь сетевых организаций.

В то же время несовершенство законодательно - правовой базы, отсутствие у сетевых предприятий прямых договорных отношений по энергоснабжению с потребителями, недостаточное финансирование и невозможность значительного увеличения штата сотрудников, контролирующего электропотребление, ограничивает возможности сетевых организаций в выявлении и устранении причин возникновения коммерческих потерь электроэнергии.

2.1 Причины возникновения коммерческих потерь электроэнергии

Величина коммерческих потерь электроэнергии зависит от значений других структурных показателей баланса электроэнергии. Чтобы узнать объем коммерческих потерь электроэнергии за определенный период, необходимо сначала составить баланс электроэнергии рассматриваемого участка электрической сети, определить фактические потери и рассчитать все составляющие технологических потерь электроэнергии. Дальнейший анализ потерь электроэнергии помогает локализовать их участки и выявить причины их возникновения для последующего выбора мероприятий по их снижению [4].

Основные причины коммерческих потерь электроэнергии можно объединить в следующие группы:

1. Инструментальные, связанные с погрешностями измерений количества электроэнергии.
2. Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям.
3. Несанкционированное электропотребление.
4. Погрешности расчета технологических потерь электроэнергии.

2.1.1 Инструментальные потери измерений

Работа измерительных комплексов электроэнергии сопровождается инструментальной погрешностью, величина которой зависит от фактических

технических характеристик приборов учета и реальных условий их эксплуатации. Требования к измерительным приборам, установленные законодательными и нормативно–техническими документами, влияют в конечном итоге на максимально допустимую величину недоучета электроэнергии, которая входит в состав нормативных технологических потерь. Отклонение фактического недоучета электроэнергии от расчетного допустимого значения относится к коммерческим потерям.

Основные причины, приводящие к появлению коммерческих «инструментальных» потерь:

- перегрузка вторичных цепей измерительных трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН),
- низкий коэффициент мощности ($\cos \varphi$) измеряемой нагрузки,
- влияние на счетчик электроэнергии магнитных и электромагнитных полей различной частоты,
- несимметрия и значительное падение напряжения во вторичных измерительных цепях,
- отклонения от допустимого температурного режима работы,
- недостаточный порог чувствительности счетчиков электроэнергии,
- завышенный коэффициент трансформации измерительных ТТ,
- систематические погрешности индукционных электросчетчиков.

Также на результат измерений влияют следующие факторы, наличие которых во многом определяется существующим в сетевой организации уровнем контроля состояния и правильности работы используемого парка приборов учета:

- сверхнормативные сроки службы измерительных комплексов,
- неисправность приборов учета,
- ошибки при монтаже приборов учета, в т. ч. неправильные схемы их подключения, установка измерительных ТТ с различными коэффициентами трансформации в разные фазы одного присоединения и т.п.

До сих пор в эксплуатации имеются устаревшие, выработавшие свой ресурс индукционные электросчетчики класса точности 2,5. Причем такие приборы учета встречаются не только у потребителей – граждан, но и у потребителей - юридических лиц.

Согласно действовавшему до 2007г. ГОСТ 6570-96 «Счетчики активной и реактивной энергии индукционные»[5], срок эксплуатации счетчиков электроэнергии с классом точности 2,5 был ограничен первым межповерочным интервалом, а с 01.07.97 выпуск счетчиков класса 2,5 прекращен.

Индукционные счетчики класса точности 2,5 исключены из Государственного реестра средств измерений, они не производятся и не принимаются на поверку. Срок поверки для однофазного индукционного счетчика составляет 16 лет, а трехфазного – 4 года. Поэтому, по срокам межповерочного интервала, трехфазные индукционные электросчетчики класса точности 2,5 не должны применяться для коммерческого учета электроэнергии уже несколько лет.

Действующий в настоящее время ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) [6], распространяется на электромеханические (индукционные) счетчики ватт-часов классов точности 0,5; 1 и 2. Для индукционных электросчетчиков класса 2,5 в настоящее время нет действующих нормативных документов, устанавливающих метрологические требования.

Можно сделать вывод о том, что применение в настоящее время однофазных индукционных электросчетчиков с классом точности 2,5 в качестве средств измерения не соответствует положениям Федерального закона от 26.06.2008 № 102-ФЗ "Об обеспечении единства измерений" [7].

2.1.2 Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям

Погрешности определения величин отпуска электроэнергии в сеть и полезного отпуска потребителям обусловлены следующими факторами:

- Искажения данных о фактических показаниях счетчиков электроэнергии на любом этапе операционного процесса. Сюда относятся ошибки при визуальном снятии показаний счетчиков, неточная передача данных, неправильный ввод информации в электронные базы данных и т.п.

- Несоответствие информации о применяемых приборах учета, расчетных коэффициентах, их фактическим данным. Ошибки могут возникать уже на этапе заключения договора, а также при неточном внесении информации в электронные базы данных, их несвоевременной актуализации и т.п. Сюда же следует отнести случаи замены приборов учета без одновременного составления актов и фиксации показаний снятого и установленного счетчика, коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов [21].

- Неурегулированные договорные условия в области электроснабжения и оказания услуг по передаче электроэнергии в отношении состава точек поставки, приборов учета и применяемых алгоритмов расчета потерь в электрооборудовании при их установке не на границе балансовой принадлежности. Подобные ситуации могут приводить не только к ошибкам в расчетах, особенно при смене владельца объекта, реструктуризации организаций - потребителей электроэнергии и т.п., но и к фактическому «бездоговорному» электроснабжению объектов в отсутствие официального внесения конкретных точек поставки в договоры энергоснабжения или оказания услуг по передаче электроэнергии [8].

- Неодновременность снятия показаний приборов учета электроэнергии, как у потребителей, так и по точкам поступления электроэнергии в сеть (отдачи из сети).

- Несоответствие календарных периодов выявления и включения неучтенной электроэнергии в объемы её передачи.

- Установка приборов учета не на границе балансовой принадлежности сетей, неточности и погрешности применяемых алгоритмов расчета потерь электрической энергии в элементах сети от границы балансовой

принадлежности до точки измерения, либо отсутствие таких алгоритмов для «дорасчета» потерь электроэнергии [19].

- Определение количества переданной электроэнергии расчетными методами в отсутствие приборов учета или его неисправности.

- «Безучетное» электроснабжение, с определением количества потребленной электроэнергии по установленной мощности электроприемников, а также с применением других нормативно-расчетных методик. Такие случаи нарушают положения Федерального закона № 261 - ФЗ "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации " от 23.11.2009 [9], в части оснащения приборами учета электрической энергии и их ввода в эксплуатацию.

- Недостаточная оснащенность приборами учета электрической энергии границ балансовой принадлежности электрических сетей, в т.ч. с многоквартирными жилыми домами.

- Наличие бесхозных сетей, отсутствие работы по установлению их балансодержателей.

- Применение замещающей (расчетной) информации за время недоучета электроэнергии при неисправности прибора учета [20].

2.1.3 Несанкционированное электропотребление

К данной категории следует отнести так называемые «хищения» электроэнергии, к которым относят несанкционированное присоединение к электрическим сетям, подключение электроприемников помимо электросчетчика, а также любые вмешательства в работу приборов учета и иные действия с целью занижений показаний счетчика электроэнергии. Сюда же следует отнести и несвоевременное сообщение в энергоснабжающую организацию о неисправностях приборов учета [22].

Несанкционированное электропотребление электроэнергии часто составляют основную долю коммерческих потерь, особенно в сети 0,4кВ. Всевозможными способами хищений электроэнергии занимаются в большинстве своем бытовые потребители, особенно в частном жилом секторе, но имеются случаи хищения электроэнергии промышленными и торговыми предприятиями, преимущественно небольшими.

Объемы хищений электроэнергии возрастают в периоды пониженной температуры воздуха, что свидетельствует о том, что основная часть не учитываемой электроэнергии в этот период расходуется на отопление.

2.1.4 Погрешности расчетов технологических потерь электроэнергии

Поскольку коммерческие потери - расчетная величина, получаемая математически, то погрешности определения технологического расхода электроэнергии имеют прямое влияние на значение коммерческих потерь. Погрешности расчетов технологических потерь обусловлены применяемой

методикой расчетов, полнотой и достоверностью информации. Точность расчетов нагрузочных потерь электроэнергии, проводимых методов оперативных расчетов или расчетных суток, несомненно выше, чем при расчетах по методу средних нагрузок или обобщенным параметрам сети. К тому же, реальные технические параметры элементов электрической сети зачастую имеют отклонения от справочных и паспортных значений, применяемых в расчетах, что связано с продолжительностью их эксплуатации и фактическим техническим состоянием электрооборудования. Информация о параметрах электрических режимов работы сети, расходах электроэнергии на собственные нужды, также не обладает идеальной достоверностью, а содержит некоторую долю погрешности. Все это определяет суммарную погрешность расчетов технологических потерь. Чем выше их точность, тем более точным будет и расчет коммерческих потерь электроэнергии [10].

2.2 Пути снижения коммерческих потерь

Мероприятия, направленные на снижение коммерческих потерь электроэнергии определяются причинами их возникновения. Многие мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии, достаточно подробно освещены в научно-технической литературе. Основной перечень мероприятий, направленных на совершенствование приборов учета электроэнергии приведен в отраслевой инструкции [23].

Мероприятия по снижению коммерческих потерь электроэнергии можно условно разделить на две группы:

1. Организационные, повышающие точность расчетов показателей баланса электроэнергии, в т.ч. полезного отпуска потребителям.
2. Технические, в основном связанные с обслуживанием и совершенствованием систем учета электроэнергии.

К основным организационным мероприятиям следует отнести следующие:

– Проверка наличия актов разграничения балансовой принадлежности по точкам поставки внешнего и внутреннего сечения учета электроэнергии, своевременная фиксация всех точек поставки электроэнергии, проверка на соответствие с договорными условиями.

– Формирование и своевременная актуализация баз данных о потребителях электроэнергии и группах учета, с привязкой их к конкретным элементам схемы электрической сети.

– Сверка фактических технических характеристик приборов учета и применяемых в расчетах.

– Проверка наличия и правильности алгоритмов «дорасчета» потерь при установке приборов учета не на границе балансовой принадлежности.

– Своевременная сверка показаний приборов учета, максимальная автоматизация операционной деятельности по расчетам объемов электроэнергии для исключения влияния «человеческого фактора».

– Исключение практики «безучетного» электроснабжения.

– Выполнение расчетов технологических потерь электроэнергии, повышение точности их расчетов.

– Контроль фактических небалансов электроэнергии на ПС, своевременное принятие мер по устранению сверхдопустимых отклонений.

– Расчеты «пофидерных» балансов электроэнергии в сети, балансов по ТП 10(6)/0,4 кВ, в линиях 0,4 кВ, для выявления «очагов» коммерческих потерь электроэнергии.

– Выявление хищений электроэнергии.

– Обеспечение персонала, выполняющего проверки приборов учета и выявление хищений электроэнергии, необходимым инструментом и инвентарем. Обучение методам выявления хищений электроэнергии, повышение мотивации дополнительным материальным вознаграждением с учетом эффективности работы.

К основным техническим мероприятиям, направленным на снижение коммерческих потерь электроэнергии, следует отнести следующие:

– Инвентаризация измерительных комплексов электроэнергии, маркирование их знаками визуального контроля, пломбирование электросчетчиков, измерительных трансформаторов, установка и пломбирование защитных кожухов клеммных зажимов измерительных цепей.

– Своевременная инструментальная проверка приборов учета, их поверка и калибровка.

– Замена счетчиков электроэнергии и измерительных трансформаторов на приборы учета с повышенными классами точности.

– Устранение недогрузки и перегрузки трансформаторов тока и напряжения, недопустимого уровня потерь напряжения в измерительных цепях ТН.

– Установка приборов учета на границах балансовой принадлежности, в т.ч. пунктов учета электроэнергии на границе раздела балансовой принадлежности, проходящей по линиям электропередач.

– Совершенствование расчетного и технического учета электроэнергии, замена устаревших измерительных приборов, а также приборов учета с техническими параметрами, не соответствующими законодательным и нормативно – техническим требованиям.

– Установка приборов учета за пределами частных владений.

– Замена «голых» алюминиевых проводов ВЛ – 0,4 кВ на СИП, замена вводов в здания, выполненных голым проводом, на коаксиальные кабели.

– Внедрение автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ), как для промышленных, так и для бытовых потребителей.

Последнее из перечисленных мероприятий является наиболее эффективным в снижении коммерческих потерь электроэнергии, поскольку является комплексным решением основных ключевых задач, обеспечивая достоверное и дистанционное получение информации от каждой точки измерения, осуществляя постоянный контроль исправности приборов учета. Кроме того, максимально усложняется осуществление несанкционированного

электропотребления, и упрощается выявление «очагов» потерь в кратчайшие сроки с минимальными трудозатратами. Ограничивающим фактором широкой автоматизации учета электроэнергии является дороговизна систем АИИСКУЭ. Реализацию данного мероприятия возможно осуществлять поэтапно, определяя приоритетные узлы электрической сети для автоматизации учета на основании предварительного энергетического обследования с оценкой экономической эффективности внедрения проекта.

Для решения вопросов по снижению коммерческих потерь электроэнергии также необходимо совершенствовать нормативно-правовую базу в области энергоснабжения и учета электроэнергии. В частности, применение нормативов потребления коммунальных услуг по электроснабжению должно побуждать абонентов к скорейшей установке приборов учета (устранения их неисправностей), а не к подсчету выгоды от их отсутствия. Процедура допуска представителей сетевых компаний для проверки состояния приборов учета и снятия их показаний у потребителей, в первую очередь у физических лиц, должна быть максимально проста, а ответственность за несанкционированное электропотребление усилена [24].

3 Приборы учета электроэнергии

Прибор учета электроэнергии – прибор для измерения расхода электроэнергии переменного или постоянного тока (обычно в кВт·ч или А·ч).

3.1 Классификация счетчиков электроэнергии

Счетчики электроэнергии можно классифицировать по типу измеряемых величин, типу подключения и по типу конструкции.

По типу подключения все счетчики разделяют на приборы прямого включения в силовую цепь и приборы трансформаторного включения, подключаемые к силовой цепи через специальные измерительные трансформаторы.

По измеряемым величинам электросчетчики разделяют на однофазные (измерение переменного тока 220 В, 50 Гц) и трехфазные (380 В, 50 Гц). Все современные электронные трехфазные счетчики поддерживают однофазный учёт.

Также существуют трехфазные счетчики для измерения тока напряжением в 100 В, которые применяются только с трансформаторами тока в высоковольтных (напряжением выше 660 В) цепях.

По конструкции:

Индукционным (электрохимическим электросчетчиком) называется электросчетчик, в котором магнитное поле неподвижных токопроводящих катушек влияет на подвижный элемент из проводящего материала. Подвижный элемент представляет собой диск, по которому протекают токи, индуцированные магнитным полем катушек. Количество оборотов диска в этом случае прямо пропорционально потребленной электроэнергии.

Индукционные (механические) счётчики электроэнергии постоянно вытесняются с рынка электронными счетчиками из-за отдельных недостатков: отсутствие дистанционного автоматического снятия показаний, однотарифность, погрешности учёта, плохая защита от краж электроэнергии, а также низкой функциональности, неудобства в установке и эксплуатации по сравнению с современными электронными приборами. Индукционные счетчики хорошо подходят для квартир с низким энергопотреблением.

Электронным (статическим электросчетчиком) называется электросчетчик, в котором переменный ток и напряжение воздействуют на твердотельные (электронные) элементы для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. То есть измерения активной энергии такими электросчетчиками основаны на преобразовании аналоговых входных сигналов тока и напряжения в счетный импульс. Измерительный элемент электронного электросчетчика служит для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии. Счетный механизм представляет собой электрохимическое (имеет преимущество в областях с холодным климатом, при условии установки прибора на улице) или электронное устройство, содержащее как запоминающее

устройство, так и дисплей. Электронные счетчики хорошо подходят для квартир с высоким энергопотреблением и для предприятий.[11]

Основными достоинствами электронных электросчетчиков является возможность учёта электроэнергии по дифференцированным тарифам (одно-, двух- и более тарифный), то есть возможность запоминать и показывать количество использованной электроэнергии в зависимости от запрограммированных периодов времени, многотарифный учёт достигается за счет набора счетных механизмов, каждый из которых работает в установленные интервалы времени, соответствующие различным тарифам [11]. Электронные электросчетчики имеют большой межповерочный период (8-16 лет).

Гибридные счётчики электроэнергии редко используемый промежуточный вариант с цифровым интерфейсом, измерительной частью индукционного или электронного типа, механическим вычислительным устройством.

3.2 Особенности индукционных счетчиков и электронных

Электронные счетчики пока существенно дороже индукционных, но их применение дает значительный экономический эффект, зависящий от количества проходящей через счетчик электроэнергии и структуры автоматизации объекта, по которому осуществляется измерение и учет. Пришло время постепенной замены индукционных счетчиков на электронные. Предпосылкой замены является повсеместный переход от локального учета к автоматизированному с созданием АСКУЭ энергосистем. Тогда эффект от применения электронных счетчиков будет в следующем, таблица 3.2.1[12].

Перспективность использования электронных счетчиков ни у кого не вызывает сомнений. Вместе с тем, вероятность широкого внедрения нового поколения более совершенных, но и более дорогостоящих приборов в сферу бытового электропотребления до сих пор остается предметом дискуссий.

Слабый уровень защиты электронных электросчетчиков от коммутационных и грозовых перепадов напряжения не позволяет использовать их в ареалах с плохим качеством сетей, особенно в сельской местности. Однако, среди потребителей бытового сектора, где потребление сравнительно невысокое, пока не наблюдается каких-либо признаков неудовлетворенности уровнем точности индукционных счетчиков.

Таблица 3.1 – Сравнение индукционных и электронных электросчетчиков

Преимущества электронных счетчиков	Недостатки индукционных счетчиков
1	2
Высокий класс точности (0,2-0,5%)	Низкий класс точности (не более 2,0%)

Окончание таблицы 3.1

1	2
Сохранение точности в условиях низких и быстропеременных нагрузок	Рост погрешности при снижении нагрузки
Многотарифность – возможность работы по различным тарифам	Нарушение метрологических характеристик при быстропеременной нагрузке
Возможность длительного хранения данных учета	Нарушение метрологических характеристик при несинусоидальном токе
Возможность фиксации несанкционированного доступа и случаев хищения электроэнергии	Слабая защита от традиционных методов хищения электроэнергии
Возможность дистанционного съема показателей по различным цифровым интерфейсам; соответственно - возможность создания современных АСКУЭ	Ограниченные возможности дистанционного съема данных
Возможность учета разных видов энергии одним прибором	Необходимость использования в точке учета нескольких счетчиков по видам энергии
Недостатки электронных счетчиков	Преимущества индукционных счетчиков
Высокая цена	Низкая цена
Незащищенность от коммутационных и грозовых перепадов напряжения	Надежность, долговечность, безотказная работа с заданной точностью в течение нескольких десятков лет

3.3 Проблемы энергоучета в энергосистемах

Эффективный энергоучет – это правильно организованный автоматизированный учет с оперативной передачей данных из множества точек учета: на линиях, шинах и фидерах подстанций энергосистемы и потребителей – в соответствующие структуры энергосистемы и их обрабатывающие центры. Такой учет требует создания современных АСКУЭ энергосистем – Автоматизированных Систем учета, Контроля и Управления выработкой, передачей, распределением, потреблением и сбытом Энергии. Создание АИИСКУЭ – предпосылка решения и главных балансных проблем энергосистем: получения достоверного, точного и оперативного баланса по

перетокам каждого крупного потребителя. Только балансный подход способен выявить и перекрыть все утечки и потери электроэнергии [25].

3.4 Счетчики Меркурий

Счетчик Меркурий: – это многофункциональный прибор учета с высоким классом точности, являющееся частью АИИСКУЭ.

Основные функции:

- измерение и учет активной и реактивной энергии в одном или двух направлениях
- многотарифный учет электроэнергии. Доступно до шести временных тарифов с возможностью задания специальных дней;
- измерение мгновенной мощности, тока, напряжения, температуры и других параметров сети;
- возможность считывания 5, 10, 15, 30 и 60 минутных профилей;
- возможность дистанционного считывания данных со счетчика и конфигурации счетчика.

Счетчик Меркурий имеет различные виды функций для исключения попыток несанкционированного доступа:

- датчик вскрытия корпуса счетчика;
- датчик вскрытия крышки клемника;
- определение неправильного подключения счетчика;
- датчик сильного внешнего магнитного поля.
- датчик дифференциального тока

Счетчик Меркурий имеет возможность учета электроэнергии с использованием дифференцированного тарифа по зонам суток. Таким образом потребитель может выбрать оптимальный тариф в соответствии со своим режимом потребления электрической энергии [13].

На Ф 29-04 ПС «Белоярская» установлены трех фазные приборы учета: Меркурий ART 230 MCLN, Меркурий ART 230 PQRSIDN. Однофазные Меркурий 200.04М, так же установлены концентраторы на ВЛ-0,4кВ Меркурий 225, а на ТП устанавливаются концентраторы Меркурий 225 и GSM шлюз Меркурий 228.

4 Потери электроэнергии в фидере 29-04

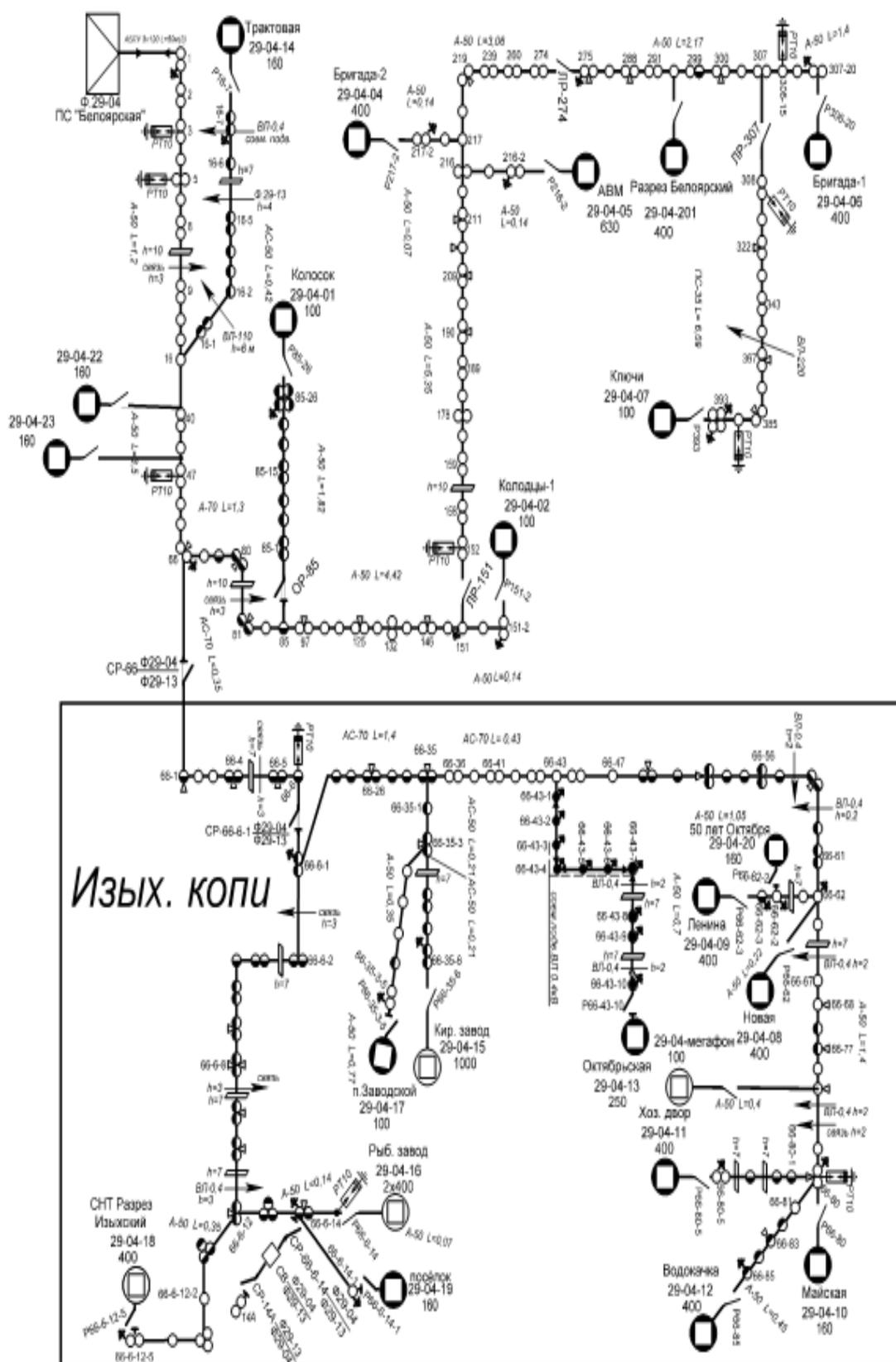


Рисунок 4.1- Схема фидера 29-04

По данным баланса Ф 29-04 по линиям 6/0,4 кВ по Белоярскому РЭС рассмотрим динамику потерь электроэнергии в электрических сетях. Приведем потери электроэнергии за 2010-2016 год. А также произведем анализ потерь электроэнергии, где были установлены системы учета.

4.1 Потери электроэнергии по ТП

По данным потерь ТП 29-04-01 и наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.1 и построим графики.

Таблица 4.1 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-01

месяца	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5
1	0	7,64	0,89	6,92
2	0	7,03	1,29	2,66
3	0	0,51	1,05	2,22
4	0	1,53	1,64	3,2
5	0	1,13	3,45	1,33
6	0	2,09	9,57	3,61
7	3,1	3,05	6,79	5,41
8	12,99	11,15	5,19	2,36
9	11,36	10,64	8	2,61
10	13,76	14,06	10,32	7,69
11	26,44	16,54	1,45	0,21
12	2,36	2,31	5,86	0,19

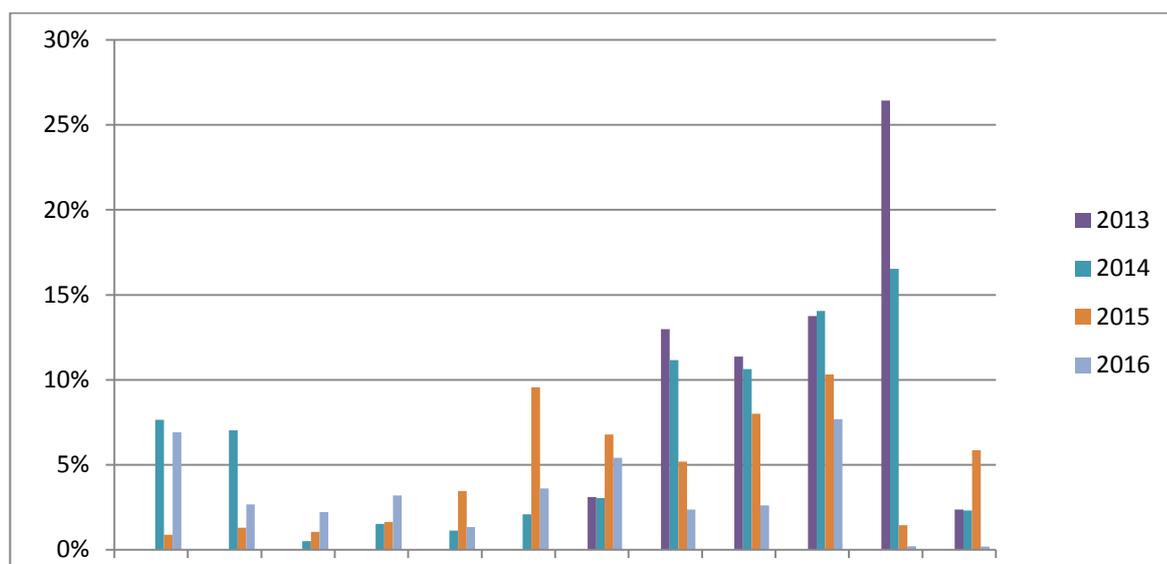


Рисунок 4.2 - График потерь в % ТП 29-04-01

По таблице 4.1 и рисунку 4.2 для ТП 29-04-01 видно, что потери отсутствуют с 2010 по 2012 годы. Это связано с тем, что потребители (юридические лица) производили расчеты по приборам учета, установленным у них. В январе 2012 года были установлены приборы учета системы АИИСКУЭ. Перепады потерь в последующих одах связаны с выходом из строя маршрутизатора из-за перепадов напряжения. Для восстановления опроса приходилось перезагружать или заменять маршрутизатор. Также у одного предпринимателя установлен прибор учета не системы АИИСКУЭ. Величина потерь увеличивается с наступлением холодов из-за того, что снятие показаний прибора учета, не входящего в систему АИИСКУЭ, не производилось. Возрастало потребление электроэнергии и возрастали технические потери в линии.

По данным потерь ТП 29-04-04 и наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.2 и построим графики.

Таблица 4.2 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-04

месяца	2015	2016
1	2	3
1	0	0
2	0	0
3	0	0
4	0	7,72
5	0	0
6	0	8,33
7	0	0
8	0	7,21
9	0	0
10	0	18,5
11	58,13	6,53
12	0	0

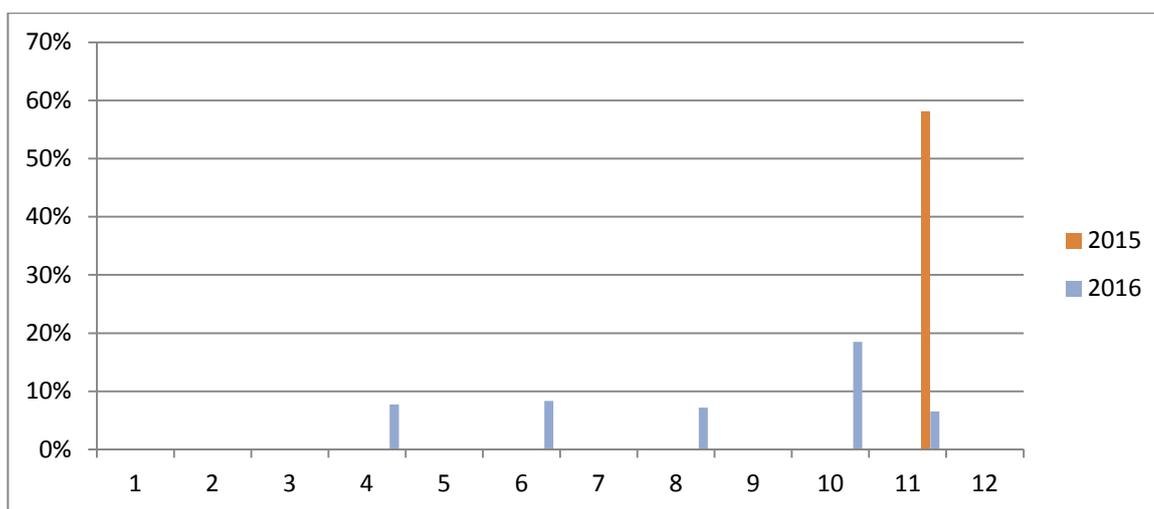


Рисунок 4.3 - График потерь в % ТП 29-04-04

По таблице 4.2 и рисунку 4.3 для ТП 29-04-04 видно, что потери отсутствуют с 2010 по 2012 годы, это связано с тем, что потребитель (юридическое лицо) производил расчеты по прибору учета установленного на ТП. Потребление в зимнее время минимальное, используется только на освещение территории и здания сторожа. В январе 2012 года был установлен прибор учета системы АИИСКУЭ. Перепады потерь в 2015 и 2016 году связаны со сбоями маршрутизатора из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор. Размер потребления электроэнергии для расчетов брались по аналогичному периоду прошлого года, в те месяца, когда был не опрос приборов учета.

По данным потерь ТП 29-04-07 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.1.3 и построим графики.

Таблица 4.3 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-07

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	0	87,79	7,2	1,61	2,34
2	99,99	89,51	10,91	1,25	2,37
3	100	85,61	2,35	4,2	0,56
4	99,98	82,55	0,56	4,35	1,45
5	94,86	25,31	0,43	65,32	56,34
6	100	50,94	0,24	32,86	52,46
7	99,97	8,25	0,67	3,61	24,2
8	100	0	0	3,89	0,98
9	23,2	0	2,6	6,24	6,38
10	28,23	0	1,25	16,34	0,35
11	42,35	32	22,21	45,26	34,28
12	81,83	76,23	25,39	1,23	0

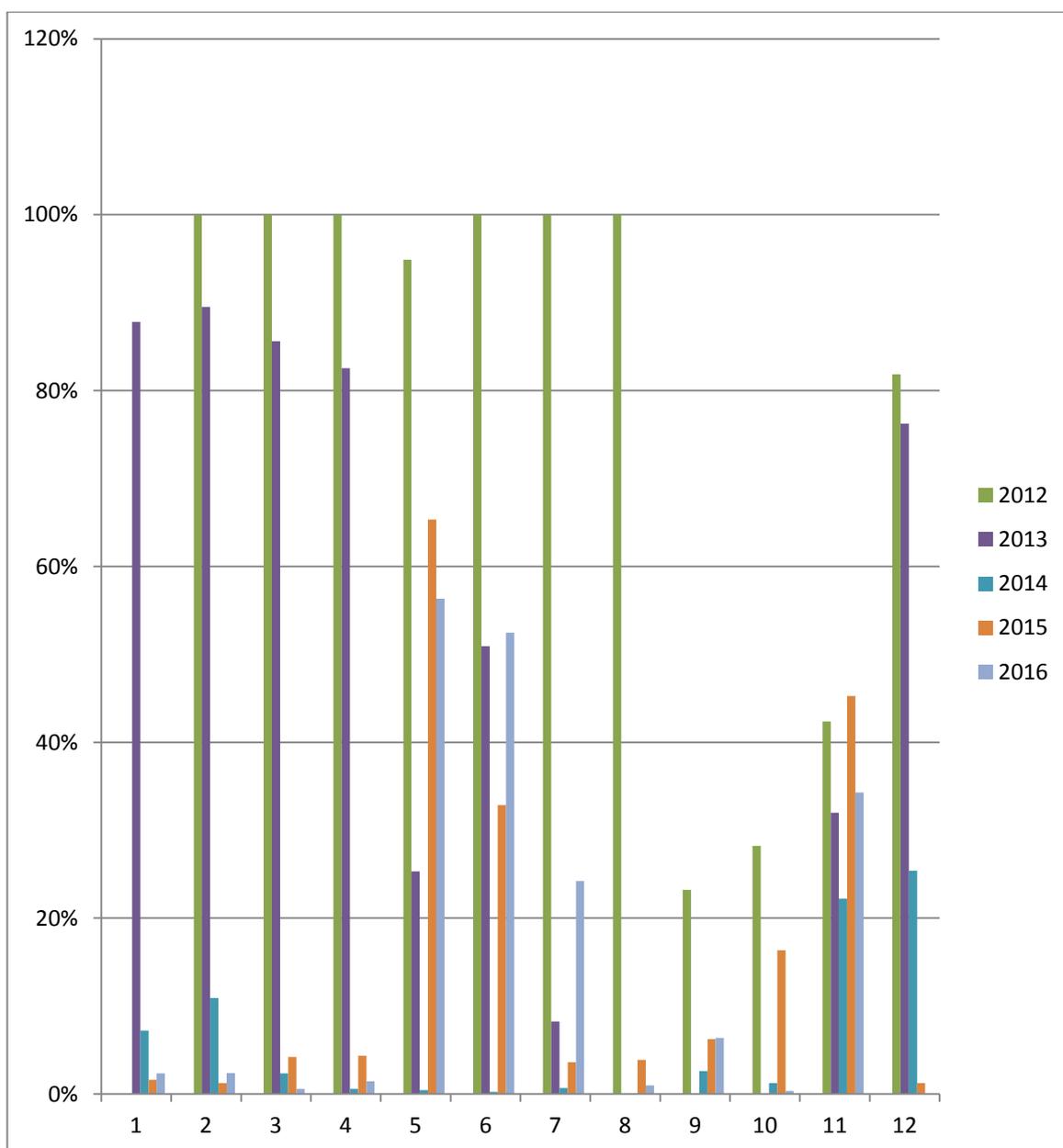


Рисунок 4.4 - График потерь в % ТП 29-04-07

По таблице 4.3 и рисунку 4.4 для ТП 29-04-07 видно, что потери отсутствуют в 2010,2011 годах, это связано с тем, что на ТП два потребителя (юридические лица) производил расчеты по приборам учета установленных в ТП. В январе 2012 года был установлен прибор учета системы АИИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. Перепады потерь в 2012 году связаны со сбоями опроса приборов учета потребителей. Аналогичные проблемы возникали в последующих годах из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор. В 2015 и 2016 годах происходили выходы из строя приборов учета, что соответственно приводило к большим потерям из-за несвоевременной замены.

По данным потерь ТП 29-04-08 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.4 и построим графики.

Таблица 4.4 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-08

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	63,4	35,65	12,86	3,72	32,29
2	64,11	15,71	12,35	7,59	25,54
3	15,34	1,25	2,31	8,61	19,54
4	23,54	1,37	4,67	6,29	16,36
5	11,24	1,51	9,35	37,07	14,09
6	1,53	12,34	4,91	4,89	10,14
7	1,98	2,79	2,79	9,89	12,25
8	1,43	7,46	7,45	7,11	16,36
9	4,7	5,63	4,29	5,95	14,33
10	25,34	8	7,65	27,71	0,62
11	9,07	5,79	5,49	23,1	0
12	45,37	6,59	6,47	6,45	0,11

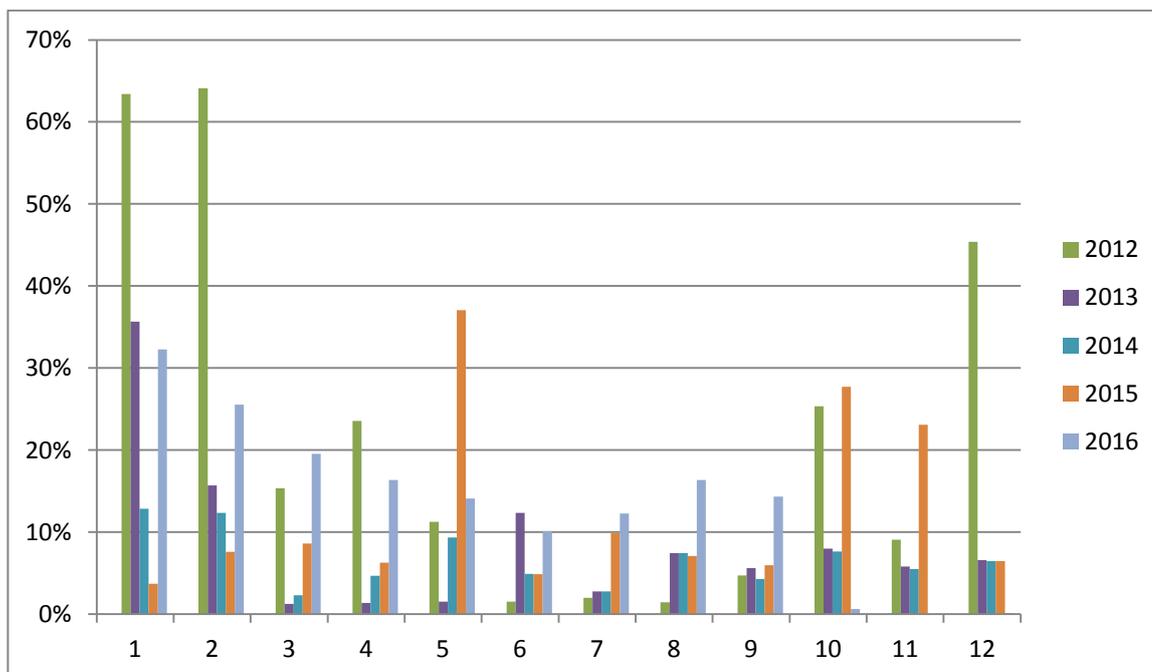


Рисунок 4.5 - График потерь в % ТП 29-04-08

По таблице 4.4 и рисунку 4.5 для ТП 29-04-08 видно, что потери отсутствуют в 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор учета. В январе 2012 года был установлен прибор учета системы АИИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. На данной ТП потребители физические лица и одно юридическое лицо. Большие потери в 2012 году приходятся в холодное время года очевидно в это время происходит хищение электроэнергии на отопление помещений. Перепады потерь в 2012 году связаны со сбоями опроса приборов учета потребителей и отладкой системы. В последующие годы составляющие потерь, это потери от фонарей

уличного освещения включенные помимо приборов учета до того момента пока не были установленные приборы учета в ЩУО. Также пришлось заменять приборы учета не поддерживающих систему АИССКУЭ (новые технические присоединения) на приборы учета «Меркурий». Проблемы возникали и в последующих годах из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор и концентраторы.

По данным потерь ТП 29-04-09 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в % введем в таблицу 4.5 и построим графики.

Таблица 4.5 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-09

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	6,01	7,21	17,19	2,62	15,68
2	0,89	8,03	15,64	9,93	7,19
3	0,67	5,67	6,21	15,45	6,53
4	12,31	1,35	7,26	1,28	10,34
5	14,25	1,21	9,16	3,72	0,67
6	11,31	2,31	15,21	1,67	4,56
7	5,61	7,34	10,21	2,38	3,67
8	4,38	5,41	6,87	7,45	0
9	10,67	4,21	2,34	1,34	0
10	7,33	2,15	3,25	5,94	14,56
11	1,97	6,71	4,21	17,67	4,21
12	3,41	5,28	7,94	2,7	0,98

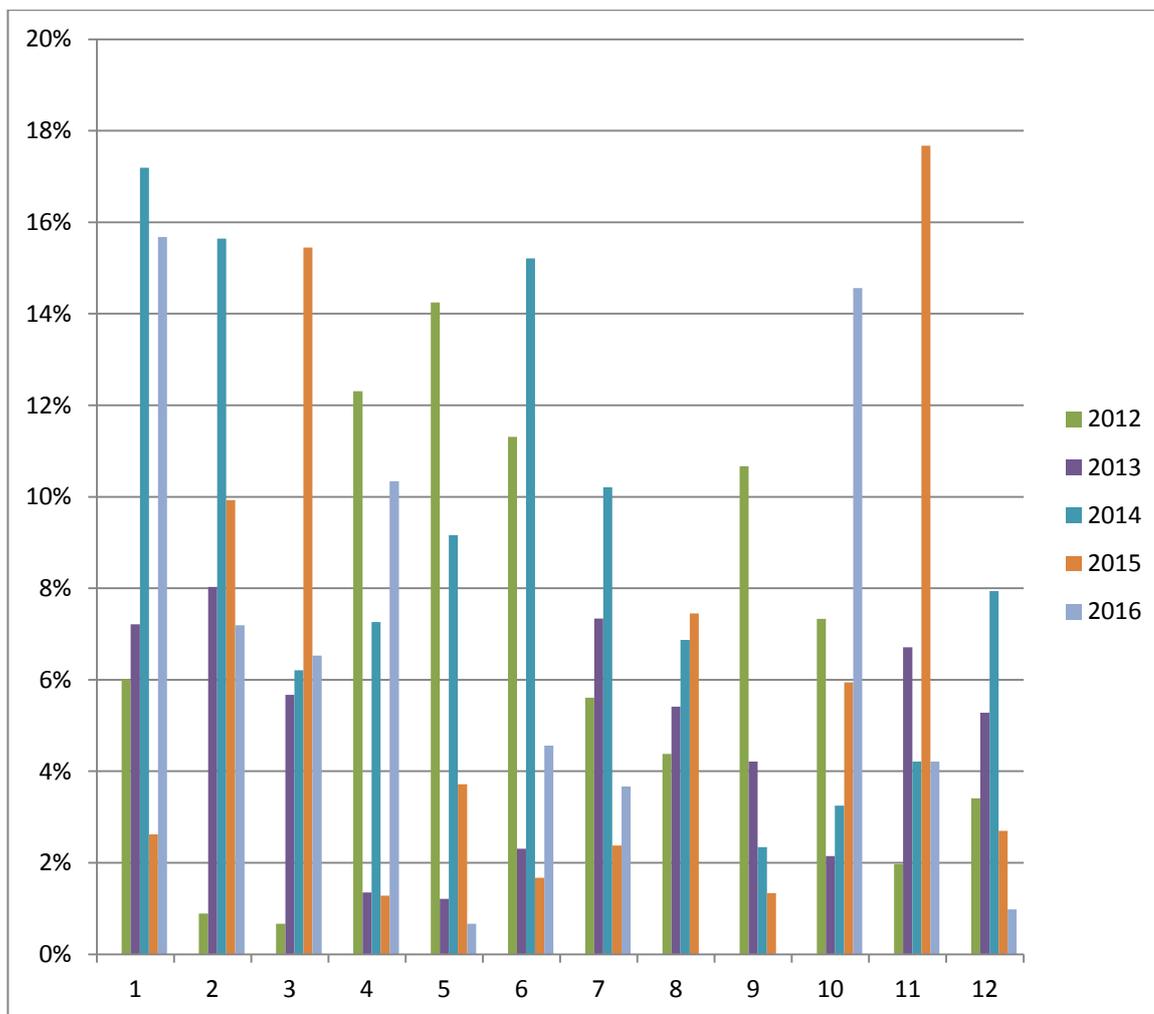


Рисунок 4.6 - График потерь в % ТП 29-04-09

По таблице 4.5 и рисунку 4.6 для ТП 29-04-09 видно, что потери отсутствуют в 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор учета. В январе 2012 года были установлены прибор учета системы АИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. Потребители физические лица, три юридических лица. Перепады потерь в 2012 году связаны со сбоями опроса приборов учета потребителей и отладкой системы. В связи с этим в последующий месяц при нормальном опросе происходит генерация по соотношению технического учета к приборам учета потребителей. В последующие годы составляющие потерь, это потери от фонарей уличного освещения включенные помимо приборов учета до того момента пока не были установлены приборы учета в ЩУО. Также пришлось заменять приборы учета не поддерживающих систему АИСКУЭ (новые технические присоединения) на приборы учета «Меркурий». В 2014, 2015, 2016 годах возникали проблемы с опросом приборов учета из-за перепадов напряжения, приходил сбой настроек концентраторов, приходилось перезагружать маршрутизатор и перепрограммировать концентраторы.

По данным потерь ТП 29-04-10 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.6 и построим графики.

Таблица 4.6 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-10

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	12,35	7,64	4,79	14,23	20,68
2	6,17	15,21	12,21	12,54	14,03
3	19,02	27,51	7,83	10,31	15,88
4	20,34	2,67	15,21	11,14	7,72
5	7,48	4,36	2,34	9,13	11,71
6	37,56	21,06	8,1	2,51	12,26
7	40,27	10,59	9,87	16,3	0
8	48,98	4,72	5,64	9,93	0
9	58,38	7,45	6,78	6,28	0
10	25,71	10,58	9,64	9,42	8,01
11	29,06	15,83	12,26	9,56	13,1
12	17,89	19,42	17,62	7,05	7,6

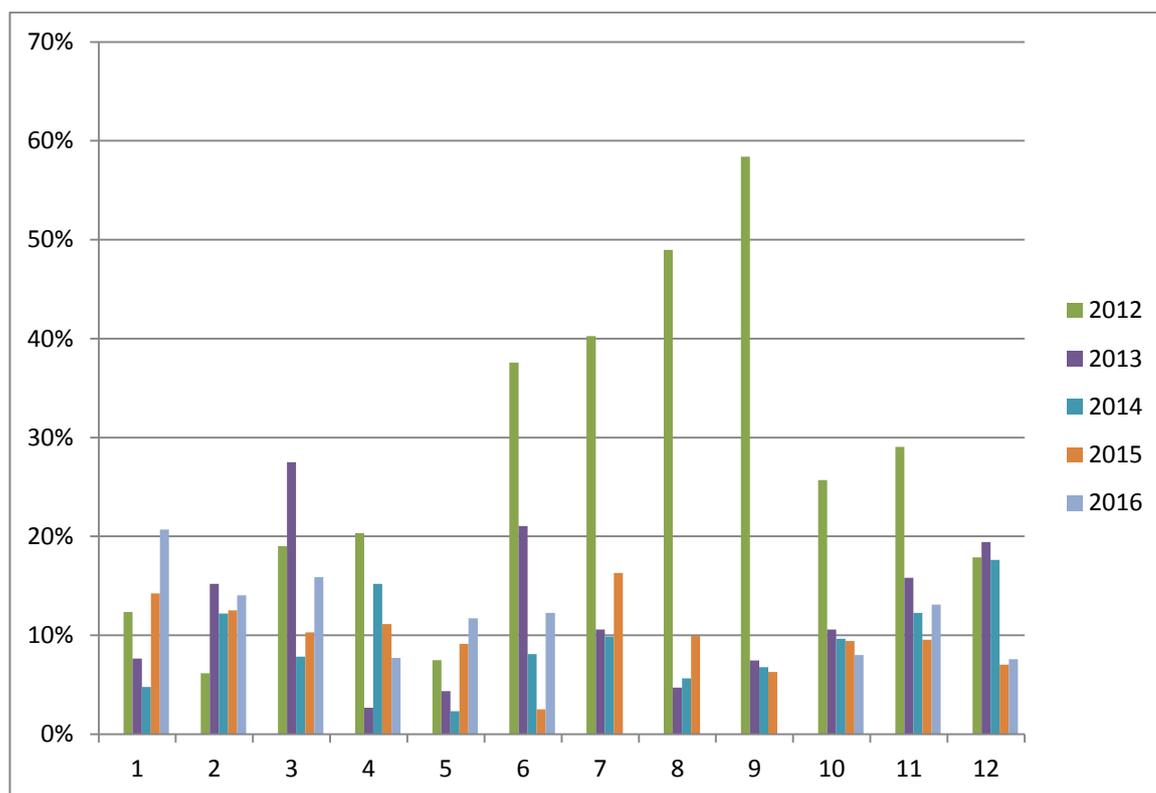


Рисунок 4.7 - График потерь в % ТП 29-04-10

По таблице 4.6 и рисунку 4.7 для ТП 29-04-10 видно, что потери отсутствуют в 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор учета. В январе 2012 года были установлены прибор учета системы АИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. На данной ТП потребители физические лица и одно юридическое лицо. Перепады потерь в 2012 году связаны со сбоями опроса приборов учета потребителей и отладкой

системы. Составляющая потеря, это потери от фонарей уличного освещения включенные помимо приборов учета до того момента пока не были установленные приборы учета в ЩУО. Также пришлось заменять приборы учета не поддерживающих систему АИССКУЭ (новые технические присоединения) на приборы учета «Меркурий». Проблемы возникали и в последующих годах из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор и концентраторы.

По данным потерь ТП 29-04-11 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.7 и построим графики.

Таблица 4.7 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-11

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	3,59	20,34	20,78	21,21	14,29
2	4,26	3,54	26,97	1,5	9,56
3	34,51	2,14	27,44	9,62	0,5
4	18,25	14,68	16,32	14,6	6,26
5	20,51	-3,12	9,22	9,09	11,21
6	10,33	0,68	12,21	7,58	12,78
7	-2,12	5,74	5,64	9,42	10,3
8	3,55	15,71	13,54	9,91	0
9	6,54	4,76	3,42	8,95	10,5
10	9,52	7,98	8,67	8,47	0,84
11	14,25	15,36	14,26	8,19	26,21
12	20,34	21,31	20,94	4,6	25,58

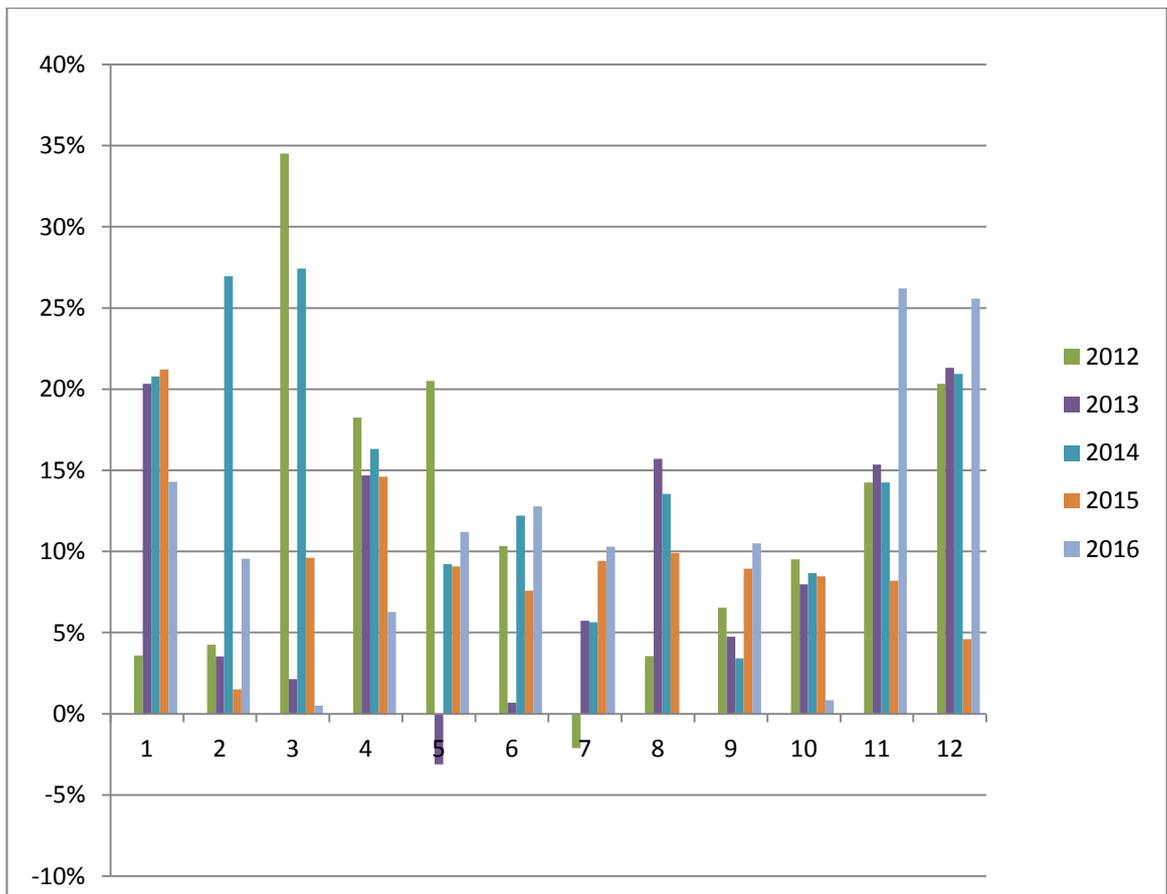


Рисунок 4.8 - График потерь в % ТП 29-04-11

По таблице 4.7 и рисунку 4.8 для ТП 29-04-11 видно, что потери отсутствуют в 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор учета. В январе 2012 года были установлены прибор учета системы АИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. На данной ТП потребители физические лица и два юридических лица. Перепады потерь в 2012 и 2013 году связаны со сбоями опроса приборов учета потребителей и отладкой системы. В связи с этим в 2013 году в мае месяце произошел не опрос за полный месяц технического учета, а при нормальном опросе произошла генерация по соотношению технического учета к приборам учета потребителей. В остальные месяцы составляющая потеря, это потери от фонарей уличного освещения включенные помимо приборов учета до того момента пока не были установлены приборы учета в ЩУО. Также пришлось заменять приборы учета не поддерживающих систему АИСКУЭ (новые технические присоединения) на приборы учета «Меркурий». Рост потерь в конце 2016 года произошли из-за выхода из строя концентраторов на ВЛ. Проблемы возникали и в других годах из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор и концентраторы или заменять их на новые. Замена вышедших из строя приборов учета производилась не своевременно.

По данным потерь ТП 29-04-12 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.8 и построим графики.

Таблица 4.8 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-12

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	14,32	8,75	3,12	1,79	9,08
2	14,36	7,24	2,94	0,36	0,34
3	33,21	11,08	1,32	5,24	2,12
4	20,35	3,45	11,7	8,49	1,34
5	13,45	6,46	4,56	3,37	0,24
6	20,12	7,48	4,31	8,49	0,76
7	18,31	4,1	4,35	0,25	0,41
8	11,25	2,11	13,21	0,64	0
9	0,34	3,56	2,31	0,52	2,61
10	20,42	2,44	1,27	14,29	1,18
11	10,21	3,22	3,11	3,56	0,05
12	18,23	1,66	2,35	11,2	2,73

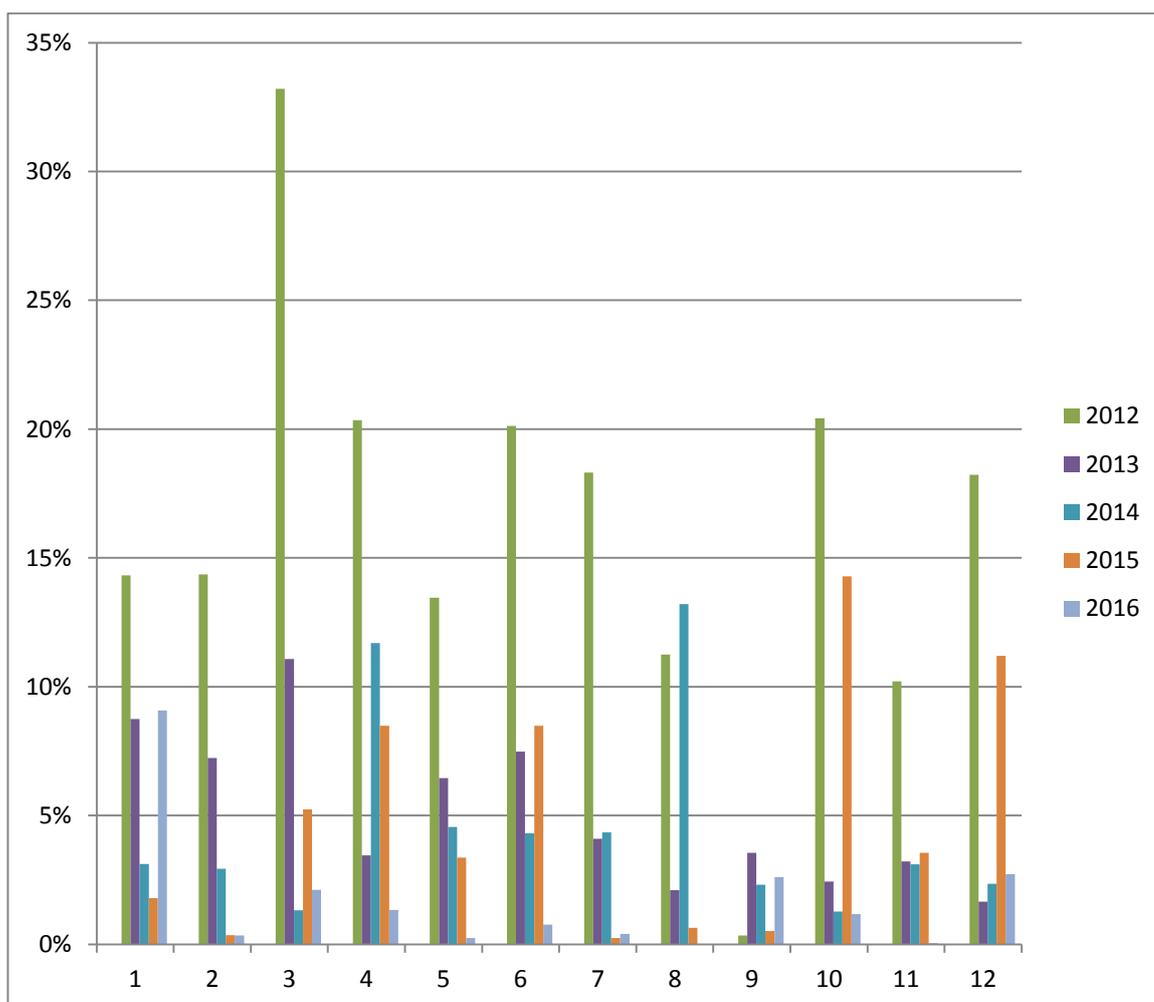


Рисунок 4.9 - График потерь в % ТП 29-04-12

По таблице 4.8 и рисунку 4.9 для ТП 29-04-12 видно, что потери отсутствуют в 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор учета. В январе 2012 года были установлены прибор учета системы АИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. На данной ТП потребители физические лица и шесть юридических лиц. Перепады потерь в 2012 и 2013 году связаны со сбоями опроса приборов учета потребителей и отладкой системы. В остальные месяцы составляющая потеря, это потери от фонарей уличного освещения включенные помимо приборов учета до того момента пока не были установлены приборы учета в ЩУО. Также пришлось заменять приборы учета не поддерживающих систему АИСКУЭ (новые технические присоединения) на приборы учета «Меркурий». Проблемы возникали и в последующих годах из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор и концентраторы. В 2016 году в марте месяце, произошел выход из строя концентратора, для возобновления опроса пришлось произвести его замену.

По данным потерь ТП 29-04-13 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.9 и построим графики.

Таблица 4.9 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-13

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	56,23	7,74	8,34	9,45	8,58
2	34,5	20,54	9,91	9,91	5,76
3	32,91	8,76	0,34	9,9	8,36
4	30,21	8,36	1,24	7,25	6,32
5	25,64	8,08	7,13	8,14	5,45
6	10,23	5,67	0,84	5,37	12,53
7	7,2	6,72	6,54	7,89	11,69
8	5,41	4,19	3,26	4,53	0
9	10,68	9,21	5,49	1,03	10,25
10	20,39	8,4	7,26	0,21	4,92
11	24,38	8,99	7,54	8,98	6,24
12	9,24	8,88	7,61	7,29	0,12

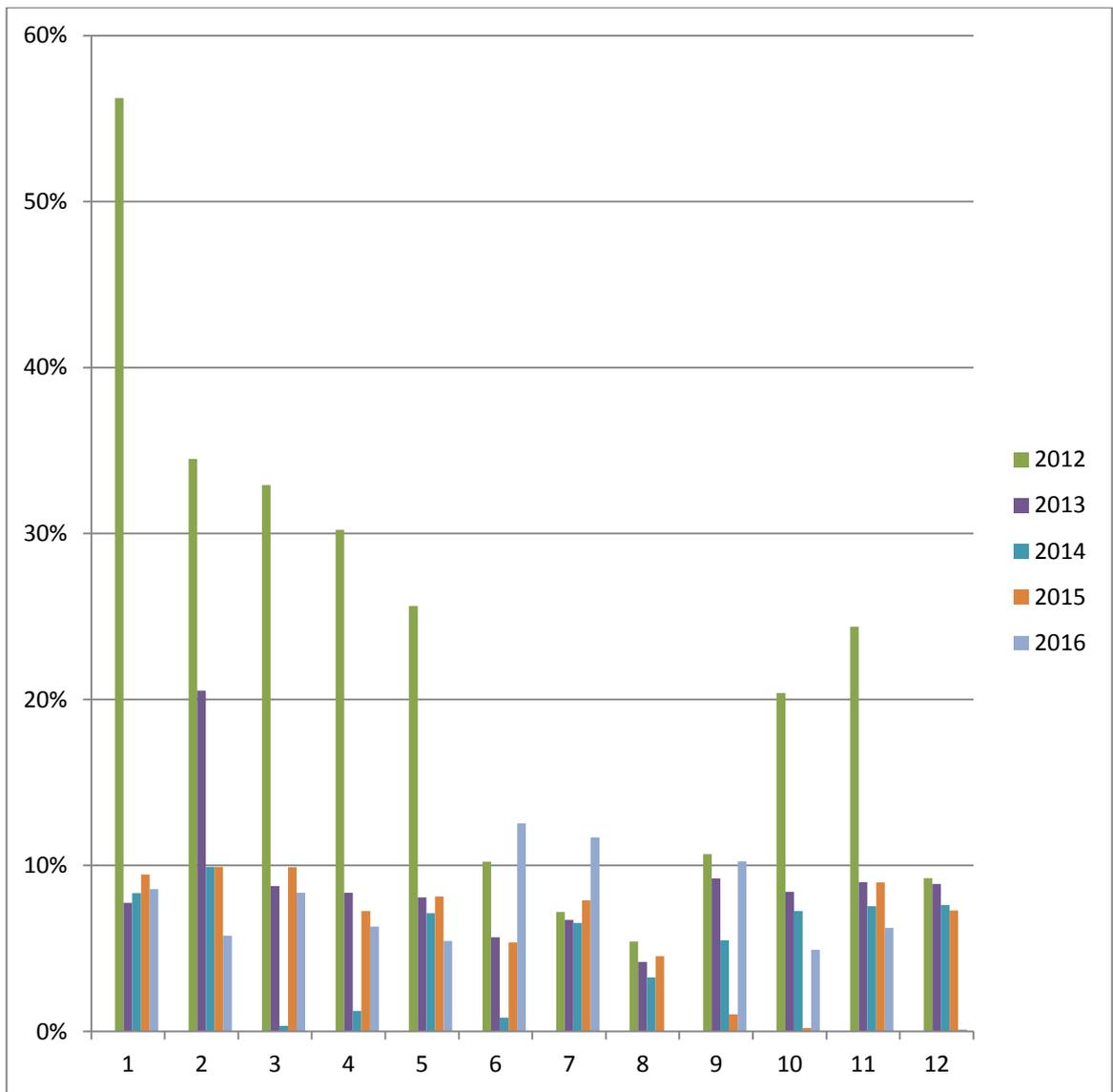


Рисунок 4.10 - График потерь в % ТП 29-04-13

По таблице 4.9 и рисунку 4.10 для ТП 29-04-13 видно, что потери отсутствуют 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор технического учета. В январе 2012 года был установлен прибор учета системы АИИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. На данной ТП потребители физические лица и три юридических лица. Перепады потерь в 2012 году связаны с настройкой оборудования, и со сбоями опроса приборов учета потребителей. Аналогичные проблемы возникали в 2013 году из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор. Также в июле 2016 года была произведена замена приборов учета на приборы учета «Меркурий», тех приборов учета которые не опрашивались, после чего потери прекратились. В сентябре произошел сбой концентраторов, что привело к росту потерь в октябре и ноябре приходилось перезагружать концентраторы.

По данным потерь ТП 29-04-14 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.10 и построим графики.

Таблица 4.10 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-14

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	12,4	17,44	5,71	17,35	4,8
2	3,56	20,31	2,45	2,1	3,8
3	2,67	0,54	3,82	5,77	7,32
4	10,31	8,67	7,84	3	3,21
5	0	12,62	8,38	1,11	0,05
6	0	8,25	5,68	1,23	3,21
7	0	6,32	4,37	1,4	2,35
8	0	4,38	3,36	3,14	0,65
9	0	2,95	3,54	0,18	2,14
10	34,21	13,78	12,64	1,51	0,27
11	20,64	16,29	14,21	4,24	0,1
12	0	0,72	0,97	4,53	1,97

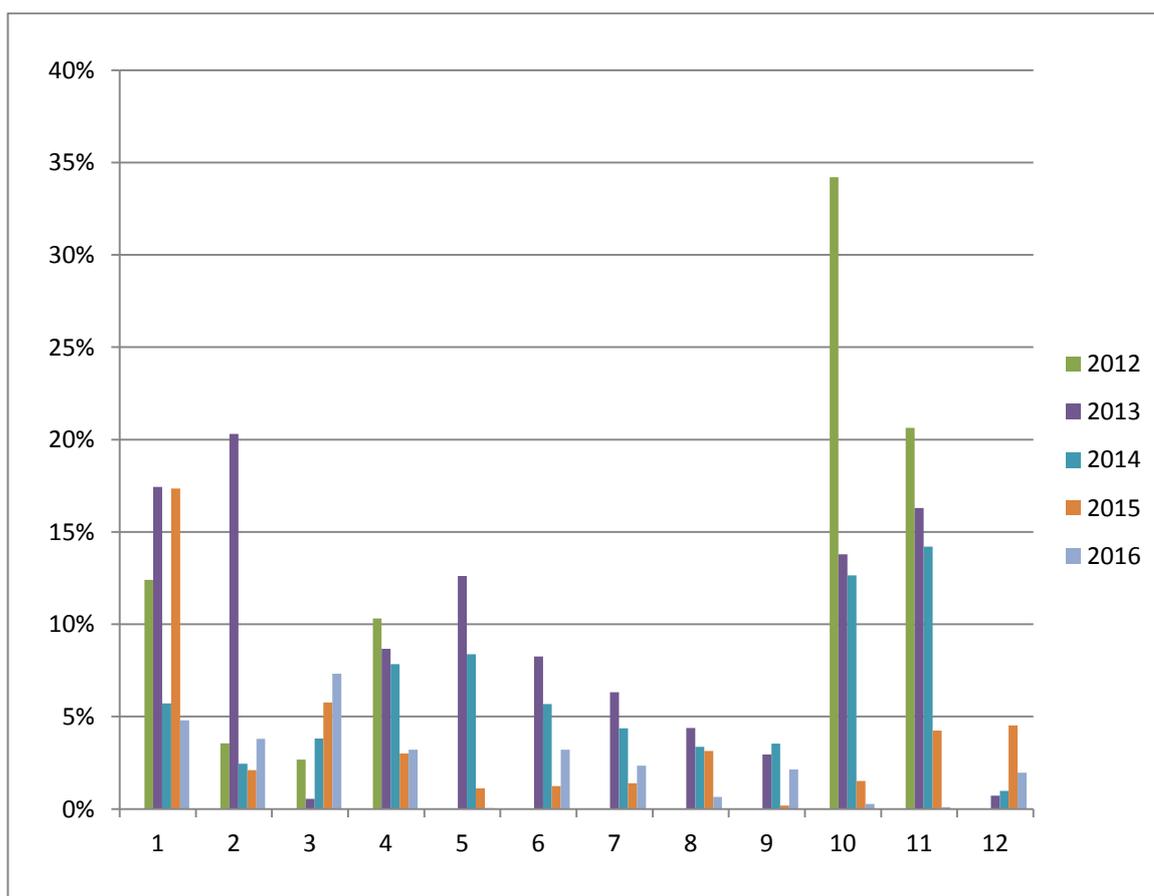


Рисунок 4.11 - График потерь в % ТП 29-04-14

По таблице 4.10 и рисунку 4.11 для ТП 29-04-14 видно, что потери отсутствуют в 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор учета. В январе 2012 года был установлен прибор учета системы

АИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. На данной ТП потребители физические лица и одно юридическое лицо. Перепады потерь в 2012 году связаны со сбоями опроса приборов учета потребителей и отладкой системы. Составляющая потеря это потери от фонарей уличного освещения включенные помимо приборов учета до того момента пока не были установленные приборы учета в ЩУО. Также пришлось заменять приборы учета не поддерживающих систему АИСКУЭ (новые технические присоединения) на приборы учета «Меркурий». Проблемы возникали и в последующих годах из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор и концентраторы. В 2013, 2014 годах перепады потерь происходили из-за выхода из строя приборов учета и не своевременной их замены. В январе 2015 года потери произошли по причине выхода из строя концентратора, в начале февраля он было заменен. В 2016 году в июне месяце, произошел выход из строя прибора технического учета, для возобновления опроса пришлось произвести его замену.

По данным потерь ТП 29-04-17 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.11 и построим графики.

Таблица 4.11 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-17

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	14,16	4,9	1,7	21,32	5,21
2	10,11	20,21	13,25	4,02	3,46
3	0,16	3,65	2,12	5,17	4,06
4	11,35	20,31	18,02	5,37	3,64
5	26,31	16,64	24,57	12,62	3,2
6	14,25	6,32	4,17	15,21	0
7	0,98	5,16	5,21	8,64	0
8	16,45	2,36	2,16	5,19	4,65
9	0	2,55	2,45	1,23	0
10	0	1,98	1,78	6,22	4,21
11	29,54	3,83	3,48	9,21	8,21
12	25,71	6,21	4,61	1,96	5,62

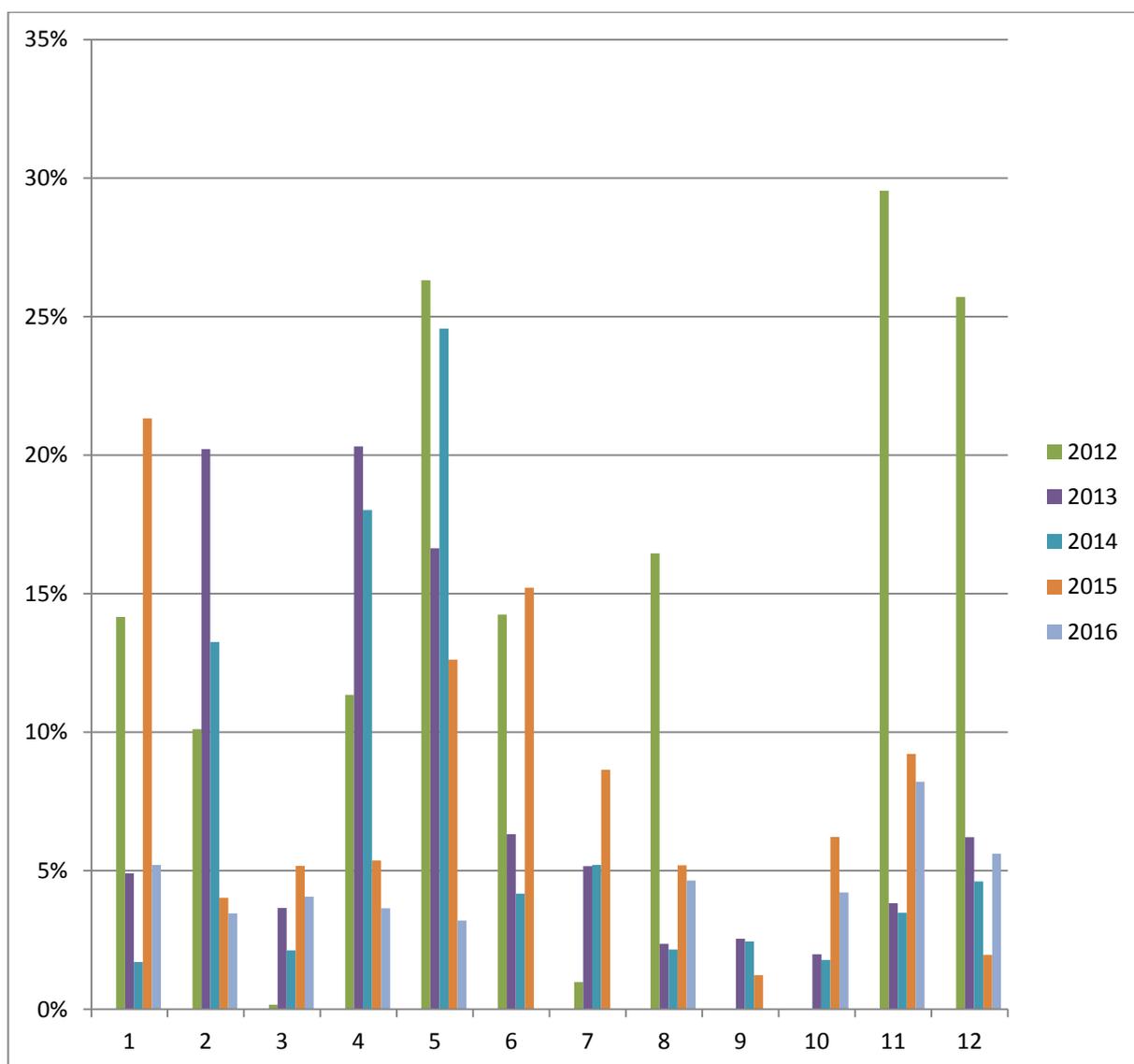


Рисунок 4.12 - График потерь в % ТП 29-04-17

По таблице 4.11 и рисунку 4.12 для ТП 29-04-17 видно, что потери отсутствуют 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор технического учета. В январе 2012 года был установлен прибор учета системы АИИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. На данной ТП потребители физические лица и одно юридическое лицо. Перепады потерь в 2012 году очень большие это связано с настройкой оборудования, и со сбоями опроса приборов учета потребителей. Аналогичные проблемы возникали и в последующих годах из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор. В 2015 году производились работы по переключению фонарей уличного освещения через прибор учета, что позволило снизить потери электроэнергии. Также была произведена замена приборов учета на приборы учета «Меркурий». В данный момент один трех фазный прибор учета не заменен на «Меркурий».

По данным потерь ТП 29-04-19 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.12 и построим графики.

Таблица 4.12 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-19

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	21,68	4,32	26,1	8,37	0,41
2	34,21	10,39	19,24	4,88	3,21
3	27,13	25,11	13	9,67	3,83
4	32,18	7,21	6,25	5,64	0,18
5	24,32	10,01	10,23	12,36	2,08
6	32,88	32,67	2,5	2,35	1,23
7	21,85	10,99	10,54	14,21	0
8	21,64	0	1,85	8,53	0,18
9	42,03	49,57	26,72	8,99	2,1
10	23,12	7,1	5,13	5,67	0,54
11	6,45	6,2	4,47	7,55	0
12	0,16	8,87	0,64	0,66	7,31

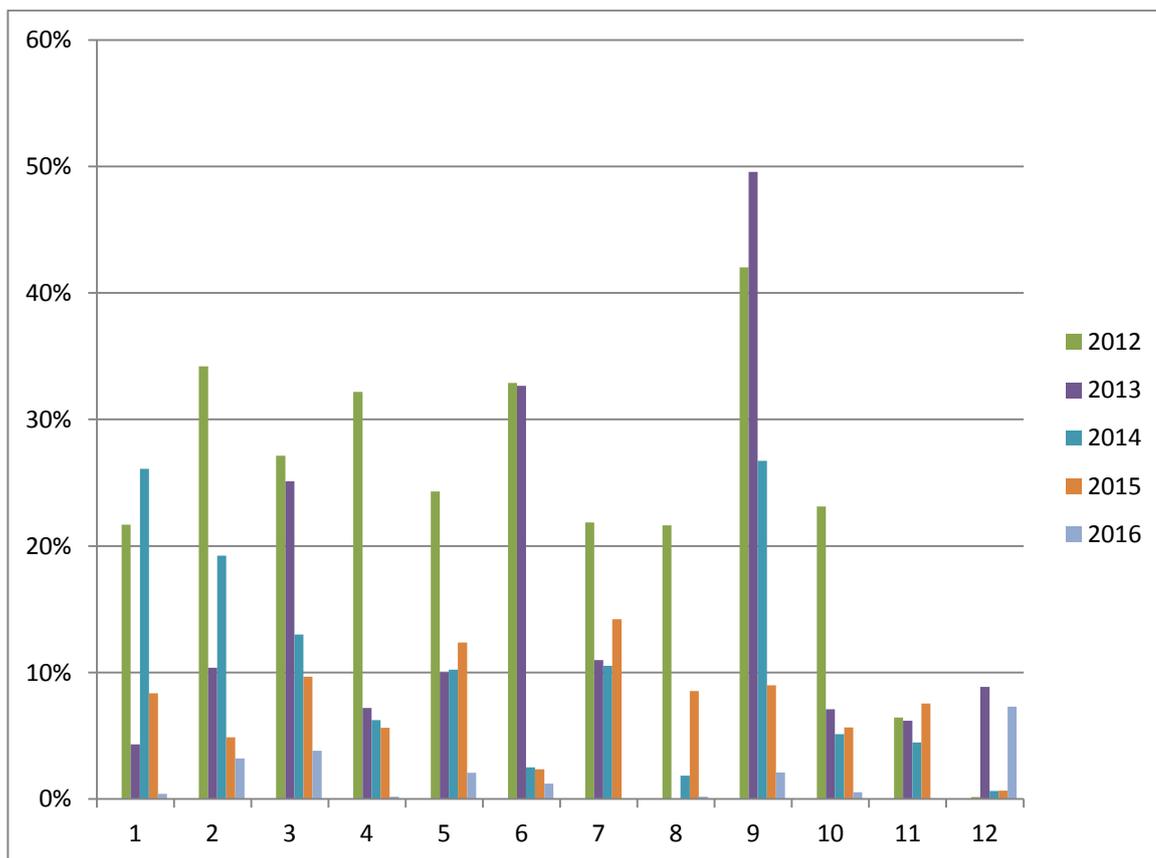


Рисунок 4.13 - График потерь в % ТП 29-04-19

По таблице 4.12 и рисунку 4.13 для ТП 29-04-19 видно, что потери отсутствуют 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор технического учета. В январе 2012 года был установлен прибор учета системы АИИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. На данной ТП

потребители физические лица и одно юридическое лицо. Перепады потерь в 2012 году очень большие это связано с настройкой оборудования, и со сбоями опроса приборов учета потребителей, а также очевидно происходили хищения электроэнергии. Проблемы с опросом возникали в 2013, 2014 годах происходила из-за перепадов напряжения и выхода из строя приборов учета, и концентраторов. Для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор и концентраторы. Также была произведена замена приборов учета вышедших из строя и замена приборов учета не системы АИИСКУЭ на «Меркурий».

По данным потерь ТП 29-04-20 для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.13 и построим графики.

Таблица 4.13 - Потери электроэнергии по ТП 29-04-20

месяц	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6
1	28,34	4,62	10,55	28,54	14,4
2	25,93	23,65	4,37	21,32	10,31
3	18,32	10,35	16,32	14,28	6,54
4	19,32	10,28	5,32	15,67	13,67
5	31,02	9,64	5,44	19,64	0,83
6	8,64	5,15	4,29	2,04	1,56
7	26,12	1,38	2,35	6,54	5,3
8	10,23	2,37	1,45	10,69	0
9	14,31	7,34	6,29	2,62	2,31
10	12,35	3,79	2,67	4,35	0,34
11	16,11	25,24	21,34	18,97	18,5
12	16,34	1,53	2,68	4,32	3,21

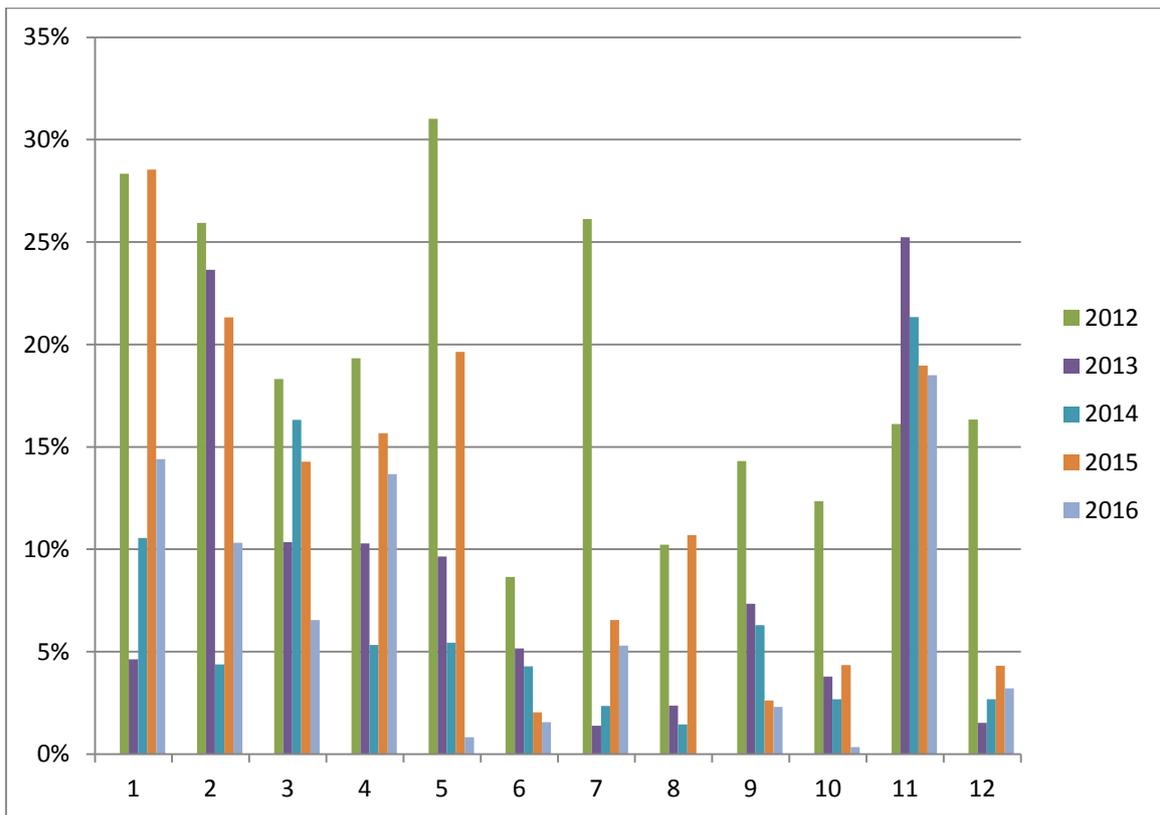


Рисунок 4.14 - График потерь в % ТП 29-04-20

По таблице 4.13 и рисунку 4.14 для ТП 29-04-20 видно, что потери отсутствуют 2010 и 2011 году, это связано с тем, что на ТП отсутствовал прибор технического учета. В январе 2012 года был установлен прибор учета системы АИИСКУЭ на каждого потребителя и технический учет. На данной ТП потребители физические лица и одно юридическое лицо. Перепады потерь в 2012 году очень большие это связано с настройкой оборудования, и со сбоями опроса приборов учета потребителей и очевидно происходили хищения электроэнергии. В 2013 возникали проблемы с опросом приборов учета из-за перепадов напряжения, для восстановления опроса приходилось перезагружать маршрутизатор. Также была произведена замена приборов учета на приборы учета «Меркурий». В 2014 году производились работы по замене приборов учета на «Меркурий». В 2015 году производили отключения фонарей уличного освещения подключенных помимо приборов учета. В 2016 году в ноябре произошел не опроса электросчетчиков, показания были сняты визуально не в день выгрузки технического учета.

4.2 Потери электроэнергии по Ф 29-04 за 2010-2016 год

По данным потерь по линиям 6/0,4 кВ по Белоярскому РЭС для наглядной динамики потерь электроэнергии по годам в %, введем в таблицу 4.14 и построим графики.

Таблица 4.14 - Потери электроэнергии по Ф 29-04

месяц	2010г.	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.	2016г.
1	2	3	4	5	6	7	8
1	64,1	63,5	38,52	9,57	17,89	20,97	12,48
2	63,5	65,89	8,34	25,89	19,96	3,35	16,19
3	58,51	30,43	1,52	9,96	8,75	10,25	10,98
4	48,58	51,33	7,61	7,22	16,77	4,91	8,85
5	43,26	34,16	37,93	19,18	14,86	17,8	11,46
6	73,19	63,96	14,49	9,17	11,9	7,3	13,56
7	36,76	21,63	16,9	10,02	9,87	9,74	10,97
8	55,17	33,37	13,73	10,48	12,3	19,11	20,58
9	47,64	45,35	24,21	8,65	13,6	5,71	22,17
10	56,31	36,25	19,26	11,77	13,8	18,53	31,38
11	67,34	32,44	13,36	20,03	21,5	27,07	33,25
12	57,2	36,6	28,46	14,86	10,41	6,7	33,32

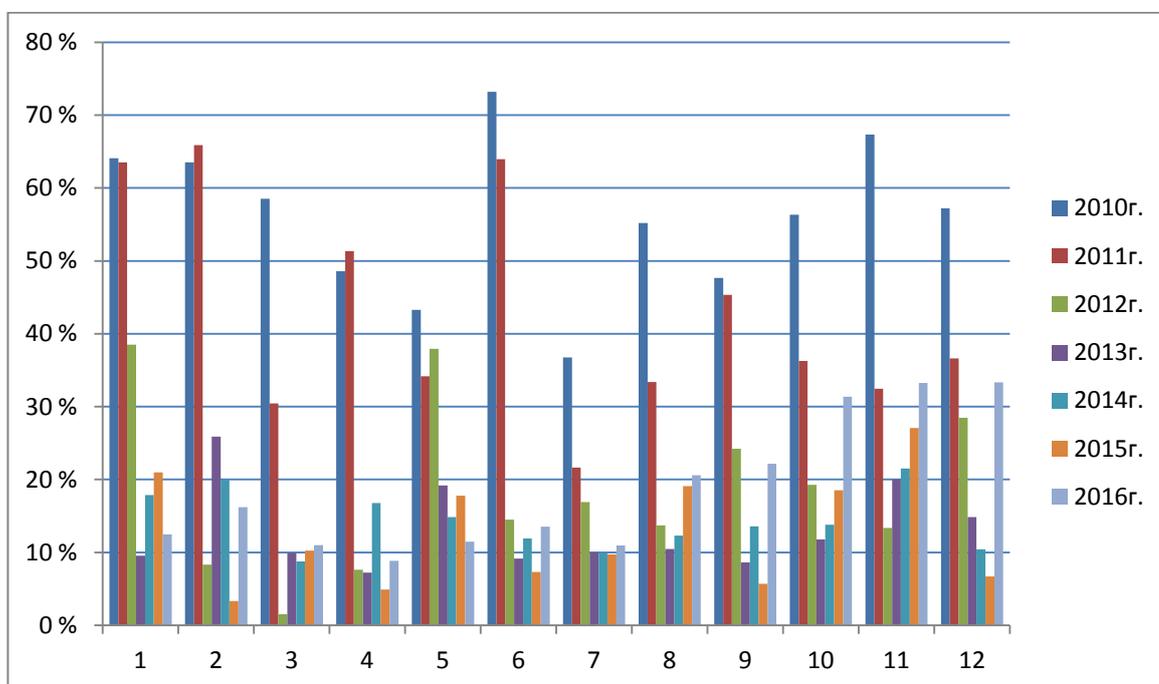


Рисунок 4.15 - Динамика потерь электроэнергии Ф 29-04 в % по годам

По таблице 4.14 и рисунку 4.15 для Ф 29-04 видно, что в 2010 и 2011 годах были большие потери в осеннее - зимний период и весной, население производила хищение электроэнергии на отопление помещений, а летом на

освещение и приготовление пищи. С Января 2012 года после установки приборов учета на ТП и потребителей произошло снижение потерь. В процессе наладки происходили перепады по потерям, это связано с помехами в линиях и не опроса приборов учета по линиям 0,4 кВ.

В сезон гроз происходили сбои в концентраторах на ВЛ-0,4 кВ и приходилось производить перепрограммирование концентраторов или их замену. Для повешения качества сигнала в линии устанавливали дополнительные концентраторы, а местами устанавливали шунтирующие перемычки в местах соединения провода в пролете ВЛ-0,4 кВ.

В 2013 году был полностью отлажен опрос приборов учета с устранением выявленных замечаний.

В 2014 году происходит небольшое увеличение потерь в связи с уменьшением опроса приборов учета и увеличением фонарей уличного освещения подключенных помимо приборов учета, произведена замена приборов учета не имеющих систему передачи данных на приборы учета «Меркурий».

В 2015 году самые низкие потери по Ф 29-04. Это связано с увеличением процента опроса приборов учета и составлением поименного перечня фонарей уличного освещения. Еще снижение потерь снизилось в связи с увеличением потребления потребителями имеющими прибор учета в РУ 0,4 кВ ТП.

В 2016 году произошло увеличение потерь связанное с не опросом приборов учета и выходом из строя концентраторов и маршрутизаторов, приборов учета. Приборы учета, концентраторы и маршрутизаторы вышли из строя после гроз прошедших в июле месяце. Подключение фонарей уличного освещения напрямую к ВЛ-0,4 кВ. Замена концентраторов и приборов учета не производилась из-за отсутствия оборудования.

4.3 Потери электроэнергии факт-план

По данным показателей потерь факта и плана по линиям 6/0,4 кВ по Ф 29-04 наглядной динамики потерь электроэнергии по годам. Данные введем в таблицу 4.15 и построим графики потерь по годам и месяцам.

Таблица 4.15 - Потери электроэнергии факт-план

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8
план	57,52	44,27	29,38	27,35	18,47	20,91	15,97
факт	55,96	42,9	18,6	13,07	14,3	12,6	18,77

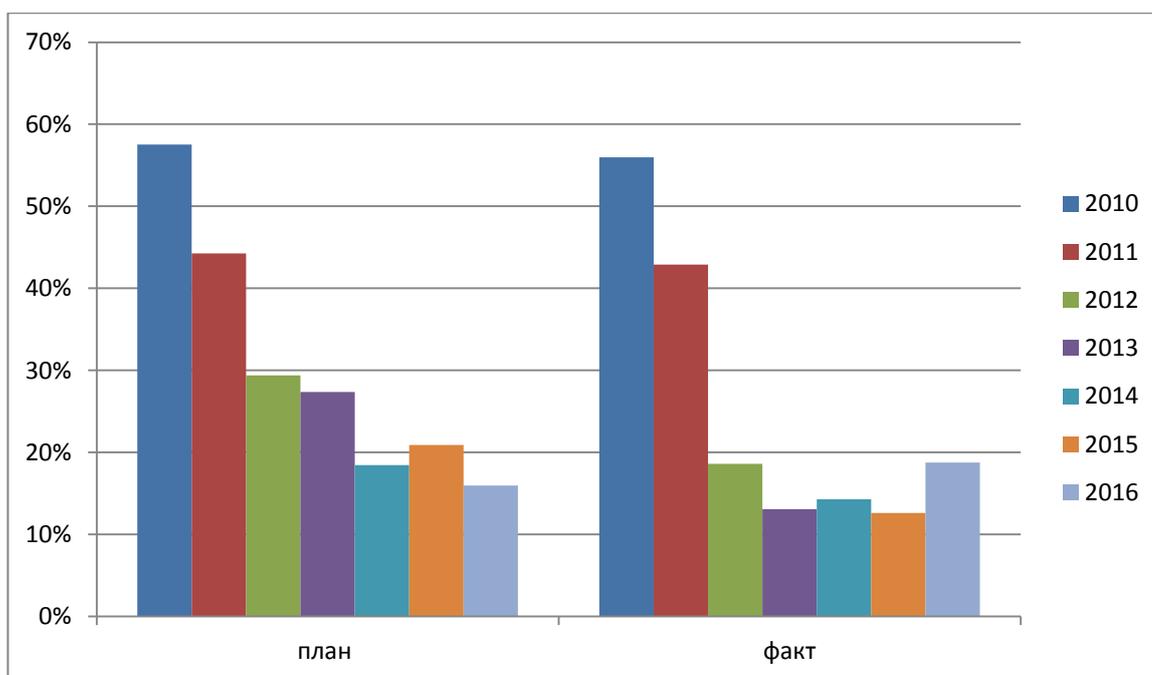


Рисунок 4.16 - График показателей плановых и фактических потерь по Ф29-04

По таблице 4.15 и рисунку 4.16 показателей плановых и фактических потерь для Ф29-04 видно, что в 2010 и 2011 годах были большие плановые и фактические потери вошли в плановые. В 2012 году была смонтирована система АИИСКУЭ и плановые потери были значительно снижены по сравнению с 2011 годом. Фактические потери в 2012 году были значительно меньше чем в 2011 году и меньше чем плановые потери. В 2013, 2014, 2015 годах потери фактические практически не менялись, а план менялся в зависимости от фактических потерь в предыдущий период.

В 2016 году плановые потери оказались меньше чем фактические, это связано с тем, что летом 2016 года после гроз вышли из строя приборы учета и снизился опрос. Это привело в итоге к повышению фактических потерь по году.

Планирование потерь по годам составлялись судя по графику плановых потерь в сравнении с предыдущими потерями и сравнивались с фактическими потерями предыдущего года.

4.4 Выводы по внедрению системы АИИСКУЭ на Ф 29-04

Интеллектуальные приборы учета, которые уже зарекомендовали себя почти по всей Хакасии как более экономичные, точные и удобные. Попасть в программу Хакасэнерго по обеспечению потребителей инновационными системами учета электроэнергии удалось п. Изыхские Копи, с. Белый Яр, п.Изыхские Копи полностью оснащены интеллектуальными счетчиками. Новые электросчетчики улучшат качество энергоснабжения, которое раньше падало из-за вмешательства сторонних лиц или недобросовестных соседей в работу электросетей, обезопасят от несанкционированных подключений, что приведет к выравниванию напряжения в сети. Электронные счетчики имеют высокий

класс точности, устойчивы к климатическим особенностям Сибири, дают возможность переключиться на многотарифное потребление и значительно сэкономить на оплате за электроэнергию.

По данным показателей отпуска в сеть по линиям 6/0,4 кВ по Ф 29-04 наглядной динамики отпуска электроэнергии по годам в кВт·час, введем в таблицу 4.16 и построим графики.

Таблица 4.16 - Отпуск в сеть в кВт · час по Ф 29-04

месяц	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8
1	925722	834382	684708	583313	539703	496680	584110
2	837375	774541	691842	508961	522010	437103	513261
3	819549	700386	591274	506734	463440	437144	471745
4	639561	508623	468492	444332	423379	410325	395556
5	543069	476903	440093	399005	434988	334022	375198
6	376166	336337	343121	326099	323437	257814	269716
7	362282	346044	343441	291426	260311	263733	270340
8	383852	380292	373800	330911	321114	288343	345221
9	475852	417655	406950	383206	387287	390724	410218
10	576976	476382	507933	429298	425191	418113	463086
11	671543	571665	566622	451053	465831	485328	497531
12	893056	631581	661535	510676	524310	536432	545941

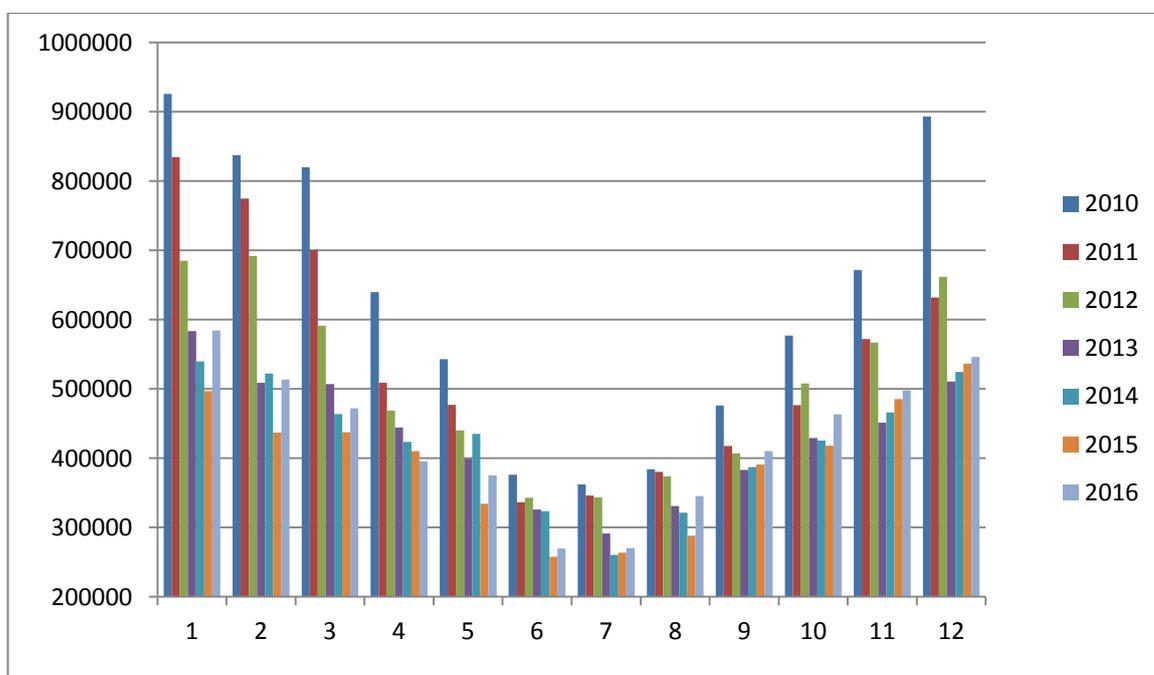


Рисунок 4.17 - График отпуска в сеть по месяцам в кВт·час Ф 29-04

По таблице 4.16 и рисунку 4.17 отпуска в сеть для Ф29-04 видно, что в 2010 и 2011 годах был большой отпуск в сеть. В 2012 году была смонтирована система АИИСКУЭ и отпуск в сеть снизился примерно на 20% по сравнению с 2011 годами. В 2013, 2014 и до сентября месяца 2015 года происходило снижение отпуска в сеть. С сентября 2015 года происходил рост отпуска в сеть в связи с увеличением добычи угля на Белоярском разрезе и увеличения абонентов физических лиц. По графику видно, что большой отпуск в сеть происходит в холодное время года с небольшой продолжительностью светового дня.

По данным показателей полезного отпуска в сеть по линиям 6/0,4 кВ по Ф 29-04 наглядной динамики полезного отпуска электроэнергии по годам в кВт·час, введем в таблицу 4.17 и построим графики.

Таблица 4.17 - Полезный отпуск в кВт·час по Ф 29-04

месяц	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8
1	383312,7	388822	420965,5	527515,9	443163,9	393531,3	511228,2
2	305645,4	264192	634150,8	377207,1	417792,4	422467,3	430275,4
3	340067	487231,5	582282,6	456261,6	422866,3	358519,9	419927,8
4	328881,1	247560	432837,7	476419,6	352360,5	390178	360568
5	308148	313978	273157,8	322481	370335,9	274569	332219
6	25606,82	121225,7	293395,5	296199,6	284938,7	238993,6	233131
7	229100,7	271181,2	285396,5	262232,8	234618,3	238047,3	240683,7
8	172074,7	253389	322481	296238,3	281616,9	233253,6	278444
9	249144,6	228253,9	308424,2	350041,5	334616	368432,5	319272,7
10	252054,3	303681	410122,6	378757,7	366514,6	340650	317777
11	219300,6	386194,1	490943	360727,9	365677,3	353936,8	332112
12	382252,5	400422,4	473262,5	434803,1	469729,3	500491,1	364589

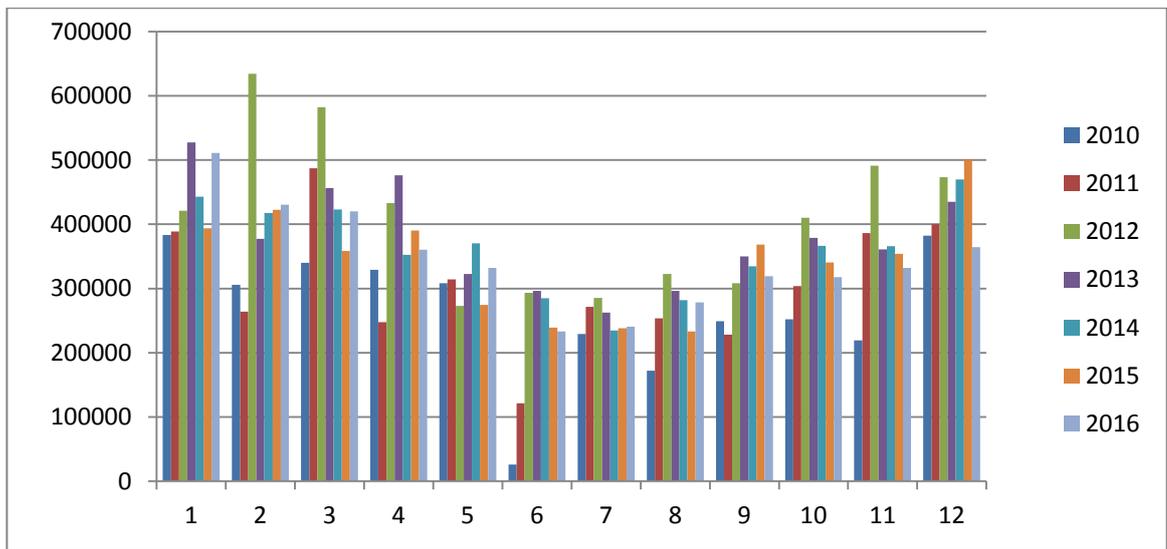


Рисунок 4.18 - График полезного отпуска по месяцам в кВт·час Ф 29-04

По таблице 4.17 и рисунку 4.18 полезного отпуска в сеть для Ф29-04 видно, что в 2010 и 2011 годах полезный отпуск в сеть был самым низким по сравнению с последующими годами. В 2012 году была смонтирована система АИISKУЭ и полезный отпуск в сеть увеличился по сравнению с 2010, 2011 годами. В 2013 году произошел скачок полезного отпуска. С сентября 2015 года происходил рост отпуска в сеть в связи с увеличением добычи угля на Белоярском разрезе и увеличения абонентов физических лиц.

По данным показателей потерь по месяцам в сеть по линиям 6/0,4 кВ по Ф 29-04 наглядной динамики потерь по месяцам электроэнергии по годам в кВт·час, введем в таблицу 4.18 и построим графики.

Таблица 4.18 - Показатели потерь в кВт·час по месяцам Ф 29-04

месяц	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8
1	542409,3	445560	263742,5	55797,1	96539,1	103148,7	72881,8
2	531729,6	510349	57691,2	131753,9	104217,6	14635,7	82985,6
3	479482	213154,5	8991,4	50472,4	40573,7	78624,1	51817,2
4	310679,9	261063	35654,3	-32087,6	71018,5	20147	34988
5	234921	162925	166935,2	76524	64652,1	59453	42979
6	350559,2	215111,3	49725,5	29899,4	38498,3	18820,4	36585
7	133181,3	74862,8	58044,5	29193,2	25692,7	25685,7	29656,3
8	211777,3	126903	51319	34672,7	39497,1	55089,4	66777
9	226707,4	189401,1	98525,8	33164,5	52671	22291,5	90945,3
10	324921,7	172701	97810,4	50540,3	58676,4	77463	145309
11	452242,4	185470,9	75679	90325,1	100153,7	131391,2	165419
12	510803,5	231158,6	188272,5	75872,9	54580,7	35940,9	181352

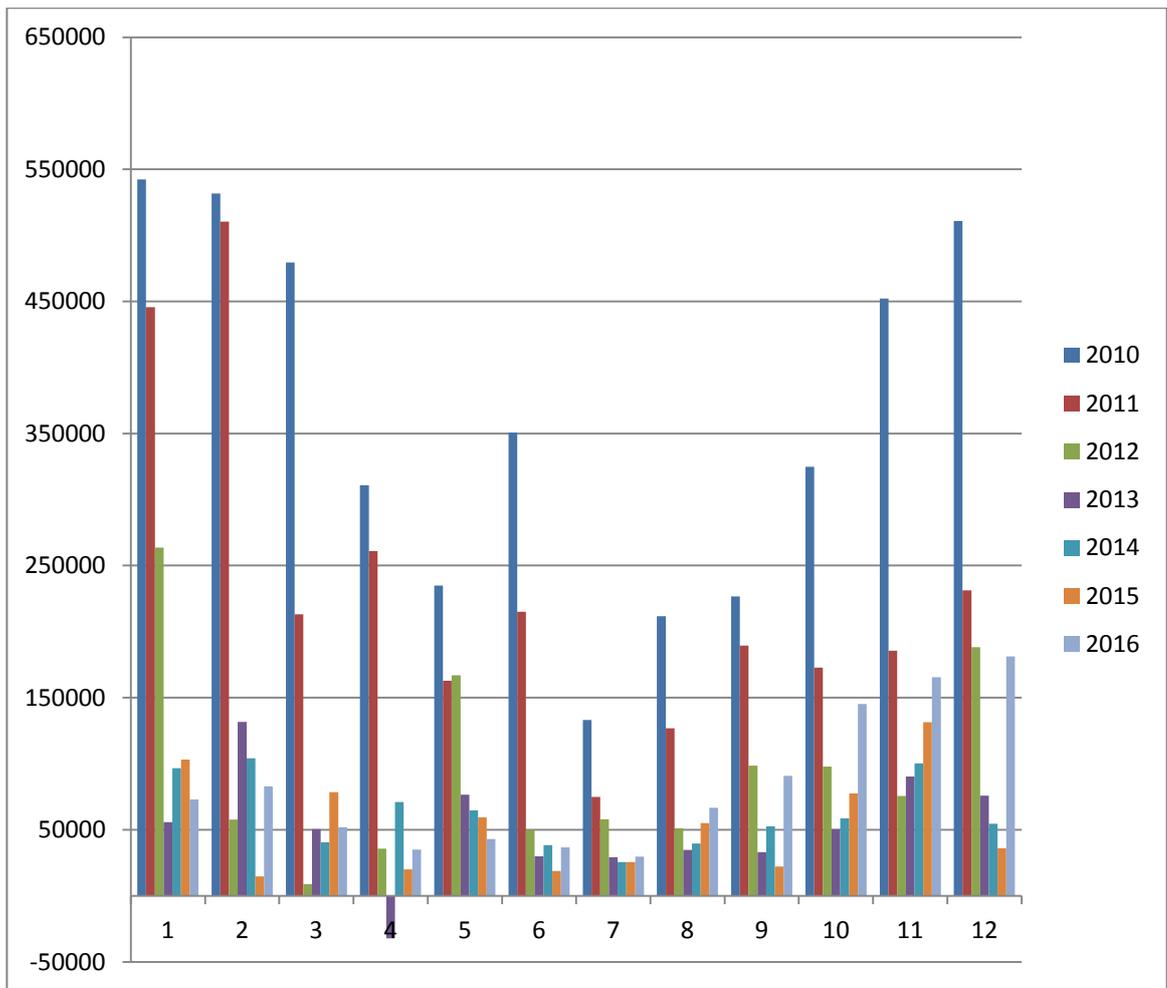


Рисунок 4.19 График потерь по месяцам в кВт·час Ф 29-04

По таблице 4.18 и рисунку 4.19 потерь по месяцам в сети для Ф29-04 видно, что в 2010 и 2011 годах большие потери в сети особенно в зимний период, это говорит очевидно о большом количестве хищения электроэнергии. В 2012 году была смонтирована система АИИСКУЭ и потери в сети уменьшились по сравнению с 2010,2011 годами примерно в два раза. В 2013 году произошло еще снижение потерь после налаживания опроса приборов учета. В 2013 году в апреле месяце произошла генерация из-за опроса приборов учета по ТП которые в прошлом месяце не опросилась. А в следующий месяц потери увеличились из-за не опроса приборов учета. В 2014 году произошел небольшой рост потерь по сравнению с 2013 годам из-за неисправности приборов учета и установки приборов учета абонентами по новым техническим условиям. В 2015 году произошло снижение потерь в связи с заменой приборов учета на приборы учета системы АИИСКУЭ. В 2016 году произошел рост потерь в феврале и декабре по сравнению с потерями в аналогичный период 2015 года.

По данным показателей потерь, полезного отпуска, отпуска в сеть по годам в кВт·час, по линиям 6/0,4 кВ по Ф 29-04 с наглядной динамики по годам, введем в таблицу 4.19 и построим графики.

Таблица 4.19 - Показатели потерь, полезного отпуска, отпуск в сеть по Ф 29-04

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7	8
отпуск в сеть	7,5 млн. кВт·час	6,45 млн. кВт·час	6,08 млн. кВт·час	5,17 млн. кВт·час	5,09 млн. кВт·час	4,76 млн. кВт·час	5,14 млн. кВт·час
полезный отпуск в сеть	3,2 млн. кВт·час	3,67 млн. кВт·час	4,93 млн. кВт·час	4,54 млн. кВт·час	4,34 млн. кВт·час	4,1 млн. кВт·час	4,14 млн. кВт·час
потери	4,31 млн. кВт·час	2,79 млн. кВт·час	1,15 млн. кВт·час	0,63 млн. кВт·час	0,75 млн. кВт·час	0,64 млн. кВт·час	1,1 млн. кВт·час

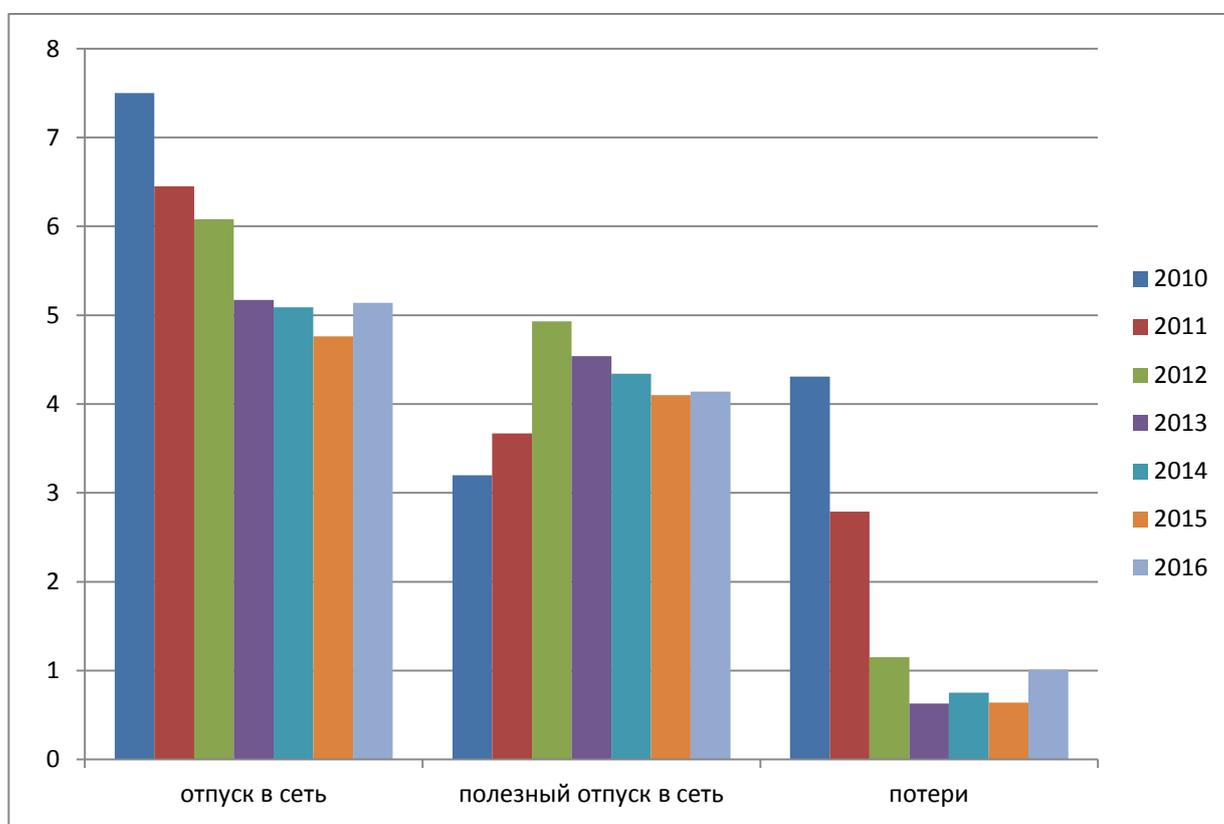


Рисунок 4.20 - График сравнения годовой в млн.кВт·час Ф 29-04

Смотря на графики видно, как менялся отпуск в сеть по годам до и после установки системы АИИСКУЭ. После установки системы АИИСКУЭ произошло снижения полезного отпуска до 2016 года. В 2016 году произошел рост отпуска в сеть из-за увеличения потребления населением и юридическими лицами.

Смотря на график полезного отпуска в сеть видно, что до установки системы АИИСКУЭ полезный отпуск в сеть был меньше чем после установки. В 2012 году был самый большой полезный отпуск в связи с тем, что население

думало, что может совершать хищение электроэнергии после прибора учета, так как старый прибор учета не считает они думали, что и платить не придется за похищенную электроэнергию. В 2013, 2014, 2015 годах постепенно происходило снижение полезного отпуска в сеть. В 2016 году произошел рост полезного отпуска за счет подключения новых потребителей физических лиц и увеличения производства Белоярского разреза.

Смотря на график потерь по годам видно, что большие потери были в 2010, 2011 годах. В 2012 году в год установки системы АИИСКУЭ видно резкое снижение потерь приблизительно в 1,5 раза. В 2013, 2014, 2015 годах потерь изменялись относительно друг - друга незначительно. В 2016 году произошел небольшой рост потерь электроэнергии из-за выхода приборов учета и концентраторов, что привело к снижению процента опроса приборов учета электроэнергии. Потери в сравнении 2013 года с 2015 годом разница в 3 раза. Что говорит о высокой эффективности внедрения системы АИИСКУЭ.

Для улучшения опроса необходима заменить концентраторы на устойчивые к перепадом напряжения и установить ограничители перенапряжения (ОПН). Своевременно производить замену приборов учета, концентраторов вышедших из строя для правильной картины потребления электроэнергии.

Анализируя потребления электроэнергии до и после установки приборов учета системы АИИСКУЭ видно, что произошло значительное снижение потребления электроэнергии почти в два раза. Соответственно и снизились потери электроэнергии почти в три раза. Качество электроэнергии после установки системы АИИСКУЭ стало значительно лучше, частично были заменены ввода в дома с голого провода на СИП.

Уменьшилось количество технологических нарушений в сетях 0,4 кВ.

Для качественного приема и передачи сигнала необходимы хорошие линии электропередачи, а также применения по необходимости фильтров, для сглаживания частотных помех от электроприборов потребителей.

Помехи вызывают в большей степени старые телевизоры и другие старые бытовые приборы.

На линиях снижение уровня сигнала происходит из за плохого соединения проводов и большой длины. Из-за этого пришлось устанавливать дополнительные концентраторы для повышения уровня сигнала достаточного, для качественного приема данных маршрутизаторами.

В наше время для снижения потерь в линиях необходимо применение новых технологий и материалов, что позволит снизить технические потери на передачу электроэнергии. Для снижения хищения электроэнергии необходимо периодически проводить осмотр линий ВЛ-0,4 кВ, производить проверку приборов учета на исправность и отсутствия воздействия на прибор учета.

В последнее время выросло применение магнитов для остановки счетного механизма, а также появились приборы учета со встроенным реле отключающим цепи учета электроэнергии дистанционно. Для недопущения возможности хищения электроэнергии сетевой компании желательно устанавливать самые приборы учета, с применением систем АИИСКУЭ.

5 Экономическая эффективность установки

На фидере 29-04 было установлено однофазных приборов учета в количестве 461 шт. Трехфазных приборов учета прямого включения в количестве 91 шт. трехфазных приборов учета трансформаторного включения 25 шт. Трансформаторов тока 75шт. Пластиковых щитов однофазных 461 шт. Пластиковых щитов трехфазных 91 шт. Металлические щиты трехфазные 22 шт. Щит металлический для концентраторов 40 шт. Концентраторы 120 шт. Маршрутизаторы 18 шт. и т.д.

Цены на оборудования Меркурий взяты из прайса [14].

Цены на кабельную продукцию взяты из прайса [15].

Таблица 5.1 - Стоимость материалов для монтажа системы АИИСКУЭ

Наименование	Количество	Цена за 1 штуку	Итого
1	2	3	4
3-х фазный прибор учета прямого включения	91	1464,9	133305,9
3-х фазный прибор учета трансформаторного включения	25	1706,9	42672,5
1 фазный прибор учета	461	719,8	331827,8
Пластиковый щит однофазный	461	860,49	396685,9
Пластиковый щит трехфазный	91	1360,49	123804,6
Металлический щит трехфазный	22	1011	22242
Трансформатор тока 400/5	9	503,15	4528,35
Трансформатор тока 300/5	9	503,15	4528,35
Трансформатор тока 200/5	9	429	3861
Трансформатор тока 150/5	3	429	1287
Трансформатор тока 100/5	12	429	5148
Трансформатор тока 600/5	27	662,69	17892,63
Трансформатор тока 75/5	6	468	2808
Провод АВВГ 2х10 в метрах	9220	8,7	80214
АВ трех полюсный 25ампер	91	250	22750
АВ двух полюсный 50ампер	461	130	59930
Провод АВВГ 4х10 в метрах	1820	16	29120
Провод ВВГ 3х2,5 в метрах	250	21,78	5445
Щит металлический для концентраторов	40	1011	40440
Концентратор	120	2037,9	244548
Маршрутизатор	18	3941,7	70950,6
Лента сип в метрах	3600	1237(50м)	89064
Скрепа крепежная	1200	560(100шт)	6720
Итого			1739774

Таблица 5.2 - Стоимость работы по монтажу приборов учета и оборудования

Наименование работ	Количество	Стоимость работы	Итого
1	2	3	4
Монтаж однофазного прибора учета	461	1500	691500
Монтаж трехфазного прибора учета	91	2500	227500
Монтаж трехфазного прибора учета трансформаторного включения	25	3000	75000
Монтаж концентраторов	40	1000	40000
Итого			1034000

По данным показателей потерь, по линиям 6/0,4 кВ для Ф 29-04 с наглядной динамики по годам в рублях, введем в таблицу 5.3 и построим графики.

Таблица 5.3 - Показатели потерь Ф 29-04 в рублях по годам

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
1	2	3	4	5	6	7
5903898	2615763	1371215	782730,4	1003929	969339,2	1738604

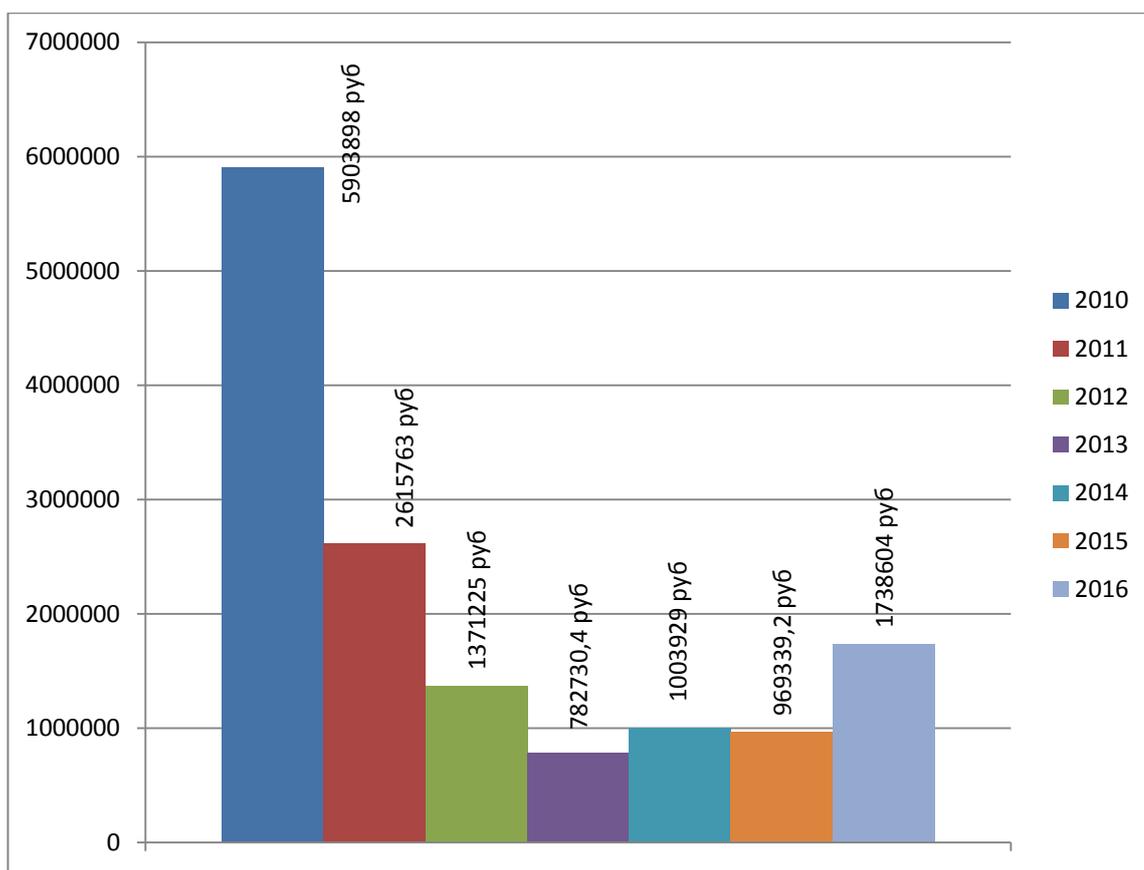


Рисунок 5.1 - График потерь в рублях по годам

Таблица 5.4 - Затраты на оплату потерь согласно тарифу

года	потери кВт/час	Тариф оплаты потерь руб ·кВт· час	Затраты на оплату потерь руб.	Затраты на оплату потерь за год руб.
1	2	3	4	5
2010	4309415	1,37	5903898	5903898
2011	2788660	0,938	2615763	2615763
2012	582740,1	1,18	687633,3	1371215
2012	569651,2	1,2	683581,4	
2013	312359,2	1,2	374831	782730,4
2013	313768,7	1,3	407899,3	
2014	415499,3	1,3	540149,1	1003929
2014	331271,6	1,4	463780,2	
2015	294828,9	1,4	412760,5	969339,2
2015	347861,7	1,6	556578,7	
2016	322236,6	1,6	515578,6	1738604
2016	679458,6	1,8	1223025	

По таблице 5.3 и рисунку 5.1 потерь в рублях по месяцам в сети для Ф29-04 видно, что в 2011 году по сравнению с 2010 годом произошло снижение потерь в деньгах за счет проведения рейдов по выявлению безучетного

потребления электроэнергии, установки системы АИИСКУЭ, и за счет снижения тарифа по оплате потерь «Хакасэнерго».

В 2012 году производилась наладка опроса и приемка на коммерческие расчеты приборов учета, что естественно снизило потери и их оплату.

В 2013, 2014 годах происходил рост оплаты потерь за счет повышения тарифа по оплате потерь «Хакасэнерго».

В 2015 год самый оптимальный по год по потерям для сравнения потерь до установки и после установки системы АИИСКУЭ.

В 2016 год произошел рост оплаты за потери в связи с небольшим ростом потерь и тарифа на оплату потерь.

Всего затраты на систему АИИСКУЭ составили из затрат на материалы и приборы учета, а так же затраты на монтаж системы учета все это составило 2773774 рублей. В 2012 году по сравнению с 2011 годом экономия после установки составила 1244508 рублей, а 2011 год с 2013 годом экономия составила 1833032,6 рублей. За два года экономия на потерях по сравнению с потерями 2011 года составила 3077540,6 рублей. Видно, что окупаемость вложений на систему АИИСКУЭ составляет менее двух лет.

За счет установки системы АИИСКУЭ снизилось потребление электроэнергии и повысилось качество. Жалобы населения на низкое качество напряжения прекратились, что говорит о высоком положительном эффекте её внедрения.

6 Расчет технических потерь по фидеру 29-04 в линиях 0,4 кВ

Произведем расчет технических потерь на примере потребления января 2015 года.

Рассмотрим метод основанный на связи между потерями напряжения и потерями мощности в сети до 1000 В. Его удобно использовать в условиях эксплуатации, когда потери напряжения от источника питания до наиболее электрически удаленной точки сети могут быть найдены на основании замеров. [16, с. 397]

Для участка сети с сопротивлением R и наибольшей нагрузкой на конце линии $I_{нб}$ потери мощности в процентах относительно передаваемой мощности можно записать в виде:

$$\Delta P_{нб} = \frac{3I_{нб}^2 R}{\sqrt{3}U_{ном}I_{нб}\cos\phi} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{3}I_{нб} R}{U_{ном}I_{нб}\cos\phi} \cdot 100\% \quad (6.1)$$

Потери напряжения в режиме наибольшей нагрузки в процентах относительно номинального напряжения:

$$\Delta U_{нб} = \frac{\sqrt{3}I_{нб} (R\cos\phi + X\sin\phi)}{U_{ном}} \cdot 100\% \quad (6.2)$$

Тогда:

$$\frac{\Delta P_{нб}}{\Delta U_{нб}} = \frac{R}{(R\cos\phi + X\sin\phi) \cdot \cos\phi} \quad (6.3)$$

Отсюда:

$$\Delta P_{нб} = k_{нм} \cdot \Delta U_{нб} \% \quad (6.4)$$

При неравномерной нагрузке фаз более 10% коэффициент $k_{нм} = 0,6$ [17].
Потери энергии в О.Е. в зависимости от времени максимальных нагрузок:

$$\Delta W = \Delta P_{нб} \cdot \tau, \quad (6.5)$$

где τ – число часов максимальной нагрузки.

Найдем абсолютную величину потерь:

$$\Delta W_c = \frac{\Delta W}{100\%} \cdot W_c, \quad (6.6)$$

где W_c – электроэнергия отпускаемая в сеть за расчетный период.

Расчетаем падение напряжения на примере ТП 29-04-01

$$\Delta U_{нб} = \frac{\sqrt{3} \cdot 25 (0 \cdot 0,62 + 0 \cdot 0,43)}{380} \cdot 100\% = 0 \%$$

Расчетаем потерю мощности

$$\Delta P_{\text{нб}} = 0,6 \cdot 0 = 0\%.$$

Расчитаем энергии в О.Е. в зависимости от времени максимальных нагрузок

$$\Delta W = 0 \cdot 240 = 0 \text{ О.Е.}$$

Расчитаем абсолютную величину потерь

$$\Delta W_{\text{с}} = \frac{0}{100\%} \cdot 5446 = 0 \%$$

Далее для остальных ТП расчет проведем в программе Excel и занесем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Показатели технических потерь в сети 0,4кВ

	Кнш	ток ВЛ-0,4кВ	Длина ВЛ,км	передов . Мощн. кВт·час	линии, м/км	линии, м/км	sin	cos	Uном ,	ΔU нб, %	ΔPнб, %	τ, час макс	ΔW ,о.е.	ΔWс потер и в %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП 29-04-01	0,6	25	0	5446	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-02	0,6	0	0	1	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-04	0,6	20	0	1632	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-05	0,6	10	0,08	1	0,92	0,336	0,62	0,43	380	0,11	0,08	240	18,07	0,18
ТП 29-04-06	0,6	7	0	1039	0,92	0,336	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-07	0,6	6	1,12	245	0,64	0,325	0,62	0,43	380	0,73	0,5	240	0,49	1,2
ТП 29-04-08	0,6	5	2	33390	0,92	0,336	0,62	0,43	380	1,38	0,94	240	0,006	2,26
ТП 29-04-09	0,6	5	3,48	59361	0,92	0,336	0,62	0,43	380	2,41	1,64	240	0,007	3,93
ТП 29-04-10	0,6	4	2,6	16490	1,28	0,345	0,62	0,43	380	1,82	1,24	240	0,018	2,97
ТП 29-04-11	0,6	6	3,72	35362	1,28	0,345	0,62	0,43	380	3,91	2,66	240	0,018	6,38
ТП 29-04-12	0,6	10	0,8	39362	0,64	0,325	0,62	0,43	380	0,87	0,59	240	0,004	1,43
ТП 29-04-13	0,6	10	2,71	46181	0,64	0,325	0,62	0,43	380	2,96	2,01	240	0,01	4,83
ТП 29-04-14	0,6	0	1,98	58603	0,92	0,336	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-15	0,6	0	0	2092	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-16	0,6	0	0	1	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-17	0,6	15	0,68	11616	0,64	0,325	0,62	0,43	380	1,11	0,76	240	0,016	1,82
ТП 29-04-18	0,6	0	0	1	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-19	0,6	12	0,32	9486	0,92	0,336	0,62	0,43	380	0,53	0,36	240	0,009	0,87
ТП 29-04-20	0,6	11	1,442	62470	0,92	0,336	0,62	0,43	380	2,2	1,49	240	0,006	3,58
ТП 29-04-201	0,6	0	0	14257	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-22	0,6	0	0	4352	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-23	0,6	0	0	2211	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-24	0,6	0	0	2154	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0
ТП 29-04-мегафон	0,6	0	0	585	0	0	0,62	0,43	380	0	0	240	0	0

По данным полученных ранее заносим в таблицу 6.2 потери фактические по годам в кВт·час, % и рублях. Технические потери рассчитываем из хода, из расчетного значения в % предприятием по всему фидеру 29-04. Коммерческие потери это разница фактических потерь и технических [18].

Таблица 6.2 - Показатели технических, фактических и коммерческих потерь Ф 29-04

1	ΔWфакт			ΔWтехн			ΔWкоммер.		
	кВт·час	%	руб	кВт·час	%	руб	кВт·час	%	руб
2010	4197000	55,96	4448820	298500	3,98	316410	3898500	51,98	4132410
2011	2767050	42,9	3265119	256710	3,98	302917,8	2510340	38,92	2962201,2
2012	1130880	18,6	1334438,4	241984	3,98	285541,1	888896	14,62	1048897,3
2013	675719	13,07	810862,8	205766	3,98	246919,2	469953	9,09	563943,6
2014	727870	14,3	1019018	202582	3,98	283614,8	525288	10,32	735403,2
2015	599760	12,6	959616	189448	3,98	303116,8	410312	8,62	656499,
2016	964778	18,77	1736600,4	204572	3,98	368229,6	760206	14,79	1328370,8

По таблице 6.2 построим графики сравнения потерь в кВт·часах, рублях и %.

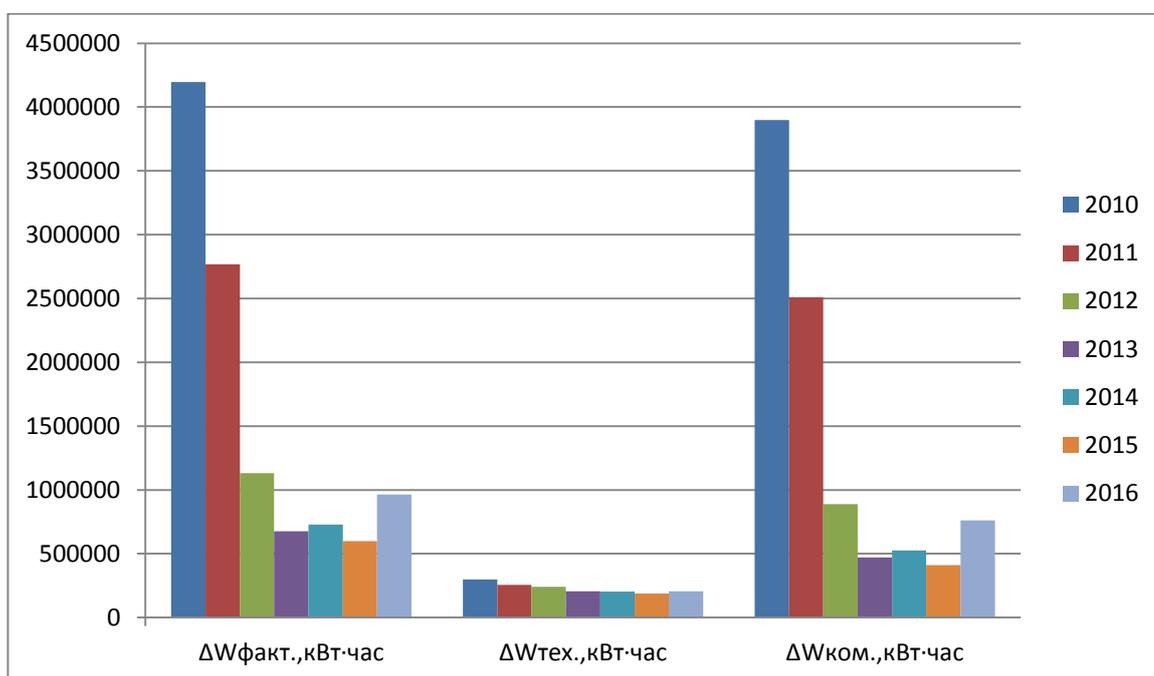


Рисунок 6.1 - График сравнения потерь фактических, технических, коммерческих в кВт·час Ф 29-04

По таблице 6.2 и рисунку 6.1 видно, что технические потери до внедрения системы АИИСКУЭ больше, за счет большого отпуска в сеть. При внедрении системы произошло снижение коммерческих потерь, уменьшилось безучетное потребление. Технические потери снизились за счет снижения отпуска в сеть.

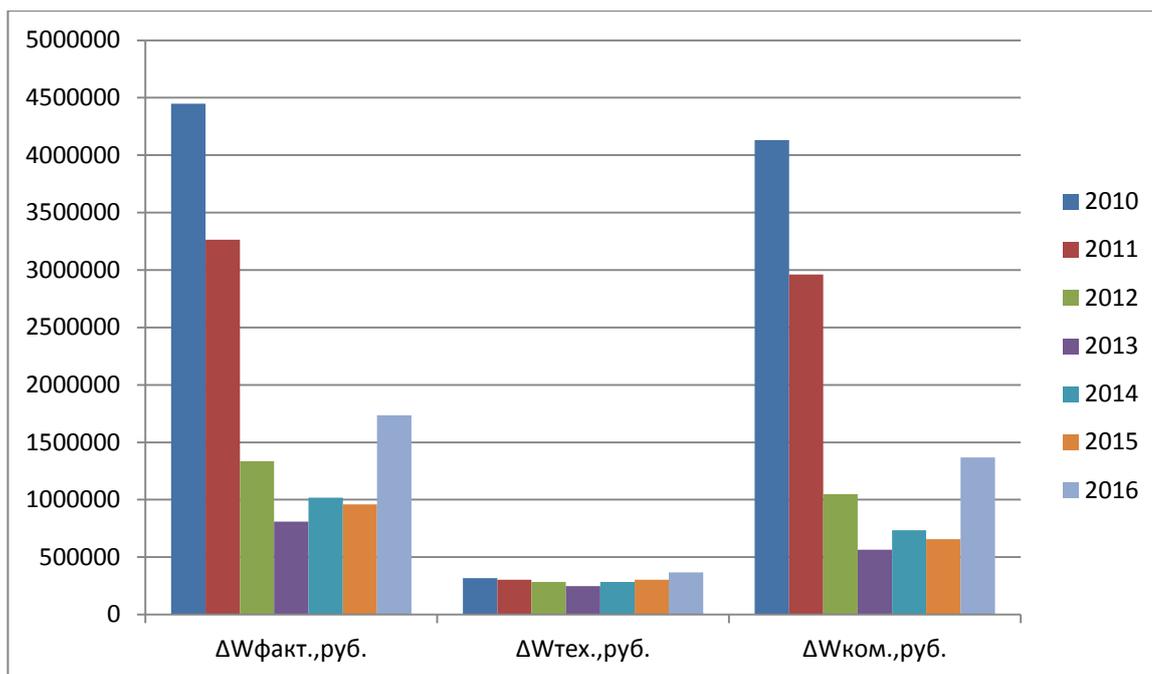


Рисунок 6.2 - График сравнения потерь фактических, технических, коммерческих в рублях Ф 29-04

По таблице 6.2 и рисунку 6.2 видно, что затраты на оплату технических потерь до внедрения системы АИИСКУЭ и после наладки почти неизменились. При внедрении системы произошло небольшое снижение затрат на оплату коммерческих потерь. Но в 2013 году произошел рост оплаты за технические потери из-за значительного увеличения стоимости оплаты за потери. Коммерческие потери уменьшились более чем в 3-раза даже при росте тарифа на оплату потерь.

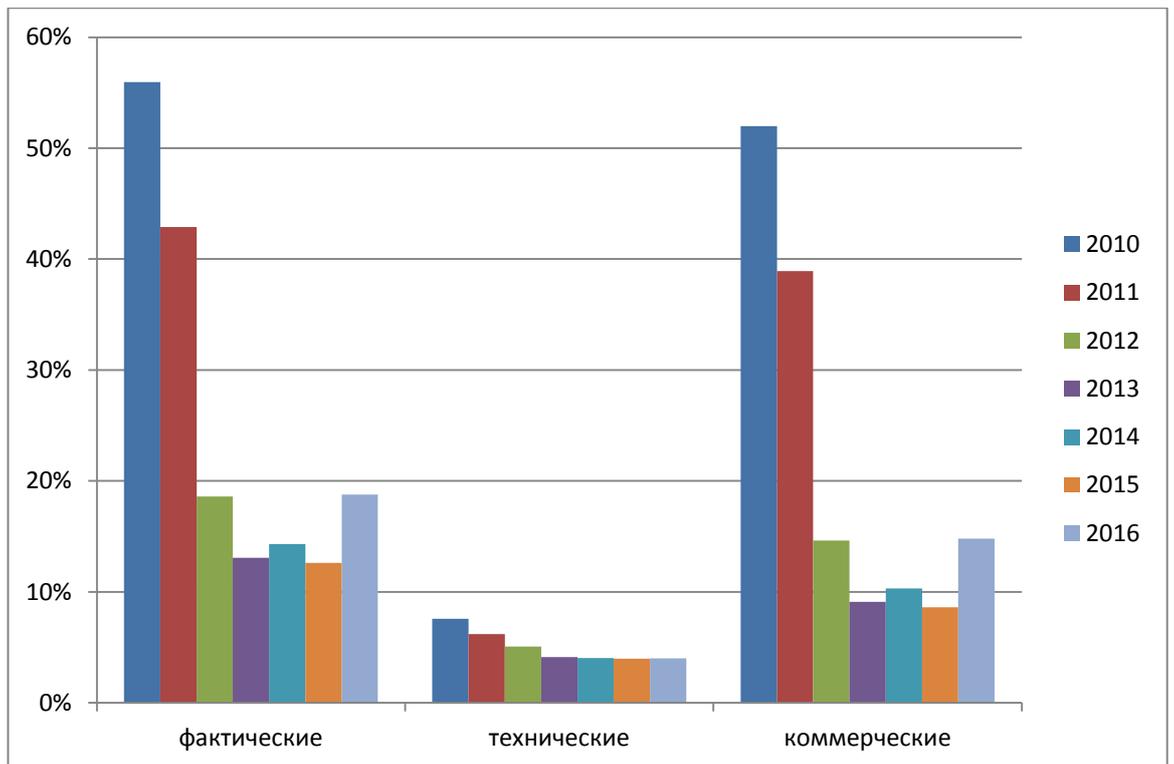


Рисунок 6.3 - График сравнения потерь фактических, технических, коммерческих в % Ф 29-04

По таблице 6.2 и рисунку 6.3 видно, что фактические и коммерческие потери снизились почти в четыре раза после установки системы АИИСКУЭ. Что позволяет сделать вывод о правильности внедрения и уменьшении потерь до необходимых показателей. Технические потери зависят от нагрузки на линии. Чем больше отпуск в сеть тем больше технических потерь.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе произведен анализ внедрения системы АИИСКУЭ на ПС «Белоярская» Ф 29-04. Проведя анализ внедрения системы АИИСКУЭ видно, что окупаемость на ее внедрения очень высока, что говорит о правильности внедрения. Применение данной системы позволяет значительно снизить нагрузки на линии, что позволяет производить дополнительные присоединение и увеличение полезного отпуска в сеть. Освободилось в данном случае около 30% мощности ранее приходившейся на потери. Для уменьшения потерь от хищения электроэнергии рационально применения данных систем или чтобы сетевая компания сама производила замену приборов учета и производила сома присоединение новых потребителей. В процессе эксплуатации проявились недостатки оборудования, со временем в концентраторах приходит в негодность батарея питания памяти настроек. При отключении или скачке напряжения происходит сброс настроек сети, до заводских из-за чего пропадает опрос приборов.

Для еще большего уменьшения потерь необходимо систематически производить осмотр фонарей уличного освещения и своевременного выявления приборов учета электроэнергии вышедших из строя. Для снижения технических потерь необходимо заменить голый провод на СИП и незагруженные трансформаторы на менее мощные.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Хакасэнерго – МРСК Сибири [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.mrsk-sib.ru> (дата обращения: 25.04.17).
2. Приказ Министерства энергетики РФ от 30.12.2008 г. № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://base.garant.ru/195516/#friends> (дата обращения: 25.04.17).
3. Приказ Росстата от 01.10.2012 №509 « Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за деятельностью предприятий и организаций в сфере производства и распределения электрической энергии». [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://legalacts.ru/doc/prikaz-rosstata-ot-01102012-n-509-ob/>(дата обращения: 25.04.17).
4. Энергосбережение Коммерческие потери электроэнергии и их снижение[Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.energoser18.ru> (дата обращения: 26.04.17).
5. ГОСТ 6570-96 Счетчики электрические активной и реактивной энергии индукционные. Общие технические условия. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://standartgost.ru/g/ГОСТ_6570-96/(дата обращения: 25.04.17).
6. ГОСТ Р 52321-2005 (МЭК 62053-11:2003) Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 11. Электромеханические счетчики активной энергии классов точности 0,5; 1 и 2. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200039095> (дата обращения: 26.04.17).
7. Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ivo.garant.ru/#/document/12161093/paragraph/2914:0> (дата обращения: 26.04.17).
8. РД 34.09.254 «Инструкция по снижению технологического расхода электрической энергии на передачу по электрическим сетям энергосистем и энергообъединений». [Текст] И 34-70-028-86», М. : СПО Союзтехэнерго, 1987
9. Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://ivo.garant.ru/#/document/57500322/paragraph/33264:2> (дата обращения: 26.04.17).
10. РД 34.09.101-94 Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://znaytovar.ru/gost/2/RD_340910194_Tipovaya_instrukc.html
11. Счётчик электрической энергии. [Электронный ресурс] // Википедия. Свободная энциклопедия – Режим доступа:

https://ru.wikipedia.org/wiki/Счётчик_электрической_энергии (дата обращения: 28.04.17).

12. Заметки электрика. Индукционный и электронный счетчик — что лучше? [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://zametkielectrika.ru/indukcionnyj-i-elektronnyj-schetchnik-chto-luchshe/>

13. Счетчики меркурий. [Электронный ресурс] // – Режим доступа: <http://www.incotexcom.ru/counters.htm>

14. Прайс-лист на счетчики электрической энергии «Меркурий» 29.04.2010г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.elpromrit.com/price/data/Merkuriy.pdf> (дата обращения: 28.04.17).

15. Прайс-лист на кабельную продукцию от 02.08.2010г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.eti.su/price/cable/power/power_1746.html (дата обращения: 28.04.17).

16. Герасименко, А. А. Передача и распределение электрической энергии [Текст]: учеб. пособие.; допущено МО РФ/ А. А. Герасименко, В. Т. Федин; Красноярский государственный технический университет. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. – 808с.

17. Методические рекомендации по определению потерь электрической энергии в городских сетях напряжением 10(6)-0,4 кВ. [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.infosait.ru/norma_doc/45/45970/ (дата обращения: 29.05.17).

18. Методика Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://znaytovar.ru/gost/2/metodikametodika_rascheta_norm.html (дата обращения: 29.05.17).

19. Методика расчета потерь электроэнергии при установке приборов учета не на границе балансовой принадлежности. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://pandia.ru/text/78/162/79864.php> (дата обращения: 29.05.17).

20. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 № 442 (ред. от 11.05.2017) "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии". [Электронный ресурс] – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_130498/f7e45d62c761d80c96cf15943de9a3bd8363ac90/ (дата обращения: 29.04.17).

21. Приказ Министерства энергетики РФ от 7 апреля 2010 г. № 149 "Об утверждении порядка заключения и существенных условий договора, регулирующего условия установки, замены и (или) эксплуатации приборов учета используемых энергетических ресурсов". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://base.garant.ru/12176930/#ixzz4jTB9CoWu> (дата обращения: 30.04.17).

22. Коммерческие потери электроэнергии и их снижение. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://energoserber18.ru/energoseberezhenie/propaganda/publikaczii/kommercheskie-poteri-elektroenergii-i-ix-snizhenie.html> (дата обращения: 30.04.17).

23. Мероприятия по снижению потерь электроэнергии Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/5685876/> (дата обращения: 01.05.17).

24. Пути снижения потерь электроэнергии в электрических сетях. [Электронный ресурс] – Режим доступа: https://www.enelux.ru/puti_snizhenija_poter_elektoenergii_v_elektricheskix_setyah/ (дата обращения: 02.05.17).

25. Современные автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов (АСКУЭ). [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://refleader.ru/polatyrnayfsbew.html> (дата обращения: 05.05.17).

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

« _____ » _____
(дата)

(подпись)

А.С. Шаталов
(ФИО)