

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра Электроснабжение и электротехника

(наименование)

13.03.02. Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в системе
электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Обучающийся

В.О. Лебедик

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. И. В. Горохов

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

Аннотация

Целью работы является ретроспективный анализ потерь электроэнергии в сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» с последующей разработкой мероприятий по минимизации потерь электроэнергии на объекте исследования.

Проведена непосредственная разработка мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в электрической сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», включающая следующие исследования: анализ потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия, выбор и описание мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия, разработка плана по реализации указанных мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в электрической сети ООО «Газпром трансгаз Сургут».

С целью практической минимизации потерь электроэнергии проведена реконструкция одной из ТП-6/0,4 кВ ООО «Газпром трансгаз Сургут», включающая замену масляных силовых трансформаторов на сухие, с последующим выбором нового конструктивного типа распределительных устройств на данной подстанции, а также реконструкцией отходящих к потребителям кабельных линий напряжением 0,38/0,22 кВ, которая осуществляется путём замены кабелей на перегруженных участках сети.

Проведено технико – экономическое обоснование внедрения предложенных мероприятий по реконструкции ТП-6/0,4 кВ и отходящих кабельных линий к потребителям напряжением 0,38/0,22 кВ ООО «Газпром трансгаз Сургут», на основе чего обоснована техническая и экономическая целесообразность внедрения предложенных мероприятий по минимизации потерь электроэнергии. Предложенные в работе практические мероприятия по снижению потерь электроэнергии для внедрения в схеме электрических соединений объекта, позволят значительно повысить показатели надёжности, безопасности и экономичности объекта исследования.

Содержание

Введение	4
1 Характеристика предприятия и проблемы потерь электроэнергии	7
1.1 Основные сведения о проблемах потерь электроэнергии в системах электроснабжения	7
1.2 Краткая характеристика предприятия	20
1.3 Анализ потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия	26
2 Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия	30
2.1 Разработка комплекса мероприятия по снижению потерь электроэнергии	30
2.2 Расчёт исходных данных для обоснования мероприятий	35
2.3 Реконструкция кабельных сетей	42
2.4 Реконструкция подстанции ТП-6/0,4 кВ	47
3 Технико – экономическое обоснование внедрения мероприятий по снижению потерь	55
3.1 Технико – экономическое обоснование реконструкции кабельных сетей	55
3.2 Технико – экономическое обоснование реконструкции ТП-6/0,4 кВ ..	61
Заключение	66
Список используемых источников	69

Введение

Экономическая эффективность использования электроэнергии в современном мире значительно возросла. Сегодня невозможно представить жизнь общества без электроэнергии.

При этом, рассматривая весь цикл передачи и потребления электроэнергии, можно отметить то, что одним из основных элементов при передаче электроэнергии к потребителям в системах электроснабжения всех типов, являются понижающие трансформаторные подстанции.

Из всех типов подстанций, современные понизительные трансформаторные подстанции переменного тока сегодня наиболее широко распространены в системах электроснабжения. Известно, что именно через подстанции энергосистемы с помощью кабельных и воздушных линий, осуществляется передача и распределение электрической энергии.

Основной задачей современных электрических сетей является передача и распределение электрической энергии, полученной от распределительных пунктов энергосистемы, конечным потребителям. Известно, что данный процесс сопровождается потерями активной мощности [2].

Потери активной мощности в электрических сетях являются одним из важных показателей экономичности работы энергоснабжающих компаний, характерным показателем технического состояния электросетей, метрологического соответствия расчетных средств измерительной техники, эффективности функционирования энергетического надзора и сбытовой деятельности в электроэнергетической отрасли [5].

Минимизация потерь электроэнергии является одной из важнейших задач энергосбережения отечественной электроэнергетики [6]. Современные промышленные предприятия всё чаще обращают внимание на данную проблему по причине непосредственной возможности уменьшить экономические расходы и значительно улучшить технико – экономические показатели своих систем электроснабжения.

Актуальность работы обусловлена, с одной стороны, необходимостью минимизации потерь электроэнергии до нормативных значений согласно требованиям, а с другой стороны тем фактом, что снижение потерь активности мощности заметно улучшает технико-экономические показатели и выгодно предприятию.

Целью работы является ретроспективный анализ потерь электроэнергии в сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» с последующей разработкой мероприятий по минимизации потерь электроэнергии на объекте исследования.

Объектом исследования являются электрические сети ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Предметом исследования является потери электроэнергии в сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Работа состоит из трёх разделов и выполняется согласно требованиям методических указаний с использованием принятых расчётных методик и нормативных положений основных документов.

Для достижения поставленной цели, в работе осуществляется решение следующих основных задач:

- на основании анализа технической литературы по данной тематике, рассмотрены вопросы, связанные с основными теоретическими сведениями и вопросами, относящихся к потерям электроэнергии, описана структура, нормирования и мероприятия по минимизации потерь электроэнергии;
- проведена непосредственная разработка мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в электрической сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», включающая следующие исследования: анализ потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия, выбор и описание мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия, разработка плана по реализации указанных мероприятий по минимизации потерь

электроэнергии в электрической сети ООО «Газпром трансгаз Сургут»;

- с целью практической минимизации потерь электроэнергии проведена реконструкция одной из ТП-6/0,4 кВ ООО «Газпром трансгаз Сургут», включающая замену масляных силовых трансформаторов на сухие, с последующим выбором нового конструктивного типа распределительных устройств на данной подстанции, а также реконструкцией отходящих к потребителям кабельных линий напряжением 0,38/0,22 кВ, которая осуществляется путём замены кабелей на перегруженных участках сети;
- проведено технико – экономическое обоснование внедрения предложенных мероприятий по реконструкции ТП-6/0,4 кВ и отходящих кабельных линий к потребителям напряжением 0,38/0,22 кВ ООО «Газпром трансгаз Сургут», на основе чего обоснована техническая и экономическая целесообразность внедрения предложенных мероприятий по минимизации потерь электроэнергии.

В работе применяются следующие методы исследований: анализ нормативных документов и учебной технической литературы, индуктивный и дедуктивный методы анализа, методы расчёта электрических цепей, методы сравнения, метод теории погрешностей, аналитический метод. Экспериментальные исследования выполняются с применением методов обработки данных.

Предложенные в работе практические мероприятия по снижению потерь электроэнергии для внедрения в схеме электрических соединений объекта, позволят значительно повысить показатели надёжности, безопасности и экономичности объекта исследования.

Для проверки достоверности полученных результатов применяется метод планирования эксперимента. Все принятые решения подтверждаются на основании полученных результатов расчётов с применением аналитического метода анализа.

1 Характеристика предприятия и проблемы потерь электроэнергии

1.1 Основные сведения о проблемах потерь электроэнергии в системах электроснабжения

Прежде всего в работе необходимо рассмотреть факторы, которые приводят к потере электроэнергии в распределительных сетях и на подстанциях.

Потери активной мощности в электрических сетях являются одним из важных показателей экономичности работы энергоснабжающих компаний, характерным показателем технического состояния электросетей, метрологического соответствия расчетных средств измерительной техники, эффективности функционирования энергетического надзора и сбытовой деятельности в электроэнергетической отрасли [5].

Минимизация потерь электроэнергии является одной из важнейших задач энергосбережения отечественной электроэнергетики [6].

Современные промышленные предприятия всё чаще обращают внимание на данную проблему по причине непосредственной возможности уменьшить экономические расходы и значительно улучшить технико – экономические показатели своих систем электроснабжения.

«После проведённого анализа литературы по тематике работы, можно выделить следующие основные факторы, которые в наибольшей мере приводят к потерям электроэнергии в современных отечественных системах электроснабжения» [12]:

- «недостаточная фактическая загрузка электрооборудования и сетей, не соответствующая нормативной проектной загрузке [13,14]. Многие авторы данный фактор выделяют как наиболее важный, причём, проблема здесь состоит в недогрузке оборудования (например, силовых трансформаторов), вследствие чего значительно увеличиваются потери холостого хода и реактивная составляющая»

[15,16]. Известно, что чем ниже загружено любое оборудование, тем больше будет реактивная составляющая, провоцирующая увеличение перетоков реактивной мощности и, как следствие, увеличение потерь электроэнергии. Такой процесс является опасным с технической точки зрения, так как передаётся по сетям к другим потребителям энергосистемы;

- «неконтролируемая фактическая перегрузка электрооборудования и сетей. Речь идёт также о неконтролируемом подключении нагрузки новых потребителей к электрическим сетям, вследствие чего последние выходят из строя. В этом случае будет значительно увеличиваться доля нагрузочных потерь в сетях, что также имеет значительный негативный эффект» [10]. С увеличением доли потерь, также значительно падает надёжность, так как оборудование будет работать продолжительное время со значительной перегрузкой. Особенно такой негативный процесс наблюдается на перегруженных участках кабельных линий электропередач;
- «значительное удаление потребителей электроэнергии от их источников, что влечёт значительные потери напряжения на концах сетей потребителей, нарушение оптимального технологического режима и увеличение потерь электроэнергии» [13]. В данном случае, помимо потерь электроэнергии, при значительном удалении сети от своих потребителей, также будет наблюдаться значительные потери мощности и напряжения, что приводит к выходу из строя многих чувствительных потребителей;
- «неправильная и (или) недостаточная компенсация реактивной мощности, избыточная компенсация реактивной мощности, ошибки расчётов и проектирования» [14];
- «низкий уровень автоматизации и диспетчеризации режимов электрических сетей» [12,13]. Применение ручного регулирования в сетях негативно сказывается на регулирования режимов и параметров

- во всей системе и сети. Особенно важна автоматическая частотная разгрузка, которая автоматически переключает режимы работы энергосистемы в нужный режим при её загрузке реактивной мощностью или изменении частоты сети;
- «значительные потери холостого хода в электрических сетях и электрооборудовании потребителей вследствие их крайне низкой загрузки» [17]. При проектировании и эксплуатации оборудования, в первую очередь необходимо учитывать их загрузку активной мощностью. В большинстве случаев, оптимальная загрузка оборудования зависит от многих факторов и составляет примерно 60-85%. Отклонение от этого предела в меньшую сторону, ведёт к увеличению нагрузочных потерь, в большую сторону – к перегрузке оборудования с последующим его износом и выходом из строя вследствие полной потери надёжности;
 - «коммерческие потери» [15]. Такой вид потерь характерен для распределительных сетей низкого напряжения в их распределительной части. Уменьшение коммерческих потерь является, в основном, не технической задачей и может быть реализовано с помощью организационных методов;
 - «отклонения параметров качества электроэнергии: нелинейность, нестационарность (для передвижных установок) и несимметрия в случае трехфазного питания потребителей» [17]. При этом особые требования предъявляются к параметрам частоты и напряжения. Их отклонение влечёт тяжёлые последствия для потребителей с потерей их работоспособности;
 - «ненормативные условия и большие погрешности систем учёта электроэнергии и телеизмерений» [16]. В данном случае необходимо применять новейшие разработки систем измерения, к которым относятся автоматические системы контроля и управления электроэнергией и электроснабжением: например, АСУЭ, АСКУЭ;

- «потери, возникающие из-за недоучёта перетоков мощности между сетями различных балансовых принадлежностей («транзитные потери»)» [11];
- «климатические потери электроэнергии, к которым относятся потери на корону и потери от токов утечки по изоляторам воздушных линий электропередачи в классах напряжения 110 кВ и выше» [23,24]. Кроме того, в последнее время рассматриваются другие факторы, влияющие на климатические потери вследствие воздействия климатических условий температуры, влажности и прочих факторов;
- «игнорирование должностных инструкций, обязанностей, нормативных положений и документов, халатность в работе обслуживающего и диспетчерского персонала» [14,16];
- «ошибки на стадии проектирования электрических сетей» [13,14]. Данный вопрос весьма актуален в последнее время по причине некачественного ввода многих распределительных объектов потребителей в эксплуатацию по «типичным» проектам, которые устарели. Также здесь следует сказать о низкой квалификации некоторых инженерно-проектировочных групп, вследствие чего данная проблема значительно усугубляется;
- «неравномерность технологического процесса, перекося графиков нагрузки» [15]. Следует выравнивать графики нагрузок в технологическом процессе, избегая резких перепадов и перекосов, что может привести к значительному увеличению потерь электроэнергии в сети;
- «износ электрических сетей и оборудования, моральное и техническое их старение» [14];
- «влияние топографических условий местности» [16] на потери ЭЭ.

Факторы, описанные в разделе, присущи подавляющему большинству отечественных электрических распределительных сетей и узловых подстанций систем электроснабжения.

Производственная себестоимость передачи и поставки электроэнергии, в соответствии с [8], состоит из прямых материальных затрат (расходов на топливо, воду, энергию, вспомогательные материалы, запасные части), заработной платы, отчислений на социальные мероприятия, амортизации основных средств, потерь электрической энергии, как показано на рисунке 1.

Поскольку составляющая стоимости технологических затрат имеет сравнительно большой удельный вес, то они выделены в отдельную статью расходов.

Во время передачи электроэнергии по сети в каждом её элементе возникают потери.

С точки зрения экономики, потери – это часть электроэнергии, которая не дошла до конечных потребителей, то есть разница между электроэнергией, поступившей в сеть и реализованной потребителям.

Для того, чтобы определить составляющие потерь в энергетической сети, разработать мероприятия и оценить их целесообразность, приводится структура, показывающая место потерь электроэнергии в электросетевом хозяйстве типичного предприятия (рисунок 1) [8].



Рисунок 1 – Состав затрат типичного предприятия (потребителя)

Как видно из рисунка 1, в состав затрат предприятий входят расходы на оплату потерь электроэнергии, поэтому они должны быть учтены и минимизированы.

Для этого их в первую очередь необходимо детально проанализировать и классифицировать.

«При анализе потерь электроэнергии принято также классифицировать их по следующим двум критериям» [9]:

- «по классу напряжения и схемам электроснабжения электрической сети» [9];
- «по причинам возникновения потерь».

По первому критерию различают» [9]:

- потери электроэнергии в магистральных сетях;
- потери электроэнергии в замкнутых сетях;
- потери электроэнергии в радиальных сетях.

Потери электроэнергии (отчётные или фактические потери) можно условно разделить на технологические и коммерческие [9].

В общем случае фактические (отчётные) потери электроэнергии определяются разницей между электроэнергией, которая поступила в сеть и электроэнергией, которая отпущена потребителям.

Как правило, данная разница определяется по показаниям счётчиков источника и потребителя.

Технологические потери обусловлены непосредственно технологическим процессом передачи электроэнергии по сетям, а также показателями учета ее получения в сеть и отпуска.

Технологические потери состоят из технических, коммерческих и инструментальных потерь электроэнергии.

Принятая классификация потерь ЭЭ включает в себя следующие основные составляющие, которые представлены и описаны в работе выше с учётом их природы:

- «технические потери $\Delta P_{техн.}$ – это потери, возникающие вследствие физических процессов в электрооборудовании и сетях» [9];
- «коммерческие потери $\Delta P_{ком.}$ – обусловлены различного рода хищениями электроэнергии и несвоевременной её оплатой» [5,13];
- «инструментальные потери $\Delta P_{инстр.}$ – возникают вследствие систематических погрешностей измерительных приборов систем учёта и контроля электроэнергии» [5,13];
- «потери на собственные нужды $\Delta P_{с.н.}$ – учитывают потери в электроустановках системы собственных нужд» [5,13].

«Известно, что в любой электрической сети отчётные (фактические) потери электроэнергии будут определяться суммой составляющих» [5,13]:

$$\Delta P_{факт} = \Delta P_{техн.} + \Delta P_{ком.} + \Delta P_{инстр.} + \Delta P_{с.н.}, \text{ кВт} \cdot \text{ч.} \quad (1)$$

Рассмотренная выше структура потерь электроэнергии представлена на рисунке 2.



Рисунок 2 – Классификация потерь электроэнергии в распределительных сетях

Методы и мероприятия по минимизации потерь электроэнергии являются ключевыми практическими инструментами для достижения цели уменьшения потерь в электрических сетях, поэтому напрямую регламентируются государственной политикой страны и отражены во многих законах и актах [15].

При этом основная задача в отношении эффективности функционирования общенациональной энергосистемы озвучена в [7,9]: «снижение потерь электроэнергии в электрических сетях до 8 % в 2025 году» [9] и до уровня 6-6,5 % до 2030 года.

«В связи с необходимостью управлять значением потерь электроэнергии в электрических сетях, возникают две основные задачи, которые отличаются способами и средствами достижения конечной цели (рисунок 3)» [8].

Однако эти две задачи дополняют друг друга, образуя в совокупности комплексную структуру задач по управлению потерями электроэнергии в электрических сетях энергетических систем.

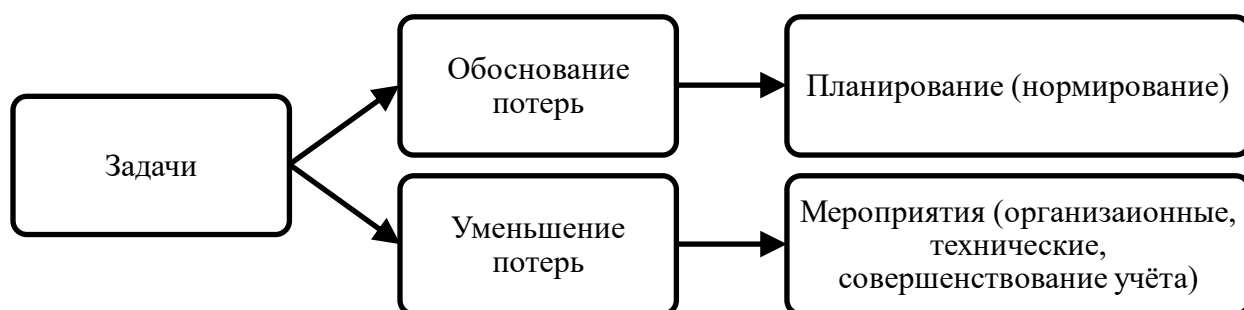


Рисунок 3 – Структура задач по управлению потерями электроэнергии в системах электроснабжения

«Первая задача – это обоснование допустимого значения потерь электроэнергии для данной сети за отчетный период» [15].

«Вторая задача заключается в проведении анализа причин возникновения потерь, а также в их непосредственном расчёте с целью выработки ряда мероприятий по их снижению» [15].

Потери электроэнергии, в соответствии с временными периодами, принято разделять на три вида [8]:

- ретроспективные (за предыдущие периоды);
- оперативные (в текущем времени);
- перспективные (планируемые на будущие периоды).

На основании ретроспективных:

- определяют поэлементную структуру технологических потерь (по группам элементов сети);
- выявляют элементы, в которых потери выше нормы, и разрабатывают мероприятия по их снижению;
- оценивают коммерческие потери электроэнергии;
- производят анализ и определение фактических результатов от внедрения мероприятий;
- определяют технико-экономические показатели электросетевого предприятия;
- проводят финансовые расчеты со сбытовыми организациями, потребителями и смежными сетевыми организациями за, неучтенные приборами учета, потери электроэнергии.

Оперативные расчеты производятся для:

- определения текущих значений потерь электроэнергии, а также за контролем их изменений в настоящее время;
- оперативного, с целью минимизации потерь, реагирования на изменение режимов работы и схемы электрической сети;
- формирования балансов мощности по сети для получения возможности оперативного контроля над соблюдением лимитов по мощности;
- расчет планируемых потерь электроэнергии (мощности) на конец отчетного периода (месяца, квартала, года);

- создания и ведения базы данных, на основании которой производится прогнозирование потерь.

Перспективные расчеты выполняются с целью:

- планирования и расчета потерь электроэнергии на будущие отчетные периоды времени;
- расчета и прогнозирования эффективности мероприятий по снижению потерь электроэнергии, планируемых к внедрению в будущие периоды;
- анализа и сравнения различных вариантов реконструкции систем электроснабжения.

На основании функционального назначения, класса напряжения и особенностей схем и режимов работы, определено пять групп электрических сетей [8]:

- магистральные сети с уровнем напряжения 220 кВ и выше, через которые происходит транзит мощности между энергосистемами;
- замкнутые сети с уровнем напряжения 110 кВ и выше. Данные сети почти не участвуют в транзите электроэнергии (мощности);
- разомкнутые электрические сети с уровнем напряжения 35-150 кВ;
- электрические сети 6-20 кВ;
- электрические сети 0,4 кВ.

«Известно, что основные направления для задачи минимизации потерь электроэнергии носят организационный либо технический характер (аспект)» [9,13,15].

Организационные аспекты мероприятий по снижению потерь (МСП) приведены на рисунке 4.

На рисунке 4 указано, что данный процесс тесно связан с экономическими критериями, определяющимися средствами затратных вложений (СЗВ) на указанные мероприятия.



Рисунок 4 – Организационные аспекты мероприятий по снижению потерь

Технические аспекты МСП приведены на рисунке 5.

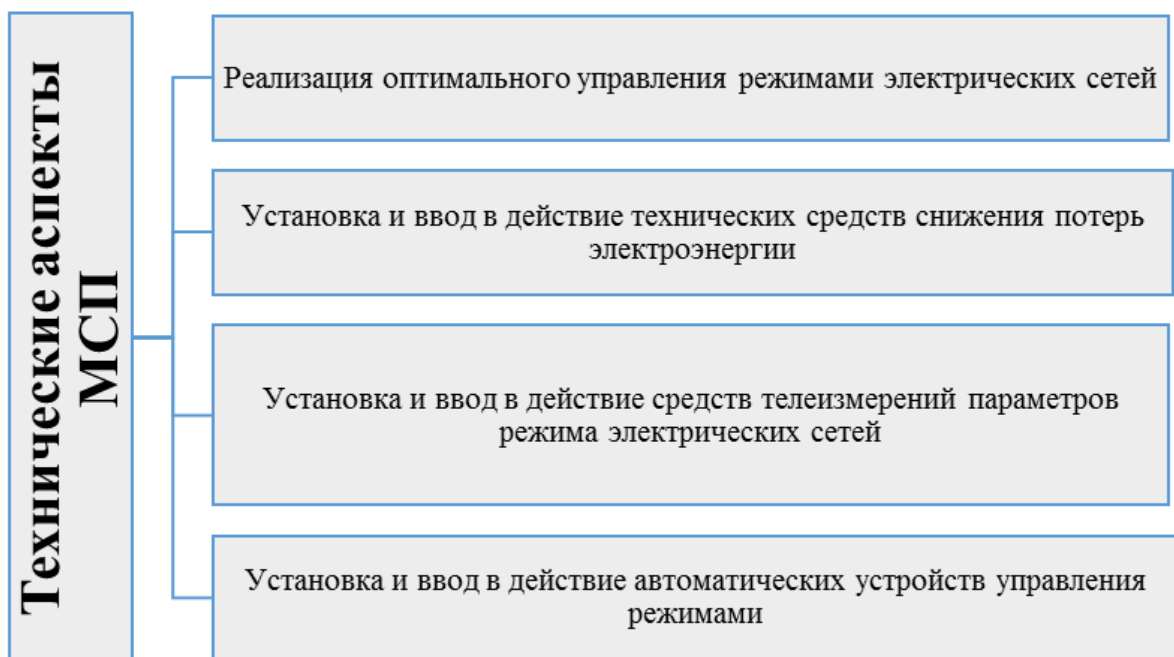


Рисунок 5 – Технические аспекты мероприятий по снижению потерь

Мероприятия по усовершенствованию управления режимами электрических сетей приведены на рисунке 6.



Рисунок 6 – Мероприятия по усовершенствованию управления режимами сетей

Мероприятия по автоматизации управления режимами электрических сетей приведены на рисунке 7.

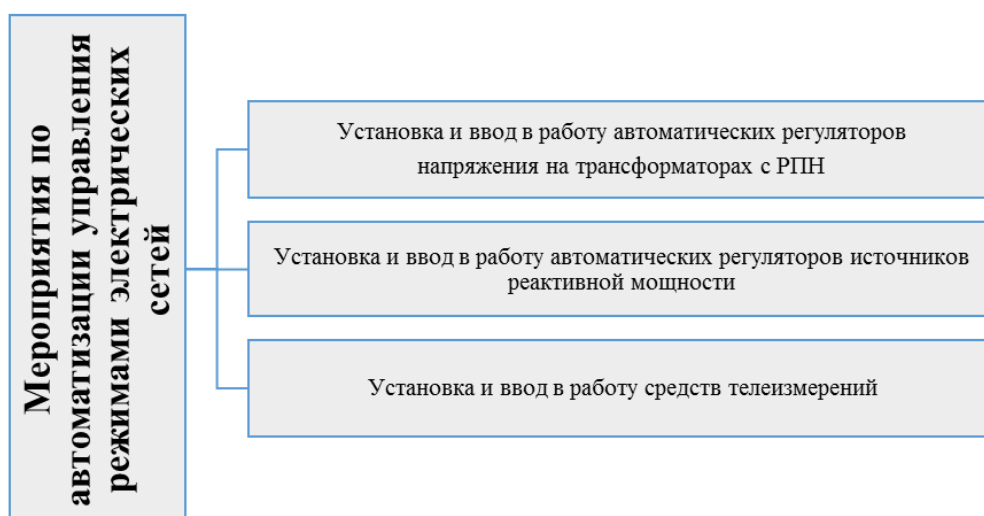


Рисунок 7 - Мероприятия по автоматизации управления режимами сетей

Мероприятия по реконструкции электрических сетей приведены на рисунке 8.

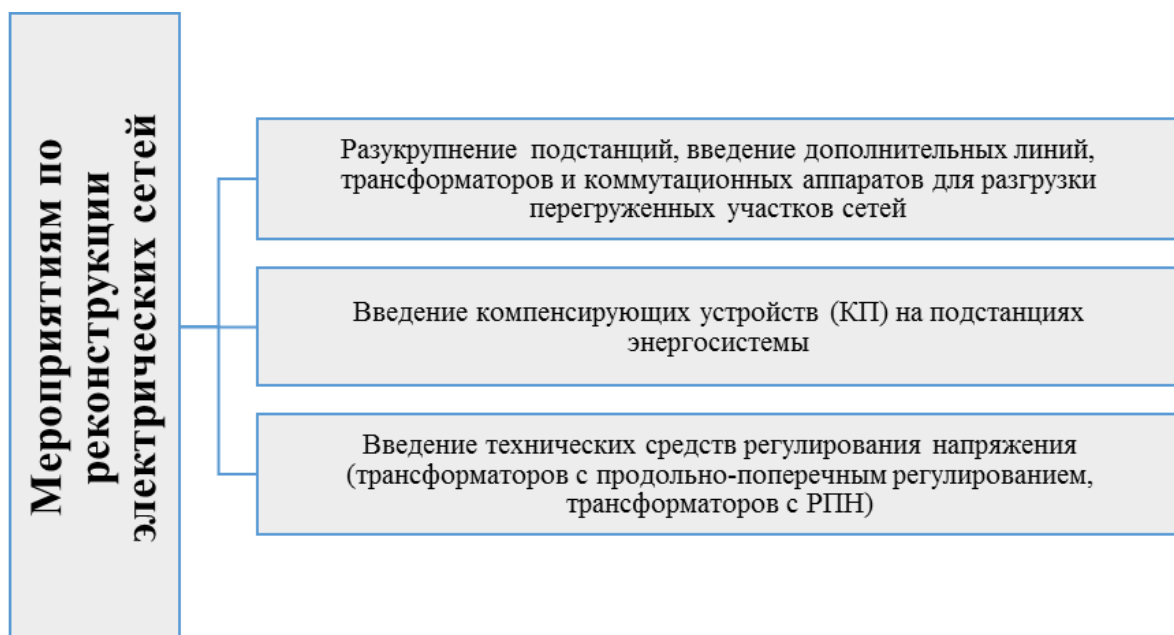


Рисунок 8 – Мероприятиям по реконструкции электрических сетей

Мероприятия по усовершенствованию учета потребления электроэнергии приведены на рисунок 9.

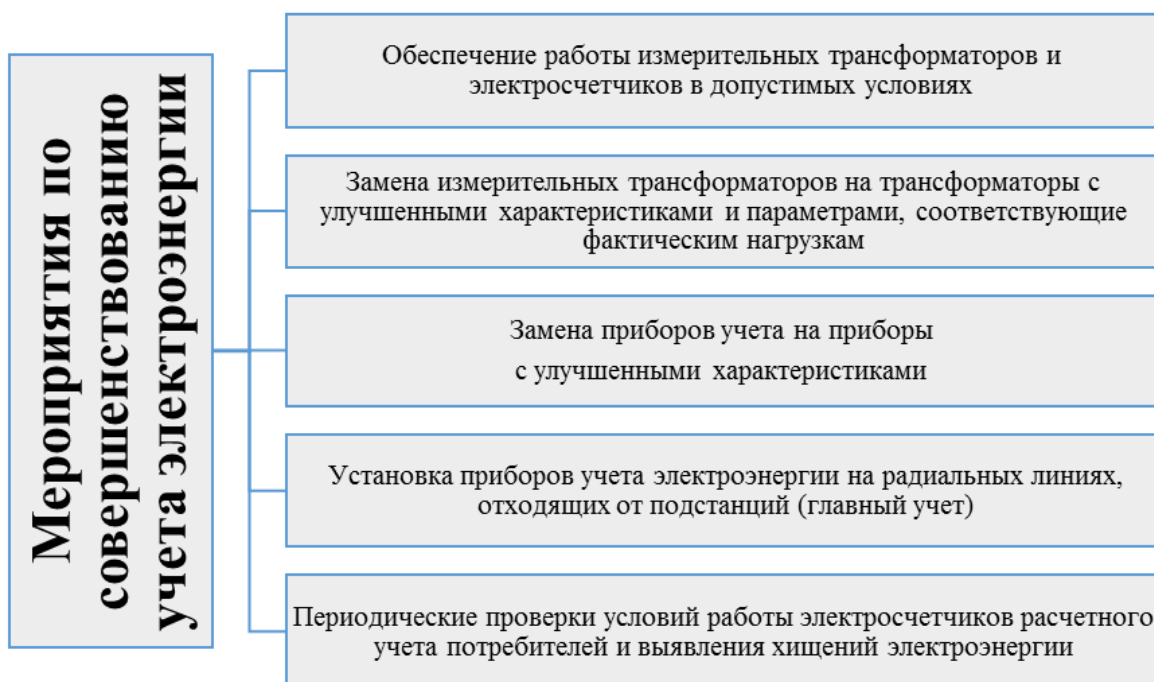


Рисунок 9 – Мероприятия по усовершенствованию учета потребления электроэнергии

1.2 Краткая характеристика предприятия

Проводится краткая характеристика предприятия, рассматриваемого в работе (ООО «Газпром трансгаз Сургут»).

ООО «Газпром трансгаз Сургут» является дочерним предприятием ООО «Газпром». Организация находится по адресу: 628412, Российская Федерация, ХМАО, г. Сургут, ул. ул. Университетская, 1.

Руководителем ООО «Газпром трансгаз Сургут» является генеральный директор компании Ваховский Олег Викторович [25].

Организационно-управленческая схема ООО «Газпром трансгаз Сургут» представлена на рисунке 10.

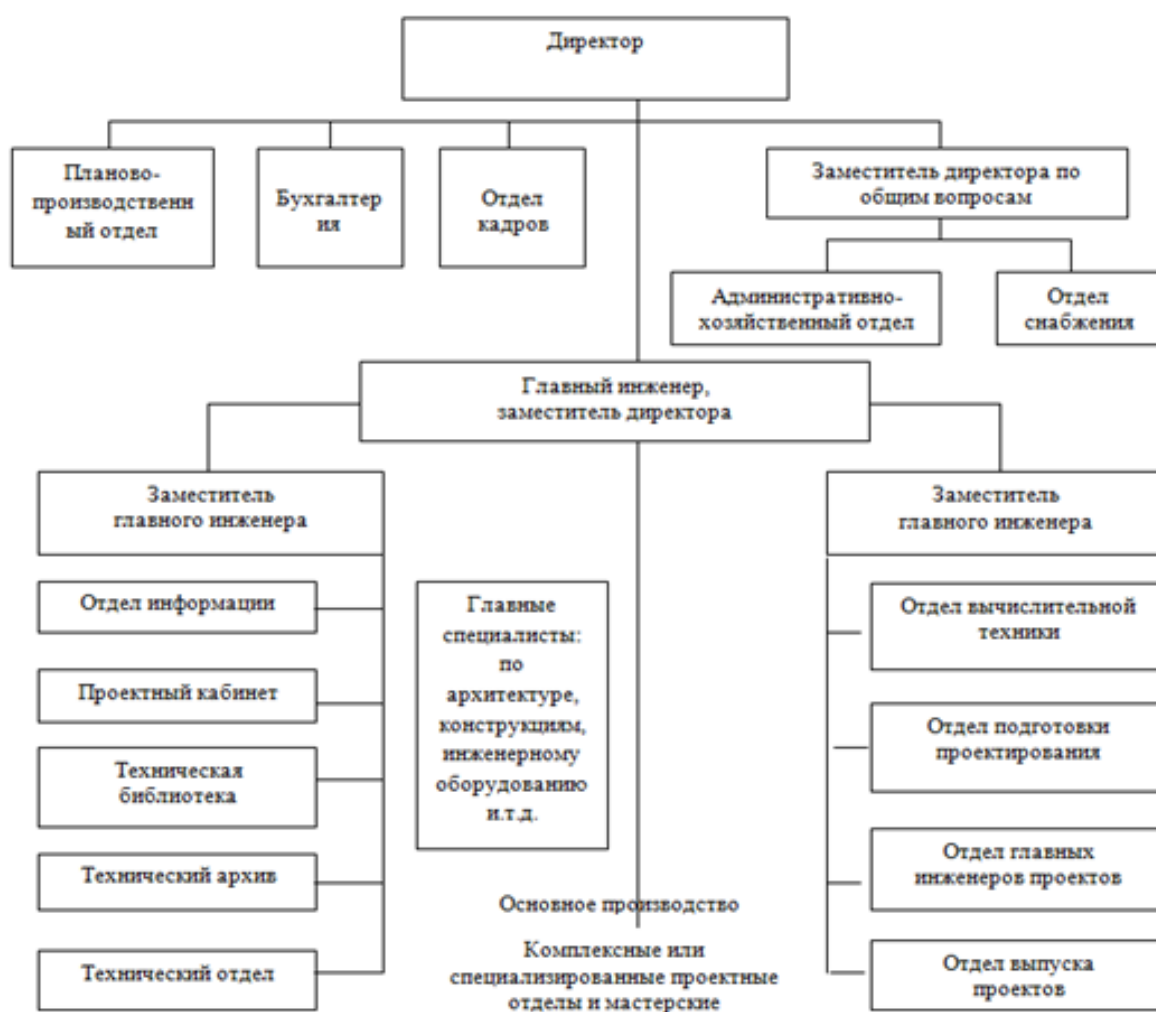


Рисунок 10 – Организационно-управленческая схема ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Распределение обязанностей и обслуживаемого оборудования между работниками ООО «Газпром трансгаз Сургут» производится начальником организации [25].

Работа ООО «Газпром трансгаз Сургут» ведется по годовым и месячным планам, непосредственно утвержденным главным инженером предприятия [25].

Основными целями деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут» являются [25]:

- добыча природного газа и газового конденсата на разработанных месторождениях ХМАО;
- транспортировка природного газа и газового конденсата с месторождений ХМАО до Курганской и Омской областей;
- обеспечение надежного и качественного энергоснабжения потребителей;
- обеспечение эффективного и надежного функционирования и развития объектов газораспределительного сетевого комплекса;
- получение прибыли.

Кроме того, существуют второстепенные виды деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут» [25]:

- обеспечение электрической энергией потребителей месторождений на всех звеньях электрической сети;
- работы по монтажу, ремонту и эксплуатации газового оборудования и электрооборудования;
- подготовка технической документации для сооружения, реконструкции, модернизации и капитального ремонта энергетических объектов (газовых и электрических, а также объектов водоснабжения) и оказание содействия при их осуществлении;
- обеспечение теплоснабжения потребителей, включая электроотопление собственных объектов месторождений природного

газа и газового конденсата, а также сопутствующих предприятий, коммунальных и бытовых абонентов.

Кроме того, ООО «Газпром трансгаз Сургут» имеет развитую техническую базу и осуществляет эксплуатацию, текущий и капитальный ремонт находящихся на балансе передаточных устройств и оборудования, зданий и сооружений, снятие показаний счетчиков потребителя, проверку правильности подключения групп учета потребителей, а также оперативное обслуживание и ликвидацию аварий, отказов, возникающих на обслуживаемом оборудовании.

Также ООО «Газпром трансгаз Сургут», совместно со службами, организует и участвует в осуществлении мероприятий по дальнейшему развитию сетей для обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей электроэнергией с учетом опережающего развития электроэнергетики [25].

В области электроэнергетики, ООО «Газпром трансгаз Сургут» в составе комиссии проводит приемку линий электропередачи (кабельных и воздушных), подстанций, зданий и сооружений из капитального ремонта, реконструкции, технического перевооружения, капитального строительства в соответствии положениями о приемке объектов.

Основными задачами в области электроэнергетики ООО «Газпром трансгаз Сургут» являются [25]:

- обеспечение нормативной надежности работы ЛЭП, ПС, РП и ТП, зданий и сооружений, находящихся на балансе ООО «Газпром трансгаз Сургут»;
- выполнение всех основных показателей работы ООО «Газпром трансгаз Сургут»;
- обеспечение оперативного обслуживания и организации аварийно-восстановительных работ в сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут»;
- обеспечение функций, возложенных на ООО «Газпром трансгаз Сургут», согласно СУОТ;

- выполнение функций контроля за электропотреблением;
- контроль за эксплуатацией зданий и сооружений, инженерного оборудования, за качеством электроэнергии.

Функционально в области электроэнергетики, ООО «Газпром трансгаз Сургут» осуществляет [25]:

- эксплуатацию и все виды ремонта воздушных и кабельных линий, РП и ПС, ТП, зданий и сооружений, а также вспомогательного оборудования, находящихся на балансе ООО «Газпром трансгаз Сургут» в соответствии с действующими правилами, инструкциями и другими директивными материалами;
- своевременное и качественное выполнение всех видов работ по капитальному строительству, реконструкции и техническому перевооружению, проводимому в ООО «Газпром трансгаз Сургут»;
- совершенствование методов организации производства и труда, создание эффективных и безопасных условий труда и повышения культуры производства;
- внедрение новой техники и передовых технологий, обеспечивающих надежную и экономичную работу электропередающих устройств и снижающих трудоемкость обслуживания;
- обеспечение безопасных и нормальных условий труда на рабочих местах в соответствии с нормативными документами по охране труда и промышленной санитарии;
- постоянный контроль за состоянием охраны труда, техникой безопасности и противопожарной безопасности в ООО «Газпром трансгаз Сургут»;
- организацию работы с персоналом РЭС в соответствии с правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ, годового и месячных планов работы с персоналом;
- комплектацию аварийного запаса оборудования, запасных частей и материалов для эксплуатируемого оборудования;

- выполнение в установленные сроки предписаний и мероприятий по улучшению условий труда, предусмотренных актами, планами, приказами и указаниями;
- разработка и осуществление плана мероприятий по снижению потерь электрической энергии на транспорт и хозяйственно-технологические цели;
- соблюдение норм качества электрической энергии в системах электроснабжения, проведение измерений, обработка и анализ результатов измерений, приведение уровней напряжения в соответствие требований [3];
- соблюдение трудовой и производственной дисциплины персоналом ООО «Газпром трансгаз Сургут»;
- обеспечение персонала ООО «Газпром трансгаз Сургут» необходимой спецодеждой, спецобувью, средствами коллективной и индивидуальной защиты, инструментом и приспособлениями и обеспечение контроля за их правильным применением;
- диспетчирование распределительных сетей ООО «Газпром трансгаз Сургут».

В виду приведённой информации о видах деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут», можно сделать вывод, что данное предприятие по выполнению видов деятельности, является многогранным и многопрофильным.

В свободном доступе имеется информация, отображающие основные финансовые результаты деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут» в области электроэнергетики за календарный период 2019-2020 года на основе данных [26]. Основные финансовые результаты деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут» в области электроэнергетики за 2020-2021 года, представлены в работе в таблице 1.

Таблица 1 – Основные финансовые результаты деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут» в области электроэнергетики за 2020-2021 года, тыс. руб.

Показатель	2020 год	2021 год	Изменение	
			Абс.	Отн.
Выручка (за минусом НДС, акцизов), тыс. руб.	801 961	1 111 199	309238	138,6
Себестоимость реализации, тыс. руб.	491 135	617 132	125997	125,7
Валовая прибыль (убыток), тыс. руб.	310 826	494 067	183241	159,0
Коммерческие расходы, тыс. руб.	91 975	163 507	71532	177,8
Управленческие расходы, тыс. руб.	120 679	154 439	33760	128,0
Прибыль (убыток) от реализации, тыс. руб.	98 172	176 121	77949	179,4
Проценты к получению, тыс. руб.	1 236	1 831	595	148,1
Проценты к уплате, тыс. руб.	0	396	396	396,0
Прочие доходы, тыс. руб.	9 337	15 093	5756	161,6
Прочие расходы, тыс. руб.	5 994	16 071	10077	268,1
Прибыль (убыток) до обложения налогом, тыс. руб.	102 751	176 578	73827	171,9
Текущий налог на прибыль, тыс. руб.	20 839	30 287	9448	145,3
в том числе активы, тыс. руб.	-91	-216	-125	237,4
Изменение отложенных налоговых обязательств, тыс. руб.	-332	5 256	5588	-1583,1
Изменение отложенных налоговых активов, тыс. руб.	-135	11	146	-8,1
Чистая прибыль (убыток), тыс. руб.	82 109	141 046	58937	171,8

Из таблицы 1 можно сделать вывод, что в 2021 году выручка ООО «Газпром трансгаз Сургут» увеличилась на 309238 тысяч рублей или на 38,6%.

Так же выросла и себестоимость продукции на 125997 тыс. руб. или на 25,7%. Соответственно увеличилась валовая прибыль на 183241 тысячу рублей или на 159,0%.

Чистая прибыль на конец 2021 года составила 141046 тыс. руб., увеличение составило 71,8%.

Все показатели свидетельствуют о положительной тенденции, значит, организация ООО «Газпром трансгаз Сургут», работает рентабельно [25,26].

На основе технической и организационной характеристики ООО «Газпром трансгаз Сургут», с учётом приведённого анализа по основным финансовым результатам деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут» в области электроэнергетики за 2020-2021 года, тыс. руб., далее в работе проводится решение поставленных задач.

1.3 Анализ потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия

В ООО «Газпром трансгаз Сургут» производится нормирование технологических потерь в системе транспортировки и распределения электрической энергии согласно утвержденного норматива технологических потерь.

Предложено также добавить анализ данных, сведенных в таблицу 2, по объёму фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» за 2017-2021 года [25,26].

Таблица 2 – Объём фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» за 2017-2021 календарные года

Показатель/год	2017	2018	2019	2020	2021
Всего отпущено ЭЭ, тыс. кВт·ч	5039,8	7665,0	6431,9	8559,0	8146,4
Всего полезный отпуск ЭЭ, тыс. кВт·ч	4181,8	6742,0	5688,2	7458,8	6907,2
Всего фактических потерь ЭЭ, %	17,0	12,0	11,6	12,9	15,2
Всего фактических потерь ЭЭ, тыс. кВт·ч	858,0	922,9	743,7	1100,3	1239,2
Технические потери ЭЭ, тыс. кВт·ч	631,5	780,5	696,7	1094,9	1238,1
Технические потери ЭЭ от фактических, %	73,6	84,6	93,7	99,5	99,9
Коммерческие потери ЭЭ, тыс. кВт·ч	226,5	142,4	47,0	5,3	1,0
Коммерческие потери ЭЭ от фактических, %	26,4	15,4	6,3	0,5	0,1

Из таблицы 2 можно сделать следующие основные выводы, которые приводятся в работе ниже.

На протяжении 2017-2021 годов, просматривается явная тенденция к снижению доли коммерческих потерь электроэнергии от фактических в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут», что обусловлено своевременным отключением злостных должников, а также усовершенствованию мероприятий по поиску краж электроэнергии.

На протяжении 2017-2021 годов, просматривается явная тенденция к увеличению доли коммерческих потерь электроэнергии от фактических в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут», что обусловлено отсутствием модернизации и реконструкции электрических сетей, отсутствием должного уровня автоматизации сетей, а также некоторыми ошибками на стадии проектирования и эксплуатации объектов энергетики.

На основании приведенных статистических данных таблицы 2, можно сказать, что средний показатель фактических потерь в сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» по итогам 2017-2021 годов составляет 13,74%, что превышает рекомендуемый граничный показатель экономической целесообразности передачи электроэнергии потребителю согласно [17].

Данное обстоятельство приводит к необходимости поиска, разработки и внедрения организационных, организационно-технических, технико-технологических мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии в электрической энергии в электрических распределительных сетях предприятия.

В виду проведенного анализа фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» за 2017-2021 года, можно утверждать, что фактические потери электроэнергии (в первую очередь – технические потери) не соответствуют требуемому уровню, следовательно, необходимо искать пути снижения и устранять причины сверхнормативных потерь.

Поэтому разработка комплекса мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут», осуществляемая в данной работе далее, является актуальной задачей.

Выводы по разделу 1.

В результате выполнения раздела, проведены следующие исследования и сделаны такие выводы, приведённые ниже.

Освещены и проанализированы основные сведения по вопросам и проблемы потерь электроэнергии, в результате чего рассмотрены основные факторы, приводящие к потерям электроэнергии, структура и нормирование потерь электроэнергии, а также методы и мероприятия по минимизации потерь электроэнергии.

Приведена краткая организационная и техническая характеристика предприятия ООО «Газпром трансгаз Сургут».

На основании анализа основных финансовых результаты деятельности ООО «Газпром трансгаз Сургут» в области электроэнергетики за 2020-2021 года, сделаны следующие выводы:

- в 2021 году выручка ООО «Газпром трансгаз Сургут» увеличилась на 309238 тысяч рублей или на 38,6%.
- выросла и себестоимость продукции на 125997 тыс. руб. или на 25,7%.
- увеличилась валовая прибыль на 183241 тысячу рублей или на 159,0%.
- чистая прибыль на конец 2021 года составила 141046 тыс. руб., увеличение составило 71,8%.
- все показатели свидетельствуют о положительной тенденции, значит, организация ООО «Газпром трансгаз Сургут», работает рентабельно.

Проведён анализ потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия ООО «Газпром трансгаз Сургут». В результате анализа объёма фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» за 2017-2021 календарные года, установлено следующее:

- на протяжении 2017-2021 годов, просматривается тенденция к снижению доли коммерческих потерь электроэнергии от фактических в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут», что обусловлено своевременным отключением злостных должников, а также усовершенствованию мероприятий по поиску краж электроэнергии;

- на протяжении 2017-2021 годов, просматривается тенденция к увеличению доли коммерческих потерь электроэнергии от фактических в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут», что обусловлено отсутствием модернизации и реконструкции электрических сетей, отсутствием должного уровня автоматизации сетей, а также некоторыми ошибками на стадии проектирования и эксплуатации объектов энергетики;
- средний показатель фактических потерь в сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» по итогам 2017-2021 годов составляет 13,74%, что превышает рекомендуемый граничный показатель экономической целесообразности передачи электроэнергии потребителю согласно [17]. Данное обстоятельство приводит к необходимости поиска, разработки и внедрения организационных, организационно-технических, технико-технологических мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии в электрической энергии в электрических сетях предприятия.

В виду проведённого анализа фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» за 2017-2021 года, можно утверждать, что фактические потери электроэнергии (в первую очередь – технические потери) не соответствуют требуемому уровню, следовательно, необходимо искать пути снижения и устранять причины сверхнормативных потерь.

Поэтому разработка комплекса мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут», осуществляемая в данной работе далее, является актуальной задачей.

На основе приведённых сведений и результатов анализа, далее в работе проводится решение поставленных задач.

2 Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия

2.1 Разработка комплекса мероприятия по снижению потерь электроэнергии

На основе проведённого анализа литературных источников, с учётом фактических значений потерь электроэнергии на объекте исследования в работе, далее проводится обоснованный выбор мероприятий по минимизации потерь электроэнергии с целью их применения в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Для удобства данные мероприятия по минимизации потерь электроэнергии предлагается систематизировать и представить в форме комплекса с предполагаемым планом его реализации.

Как было указано ранее, «отчётные потери электроэнергии представляются в форме следующих составляющих, а именно: технические потери; коммерческие потери; инструментальные потери и потери на собственные нужды» [7].

«Также известно, что основные направления для задачи минимизации потерь электроэнергии носят организационный либо технический характер» [5].

Кроме того, в работе при проведении анализа источников литературы установлено, что «совместное применение организационных и технических мероприятий для решения задач минимизации потерь электроэнергии в конечном итоге приводит к значительному технико – экономическому эффекту на всех звеньях систем электроснабжения» [14].

Учитывая приведённые аспекты после проведенного анализа литературы, с учётом технических данных по потерям электроэнергии в системе электроснабжения объекта исследования, после проведения анализа системы электроснабжения с учётом рекомендованных методов и подходов

[5], в работе предложен комплекс мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут» с поэтапным планом его реализации.

При этом разработанный план реализации комплекса мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут» состоит из трёх этапов, которые реализуются в определённой последовательности, показанных детально в работе на рисунке 11.



Рисунок 11 – Предложенный в работе комплекс мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Все этапы комплекса по минимизации потерь электроэнергии аргументированы в работе далее.

Далее проводится анализ предложенного комплекса мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут» (по основным трём этапам, предложенным для осуществления его практической реализации).

«Первый этап плана реализации предложенного комплекса предполагает тщательное и качественное нормирование потерь электроэнергии» [19].

«При этом такое нормирование необходимо осуществить для каждой группы потерь электроэнергии отдельно, так как они имеют различную природу и не могут быть представлены одной расчётной составляющей» [19].

Для обеспечения качественного нормирования потерь электроэнергии, в обязательном порядке необходимо учесть следующую исходную техническую информацию:

- для обеспечения качественного цикла нормирования технических потерь электроэнергии в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут» – «режимы работы схемы, технические параметры оборудования, степень его износа, показатели потребляемой реактивной электроэнергии и степень её компенсации, климатические факторы, коэффициенты загрузки оборудования» [19];
- для обеспечения качественного цикла нормирования коммерческих потерь в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут» – «отсутствие краж и задолженностей по оплате за потреблённую электроэнергию» [19];
- для обеспечения качественного цикла нормирования инструментальных потерь в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут» – «состояние систем измерений, их износ и погрешности» [19];
- для обеспечения качественного цикла нормирования потерь на собственные нужды в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут» – «неучтённые расходы на собственные нужды питающих подстанций энергосистемы» [19].

В виду различной природы возникновения групп потерь электроэнергии, а также их влияния на параметры системы электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут», установленный норматив потерь

электроэнергии должен быть обоснован на проектной стадии для каждой перечисленной группы отдельно с учётом индивидуального подхода к природе возникновения потерь.

Применение общего (суммарного) значения потерь электроэнергии без детального анализа и обоснования по каждой группе потерь нецелесообразно.

«Второй этап плана реализации предложенного комплекса предполагает внедрение организационных мероприятий по минимизации потерь электроэнергии» [19] в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут».

К ним относятся: разработка плана работ по минимизации потерь электроэнергии, принятие организационной документации, направленной на поощрение работников, выполняющих предписания по снижению потерь электроэнергии, внедрение инструкций и положений по правильному ведению технологического процесса, наказание виновных, проведение разъяснительной работы среди работников и потребителей, организация семинаров, конкурсов, дней открытых дверей и прочие.

«На третьем этапе плана реализации предложенного комплекса осуществляется непосредственная разработка и внедрение комплекса технических мероприятий для минимизации каждой группы потерь с учётом технических характеристик, схем и параметров системы электроснабжения» предприятия.

Основные технические мероприятия для минимизации каждой группы потерь электроэнергии также детально представлены в работе на графическом листе 3.

В работе для детального обоснования мероприятий по снижению потерь электроэнергии, в качестве примера рассматривается участок распределительной системы электроснабжения объекта с понизительной подстанцией ТП-6/0,4 кВ и отходящими кабельными линиями 0,38/0,22 кВ.

План расположения объектов на рассматриваемом участке предприятия представлен на графическом листе 1.

Исходя из анализа системы электроснабжения предприятия, с учётом вводимых новшеств, в ООО «Газпром трансгаз Сургут», как наиболее эффективные, с точки зрения минимизации потерь электроэнергии на данный момент, приняты мероприятия по реконструкции устаревших и перегруженных кабельных линий КЛ-0,38/0,22 кВ и замена масляных силовых трансформаторов марки ТМ-1000/6 на сухие, марки ТСЗГЛ, имеющие ряд преимуществ, в частности, по потерям на короткое замыкание и холостой ход [5].

Кроме того, в работе параллельно предполагается также модернизация данной ТП-6/0,4 кВ, состоящая в выборе и вводе в эксплуатацию новейших ячеек и типа самой подстанции.

Эффективность описанных выше мероприятия очевидна, поскольку они положительно скажутся на надёжности, экономичности, уменьшении затрат на перетоки реактивных мощностей, снижение нагрузочных потерь, полное искоренение экономической составляющей потерь электроэнергии, а также повышение загрузки оборудования, которое будет отражаться в технико-экономических показателях системы электроснабжения.

Следовательно, внедрение данных практических мероприятий комплекса по снижению потерь электроэнергии, должно быть доказано результатами данной работы.

Указанные технические мероприятия по минимизации потерь электроэнергии приняты за основу и детально рассмотрены и исследованы в работе далее.

При этом далее в работе проводится отдельный анализ применения каждого мероприятия в отдельности, определяется технический эффект от его внедрения, а далее – экономический эффект.

В зависимости от полученных результатов, делается окончательный вывод об эффективности применения выбранных мероприятий с целью минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут».

2.2 Расчёт исходных данных для обоснования мероприятий

Для детального обоснования мероприятий по снижению потерь электроэнергии, в качестве примера в работе детально рассматривается участок распределительной системы электроснабжения объекта с понизительной подстанцией ТП-6/0,4 кВ и отходящими кабельными линиями 0,38/0,22 кВ (графический лист 1).

Схема электроснабжения данного участка предприятия представлен на графическом листе 2.

В работе технические мероприятия по реконструкции ТП-6/0,4 кВ и кабельных линий с целью минимизации потерь электроэнергии проводится на примере ТП-212 (6/0,4 кВ), питающей промышленный узел ООО «Газпром трансгаз Сургут».

План расположения объектов промышленного узла ООО «Газпром трансгаз Сургут» с ТП-212 и КЛ-0,38/0,22 кВ представлен в графической части работы (лист 1).

Питание потребителей предприятия осуществляется от двухтрансформаторной ТП-212, являющейся единственным источником мощности на территории предприятия.

В качестве потребителей предприятия выступают цеха и объекты, которые выполняют непосредственную роль в технологическом процессе и расположены на территории указанного предприятия.

Питание указанных потребителей осуществляется по радиальной схеме электроснабжения кабельными линиями марки АВВГ, проложенными в траншеях.

Схема электроснабжения технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» с ТП-212 и КЛ-0,38/0,22 кВ, показана в графической части работы (лист 2).

Для непосредственного питания потребителей предприятия применяется секционированная выключателем система сборных шин на

напряжении 0,38/0,22 кВ, что крайне необходимо при электроснабжении потребителей II категории надёжности, к которым относится рассматриваемое в работе предприятие. Обеспечивая таким образом резервирование потребителей, выполняются требования [11].

Для реализации поставленных в работе задач, в первую очередь необходимо провести расчёт электрических нагрузок на ТП-212, от которой также получают питание кабельные линии на напряжении 0,38/0,22 кВ, рассматриваемые в работе.

Для обеспечения электроэнергией на данной понизительной ТП-6/0,4 кВ до проведения реконструкции находились два силовых трансформатора марки ТМЗ-1000/6. При имеющихся суточных нагрузках ТП-6/0,4 кВ, в зимний и летний период, представленных в таблице 3, рассчитаны коэффициенты загрузки и построен график нагрузки подстанции.

Таблица 3 – Суточные нагрузки ТП-6/0,4 кВ

Время, t, час	00:00-00:30	00:30-01:00	01:00-01:30	01:30-02:00	02:00-02:30	02:30-03:00	03:00-03:30	03:30-04:00	04:00-04:30
$P_{\text{нагр.зим.}}$, кВт	85	70	85	70	85	70	70	85	70
$P_{\text{нагр.лет.}}$, кВт	80	80	80	65	80	65	80	65	65
Время, t, час	04:30-05:00	05:00-05:30	05:30-06:00	06:00-06:30	06:30-07:00	07:00-07:30	07:30-08:00	08:00-08:30	08:30-09:00
$P_{\text{нагр.зим.}}$, кВт	70	70	70	70	100	240	245	245	245
$P_{\text{нагр.лет.}}$, кВт	65	80	65	65	100	200	230	235	235
Время, t, час	09:00-09:30	09:30-10:00	10:00-10:30	10:30-11:00	11:00-11:30	11:30-12:00	12:00-12:30	12:30-13:00	13:00-13:30
$P_{\text{нагр.зим.}}$, кВт	240	240	230	215	215	200	190	215	215
$P_{\text{нагр.лет.}}$, кВт	230	225	220	215	200	195	180	195	195
Время, t, час	13:30-14:00	14:00-14:30	14:30-15:00	15:00-15:30	15:30-16:00	16:00-16:30	16:30-17:00	17:00-17:30	17:30-18:00
$P_{\text{нагр.зим.}}$, кВт	215	215	215	105	130	160	160	160	160
$P_{\text{нагр.лет.}}$, кВт	195	145	115	130	115	140	140	160	160
Время, t, час	18:00-18:30	18:30-19:00	19:00-19:30	19:30-20:00	20:00-20:30	20:30-21:00	21:00-21:30	21:30-22:00	22:00-22:30
$P_{\text{нагр.зим.}}$, кВт	160	160	140	160	160	160	160	160	140
$P_{\text{нагр.лет.}}$, кВт	140	135	115	135	160	170	170	170	140
Время, t, час	22:30-23:00	23:00-23:30	23:30-24:00	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{нагр.зим.}}$, кВт	130	130	130	-	-	-	-	-	-
$P_{\text{нагр.лет.}}$, кВт	160	130	130	-	-	-	-	-	-

График нагрузки ТП-6/0,4 кВ (ТП-2012) приведён на рисунке 12.

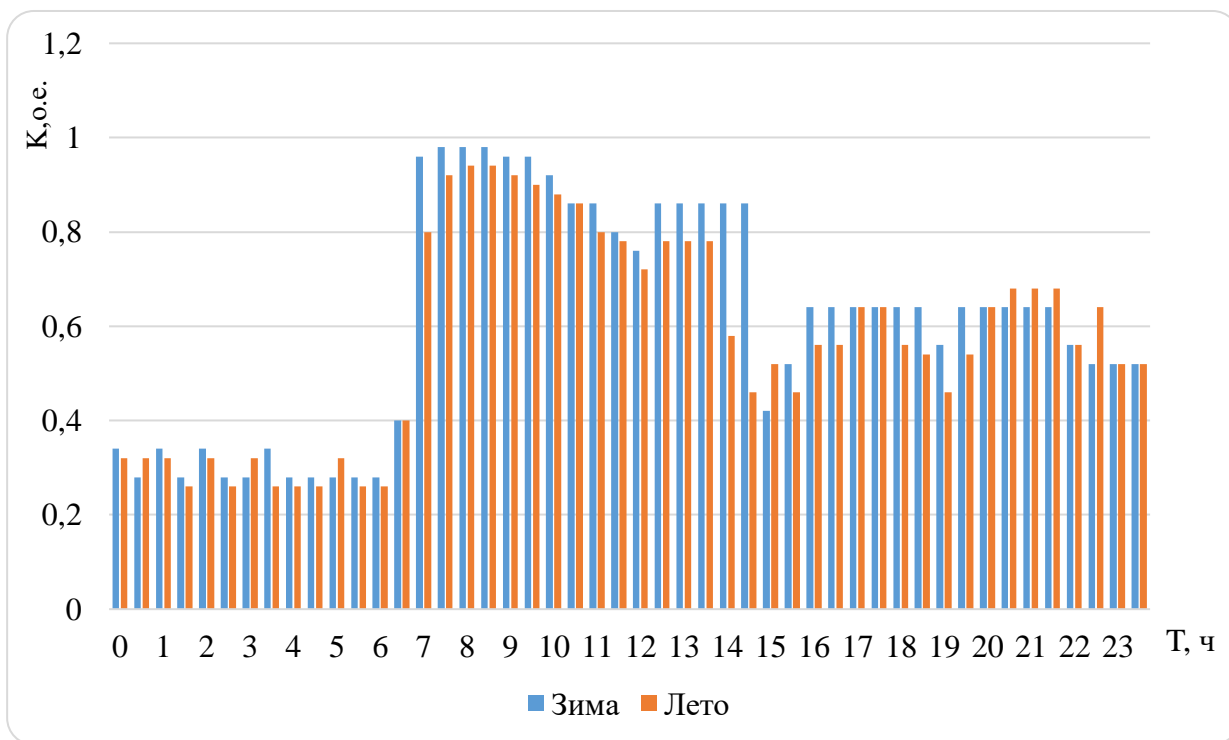


Рисунок 12 – График нагрузки ТП-6/0,4 кВ (ТП-2012)

Из графика нагрузок ТП-6/0,4 кВ, представленного на рисунке 12, можно сделать вывод, что коэффициент загрузки силовых трансформаторов марки ТМЗ 1000/6, установленных на ТП-6/0,4 кВ (абонентское наименование – ТП-212), не превышает единицы, следовательно, силовой трансформатор не перегружается [20].

Однако также можно сделать вывод о том, что средний коэффициент загрузки данного трансформатора находится ниже нормативного значения, равного 0,7-0,8 в периоды с 0 до 7 ч утра, с 11 до 12 ч дня, а также с 14.30 до 0 ч, следовательно, с высокой долей вероятности можно предположить, что следует выбрать трансформатор меньшей номинальной мощности, у которого коэффициент загрузки будет ближе к нормативному [5]. Данное предположение проверяется в работе далее при выборе силового трансформатора. Известно, что расчёт электрических нагрузок является основой для подтверждения принятой схемы электроснабжения, а также для выбора решений по силовым трансформаторам подстанций, электрических проводников и аппаратов на всех уровнях системы электроснабжения предприятия [14].

Поэтому далее в работе необходимо провести расчёт электрических нагрузок технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» с ТП-212 и КЛ-0,38/0,22 кВ. Известно, что в сети переменного тока расчёту подлежат активная, реактивная и полная расчётные электрические нагрузки [15].

Известно, что наиболее оптимальным методом при расчёте значений электрических нагрузок, является метод коэффициента спроса, который учитывает, насколько загружены производственные мощности предприятия в зависимости от его группы принадлежности [8]. Данный метод даёт наилучшие результаты при использовании графиков нагрузки [13].

Далее будет приведен расчёт фактической нагрузки ТП-212, исходя из максимального значения графика нагрузки, рассмотренного и представленного на рисунке 11.

Расчетная активная ($P_{p.ТП}$, кВт), реактивная ($Q_{p.ТП}$, квар) и полная ($S_{p.ТП}$, кВА) нагрузка ТП-6/0,4 кВ, исходя из максимальных значений нагрузки суточного графика, определяются по выражениям [10,17]:

$$P_{p.ТП} = K_o \cdot P_m, \quad (2)$$

$$Q_{p.ТП} = P_m \cdot tg\varphi, \quad (3)$$

$$S_{p.ТП} = \sqrt{P_{p.ТП}^2 + Q_{p.ТП}^2}, \quad (4)$$

где P_m – максимальное значение фактической активной нагрузки по графику нагрузок, кВт;

K_o – коэффициент одновременности максимума нагрузки в работе для шин 0,4 кВ ТП-6/0,4 кВ, $K_o = 0,95$) [10,17];

$tg\varphi$ – значение коэффициента реактивной мощности, соответствующее коэффициенту активной мощности $cos\varphi$ энергосистемы. При $cos\varphi = 0,85$, значение $tg\varphi = 0,62$ [10,17].

При этом значение расчетного тока ТП-6/0,4 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» в нормальном режиме [10]:

$$I_{p.ТП} = \frac{S_{p.ТП}}{\sqrt{3}U_n}, A, \quad (5)$$

где U_n - номинальное напряжение на шинах низкого напряжения (сторона НН) силового трансформатора ТП-6/0,4 кВ, $U_n=0,4$ кВ.

Значение расчётных нагрузок на ТП-6/0,4 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» по (1-4)

$$P_{p.ТП} = 0,95 \cdot 245 = 232,75 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.ТП} = 232,75 \cdot 0,62 = 144,31 \text{ квар.}$$

$$S_{p.ТП} = \sqrt{232,75^2 + 144,31^2} = 273,85 \text{ кВА.}$$

$$I_{p.ТП} = \frac{273,85}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 395,3 \text{ А.}$$

Кроме того, как было указано ранее, в работе рассматривается проблема уменьшения потерь электроэнергии в питающих кабельных линиях электропередачи напряжением 0,38 кВ предприятия (линии Л1 – Л8), получающие питание от ТП-6/0,4 кВ. Поэтому требуется также привести исходные данные рассматриваемых в работе кабельных линий напряжением 0,38/0,22 кВ (далее – КЛ-0,38/0,22 кВ).

Исходные технические данные КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» до проведения реконструкции, включая их максимальные значения электрических нагрузок, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Исходные технические данные КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» до проведения реконструкции

Параметр/линия КЛ-0,38/0,22 кВ	КЛ – 0,38 кВ							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Марка силового кабеля	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×10+ 1×6)	АВВГ- (3×10+ 1×6)	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×16+ 1×10)
Длина КЛ- 0,35/0,22 кВ, м	100	110	120	90	25	20	120	70
$P_{\text{макс}}$, кВт	47,0	38,0	52,0	42,0	37,0	35,0	38,0	52,0
$\cos \varphi / \text{tg } \varphi$	0,95/0,33							

Расчетное значение активной электрической нагрузки рассматриваемых в работе КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», исходя из максимальной фактической нагрузки и коэффициента загрузки, находится согласно [10]:

$$P_{\text{л}} = k_{\text{з}} \cdot P_{\text{макс}}, \quad (6)$$

где $P_{\text{макс}}$ – максимальное значение фактической активной нагрузки линии, кВт;

$k_{\text{з}}$ – коэффициент загрузки мощностью КЛ-0,38/0,22 кВ, на расчётной стадии принимается возможная максимальная загрузка линии, следовательно, $k_{\text{з}} = 1$.

Расчетное значение реактивной электрической нагрузки рассматриваемых в работе КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» [17]:

$$Q_{\text{л}} = P_{\text{л}} \cdot \text{tg } \varphi_{\text{л}}, \quad (7)$$

где $\text{tg } \varphi_{\text{л}}$ – коэффициент реактивной нагрузки, соответствующий значению коэффициента активной нагрузки энергосистемы с учётом

компенсации реактивной мощности на ТП-6/0,4 кВ (принимается значение $\cos \varphi = 0,95$).

Расчетное значение полной электрической нагрузки рассматриваемых в работе КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» определяется по известному выражению с учётом рассчитанной ранее активной и реактивной нагрузки рассматриваемых в работе кабельных линий объекта исследования напряжением 0,38/0,22 кВ [10,17]:

$$S_{л} = \sqrt{P_{л}^2 + Q_{л}^2}, \quad (8)$$

Расчетное значение тока, исходя из значения полной электрической нагрузки рассматриваемых в работе КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» [10,17]:

$$I_{л} = \frac{S_{л}}{\sqrt{3}U_{н}}, \quad (9)$$

где $S_{л}$ - полная расчетная нагрузка данной кабельной линии, кВА;

$U_{н}$ - номинальное напряжение сети для данной кабельной линии, $U_{н}=0,38$ кВ.

По приведённым выше выражениям производится определение электрических нагрузок КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» на примере первой кабельной линии Л1:

$$P_{л} = 1 \cdot 47 = 47 \text{ кВт}.$$

$$Q_{л} = 47 \cdot 0,33 = 15,5 \text{ квар.}$$

$$S_{л} = \sqrt{47^2 + 15,5^2} = 49,5 \text{ кВА.}$$

$$I_{л} = \frac{49,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 75,2 \text{ А.}$$

Расчёт электрических нагрузок остальных рассматриваемых в работе КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» выполнен аналогично. Результаты расчёта нагрузок кабельных линий 0,38/0,22 кВ системы электроснабжения объекта, приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Результаты расчёта электрических нагрузок кабельных линий 0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Параметр/линия	КЛ – 0,38 кВ							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
$P_{л}$, кВт	47,0	38,0	52,0	42,0	37,0	35,0	38,0	52,0
$Q_{л}$, квар	15,5	12,5	17,2	13,9	12,2	11,6	12,5	17,2
$S_{л}$, кВА	49,5	40,0	54,8	44,2	39,0	36,9	40,0	54,8
$I_{л}$, А	75,2	60,8	83,2	67,2	59,2	56,0	60,8	83,2

На основе полученных результатов расчётных нагрузок ТП-6/0,4 кВ и КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», далее в работе проводится реконструкция этих энергетических объектов, осуществляемая с целью минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения объекта исследования.

2.3 Реконструкция кабельных сетей

На основании ранее рассчитанных электрических нагрузок КЛ-0,38/0,22 кВ, производится перерасчёт сечений КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром

трансгаз Сургут» по длительному допустимому току и проверка выбранного сечения по допустимой потере напряжения согласно требованиям [4].

Принимается в работе замена морально и технически изношенных и устаревших кабелей марки АВВГ на инновационные кабели марки АВБбШвнг, обладающие пониженной горючестью, имеющие бронирование и улучшенные технические характеристики.

Как известно, выбранные для реконструкции кабели марки АВБбШвнг, в отличие от устаревших кабелей марки АВВГ, помимо технико – экономического эффекта (за счёт лучших технических характеристик) имеют также значительно лучшие показатели надёжности (за счёт наличия брони), а также гораздо лучше с точки зрения противопожарной безопасности, так как имеют пониженную горючесть.

Кроме того, данные кабели имеют защиту от возгорания и не поддерживают горения, а также взрывобезопасны.

Данные марки кабелей обладают значительно меньшими удельными сопротивлениями по сравнению с кабелями АВВГ.

В виду указанных преимуществ, выбор новых кабелей для реконструкции КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», является обоснованным.

Сечение данной марки кабеля выбирается по допустимому длительному току по [4]. Прокладка кабелей предусматривается в земляных траншеях с укладкой нескольких силовых кабелей рядом с расстоянием между ними не менее 200 мм [15].

Узлы монтажа реконструируемых кабельных линий КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» представлены в графической части работы.

Для линии I_p по [4] для принятой марки кабеля и способа его прокладки, выбирается сечение с учетом обязательного выполнения следующего необходимого условия:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \text{А}, \quad (10)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток кабеля, определяемый по [4].

Также, согласно требованиям [5], необходимо проверить кабели на допустимые потери напряжения, которые не должны превышать значений в нормальном режиме $\Delta U_{\text{доп.}}=5\%$.

Известно, что потери напряжения в кабельной линии в нормальном режиме работы, не должны превышать 5%:

$$\Delta U_n = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_n} \cdot 100, \% \quad (11)$$

где I_p - расчетный ток рассматриваемой кабельной линии КЛ-0,38/0,22 кВ в нормальном режиме работы, А;

r_0 и x_0 – паспортные значения удельных сопротивлений силового кабеля, которые зависят от сечения и материала жилы, определяется по [4];

L - длина кабельной линии, км.

Полученное значение потерь проверяется по допустимой потере напряжения [5]:

$$\Delta U_n \leq \Delta U_{\text{доп.}} \quad (12)$$

На примере КЛ-0,38/0,22 кВ Л1 технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» по значениям расчётной нагрузки, выполненному в работе ранее, принимается $I_{\text{доп}} = 90$ А и соответствующее ему стандартное сечение КЛ-0,38/0,22 кВ Л1, равное $F=16$ мм².

Проверка по выражению (9) выполняется

$$90 \text{ A} > 67,8 \text{ A}.$$

Выбирается кабель марки АВББШвнг-(3×16+1×10) с допустимым длительным током $I_{дон} = 90 \text{ A}$ по [5].

Потери в нормальном режиме в данной распределительной кабельной линии, по формуле (11):

$$\Delta U_n = \frac{\sqrt{3} \cdot 67,8 \cdot 0,1 \cdot (1,84 \cdot \cos 0,95 + 0,068 \cdot \sin 0,95)}{380} \cdot 100\% = 5,68\%.$$

Проверка по (12):

$$5,68 \% > 5\%.$$

Условие (12) не выполняется, следовательно, принимается новое сечение кабеля $F=25 \text{ мм}^2$.

Потери напряжения в нормальном режиме по (11) для нового сечения кабеля:

$$\Delta U_n = \frac{\sqrt{3} \cdot 67,8 \cdot 0,1 \cdot (1,17 \cdot \cos 0,95 + 0,066 \cdot \sin 0,95)}{380} \cdot 100\% = 3,62\%.$$

Условие (12) выполняется

$$3,62 \% \geq 5\%.$$

Условия выбора и проверок выполнены. Окончательно принимается для КЛ-1 технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» после внедрения мероприятий по

реконструкции, силовой кабель АВБбШвнг-(3×25+1×16) с длительным допустимым током $I_{дон} = 115$ А.

Аналогично проводятся расчёты для линий Л2 – Л8 технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» и результаты приводятся в таблице 6.

В результате проведённой реконструкции с заменой сечения кабеля на загруженных участках с целью минимизации потерь электроэнергии в рассматриваемых линиях Л1-Л8, рекомендуется заменить кабель КЛ-0,38/0,22 кВ на линиях Л1-Л3, Л7-Л8 технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» (таблица 6). При этом на линиях Л4-Л6 сечение кабеля согласно расчётам, остаётся без изменений ввиду того, что на данных участках оно соответствует фактической расчётной нагрузке, поэтому необходимости в замене линии в данном случае нет (таблица 6).

Такая частичная модернизация приводит к ограничению расходов и затрат, однако, со временем она будет также актуальна.

Таблица 6 – Результаты выбора сечения КЛ-0,38/0,22 кВ в рамках планируемой реконструкции с целью минимизации потерь электроэнергии

Параметр КЛ	КЛ – 0,38 кВ							
	Л1	Л2	Л3	Л4	Л5	Л6	Л7	Л8
Марка кабеля до реконструкц ии	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×10+ 1×6)	АВВГ- (3×10+ 1×6)	АВВГ- (3×16+ 1×10)	АВВГ- (3×16+ 1×10)
Длина КЛ, м	100	110	120	90	25	20	120	70
P_{\max} , кВт	47,0	38,0	52,0	42,0	37,0	35,0	38,0	52,0
$\cos \varphi / \operatorname{tg} \varphi$	0,95/0,33							
Марка кабеля после реконструкц ии	АВБбШв нг- (3×25+ 1×16)	АВБбШвнг г- (3×25+ 1×16)	АВБбШв нг- (3×25+ 1×16)	Реконструкция не требуется (сечение кабелей соответствуют фактической расчётной нагрузке)			АВБбШв нг- (3×25+ 1×16)	АВБбШв нг- (3×25+ 1×16)
$I_{дон}$, А	115	115	115	90	65	65	115	115

Результаты выбора сечения КЛ-0,38/0,22 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» в рамках планируемой реконструкции с целью минимизации потерь электроэнергии, используются в работе далее и принимаются за основу.

2.4 Реконструкция подстанции ТП-6/0,4 кВ

Известно, что число трансформаторов ТП-6/0,4 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» выбирается в зависимости от категории надежности электроснабжения потребителей.

Так как на объекте технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» преобладают потребители I и II категорий, значит, на подстанции будет установлено два трансформатора.

Мощность силовых трансформаторов ТП-6/0,4 кВ должна быть выбрана с учетом максимальной расчётной нагрузки предприятия при рабочем режиме с учетом нагрузки при обеспечении аварийного резерва с учётом отключения потребителей технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», относящихся к III категории надёжности по условию категоричности потребителей [10].

Выбор и проверка силовых трансформаторов главной понизительной подстанции объекта в работе проводится по следующему алгоритму:

- выбор силовых трансформаторов питающей понизительной подстанции объекта по допустимым коэффициентам загрузки с предварительной проверкой по допустимой расчётной нагрузке;
- проверка силовых трансформаторов питающей понизительной подстанции объекта по фактической нагрузке в нормальном режиме;

- «проверка силовых трансформаторов питающей понизительной подстанции объекта по допустимой нагрузке в послеаварийном режиме работы» [18].

На данном этапе проводится выбор марки и мощности сухих силовых трансформаторов марки ТСЗГЛ, которые устанавливаются на ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», вместо масляных силовых трансформаторов ТМ-1000/6 с естественной масляной системой охлаждения, без принудительной циркуляции масла и воздушного охлаждения (системы типа «М»).

С учётом этих фактов, далее проводятся соответствующие расчёты.

Номинальная мощность силовых трансформаторов $S_{ном.т}$, кВА, с учётом фактической нагрузки и требуемого коэффициента загрузки, на ТП-212 выбирается с учётом известной формулы [22]:

$$S_{ном.т} \geq \frac{S_{р.ТП}}{N\beta_t}, \quad (13)$$

где N – количество силовых трансформаторов ТП-6/0,4 кВ, шт.;

β_m – коэффициент загрузки трансформатора ТП-6/0,4 кВ [4].

Согласно (13)

$$S_{ном.т} \geq \frac{273,85}{2 \cdot 0,7} = 195,6 \text{ кВА.}$$

Исходя из полученных расчётных значений, на ТП-6/0,4 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» в результате внедрения мероприятий по реконструкции, выбирается силовой трансформатор марки ТСЗГЛ-250/6 [22].

На ТП-6/0,4 кВ технического узла участка схемы электроснабжения

распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», исходя из полученных результатов расчёта, принимаются к установке два силовых трансформатора марки ТСЗГЛ-250/6. Проверка выбранного типа силового трансформатора для установки на ТП-6/0,4 кВ в нормальном режиме работы [26]

$$K_3^n \leq 0,85 \leq \frac{0,5 \cdot S_{p.ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (14)$$

Так как на рассматриваемой в работе ТП-6/0,4 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» установлено два силовых трансформатора, которые должны обеспечивать взаиморезервирование в системе электроснабжения согласно [4], их взаимная проверка должна выполняться по условию [26]

$$K_3^{n.ав} \leq 1,7 \leq \frac{S_{p.ТП}}{S_{ном.т}}. \quad (15)$$

Согласно (14)

$$K_3^n \leq 0,55 \leq \frac{273,85}{250 \cdot 2} = 0,56.$$

Следовательно, выбранные силовые трансформаторы марки ТСЗГЛ-250/6 для установки на ТП-6/0,4 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», удовлетворяют требованиям проверки на нагрузочную способность в нормальном режиме.

Согласно (15)

$$K_3^{n.ab} \leq 1,1 \leq \frac{273,85}{250 \cdot (2-1)} = 1,14.$$

Следовательно, выбранные силовые трансформаторы марки ТСЗГЛ-250/6 ТП-6/0,4 кВ технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», удовлетворяют требованиям проверки на перегрузочную способность в послеаварийном режиме.

Расчётным путём в работе установлено, что выбранные силовые трансформаторы марки ТСЗГЛ-250/6, которые выбраны для установки на рассматриваемой в работе ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», обеспечат надёжную работу схемы электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах работы.

Приводится расшифровка маркировки выбранного в работе силового трансформатора марки ТСЗГЛ-250/6:

- Т – трансформатор трехфазный;
- С – сухой;
- 3 – охлаждение естественное воздушное при защищенном исполнении;
- ГЛ – литая эпоксидная изоляция обмоток «ГЕОФОЛЬ»;
- 250 – номинальная мощность, кВА;
- 6 – номинальный класс обмоток высшего напряжения, кВ.

Преимущества данных типов силовых трансформаторов состоят в следующем:

- пожаро- и взрывобезопасность в виду отсутствия масла;
- значительное уменьшение затрат на монтаж, обслуживание и ремонт;
- низкие показатели потерь холостого хода (по сравнению с аналогичными масляными трансформаторами);
- применение нового сердечника, изготовленного из

высококачественной электротехнической стали с ориентированной зернистой структурой, в котором значительно снижены потери на вихревые токи (по сравнению с аналогичными масляными трансформаторами).

Конструкция силового трансформатора для установки на ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) участка распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», выбранного в результате проведения реконструкции, приведена в графической части работы.

Кроме того, в работе проводится реконструкция рассматриваемой ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) участка распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» с заменой устаревшего типа распределительных устройств данной трансформаторной подстанции на современный тип.

Поэтому в работе для ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) участка распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» принимаются современные комплектные распределительные устройства (КРУ), имеющие значительные преимущества по сравнению с устаревшими закрытыми распределительными устройствами (ЗРУ) со шкафами КСО-366.

В работе для решения поставленной задачи выбирается камеры типа КРУ-КУ-6С [17].

Конструктивное выполнение ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) ООО «Газпром трансгаз Сургут» после проведения реконструкции подстанции, показано в графической части работы.

Далее проводится предварительный расчёт и сравнение потерь электроэнергии в ранее установленных на ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) участка распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» силовых трансформаторах марки ТМ-1000/6 и выбранных силовых трансформаторах марки ТСЗГЛ-250/6, с целью подтверждения правильности направления исследования и предварительной оценки результатов исследования.

Известно, что искомые потери мощности в двухобмоточных силовых трансформаторах за типичные сутки определяются на основании известной формулы [24]:

$$\Delta P_m = (\Delta P_x + \Delta P_k \cdot \beta_m^2) \cdot N_m, \text{ кВт}, \quad (16)$$

где ΔP_x – потери холостого хода, кВт;

P_k – потери короткого замыкания, кВт;

U_k – напряжение КЗ, %;

I_x – ток ХХ, %.

Для трансформаторов ТМ-1000/6 (установлены на рассматриваемой ТП-6/0,4кВ (ТП-212) участка распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» до реконструкции) за типичные сутки определяются потери электроэнергии по (16):

$$\Delta P_m = (1,3 + 3,55 \cdot 0,99^2) \cdot 2 = 9,56 \text{ кВт}.$$

Для трансформаторов ТСЗГЛ-250/6 (устанавливаются на ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) участка распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» после реконструкции) за типичные сутки, определяются потери электроэнергии по условию (16):

$$\Delta P_m = (1 + 2,89 \cdot 0,99^2) \cdot 2 = 7,66 \text{ кВт}.$$

В результате проведения предварительных расчётов потери электроэнергии в силовых трансформаторах, установленных на ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) участка распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» до и после проведения реконструкции, установлено, что потери ЭЭ в трансформаторах марки ТСЗГЛ-250/6, установленных после реконструкции,

меньше, чем в марки трансформаторах ТМ-1000/6, установленных до реконструкции, на 1,9 кВт.

Окончательный вывод о целесообразности применения данного мероприятия с целью минимизации потерь электроэнергии на ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) ООО «Газпром трансгаз Сургут» будет сделан в данной работе далее после проведения технико-экономического обоснования указанного мероприятия по минимизации потерь ЭЭ.

Выводы по разделу 2.

В результате выполнения раздела, в работе технические мероприятия по реконструкции ТП-6/0,4 кВ и кабельных линий с целью минимизации потерь электроэнергии, проведено на примере ТП-212 (6/0,4 кВ) технического узла участка схемы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Осуществлена разработка комплекса мероприятия по снижению потерь электроэнергии на предприятии.

В результате выполнения данного раздела работы, с целью минимизации потерь электроэнергии, рассмотрены следующие технические мероприятия, приведённые ниже.

Проведена реконструкция кабельных линий напряжением 0,38/0,22 кВ, осуществлённая путём замены на перегруженных линиях силовых кабелей марки АВВГ на бронированные кабели АВБбШвнг, которые обладают пониженной горючестью, а также улучшенными техническими характеристиками и повышенной надёжностью.

Установлено, что в результате проведения реконструкции с заменой сечения кабеля с целью минимизации потерь электроэнергии в рассматриваемых линиях Л1-Л8, рекомендуется заменить кабель КЛ-0,38/0,22 кВ на линиях Л1-Л3, Л7-Л8 с применением современной марки кабеля АВБбШвнг.

При этом на линиях Л4-Л6 сечение кабеля остаётся без изменений ввиду того, что на данных участках оно соответствует фактической расчётной нагрузке;

Проведена реконструкция ТП-212, заключающаяся в замене масляных силовых трансформаторов марки ТМ-1000/6 на сухие трансформаторы марки ТСЗГЛ 250/6, а также замена устаревших камер распределительных устройств ТП-212 на современные камеры марки КРУ-КУ-6С, на основании предварительного расчёта потерь электроэнергии за типичные сутки можно сделать вывод, что потери мощности в трансформаторах ТП-212 после проведения реконструкции с заменой силового трансформатора, уменьшились на 1,9 кВт.

На основе анализа расчётных показателей, установлено, что предварительное направление исследования, а также методы для достижения поставленной цели, в работе выбраны верно.

Окончательный вывод по применению данных мероприятий в системе электроснабжения объекта будет сделан после проведения технико-экономического обоснования внедрения мероприятий по минимизации потерь ЭЭ, осуществляемого в следующем разделе работы.

При этом следует обратить особое внимание на целесообразность внедряемых мероприятий, досконально обосновав их эффективность, как это показано в [17].

3 Техничко – экономическое обоснование внедрения мероприятий по снижению потерь

3.1 Техничко – экономическое обоснование реконструкции кабельных сетей

Ранее в работе была проведена реконструкция системы электроснабжения ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) участка распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» с целью минимизации потерь электроэнергии, заключающаяся в замене силовых масляных трансформаторов ТМ-1000/6 на сухие трансформаторы ТСЗГЛ-250/6, установки новых распределительных устройств ТП-6/0,4 кВ (камеры типа КРУ-КУ-6С), а также замене кабельных линий 0,38/0,22 кВ марки АВВГ на кабели марки АВБбШвнг на перегруженных участках сети.

Исходя из полученных результатов в предыдущих главах работы, далее проводится технико – экономическое обоснование внедрения указанных мероприятий по минимизации потерь электроэнергии.

Потери активной мощности определяются [18]:

$$\Delta P_n = 3(I_p^n)^2 \cdot r_o \cdot \tau, \text{ кВт}, \quad (17)$$

где I_p^n - расчетный ток нормального режима, А;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, $U_{ном} = 35$ кВ;

r_o – удельные активное сопротивления линии, мОм/м;

L - длина линии, км.

Потери активной электроэнергии в линии трехфазной электрической сети в нормальном режиме определяются [20]:

$$\Delta W_a^\Sigma = \Delta P_n^\Sigma \cdot \tau, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (18)$$

где τ – время наибольших потерь, ч, вычисляемое по формуле [18]:

$$\tau = \left(0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760, \text{ ч}, \quad (19)$$

где T_{max} – годовое число часов использования максимума нагрузки, табл.5.3.10 [5], ч.

По условию (19) для кабельных линий в работе принимается

$$\tau = \left(0,124 + 5300 \cdot 10^{-4}\right)^2 \cdot 8760 = 3746 \text{ ч}.$$

Проводится определение потерь мощности и электроэнергии на примере кабельной линии Л1 (до и после реконструкции).

Потери активной мощности и ЭЭ в КЛ-0,38/0,22 кВ Л1 (до реконструкции)

$$\Delta P^H = 3 \cdot 75,2^2 \cdot 1,84 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} = 3,12 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_a = 3,12 \cdot 3746 = 11690,0 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Потери активной мощности и ЭЭ в КЛ-0,38/0,22 кВ Л1 (после реконструкции)

$$\Delta P^H = 3 \cdot 75,2^2 \cdot 1,17 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3} = 1,98 \text{ кВт},$$

$$\Delta W_a = 1,98 \cdot 3746 = 7417,1 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Аналогичные расчеты потерь активной мощности и ЭЭ в КЛ-0,38/0,22 проводятся для других КЛ-0,38/0,22 кВ. Полученные результаты расчётов значений потерь электроэнергии сводятся в таблице 7 (до реконструкции) и таблице 8 (после проведения реконструкции).

Таблица 7 – Значения потерь ЭЭ в КЛ-0,38/0,22 кВ до реконструкции

Линия	Марка кабеля	Длина, км	Удельные сопротивления участков сети		Ток в норм. режиме	Потери активной мощности в норм. режиме, кВт	Потери ЭЭ, кВт·ч
			r_0 , мОм/м	x_0 , мОм/м			
Л1	АВВГ (3×16+1×10)	0,10	1,84	0,068	75,2	3,12	11690,0
Л2	АВВГ (3×16+1×10)	0,11	1,84	0,068	60,8	2,24	8391,1
Л3	АВВГ (3×16+1×10)	0,12	1,84	0,068	83,2	4,59	17194,1
Л4	АВВГ (3×16+1×10)	0,09	1,84	0,068	67,2	2,24	8391,1
Л5	АВВГ (3×10+1×6)	0,025	2,94	0,073	59,2	0,77	2884,4
Л6	АВВГ (3×10+1×6)	0,02	2,94	0,073	56,0	0,55	2060,3
Л7	АВВГ (3×16+1×10)	0,12	1,84	0,068	60,8	2,45	9177,7
Л8	АВВГ (3×16+1×10)	0,07	1,84	0,068	83,2	2,67	10001,8
Итого по КЛ-0,38/0,22 кВ						18,63	69790,5

Таблица 8 – Значения потерь ЭЭ в КЛ-0,38/0,22 кВ после реконструкции

Линия	Марка кабеля	Длина, км	Удельные сопротивления участков сети		Ток в норм. режиме	Потери активной мощности в норм. режиме, кВт	Потери ЭЭ, кВт·ч
			r_0 , мОм/м	x_0 , мОм/м			
Л1	АВБбШвнг (3×25+1×16)	0,10	1,17	0,066	75,2	3,12	7417,1
Л2	АВБбШвнг (3×25+1×16)	0,11	1,17	0,066	60,8	1,42	5319,3
Л3	АВБбШвнг (3×25+1×16)	0,12	1,17	0,066	83,2	2,92	10938,3
Л7	АВБбШвнг (3×25+1×16)	0,12	1,17	0,066	60,8	1,56	5843,8
Л8	АВБбШвнг (3×25+1×16)	0,07	1,17	0,066	83,2	1,66	6218,4
Л4	АВВГ (3×16+1×10)	Реконструкция не проводилась (сечение кабеля соответствует фактической расчётной нагрузке).					8391,1
Л5	АВВГ (3×10+1×6)						2884,4
Л6	АВВГ (3×10+1×6)						2060,3
Итого по КЛ-0,38/0,22 кВ						14,24	49072,7

Исходя из результатов, полученных при проведении расчётов потерь электроэнергии до и после проведения реконструкции кабельных линий напряжением 0,38/0,22 кВ, приведённых в результирующих таблице 7 и таблице 8, можно сделать вывод о том факте, что суммарные потери электроэнергии в реконструируемых КЛ-0,38/0,22 кВ снизились со значения 69790,5 кВт·ч до проведения реконструкции до значения 49072,7 кВт·ч после проведения реконструкции, что говорит о положительных результатах с технической стороны.

При этом технический эффект внедрённых мероприятий по реконструкции КЛ-0,38/0,22 кВ составил 20717,8 кВт·ч, что составляет 29,7% от начальной величины потерь электроэнергии.

Полученные сводные результаты технико-экономического эффекта проведённой в работе реконструкции кабельных линий КЛ-0,38/0,22 кВ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Полученные результаты технико-экономического эффекта проведённой реконструкции КЛ- 0,38/0,22 кВ

Параметр	До реконструкции	После реконструкции	Экономический эффект
Суммарные потери электроэнергии в КЛ 0,38 кВ, кВт·ч	69790,5	49072,7	20717,8 (29,7%)
Плата за потери электроэнергии, р.	263110,2	185004,1	78106,1

Далее в работе проводится технико – экономический расчёт с конечной целью определения срока окупаемости реконструкции рассматриваемых КЛ-0,38/0,22 кВ.

Задачей технико - экономического расчёта является определение затрат на реконструкцию указанных КЛ-0,38/0,22 кВ (кабельные линии Л1-Л3, Л7-Л8).

В соответствии с требованиями [20], величина приведенных затрат:

$$Z = K + И, \quad (20)$$

где K - капитальные затраты на замену кабеля КЛ 0,38 кВ электрической сети;

I - годовые эксплуатационные расходы.

В капитальные затраты на сооружение сети входят стоимость кабельных линий Л1-Л3, Л7-Л8, которые определяются по укрупнённым показателям стоимости электрических сетей [24].

В состав годовых эксплуатационных расходов входят соответствующие расходы в линиях I_d . Эти составляющие находят по выражению [22]:

$$I = I_a + I_э. \quad (21)$$

где I_a - издержки на амортизацию;

$I_э$ - издержки на эксплуатацию.

Издержки на амортизацию I_a определяются по норме отчисления на амортизацию от капитальных затрат:

$$I_a = \frac{a_p}{100} K, \quad (22)$$

где a_p - коэффициент амортизации, %, принимаемый по табл. 6.1 [20].

Эксплуатационные издержки $I_э$ определяются:

$$I_э = \frac{э_p}{100} K, \quad (23)$$

где $э_p$ - отчисления на ремонты и обслуживание элементов электрической сети, %, принимаемый по табл. 6.2 [20].

Результаты расчёта капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов по реконструкции КЛ-0,38/0,22 кВ сводятся в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчёта капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов по реконструкции КЛ-0,38/0,22 кВ

Определяемый показатель	КЛ-0,38/0,22 кВ				
	Л1	Л2	Л3	Л7	Л8
Марка кабеля	АВБбШвнг (3×25+1×16)	АВБбШвнг (3×25+1×16)	АВБбШвнг (3×25+1×16)	АВБбШвнг (3×25+1×16)	АВБбШвнг (3×25+1×16)
Длина линии, м	100	110	120	120	70
Стоимость 1м кабеля, руб./м	94,51	94,51	94,51	94,51	94,51
Стоимость линии, руб.	9451,0	10396,1	11341,2	11341,2	6615,7
Издержки на амортизацию, руб., ($a_p = 6,7\%$)	633,2	696,5	759,9	759,9	443,3
Издержки на ремонт и обслуживание, руб., ($\varepsilon_p = 3,8\%$)	359,1	395,1	431,0	431,0	251,4
Годовые эксплуатационные расходы, р.	992,3	1091,6	1190,9	1190,9	694,7
Приведённые затраты, руб/год	10443,3	11487,7	12532,1	12532,1	7310,4
Всего приведённых затрат по КЛ, руб.	54305,6				

Срок окупаемости проведенной в работе реконструкции КЛ-0,38/0,22 кВ составляет [16]:

$$C = \frac{Z}{E}, \text{ лет}, \quad (24)$$

где Z – полученный эффект от реконструкции, тыс. руб.;

E – суммарные приведённые затраты по КЛ, выделяемые на её реконструкцию, руб.

$$C = \frac{78106,1}{54305,6} \approx 1,44 \approx 1,5 \text{ года.}$$

В результате проведённых расчётов можно сделать вывод, что проведённая в работе реконструкция КЛ-0,38/0,22 кВ эффективна, так как окупится за 1,5 года.

3.2 Техничко – экономическое обоснование реконструкции ТП-6/0,4 кВ

Далее в работе производится расчет прогнозируемого экономического эффекта, связанного со снижением потерь мощности в сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» после замены на трансформаторной подстанции двух силовых трансформаторов ТМЗ-1000/6 на сухие трансформаторы ТСЗГЛ-250/6.

Объем потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) за год определяется по известному выражению [20]:

$$\Delta W_m = n \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_2 + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{кз} \cdot K_3^2 \cdot \tau_{max}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (25)$$

где $\Delta P_{xx}, \Delta P_{кз}$ - удельные потери мощности ХХ и КЗ силового трансформатора в кВт;

K_3 - коэффициент загрузки силовых трансформаторов;

n - количество работающих параллельно силовых трансформаторов;

T_2 - суммарное время работы силового трансформатора за год, ч.

В соответствии с [5] для режима работы потребителя в три смены принимается $T_2 = 6400$ ч.

Определяется время максимальных потерь электроэнергии для ТП-6/0,4 кВ (ТП-212):

$$\tau_{max} = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 \text{ ч}, \quad (26)$$

где $T_{нб}$ - время использования наибольшей полной мощности в течение года, для данного потребителя 3520 час.

Исходя из этого, для ТП-6/0,4 кВ (ТП-212):

$$\tau_{max} = (0,124 + 3520 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1984,8 \text{ ч.}$$

Далее проводится расчет потерь электроэнергии в двух силовых трансформаторах до реконструкции подстанции (два трансформатора марки ТМЗ-1000/6).

При этом необходимо учесть, что данные трансформаторы в схеме электрических соединений работают отдельно.

Следовательно, потери электроэнергии в силовом трансформаторе ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) марки ТМЗ-1000/6 (до реконструкции)

$$\Delta W_{m.1} = 1 \cdot 2,45 \cdot 6400 + \frac{1}{1} \cdot 11 \cdot 0,215^2 \cdot 1984,8 = 21138,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

С учётом числа трансформаторов на ТП-6/0,4 кВ (ТП-212), суммарные потери электроэнергии равны

$$\Delta W_m = 2 \cdot 21138,2 = 42276,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Итого потери электроэнергии до реконструкции в двух трансформаторах ТМЗ-1000/6 (до реконструкции) за год составят 42 274,4 кВт·ч.

Далее проводится расчёт планируемых потерь электроэнергии за год после завершения мероприятий по реконструкции подстанции в двух новых трансформаторах марки ТСЗГЛ 250/6.

При этом необходимо учесть, что данные трансформаторы в схеме электрических соединений также работают отдельно (в результате проведения мероприятий по реконструкции, режим работы ТП-6/0,4 кВ остаётся неизменным).

Следовательно, потери электроэнергии в силовом трансформаторе ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) марки ТСЗГЛ 250/6 (после проведения реконструкции)

$$\Delta W_{m.1} = 1 \cdot 1 \cdot 6400 + \frac{1}{1} \cdot 2,89 \cdot 0,86^2 \cdot 1984,8 = 10642,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

С учётом числа трансформаторов на ТП-6/0,4 кВ (ТП-212), суммарные потери электроэнергии равны

$$\Delta W_{m.рек} = 2 \cdot 10642,4 = 21284,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Итого планируемые расчетные потери электроэнергии после произведенной реконструкции на ТП-6/0,4 кВ в двух новых силовых трансформаторах ТСЗГЛ 250/6 за год составят 21 284,8 кВт·ч.

На основании вышеизложенных расчетов, определяется объем сэкономленной электроэнергии за год после реконструкции ТП-6/0,4 кВ [20]:

$$\Delta W_{m.э} = \Delta W_m - \Delta W_{m.рек} = 42276,4 - 21284,8 = 20991,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Экономический эффект от годового снижения потерь электроэнергии в трансформаторах после реконструкции ТП-6/0,4 кВ:

$$\Delta I_w = \Delta W_{m.э} \cdot I_{э.э}, \text{ руб.} / \text{кВт} \cdot \text{ч}, \quad (27)$$

где $I_{э.э}$ - стоимость 1 кВт·ч, руб.

$\Delta W_{m.э}$ - объем снижения потерь после реконструкции трансформаторной подстанции, кВт·ч.

На основании вышеизложенных расчетов, экономический эффект от годового снижения потерь электроэнергии в трансформаторах после реконструкции ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) составит

$$\Delta I_w = 20991,6 \cdot 3,59 = 75359,8 \text{ руб.}$$

Рассчитаем срок окупаемости инвестиций в реконструкцию ТП-6/0,4 кВ, рассчитав отношение суммы вложенных средств в реконструкцию, к объему снижения потерь электроэнергии в силовых трансформаторах в соответствии с [20]:

$$T_{ок} = \frac{K_{сум}}{\Delta I_w}, \text{ лет.} \quad (28)$$

$$T_{ок} = \frac{339119,3}{75359,8} = 4,5 \text{ года.}$$

Рассчитанный срок возврата инвестиций в реконструкцию трансформаторной подстанции считается приемлемым, из чего можно сделать вывод об экономической целесообразности разработанных мероприятий по реконструкции ТП-6/0,4 кВ участка системы электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Выводы по разделу 3.

По результатам выполнения раздела можно сделать следующие основные выводы:

- в результате проведённого технико-экономического обоснования реконструкции с заменой сечения кабелей на участках Л1-Л3, Л7-Л8 с целью минимизации потерь электроэнергии в рассматриваемых КЛ-0,38/0,22 кВ, установлено, что проведённая реконструкция эффективна и окупится за 1,5 года;
- в результате реконструкции ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) с заменой на данной понизительной подстанции двух силовых трансформаторов марки

ТМЗ-1000/6 на сухие трансформаторы марки ТСЗГЛ 250/6 установлено, что проведённая реконструкция эффективна, т.к. окупится за 4,5 года.

При этом [19,20] устанавливаются нормативные показатели срока окупаемости проекта до 7 лет.

Полученные результаты сроков окупаемости предложенных в работе мероприятий по минимизации потерь электроэнергии соответствуют этому критерию.

Исходя из полученных результатов, следует, что рассчитанный срок возврата инвестиций в реконструкцию кабельных линий 0,338/0,22 кВ и трансформаторной подстанции ТП-6/0,4 кВ считается приемлемым, из чего можно сделать вывод об экономической целесообразности разработанных мероприятий по реконструкции ТП-6/0,4 кВ участка системы электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Учитывая полученные результаты технико – экономического обоснования предложенных мероприятий, можно сделать вывод о том, что данные мероприятия имеют технический и экономический эффект и могут быть использованы на рассмотренном участке системы электроснабжения ТП-6/0,4 кВ ООО «Газпром трансгаз Сургут», а также на других и участках системы электроснабжения данного предприятия и аналогичных объектах, с целью минимизации потерь электроэнергии.

Заключение

В результате выполнения работы на тему «Разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в системе электроснабжения ООО «Газпром трансгаз Сургут»», осуществлена разработка мероприятий по минимизации потерь электроэнергии на объекте исследования.

На основании анализа технической литературы по данной тематике, детально рассмотрены и проанализированы вопросы, связанные с основными факторами, приводящими к потерям электроэнергии, структурой потерь электроэнергии, вопросами нормирования потерь электроэнергии в зависимости от их структуры, а также методами и мероприятиями по минимизации потерь электроэнергии.

В результате проведенного анализа изменения объема фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» за 2017-2021 года, установлено следующее:

- на протяжении 2017-2021 годов, просматривается явная тенденция к снижению доли коммерческих потерь электроэнергии от фактических в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут», что обусловлено своевременным отключением злостных должников, а также усовершенствованию мероприятий по поиску краж электроэнергии;
- на протяжении 2017-2021 годов, просматривается явная тенденция к увеличению доли коммерческих потерь электроэнергии от фактических в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут», что обусловлено отсутствием модернизации и реконструкции электрических сетей, отсутствием должного уровня автоматизации сетей, а также некоторыми ошибками на стадии проектирования и эксплуатации объектов энергетики;
- на основании приведенных статистических данных, можно сказать, что средний показатель фактических потерь в сетях ООО «Газпром

трансгаз Сургут» по итогам 2017-2021 годов составляет 13,74%, что превышает рекомендуемый граничный показатель экономической целесообразности передачи электроэнергии потребителю согласно требованиям нормативных документов. Данное обстоятельство приводит к необходимости поиска, разработки и внедрения организационных, организационно-технических, технико-технологических мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии в электрической энергии в электрических сетях предприятия.

В виду проведённого анализа фактических потерь электроэнергии в электрических сетях ООО «Газпром трансгаз Сургут» за 2017-2021 года, можно утверждать, что фактические потери электроэнергии (в первую очередь – технические потери) не соответствуют требуемому уровню, следовательно, необходимо искать пути снижения и устранять причины сверхнормативных потерь.

На основании анализа технических данных системы электроснабжения объекта исследования, используя теоретические сведения и нормативные документы, проведена непосредственная разработка мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в электрической сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», включающая выбор и описание мероприятий с разработкой плана их реализации. С практической точки зрения, с целью минимизации потерь электроэнергии, в работе детально рассмотрены и исследованы следующие мероприятия на примере участка системы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», состоящей из ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) и отходящих силовых кабельных линий напряжением 0,38/0,22 кВ, с получением следующих практических результатов, приведённых ниже.

Проведена реконструкция ТП-6/0,4 кВ (ТП-212) участка системы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», заключающаяся в замене масляных силовых трансформаторов марки ТМ-

1000/6 на сухие трансформаторы марки ТСЗГЛ 250/6, а также замена устаревших камер распределительных устройств ТП-212 на современные камеры марки КРУ-КУ-6С. В результате проведения исследования по указанной реконструкции установлено, что потери активной электроэнергии на ТП-6/0,4 кВ участка системы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут» в результате замены силовых трансформаторов, снизились на 20991,6 кВт·ч от первоначального значения (до реконструкции), а экономический эффект от годового снижения потерь электроэнергии в трансформаторах после реконструкции данной понизительной подстанции составил 75359,8 руб. со сроком окупаемости затрат, равном 4,5 года.

Проведена реконструкция кабельных линий напряжением 0,38/0,22 кВ участка системы электроснабжения распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут», осуществлённая путём замены на перегруженных линиях силовых кабелей марки АВВГ на бронированные кабели АВБбШвнг, обладающих пониженной горючестью и улучшенными техническими характеристиками. В результате проведения исследования по данной реконструкции установлено, что потери электроэнергии в исследуемых кабельных линиях 0,38/0,22 кВ уменьшились после реконструкции на величину, равную 20717,8 кВт·ч, что составляет 29,7 % от величины потерь электроэнергии до проведения реконструкции. Установлено, что указанная реконструкция кабельных линий 0,38/0,22 кВ экономически целесообразна, так как срок её окупаемости равен 1,5 года, что является хорошим результатом. Рассчитанный срок окупаемости инвестиций в реконструкцию трансформаторной подстанции ТП-6/0,4 кВ и кабельных линий КЛ-0,38/0,22 кВ считается приемлемым, из чего можно сделать вывод об экономической целесообразности разработанных мероприятий по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения предприятия, включая детально рассмотренный участок распределительной сети ООО «Газпром трансгаз Сургут».

Список используемых источников

1. Артюх В. М. Потери электроэнергии в оборудовании собственных нужд электростанций. Электрические станции. 2017. № 2.
2. Божков М.И. Деньги на ветер. Энергетика и промышленность России. 2019. №4. С. 18-19.
3. Владимиров Ю.В., Крамская Т.В. Учёт фактора влияния нестационарности нагрузки на потери в электрических сетях от перетоков реактивных мощностей. Восточно-Европейский журнал передовых технологий. 2018. № 4/3 (22)
4. Войтов О. Н. Алгоритмы оценки потерь электроэнергии в электрической сети и их программная реализация. Электричество. 2019. № 10.
5. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
6. Железко Ю. С. Методы расчёта нагрузочных потерь электроэнергии в радиальных сетях 0,38-20 кВ по обобщённым параметрам сети. Электрические станции. 2016. № 1.
7. Железко Ю. С. Потери электроэнергии в оборудовании сетей и подстанций. Электрические станции. 2017. № 7.
8. Железко Ю. С. Статистические характеристики погрешностей измерительных комплексов и их использование при расчёте недоучёта электроэнергии. Электрические станции. 2017. № 7.
9. Мирошник А. А. Уточненные алгоритмы расчета потерь электроэнергии в сетях 0,38 кВ в реальном времени. Проблемы региональной энергетики. 2018. 2 (13).
10. ООО «Газпром трансгаз Сургут». Режим доступа: <https://surgut-tr.gazprom.ru/> Дата обращения: 28.09.2022.
11. Организация ООО «Газпром трансгаз Сургут». Финансовая отчётность. Режим доступа: <https://www.list-org.com/company/1810> Дата

обращения: 27.09.2022.

12. Потребич А.А. Методы расчёта потерь энергии в питающих электрических сетях энергосистем. Электричество. 2019. №19.

13. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2017. 174 с.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2018. 392 с.: ил.

15. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / 7-е изд-е. М.: Альвис, 2018. 632 с.

16. Приказ Минэнерго России от 30 декабря 2018 года № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

17. Приказ ФСТ РФ от 17 февраля 2012 года № 98-э «Об утверждении методических указаний по расчёту тарифов на услуги по передаче электрической энергии, устанавливаемых с применением метода долгосрочной индексации необходимой валовой выручки».

18. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов. М.: «МЭИ», 2018. 288 с.

19. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 328 с.

20. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.

21. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

22. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения. М.: Лань, 2018. 480 с.

23. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. М.: Форум, Инфра-М, 2015. – 136 с.

24. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года // РД РАО

«ЕЭС России». Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р.
М.: Министерство энергетики, 2020.

25. Gupta P. Adaptive short-term forecasting of hourly loads using weather information – IEEE Trans. Power Appar. And Syst. 2018. №5.

26. IEC 60287-2-2:1995 Electric cables–Calculation of the current rating–Part 2. Thermal resistance. Section 2. A method for calculating reduction factors for groups of cables in free air, protected from solar radiation.

27. Panuska V. Short-term forecasting of electric power system load from a weather dependent model. IFAC Symp.2017. Autom. Contr. and Prot. Electr. Power Syst., Melbourne, 2017. Sydney.