

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки)

Энергосбережение и энергоэффективность

(направленность (профиль))

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)

на тему Модернизация системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции

Обучающийся

В.Н. Уланов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Научный
руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

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

Тольятти 2022

Содержание

Введение	3
1 Анализ потерь электроэнергии в сетях энергосистемы и потребителей	9
1.1 Основные сведения о потерях электроэнергии в сетях энергосистемы и потребителей	9
1.2 Основные сведения о компенсации реактивной мощности как одном из наиболее эффективных мероприятий по снижению потерь электроэнергии	22
2 Разработка мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика	29
2.1 Общие сведения о системах электроснабжения нефтеперекачивающих станций.....	29
2.2 Характеристика системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика	31
2.3 Анализ мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.....	38
3 Техничко-экономическое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика	49
3.1 Техническое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения объекта исследования	49
3.2 Внедрение инновационных кабелей в питающей сети 10 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.....	56
3.3 Внедрение компенсирующих устройств в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.....	62
3.4 Экономическое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения объекта исследования	68
Заключение	77
Список используемой литературы	82

Введение

Известно, что недостаточная компенсация реактивной мощности приводит к снижению пропускной способности сетей, дополнительному перегреву оборудования, и, как следствие, значительному повышению потерь активной электроэнергии.

Потребляя реактивную мощность вследствие своей технической природы, электрооборудование с индуктивной и активно-индуктивной нагрузкой систем электроснабжения вносит значительный дисбаланс во всю энергосистему [11].

Таким образом, данная проблематика является актуальной не только для определённого предприятия, а и для всей энергосистемы в целом.

С внедрением инновационных мероприятий в системах электроснабжения различных типов, связанных с автоматизацией работы энергетических систем, вопрос снижения реактивной составляющей стал одним из актуальнейших на данный момент.

В связи с этим, за последние десятилетия разработаны современные автоматизированные устройства компенсации реактивной мощности, позволяющие поддерживать её минимальный уровень на шинах подстанций предприятий, не позволяя ей возвращаться в общую энергосистему [10].

С другой стороны, в законодательной базе по данной проблеме также произошёл существенный сдвиг. Устаревшая методика не учитывала распространение реактивной мощности в энергосистеме, перекладывая решение данной проблемы на энергосбытовые организации.

Сейчас к данной проблеме применяется совершенно иной подход. Разработанная и утверждённая законодательная база чётко устанавливает предельную составляющую потребляемой реактивной мощности для каждого объекта, таким образом, позволяя локализовать узлы с высокой реактивной составляющей [11].

Исходя из этого, единственным путём решения проблемы компенсации реактивной мощности для потребителя является установка в своих сетях устройств компенсации реактивной мощности. В противном случае потребителю придётся оплатить значительный штраф.

Такой подход заставляет активизироваться потребителя в вопросе участия в процессе компенсации реактивной мощности [8].

Основной целью диссертационной работы является «снижение потерь электрической энергии в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции путём повышения эффективности компенсации реактивной мощности» [16].

«Объектом исследования в диссертационной работе является система электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика» [16].

Предметом исследования в диссертационной работе являются влияние степени компенсации реактивной мощности на потери электроэнергии в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, а также на аналогичных объектах.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью минимизации потерь электроэнергии в электрических сетях предприятий до нормативных значений согласно требованиям [8].

В данном направлении в работе детально исследованы работы следующих отечественных и зарубежных авторов, занимающихся подобными исследованиями: Готман В. И., Евстифеев И.В., Кузнецов А.В., Булатов И. С., Жежеленко И. В., Саенко Ю. Л., Гуськова Н.Д., Ульяновкин О.В., Железко Ю.В., Климова Г.Н., Воротницкий В.В., Макаров Е. Ф., Войтов О. Н., J. Anthony, E. Mills и других.

«При этом также известно, что минимизация потерь электроэнергии является одной из важнейших задач энергосбережения отечественной электроэнергетики» [2].

Внедрение мероприятий по минимизации потерь электроэнергии способствует уменьшению перерасхода электроэнергии, отсутствия чрезмерной оплаты, уменьшения расходов на ремонт электрооборудования вследствие его выхода из строя по причине искажения параметров сети и превышения минимально допустимых значений вследствие перетоков потерь мощности, а также увеличение полученной прибыли по причине снижения затрат и материальных ресурсов.

Гипотеза исследования состоит в том, что применение устройств автоматической компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика позволит:

- значительно снизить потери активной электроэнергии в системе электроснабжения объекта исследования;
- полностью устранить перетоки реактивных мощностей в узлах системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика;
- повысить технико-экономические показатели работы всей системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика;
- добиться значительной экономии финансовых средств за счёт значительного уменьшения оплаты за штраф вследствие недостаточной компенсации реактивной мощности в сетях объекта исследования.

Согласно основной цели диссертационного исследования, в работе решаются следующие основные задачи:

- в первом разделе проводится анализ литературных источников по исследуемой проблеме, включающий детальную проработку следующих вопросов: основные сведения о «потерях электроэнергии в сетях энергосистемы и потребителей, мероприятия по снижению потерь электроэнергии» [14], основные

сведения о компенсации реактивной мощности как одном из наиболее эффективных мероприятий по снижению потерь электроэнергии;

- «во втором разделе осуществляется разработка мероприятий по снижению потерь электроэнергии в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции, для чего приводятся общие сведения» [14] о нефтеперекачивающей станции, описывается характеристика системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции. Для решения поставленных задач проводится: описание нормативно – правовое регулирование процесса компенсации реактивной мощности, технический анализ текущего состояния «компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции, технический расчёт и выбор компенсирующих устройств в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции» [14]. На основании полученных результатов, проводится разработка и обоснование мероприятий по снижению потерь электроэнергии в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции;
- третий раздел посвящён непосредственному анализу и расчёту компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции с целью снижения потерь электроэнергии. Техничко-экономическое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика включает: техническое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения объекта исследования, внедрение инновационных кабелей в питающей сети 10 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, а также внедрение компенсирующих устройств в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО

Транснефть-Балтика. «Также проводится экономическое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения» [17] нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, в результате чего обоснована экономическая целесообразность принятых в работе решений.

Расчётным путём в работе показывается целесообразность и эффективность внедрения принятых «мероприятий по повышению энергоэффективности на объекте исследования» [12].

«В работе применены следующие методы исследования: аналитический метод, методы расчета электрических цепей, методы расчёта и исследования потерь электроэнергии, методы расчёта компенсации реактивной мощности, теории математической статистики, теории погрешностей, методы нечеткой логики, методы аналогии, методы теории подобия и математического моделирования» [14].

«Экспериментальные исследования выполняются с применением методов обработки данных» [14].

«Для проверки достоверности полученных результатов применяется метод планирования эксперимента» [14].

Научная новизна работы состоит в следующем:

- показано, что компенсация реактивной мощности до сверхнормативных значений существенно минимизирует потери электроэнергии в системах электроснабжения промышленных предприятий с наличием мощной активно – индуктивной двигательной нагрузки и может использоваться с целью энергосбережения;
- показано, что компенсация реактивной мощности до сверхнормативных значений, эффективна экономически и приводит к существенной экономии денежных средств на промышленных предприятиях за счёт значительного уменьшения оплаты за

реактивную мощность, а также штрафов в виду низкого уровня коэффициента активной мощности.

Диссертационная работа выполняется согласно утверждённого плана с использованием рекомендованной нормативно – технической научной и справочной литературы.

Теоретическая значимость работы заключается в применении основных теоретических положений и результатов разработанного комплекса мероприятий по применению автоматических компенсирующих устройств реактивной мощности, в системах электроснабжения аналогичных объектов.

Практическая значимость работы заключается в непосредственном применении полученных результатов в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика с целью снижения потерь электроэнергии путём компенсации реактивной мощности.

Представленная работа состоит из введения, трёх разделов, заключения, списка использованной литературы, включающего тридцать основных источников. Для наглядности визуализации и систематизации информации, в работе использовано двадцать рисунков и тринадцать таблиц. Основной текст представленной работы изложен на восьмидесяти пяти печатных страницах.

Личное участие автора в организации и проведении исследования заключается в подготовке исходного технического и теоретического материала, анализе исходных данных и источников литературы, получении и обработке результатов проведённых анализов, выполнении необходимых расчётов и проверок, а также систематизации и оформлении полученных результатов.

1 Анализ потерь электроэнергии в сетях энергосистемы и потребителей

1.1 Основные сведения о потерях электроэнергии в сетях энергосистемы и потребителей

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 [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]. 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]. 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]. 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» [16];
 - «ошибки на стадии проектирования электрических сетей» [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.

Рельеф местности оказывает влияние на технические условия при монтаже и эксплуатации оборудования.

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 (ЭЭ).

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];
- «инструментальные потери $\Delta P_{инстр.}$ – возникают вследствие систематических погрешностей измерительных приборов систем учёта и контроля электроэнергии» [5];
- «потери на собственные нужды $\Delta P_{с.н.}$ – учитывают потери в электроустановках системы собственных нужд» [5].

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

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

Все составляющие потерь из выражения (1), равноценно влияют на технические характеристики сети.

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 [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.

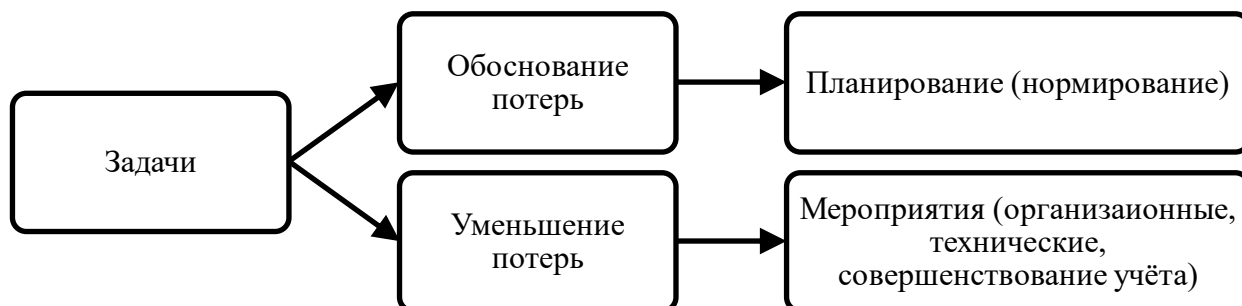


Рисунок 3 – Структура задач по управлению потерями электроэнергии в системах электроснабжения

«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)» [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 ЭЭ

Технические аспекты МСП приведены на рисунке 5.

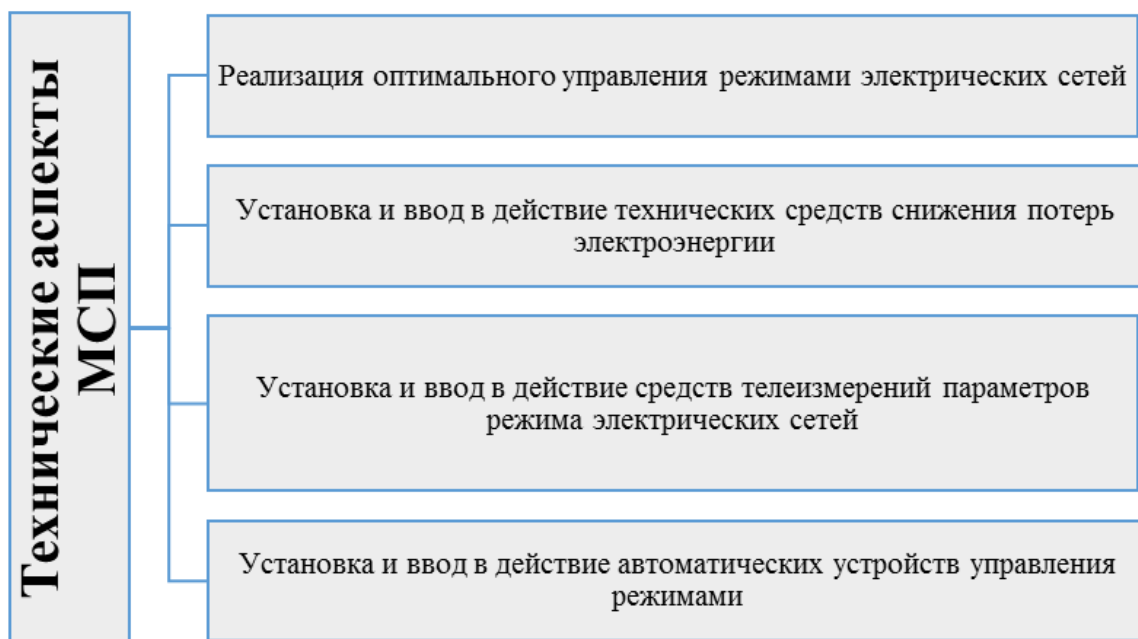


Рисунок 5 – Технические аспекты мероприятий по снижению потерь

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.

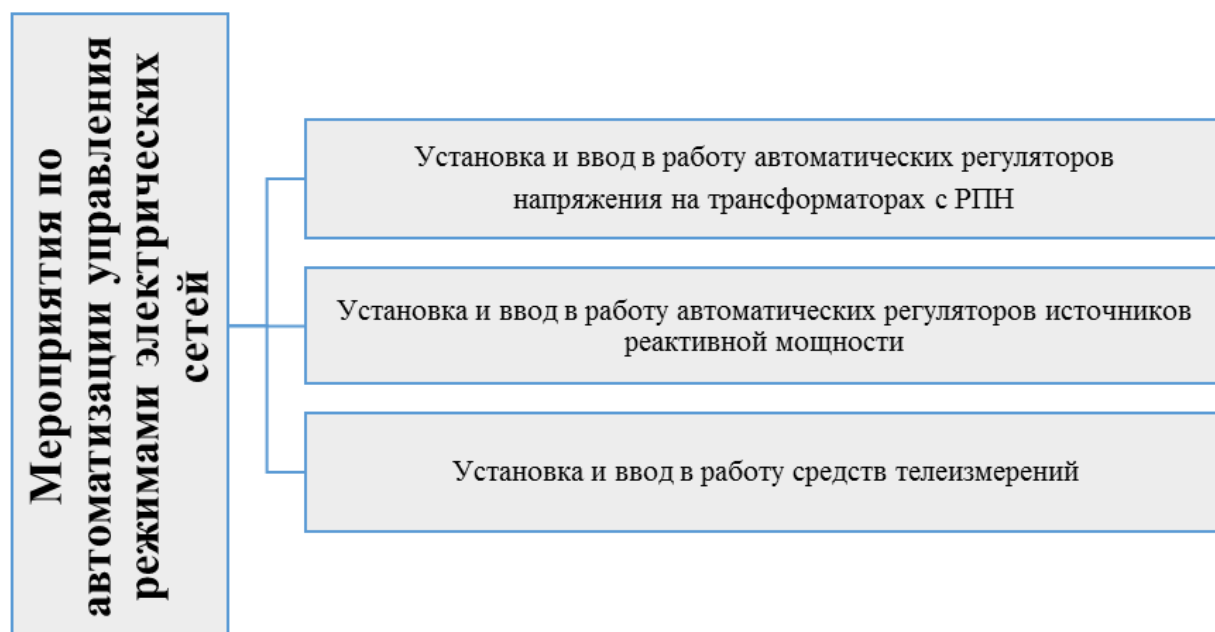


Рисунок 7 - Мероприятия по автоматизации управления режимами сетей

Мероприятия по реконструкции электрических сетей приведены на рисунке 8.

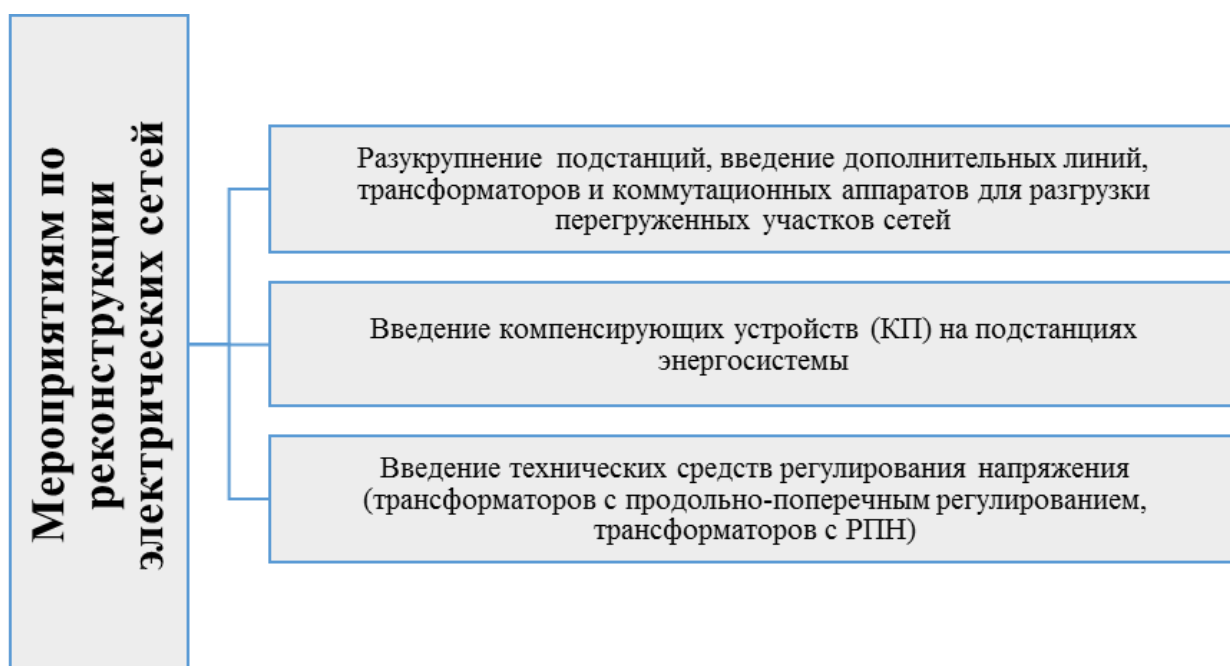


Рисунок 8 – Мероприятиям по реконструкции электрических сетей

Мероприятия по усовершенствованию учета потребления электроэнергии приведены на рисунок 9.

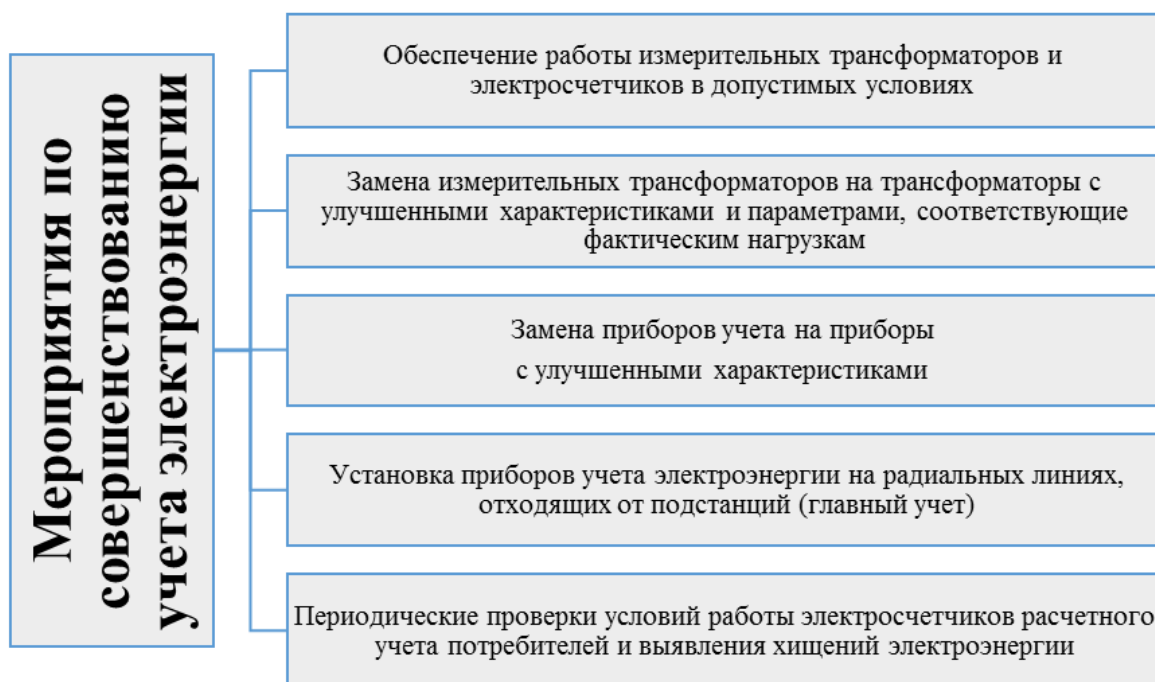


Рисунок 9 – Мероприятия по усовершенствованию учета потребления электроэнергии

1.2 Основные сведения о компенсации реактивной мощности как одном из наиболее эффективных мероприятий по снижению потерь электроэнергии

В работе, на основе приведённого анализа литературных источников, учитывая схемные, технические и экономические аспекты данного предприятия, с целью уменьшения потерь электроэнергии, выбран для дальнейшего исследования мероприятия по компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения объекта исследования.

При этом отмечено, что пристальное внимание следует уделить исследованию и практической реализации данного процесса в силовых трансформаторах и мощных электродвигателях насосных установок.

Известно, что недостаточная компенсация реактивной мощности приводит к снижению пропускной способности сетей, дополнительному перегреву оборудования, и, как следствие, значительному повышению потерь активной электроэнергии.

Потребляя реактивную мощность вследствие своей технической природы, электрооборудование с индуктивной и активно-индуктивной нагрузкой систем электроснабжения вносит значительный дисбаланс во всю энергосистему [11].

Таким образом, данная проблематика является актуальной не только для определённого предприятия, а и для всей энергосистемы в целом.

С внедрением инновационных мероприятий в системах электроснабжения различных типов, связанных с автоматизацией работы энергетических систем, вопрос снижения реактивной составляющей стал одним из актуальнейших на данный момент.

В связи с этим, за последние десятилетия разработаны современные автоматизированные устройства компенсации реактивной мощности, позволяющие поддерживать её минимальный уровень на шинах подстанций предприятий, не позволяя ей возвращаться в общую энергосистему [10].

С другой стороны, в законодательной базе по данной проблеме также произошёл существенный сдвиг. Устаревшая методика не учитывала распространение реактивной мощности в энергосистеме, перекладывая решение данной проблемы на энергосбытовые организации.

Сейчас к данной проблеме применяется совершенно иной подход. Разработанная и утверждённая законодательная база чётко устанавливает предельную составляющую потребляемой реактивной мощности для каждого объекта, таким образом, позволяя локализовать узлы с высокой реактивной составляющей [11].

Исходя из этого, единственным путём решения проблемы компенсации реактивной мощности для потребителя является установка в своих сетях

устройств компенсации реактивной мощности. В противном случае потребителю придётся оплатить значительный штраф.

Такой подход заставляет активизироваться потребителя в вопросе участия в процессе компенсации реактивной мощности [8].

Данный вопрос государственного регулирования компенсации реактивной мощности, в силу своей значимости, необходимо далее рассмотреть более детально.

«Государственная система управления процессом компенсации реактивной мощности (КРМ) сегодня выполняет свои функции с помощью управляющих факторов, которые определяются государством и составляют ее организационную структуру» [17].

«Анализ литературных источников показывает, что эти управляющие факторы могут быть как административными, с жёсткими критериями, так и экономическими, имеющие либеральный характер» [17].

«При таком подходе потребитель целиком и полностью принимает самое непосредственное участие в процессе КРМ» [19].

«При этом введены надбавки и скидки за величину реактивной мощности, которую выдаёт потребитель в энергосистему» [17].

«Указанные надбавки и скидки учтены в тарифе на оплату РМ в виде поправок» [19].

«То есть при введении и учёте указанных управляющих факторов в виде указанных выше поправок, будут выполняться необходимые и достаточные условия для реализации положений нормированных технических показателей энергосистемы как у потребителя, так и у поставщика электроэнергии [19]. «Известно выражение для определения абонентского тарифа на оплату реактивной мощности, руб./квар·ч, в которых учитываются «нормальная» и «стимулирующая» поправки» [19]:

$$c = c_p + c_{Q.норм.} + c_{Q.стим.} \quad (2)$$

где « C_p – установленный тариф на передачу активной электроэнергии,

руб./кВт·ч» [17];

« $C_{Q.норм}$ – поправка на компенсацию реактивной мощности до нормативного значения с учётом надбавок и штрафов в зависимости от выходного значения $tg\varphi$ потребителя («нормальная поправка»)» [17];

« $C_{Q.стим}$ – поправка на компенсацию реактивной мощности до сверхнормативного значения («глубокая компенсация» РМ) с учётом надбавок в зависимости от выходного значения $tg\varphi$ потребителя («стимулирующая поправка»)» [17].

«При этом указанные поправки в выражении (1) являются управляющими факторами и оказывает непосредственное влияние на участие потребителя в установке КУ» [17].

«Также известно, что на параметры потребления реактивной мощности в сетях потребителя оказывает существенное влияние такие параметры, как нелинейность, нестационарность и несимметрия нагрузки электрооборудования потребителя, которые, помимо повышения реактивной мощности, также создают дополнительные потери в сети, а также искажают её нормируемые показатели» [17]. «Это в конечном итоге приводит к дополнительным потерям и проблемам во всей энергосистеме» [17].

«На сегодняшний день большинство счётчиков реактивной электроэнергии не в состоянии качественно измерить указанные параметры, следовательно, потребитель не платит за дополнительные потери и искажение показателей энергосистемы, обусловленные нелинейностью, нестационарностью и несимметрией нагрузки, принося этим вред энергосистеме, которая вынуждена это устранять» [17].

«Следует сказать, что данные процессы присущи подавляющему большинству современных потребителей электроэнергии, ведь практически на каждом предприятии есть электроприёмники, вносящие нелинейность, нестационарность и несимметрию нагрузки (например, асинхронные

двигатели, сварочные трансформаторы, дуговые и индукционные электрические печи и т.д.)» [17].

«Также графики нагрузки абсолютного большинства промышленных предприятий не постоянны во времени, что в конечном итоге вносит необходимые корректировки в значение мощности, отпускаемую таким предприятиям энергосистемой с учётом часов «максимумов» и «минимумов», что в конечном итоге приводит к ухудшению показателей энергосистемы в целом» [17].

«Поэтому в государственном тарифе на оплату реактивной мощности дополнительно учитывается негативное влияние таких перечисленных выше факторов, как нелинейность, нестационарность и несимметрия нагрузки электрооборудования потребителя на сеть энергоснабжающей организации путём их совместного учёта со стимулирующей и корректирующей поправками абонентского тарифа [19], т. е. в конечном итоге введения нового управляющего фактора, стимулирующего потребителей к участию в компенсации реактивной мощности» [17].

«Анализируя публикации последних лет по данной тематике, отмечается, что большинство работ авторов и нормативных документов, регламентирующих и обосновывающих процесс компенсации РМ, посвящены усовершенствованию моделей и методов расчетов потерь электроэнергии и стимулирования потребителя к установке компенсирующих устройств в своих сетях, то есть привлечения конечного потребителя к процессу компенсации РМ» [17].

«Также значительно недооценена «глубокая компенсация» РМ. В источнике [17] доказано, что, компенсируя реактивную мощность до значения $tg\varphi = 0,35$, потери активной мощности снижаются на 20 %, а выполняя глубокую компенсацию до значения $tg\varphi = 0,10$, эти же потери уменьшаются на 42 %, однако, при этом необходимо увеличить мощность компенсирующих устройств ориентировочно в 2 раза» [17]. «Действующим

приказом [18] максимальное значение $tg\varphi$ для сетей напряжением 10 кВ ограничивается значением, равном 0,4» [17].

«В источнике [18] доказано, что значение данной указанной величины не имеет обоснования и требует пересмотра в связи с новыми аспектами и полученными результатами по данной проблеме» [17].

«В источнике [17] показано, что для современных электрических сетей доля мощных трехфазных асинхронных двигателей мала по сравнению с промышленными предприятиями, по этой причине нижнее ограничение должно быть установлено на уровне нуля» [17].

«Также решение оптимизационной задачи показало, что практически во всех узлах схемы целесообразно и оптимально выполнить компенсацию реактивной мощности до значения $tg\varphi=0$, при этом потери активной мощности уменьшаются на 10-15 %, а в некоторых случаях – на уровень 20 % и более» [17].

«С экономической точки зрения, компенсация РМ до максимального нормируемого значения $tg\varphi=0,35$ будет более привлекательным, так как требует меньше расходов, однако, с точки зрения таких перспективных критериев оценки, выполнять глубокую компенсацию реактивной мощности до значения $tg\varphi=0,1$ гораздо выгоднее и целесообразнее» [17].

«Подводя итог, можно утверждать, что электрических сетях предприятий всех типов проект по глубокой компенсации является весьма аргументированным и экономически привлекательным» [17]. «Поэтому компенсация реактивной мощности для рассматриваемой в работе системы электроснабжения» [18] нефтеперекачивающей станции при наличии в её структуре мощных асинхронных электродвигателей представляется актуальной задачей, которая требует дополнительного исследования.

Выводы по первому разделу.

В результате выполнения раздела, на основании анализа технической литературы по данной тематике, рассмотрены и проанализированы следующие вопросы: основные сведения о потерях электроэнергии в сетях

энергосистемы и потребителей, мероприятия по снижению потерь электроэнергии, основные сведения о компенсации реактивной мощности как одном из наиболее эффективных мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

В результате выполнения раздела сделаны следующие выводы:

- установлено, что проблема минимизации потерь электроэнергии в системах электроснабжения современных предприятий являются актуальной задачей, требующей для решения комплексного подхода с учётом инновационных разработок моделей и новейших методов, а также, в некоторых случаях, применения нестандартных решений;
- установлено, что компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на величину потерь электроэнергии в сети и электрооборудовании предприятий. Показано, что проведения исследований в данном направлении является актуальным и перспективным направлением, имеющим важное народно-хозяйственное значение;
- на основе приведённого анализа литературных источников, учитывая схемные, технические и экономические аспекты данного предприятия, с целью уменьшения потерь электроэнергии, для проведения дальнейшего исследования, показана эффективность мероприятий по компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения объекта исследования;
- при проведении дальнейших исследований, в работе особое внимание следует уделить исследованию «глубокой» компенсации реактивной мощности в силовых трансформаторах и мощных электродвигателях насосных установок предприятия. Таким образом, планируется решить проблему перетоков реактивной мощности в системе электроснабжения и компенсацию реактивной составляющей потерь электроэнергии.

2 Разработка мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

2.1 Общие сведения о системах электроснабжения нефтеперекачивающих станций

Нефтеперекачивающая станция ООО Транснефть-Балтика является основным узлом, необходимым для перекачивания сырой нефти в магистральный нефтепровод.

Такая нефтеперекачивающая станция ООО Транснефть-Балтика (магистрального типа) требует значительных расходов мощностей, поэтому в её основе находится понизительная подстанция 110/10 кВ, понижающая электроэнергию с напряжения 110 кВ до уровня 10 кВ с последующим её распределением на следующий уровень понизительных подстанций 10/0,4 кВ, непосредственно питающие электрооборудование потребителей на низком напряжении 0,38/0,22 кВ.

Известно, что «одним из важнейших элементов систем электроснабжения нефтеперекачивающих станций являются питающие понизительные подстанции» [1].

«Типы трансформаторных подстанций систем электроснабжения нефтеперекачивающих станций по конструктивному выполнению и роду установки: открытая, закрытая, комплектная» [1].

«Закрытая трансформаторная подстанция (ЗТП) – её оборудование расположено в помещении» [4].

«Оборудование открытой трансформаторной подстанции (ОТП) расположено на открытом пространстве» [1].

«Оборудование распределительных устройств комплектных трансформаторных подстанций (КТП) систем электроснабжения нефтеперекачивающих станций размещается в ячейках или шкафах, что

выгодно отличает их от других типов ТП систем электроснабжения – открытой и закрытой» [1].

«В свою очередь, КТП систем электроснабжения нефтеперекачивающих станций по месту установки могут быть наружной и внутренней установки» [1].

«Помимо прочего, существует ряд «специфических» типов трансформаторных подстанций, приведённых далее» [1].

«Примером такой ТП является взрывозащищенная трансформаторная подстанция – подстанция для шахт» [1].

Для систем электроснабжения нефтеперекачивающих станций используются, в основном, типичные «классические» виды понизительных подстанций, выполненные по общепринятым схемам.

«Известно, что перекачивание нефти является энергоёмким процессом и требует применения значительных мощностей» [7].

«Основными потребителями нефтеперекачивающей подстанции портового терминала являются мощные и энергоёмкие насосы с электрическими двигателями» [7].

«В большинстве случаев значительно целесообразнее установить меньшее количество мощных высоковольтных электродвигателей, чем применять для этой цели большее количество двигателей низкого напряжения, так как известно, что с увеличением номинального напряжения пропорционально увеличивается и мощность» [7].

Однако в первую очередь необходимо рассматривать и принимать за основу технологический процесс, и, на его основании, решать поставленные задачи.

Такой подход приводит к соблюдению технологических условий для предприятий, что неукоснительно сказывается на полученных результатах применительно к данному объекту исследования.

2.2 Характеристика системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

Нефтеперекачивающая станция ООО Транснефть-Балтика, являющаяся объектом исследования в работе, является станцией магистрального типа большой мощности.

В её основе находится понизительная подстанция 110/10 кВ (главная понизительная подстанция – ГПП), понижающая электроэнергию с напряжения 110 кВ до уровня 10 кВ с последующим её распределением на следующий уровень понизительных подстанций 10/0,4 кВ, непосредственно питающие электрооборудование потребителей на низком напряжении 0,38/0,22 кВ.

Для питания указанной нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика от энергосистемы, применяется «радиальная схема внешнего электроснабжения, так как на рассматриваемой нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика имеется значительное число потребителей I и II категории надёжности, требующих двух независимых источников питания по радиальной схеме» [11].

На территории нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика установлена двухтрансформаторная главная понизительная подстанция (ГПП-110/10 кВ).

Электроснабжение ГПП-110/10 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика «осуществляется от районной ПС-220/110/35 кВ энергосистемы на напряжении 110 кВ, расположенной в 6 км от объекта исследования» [11]. «Для внешней сети главной понизительной подстанции (ГПП) применяется схема соединений «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», которая используется при двух трансформаторах с нерасщепленными обмотками НН на высших напряжениях понизительных ПС 35-110 кВ (рисунок 10)» [6, с.18].

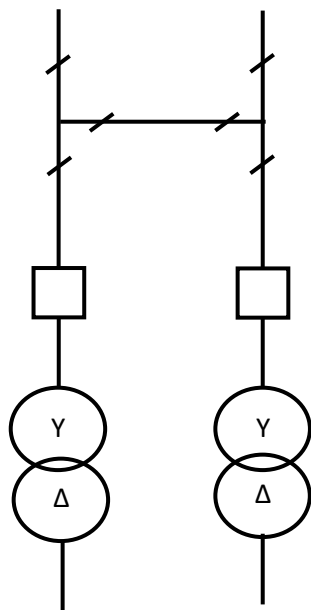


Рисунок 10 – Схема соединений на стороне ВН ГПП-110/10 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

«Для распределительной сети высокого напряжения применяется схема распределительного устройства (РУ) напряжением 10 кВ» [11] ГПП-110/10 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика с «необходимым уровнем резервирования – одиночная секционированная на две секции система сборных шин с устройством АВР (рисунок 11)» [11].

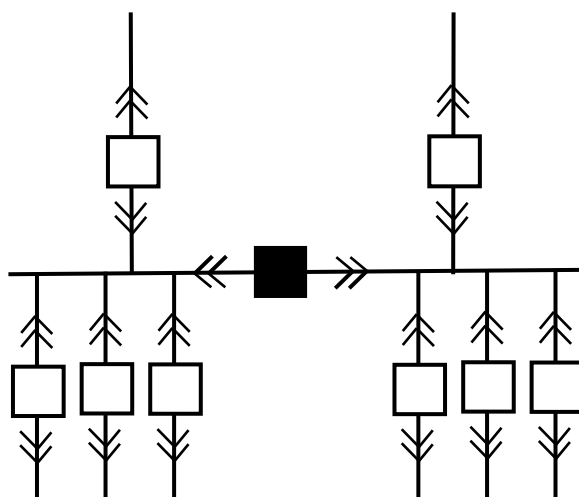


Рисунок 11 – Схема соединений на стороне 10 кВ ГПП-110/10 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

Внутренняя сеть нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика «разделяется на питающую и распределительную части» [11].

«Данная сеть для потребителей I и II категорий надёжности распределяется с наличием на трансформаторных подстанциях (ТП) двух трансформаторов» [2].

Схема внутренней сети нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика представлена на рисунке 12.

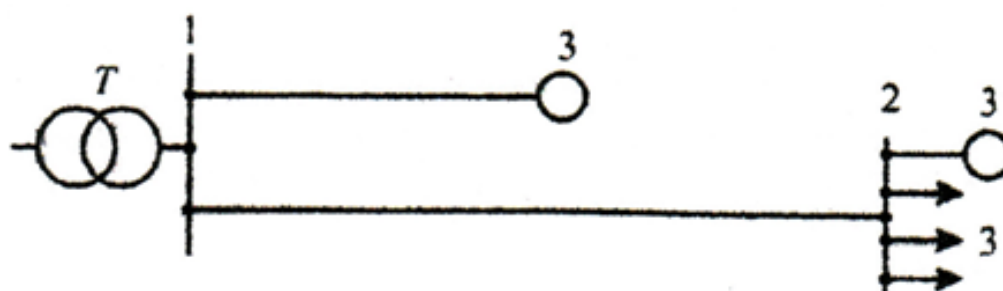


Рисунок 12– Схема внутренней сети нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика: 1 - РУ НН ТП-10/0,4 кВ; 2 - силовой пункт (СП); 3 – электроприёмник

Для внутреннего электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика применяются номинальные классы напряжения 10 кВ (внутризаводское электроснабжение) и 0,38/0,22 кВ (внутрицеховое электроснабжение).

На этих напряжениях осуществляется непосредственное питание производственных участков нефтеперекачивающей станции, описанных в работе далее.

Основной технологический процесс нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика сосредоточен на участках.

Все они играют основную роль в технологическом процессе перекачки сырой нефти в магистральный нефтепровод, выполняя роль приёмки, очистки (5 ступеней), обогащения и подачи сырой нефти далее в нефтепровод.

Всего предусмотрено десять производственных участков.

Основными потребителями электроэнергии (электроприёмниками) нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика являются трёхфазные асинхронные электродвигатели (активно-индуктивная нагрузка).

«Все электроприемники нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика работают на переменном напряжении 380/220 В» [11]. «Исключение составляют высоковольтные двигатели насосной, работающие на номинальном напряжении 10 кВ» [11]. Они получают питание напрямую от шин 10 кВ ГПП нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика. Технические характеристики производственных участков нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики участков нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

Наименование (номер) производственных участков	Количество электроприемников, шт.	Установленная мощность, кВт	
		одного, P _н	суммарная, P _н
1	100	1,1–30	900
2	40	1,1–40	520
3	40	1,1-40	590
4	100	1,1-50	1000
5	40	3-22	390
6	30	3-18,5	190
7	50	3-27	660
8	100	1-50	930
9	50	1-18,5	200
10	50	1-11	150
11	25	1-10	83
12	20	1,1-10	70
Насосная:			
а) 0,4 кВ;	10	1,1–10	40
б) АД 10 кВ	2	400	800

План расположения указанных в таблице 3 производственных участков нефтеперекачивающей станции представлен на рисунке 13.

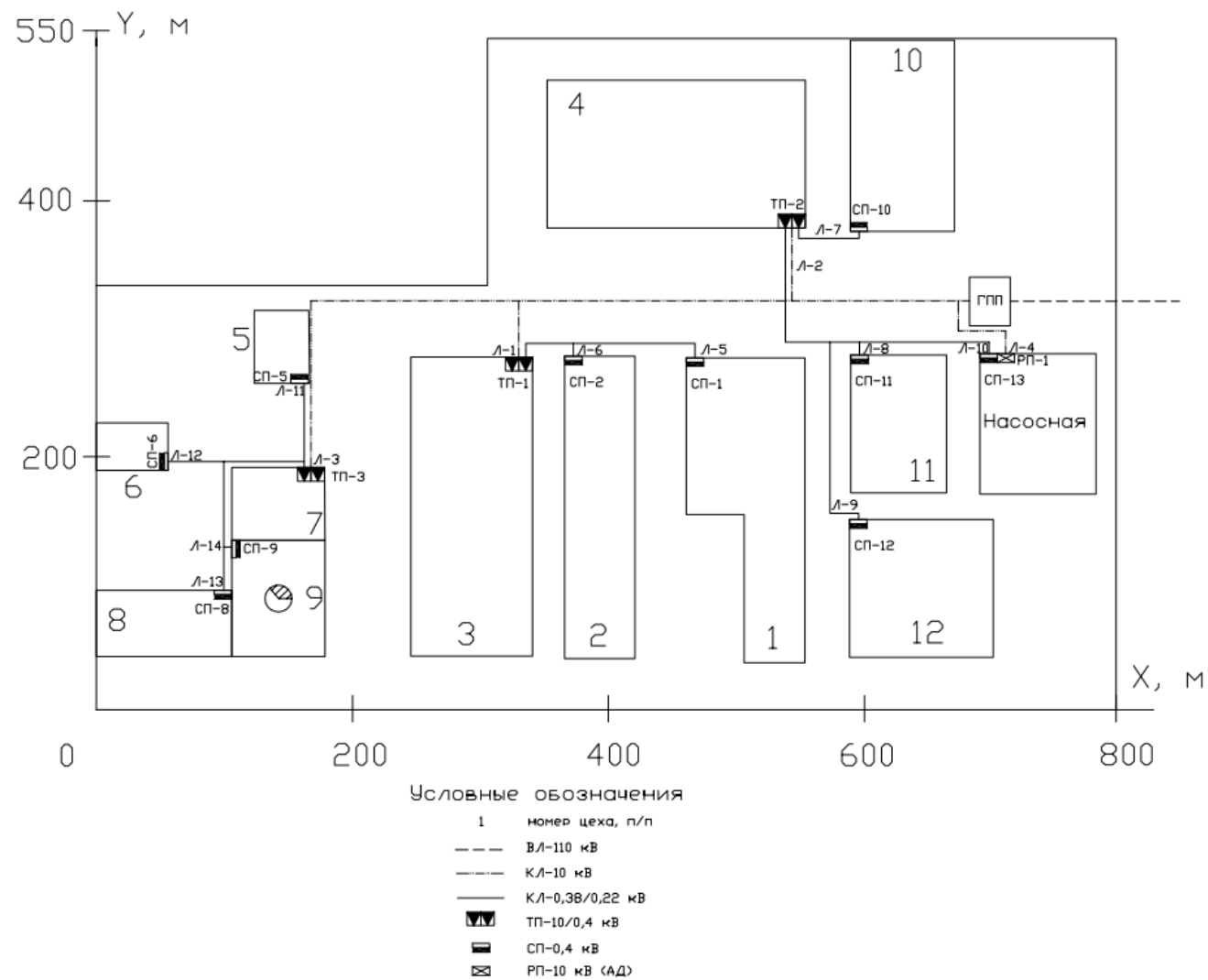


Рисунок 13—План расположения производственных участков нефтеперекачивающей станции

На ГПП-110/10 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика установлены два силовых трансформатора марки ТМН-6300-110/10У1.

На трёх ТП-10/0,4 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика установлено «по два силовых трансформатора марки ТМ-1600/10У1» [18].

Таким образом, резервирование в данной схеме на низшей стороне будет обеспечено.

Применение радиальных схем перспективно с точки зрения обеспечения надёжности, однако проигрывает магистральным схемам в экономичности.

Для защиты и управления оборудованием, ветвями и узлами системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика применяются электрические аппараты, а для обеспечения передачи напряжения в системе – электрические проводники в виде кабельных линий.

Все они показаны на схеме электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.

Схема электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика приведена на рисунке 14.

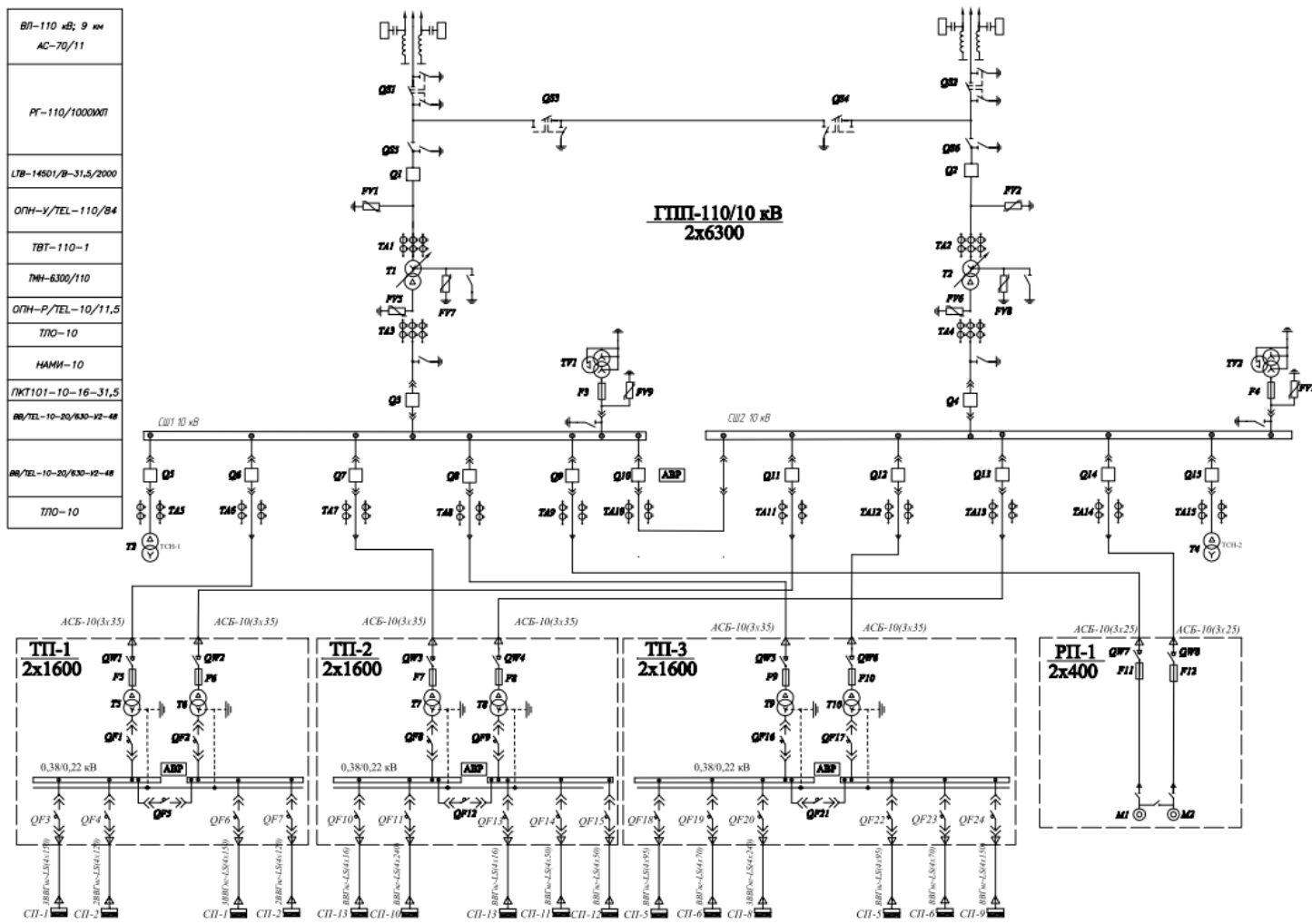


Рисунок 14 – Схема электроснабжения нефтеперекачивающей станции

2.3 Анализ мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

Исходя из приведённых финансово-экономических показателей, а также системы электроснабжения и её технических характеристик, на рассматриваемой в работе нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика проводится анализ основных мероприятий по повышению энергоэффективности, приведённых ранее.

Организационные мероприятия по повышению энергоэффективности полностью приемлемы и необходимы для внедрения на нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика сводятся к организации управлением технологическим процессом на подстанциях, в узлах и ветвях схем.

Далее проводится анализ целесообразности внедрения технических мероприятий по энергоэффективности нефтеперекачивающей станции.

Проведем анализ основных групп из них, а именно:

- «мероприятия по модернизации и реконструкции электрических сетей и оборудования, а также по оптимизации режимов работы электроустановок» [18] – данная группа мероприятий целесообразна к применению на нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика после детального расчёта всех «режимов работы системы электроснабжения и при правильном подходе в подавляющем большинстве случаев приводит к ощутимым технико – экономическим результатам» [18];
- «автоматизация электрических сетей и оборудования системы электроснабжения» [12] – данное мероприятия допустимо к внедрению на нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика в локальных узлах распределительной сети напряжением 10 кВ и 0,38/0,22 кВ;

- качественная компенсация реактивной мощности – данное мероприятие является необходимым и крайне важным для применения его в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции, так как установлено, что основой производства является активно-индуктивная нагрузка (трёхфазные двигатели), а компенсация реактивной мощности на предприятии полностью отсутствует;
- «установка и ввод в эксплуатацию современных силовых трансформаторов и силового электрооборудования, имеющих улучшенные технические характеристики» [12] – данное мероприятие возможно к внедрению в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика после детального технико-экономического обоснования. Однако оно весьма затратное, поэтому наилучшим вариантом является повышение уровня загрузки имеющихся трансформаторов подстанций нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика всех типов;
- замена проводников на перезагруженных линиях электропередачи и систематически перегруженных силовых трансформаторов – данное предприятие на данном этапе не рекомендовано, так узлов и ветвей, которые в данный момент перегружены, в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, нет;
- «повышение загрузки до оптимального уровня силового оборудования трансформаторных подстанций, мощных электродвигателей» [12] – данное мероприятие актуально и должно реализовываться на стадии проектирования электрической сети. При введении новых мощностей нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика оно будет актуально;

– уменьшение технических потерь электроэнергии до нормируемого уровня и полное искоренение коммерческих потерь – данное мероприятие весьма актуально и должно быть исследовано далее в работе в следствии того, что данный вопрос на предприятии не исследовался. В данном вопросе перспективным является направление замены устаревших типов проводников питающей и распределительной сети системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика на новые, усовершенствованные марки, обладающие меньшими удельными сопротивлениями, и, как следствие, меньшими техническими потерями.

Отдельно детально рассмотрим наиболее эффективные с технико-экономической стороны технические мероприятия по повышению энергоэффективности.

К ним, в первую очередь, относятся упомянутые выше мероприятия по минимизации потерь электроэнергии и «мероприятия по компенсации реактивной мощности в сетях потребителя» [12] (КРМ).

При внедрении мероприятий по повышению энергоэффективности путём минимизации «потерь электроэнергии необходимо решить несколько основных задач» [3].

«Первая задача – это обоснование допустимого значения потерь электроэнергии для данной сети за отчетный период» [12].

«В данном случае учитывается, что потери зависят от ряда факторов, к которым относятся» [12]:

- «структура электрической сети (напряжение, длина линий электропередач, сечение» [15] и марка проводников, количество и тип трансформаторов и др.);
- характер и величина нагрузки потребителей в узлах и на концах электропередачи;
- степень загрузки оборудования и сетей;

- погрешности в системе электроснабжения (в особенности, измерительных систем и систем учёта электроэнергии);
- топографические и метрологические условия и тому подобное.

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

Известно, что потери электроэнергии, в соответствии с временными периодами, принято разделять на группы [6, с. 24-26]:

- ретроспективные;
- оперативные;
- перспективные.

На основании данных по потерям в рамках указанных групп необходимо решить следующие задачи:

- производится анализ и определение фактических результатов от внедрения мероприятий;
- определяются технико-экономические показатели нефтеперекачивающей станции;
- проводятся финансовые расчеты со сбытовыми организациями, потребителями и смежными сетевыми организациями за, неучтенные приборами учета, потери активной мощности;
- рассчитывается и прогнозируется эффективность мероприятий, которые непосредственно минимизируют потери электроэнергии, планируемых к внедрению в будущие периоды;
- проводится анализ и сравнение различных вариантов и мероприятий по снижению потерь.

Вторым наиболее эффективным мероприятием по повышению энергоэффективности является компенсация реактивной мощности.

В виду её эффективности и целесообразности, на данном вопросе следует остановиться подробнее.

Известно, что коэффициент активной мощности $\cos \varphi$ напрямую влияет на потери электроэнергии в сети. Чем выше его значение, тем меньшая величина потерь активной электроэнергии будет наблюдаться в сети.

Влияние коэффициента активной мощности сети, учитывающего реактивную составляющую, на величину тока и потери электроэнергии, показано на рисунке 15.

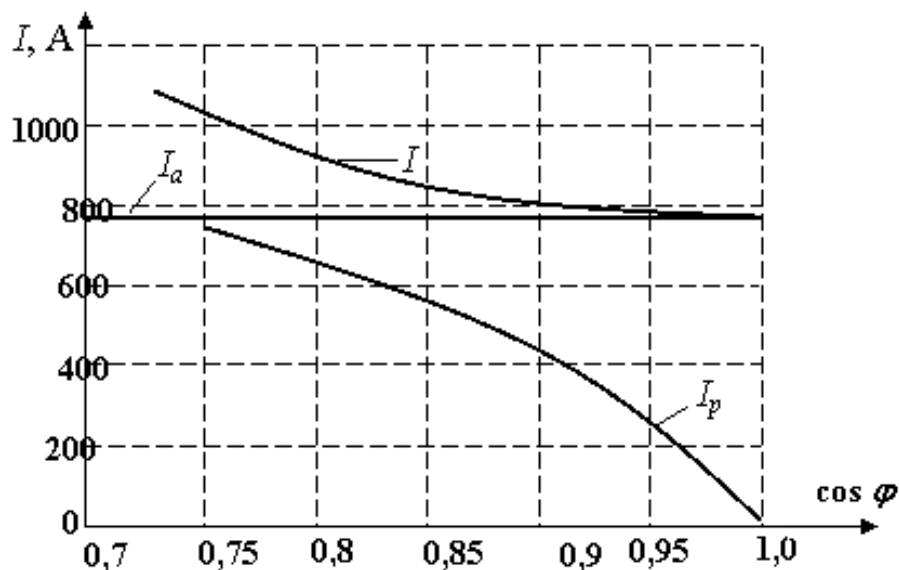


Рисунок 15 – Влияние коэффициента активной мощности сети, учитывающего реактивную составляющую, на величину тока и потери электроэнергии

Из графика рисунка 15 можно сделать вывод, что при снижении коэффициента активной мощности сети, учитывающего реактивную составляющую, возрастает реактивная составляющая тока, а следовательно, возрастает общий ток линии, который ведёт к увеличению потерь электроэнергии по известному выражению, учитывающему прямопропорциональное влияние квадрата тока на потери электроэнергии [8].

Таким образом, повышая значение коэффициента активной мощности $\cos \varphi$, можно добиться уменьшения потерь электроэнергии. Одним из способов повышения $\cos \varphi$ является компенсация реактивной мощности,

детально рассматриваемая в работе. Этот аспект также определяет актуальность данной темы и правильность выбранного направления.

Известно, что одним из путей решения проблемы для электродвигателей является повышение их загрузки до оптимального уровня, в результате чего значительно уменьшится потребление реактивной мощности.

Так как на рассматриваемом в работе объекте есть мощные электродвигатели, на рисунке 16 приводится график зависимости КПД и коэффициента активной мощности от величины нагрузки электродвигателей асинхронного типа.

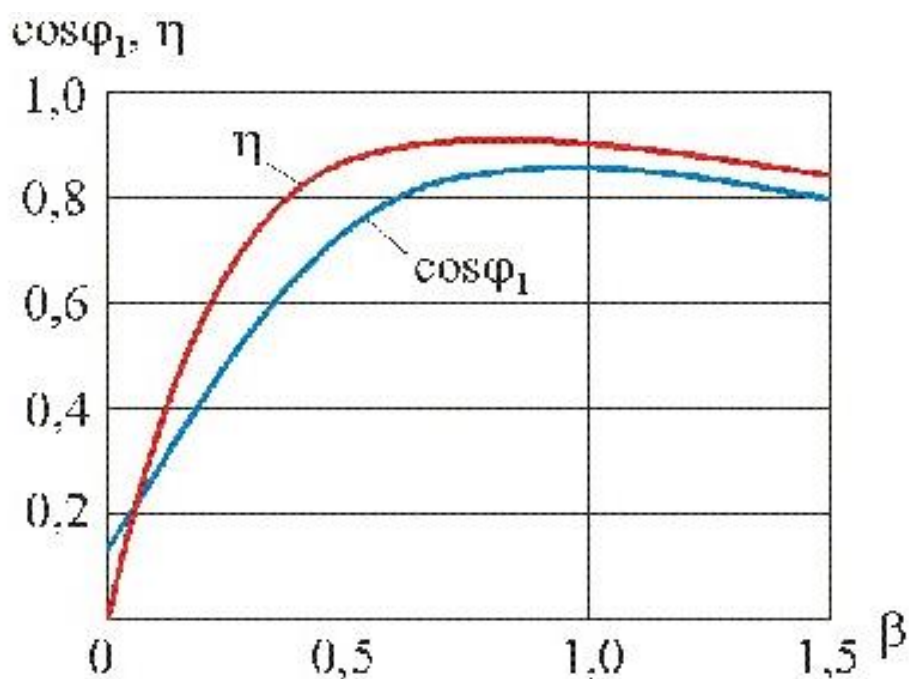


Рисунок 16 – График зависимости КПД и коэффициента активной мощности от величины нагрузки электродвигателей асинхронного типа

Данный график зависимости КПД и коэффициента активной мощности от величины нагрузки электродвигателей асинхронного типа, также подтверждает правильность направления и обуславливает её актуальность.

Также далее следует дополнительно указать некоторые факторы, имеющие значение при выборе направления исследования в работе.

«На сегодняшний день большинство счётчиков реактивной электроэнергии не в состоянии качественно измерить указанные параметры, следовательно, потребитель не платит за дополнительные потери и искажение показателей энергосистемы, обусловленные нелинейностью, нестационарностью и несимметрией нагрузки, принося этим вред энергосистеме, которая вынуждена это устранять» [5].

«Следует сказать, что данные процессы присущи подавляющему большинству современных потребителей электроэнергии, ведь практически на каждом предприятии есть электроприёмники, вносящие нелинейность, нестационарность и несимметрию нагрузки (например, асинхронные двигатели, сварочные трансформаторы, дуговые и индукционные электрические печи)» [13].

Поэтому данное мероприятие с высокой долей вероятности эффективно и будет рассмотрено в работе применительно к нефтеперекачивающей станции.

Кроме того, «графики нагрузки абсолютного большинства промышленных предприятий не постоянны во времени, что в конечном итоге вносит необходимые корректировки в значение мощности, отпускаемую таким предприятиям энергосистемой с учётом часов «максимумов» и «минимумов», что в конечном итоге приводит к ухудшению показателей энергосистемы в целом» [17].

«Поэтому в государственном тарифе на оплату реактивной мощности дополнительно учитывается негативное влияние таких перечисленных выше факторов, как нелинейность, нестационарность и несимметрия нагрузки электрооборудования потребителя на сеть энергоснабжающей организации путём их совместного учёта со стимулирующей и корректирующей поправками абонентского тарифа, значит, в конечном итоге введения нового управляющего фактора, стимулирующего потребителей к участию в компенсации реактивной мощности» [22].

Исходя из технических данных и параметров системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, получены данные, показывающие зависимость основных параметров системы от степени компенсации реактивной мощности.

В работе они представлены на рисунках 17-20.

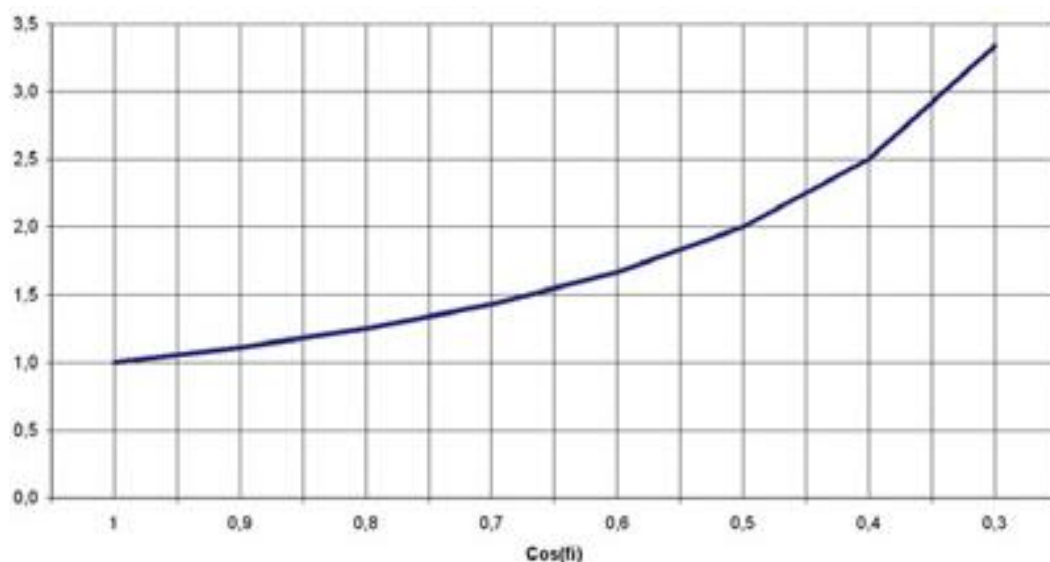


Рисунок 17 – Зависимость полной мощности от степени компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

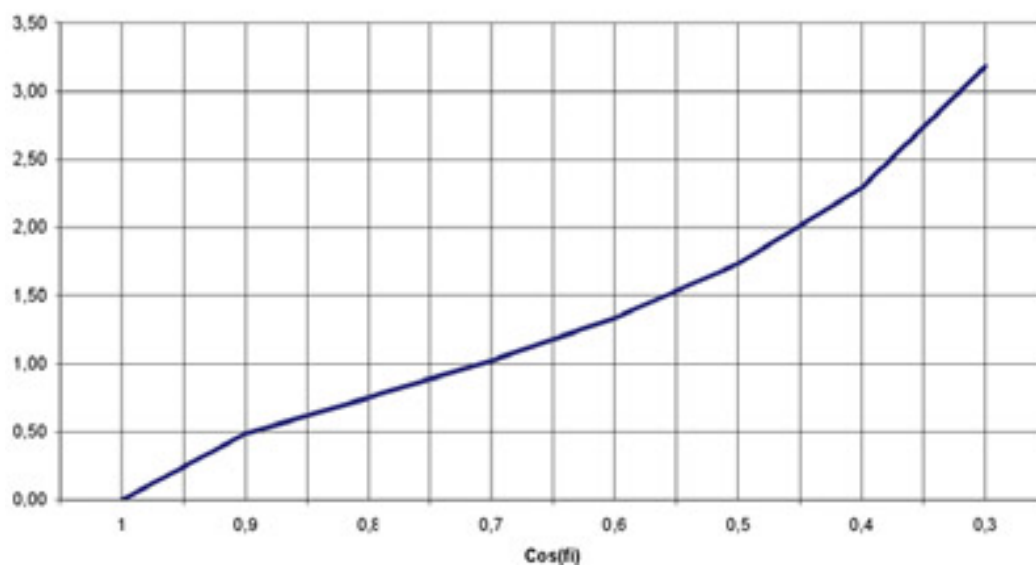


Рисунок 18 – Зависимость реактивной составляющей нагрузки от степени компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

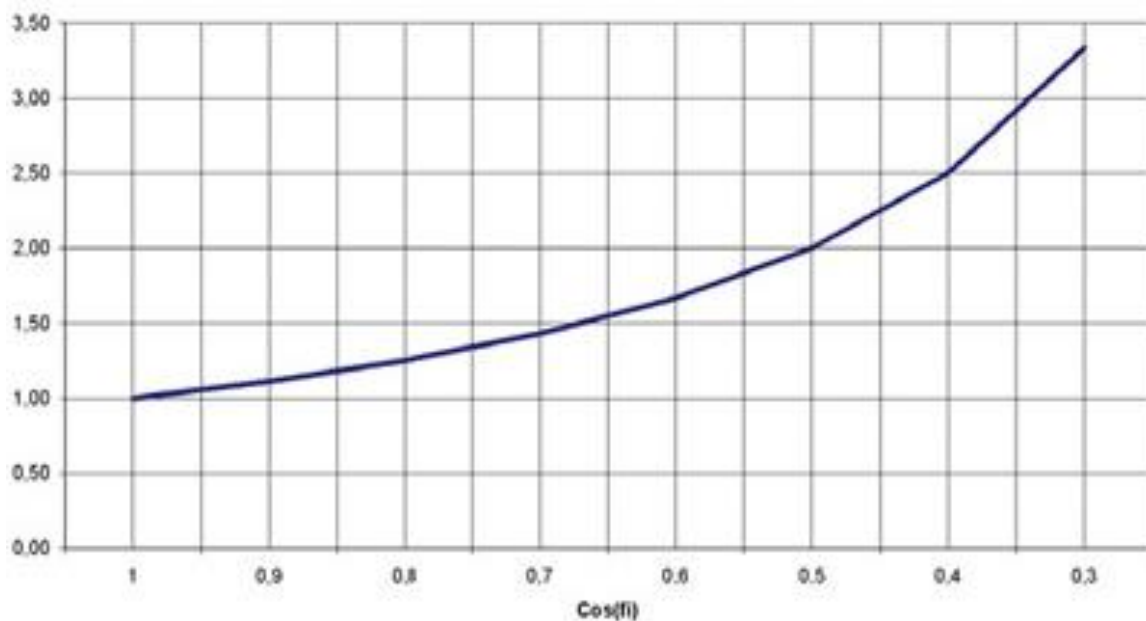


Рисунок 19 – Зависимость величины рабочего тока от степени компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

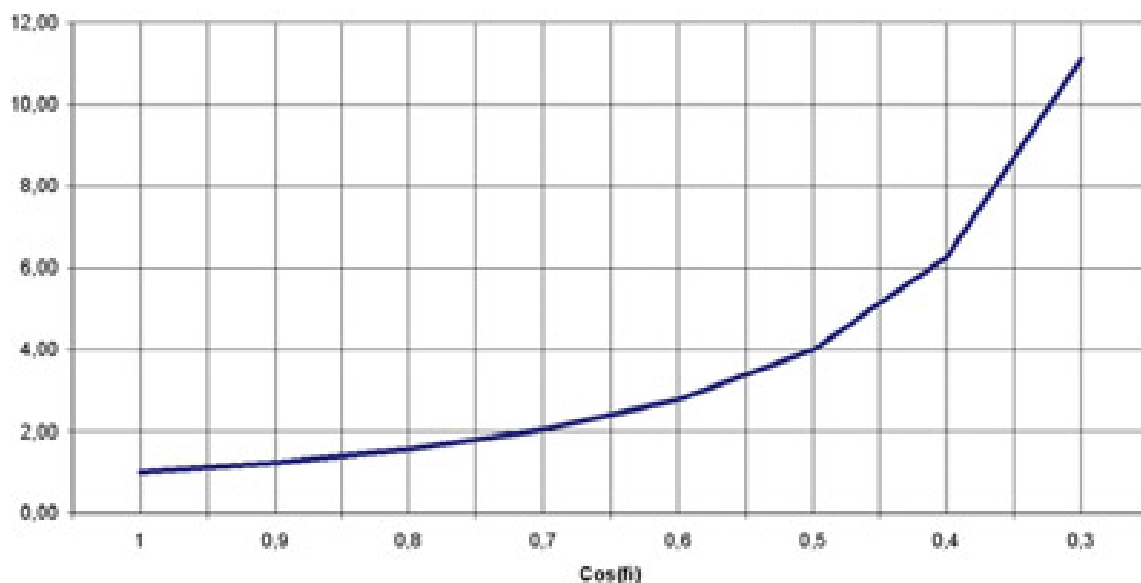


Рисунок 20 – Зависимость потерь электроэнергии от степени компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

Исходя из графиков, можно сделать вывод, что степень компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика оказывает существенное позитивное влияние на основные параметры системы электроснабжения объекта

(величины полной мощности, реактивной составляющей нагрузки, величины рабочего тока и потерь активной электроэнергии). «Подводя итог, можно утверждать, что электрических сетях нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика проект по компенсации является весьма аргументированным и экономически привлекательным» [25], следовательно, данный аспект принимается за основу.

Мероприятия по энергоэффективности, которые не принесут ощутимого экономического эффекта именно на рассматриваемой в работе нефтеперекачивающей станции, не стоит включать в проект, даже если эти мероприятия общеприняты и показали свою эффективность в других сферах (на других предприятиях). И наоборот, с точки зрения практической реализации, многие «малоэффективные» мероприятия, показавшие себя такими на других предприятиях, могут принести значительный экономический эффект именно здесь. Поэтому данный вопрос должен быть разработан с учётом индивидуального подхода к объекту.

В результате проведённого анализа установлено, что минимизация потерь электроэнергии и компенсация реактивной мощности для рассматриваемой в работе системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика при наличии в её структуре асинхронных электродвигателей представляется актуальной задачей и детально рассматривается в работе далее.

Выводы по второму разделу.

«В результате выполнения раздела сделаны следующие выводы» [24]:

- установлено, что система электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика предусматривает ГПП-110/10 кВ и три цеховых ТП (все – с использованием двух силовых трансформаторов), что соответствует требованиям основных нормативных документов по качеству и надёжности электроснабжения;

- показано, основные потребители электрической энергии нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика – трёхфазные асинхронные электродвигатели напряжением 0,38 кВ и 10 кВ, имеющие значительную реактивную составляющую нагрузки, которая приводит к значительному увеличению потерь электроэнергии не только в системе электроснабжения объекта, а и на участке питающей энергосистемы в целом, что является негативным фактором, требующего незамедлительного качественного технического решения;
- установлено, что в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика отсутствует компенсация реактивной мощности (КРМ), что является существенным недостатком. Поэтому данное практическое мероприятие в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика необходимо детально исследовать в работе далее;
- исходя из графиков, полученных экспериментальным путём, можно сделать вывод, что степень компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика оказывает существенное позитивное влияние на основные параметры системы электроснабжения объекта (величины полной мощности, реактивной составляющей нагрузки, величины рабочего тока и потерь активной электроэнергии);
- обосновано, что в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика также для дальнейшего исследования принимается направление, направленное на снижение потерь электроэнергии в системе электроснабжения, осуществляемое путём модернизации сетей, которые износились и требуют немедленной замены. Данное практическое мероприятие также детально исследуется в работе далее.

3 Технико-экономическое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

3.1 Техническое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения объекта исследования

Проводится техническое обоснование внедрения мероприятий по энергоэффективности на примере ремонтно-нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика [6], анализ системы и схемы электроснабжения которой проведён во второй главе работы.

Ранее в работе, «исходя из перечисленных ранее мероприятий по повышению энергоэффективности на нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, а также учитывая приведённую ранее техническую информацию по объекту исследования, в системе электроснабжения данной нефтеперекачивающей станции, как наиболее эффективные, с точки зрения повышения энергоэффективности на данном объекте, приняты следующие технические мероприятия, эффективность применения которых детально исследуется в данном разделе» [28]:

- с целью снижения потерь электроэнергии в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика планируется замена кабельных линий марки АСБ в сети 10 кВ (кабельные линии от ГПП к цеховым ТП1-ТП3, а также линия ГПП-РП1 к высоковольтным АД насосной), «на инновационные современные кабели, обладающие меньшим сопротивлением и высокой надёжностью, практичностью, электробезопасностью, удобством монтажа и качеством» [28]. «Благодаря данному мероприятию, также снизятся потери электроэнергии за счёт меньшего удельного сопротивления современных марок кабелей по

сравнению с устаревшими кабелями марки АСБ. Данное мероприятие принимается за основу в работе далее» [28];

- с целью уменьшения реактивной составляющей в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, предложено рассчитать необходимую величину компенсации реактивной мощности, и на основании результатов этих расчётов, установить компенсирующие устройства на ГПП и (или) цеховых ТП (при необходимости).

Указанные технические мероприятия взяты за основу и детально исследуются в данном разделе. Проводится техническое обоснование внедряемых мероприятий. В работе на основании соответствующих расчётов и проверок, принимается решения по техническому обоснованию данных мероприятий с выбором и проверкой соответствующего оборудования. Основанием для принятия решений в работе являются результаты расчёта электрических нагрузок объекта.

Расчёт электрических нагрузок объекта проводится, исходя из фактических активных нагрузок потребителей, приведённых во второй главе работы, по методике расчёта, приведённой в [18, с. 64-72].

«Расчётная активная нагрузка силовых электроприёмников напряжением до 1 кВ, кВт» [12]:

$$P_p = K_c P_n, \quad (3)$$

где P_n – «значение суммарной номинальной активной мощности силовых ЭП объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, кВт» [12];

K_c – «справочное значение коэффициента спроса ЭП объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, которые выбираются из» [11].

«Расчетная реактивная нагрузка силовых электроприёмников напряжением до 1 кВ, квар» [9]:

$$Q_{p.} = P_{p.} \cdot tg\varphi, \quad (4)$$

где « $tg\varphi$ – средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности, соответствующий заданному $cos\varphi$ » [12].

«Расчётная нагрузка осветительных приёмников объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, кВт» [9]:

$$P_{p.o} = K_{c.o} P_{н.o}, \quad (5)$$

где « $K_{c.o}$ – коэффициент спроса приемников освещения для светодиодных ламп» [4];

« $P_{н.o}$ – суммарная номинальная мощность освещения, кВт» [12].

«При этом» [12]

$$P_{н.o} = P_{уд.o} F, \quad (6)$$

где « $P_{уд.o}$ – удельная установленная мощность осветительных приемников на 1 м^2 освещаемой площади» [12] объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, кВт/ м^2 ;
 F – площадь объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, м^2 .

«Полная нагрузка силовых и осветительных приёмников объектов» [8]:

$$S_{p.} = \sqrt{(P_{п.} + P_{н.o})^2 + Q_{p.}^2}. \quad (7)$$

«Расчётные активная и реактивная нагрузка силовых электроприёмников напряжением выше 1 кВ определяется по (4) и (5), а полная мощность по соотношению» [8]:

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

«Предварительные потери активной и реактивной мощности в трансформаторах ТП-10/0,4 кВ определяются, соответственно, по приближенным соотношениям» [20]:

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 S_{p.н}, \text{ кВт}, \quad (9)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 S_{p.н}, \text{ квар}. \quad (10)$$

«Предварительные потери активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП» [12] нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика [2]:

$$\Delta P_{Т.ГПП} = 0,02 S_{p.Σ}, \text{ кВт}, \quad (11)$$

$$\Delta Q_{Т.ГПП} = 0,1 S_{p.Σ}, \text{ квар}. \quad (12)$$

Известно, что все предварительные потери требуют учёта при расчёте проектных нагрузок.

Включение их в расчёт значительно уменьшит полученную погрешность.

Результаты расчётов силовых нагрузок объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта силовых нагрузок объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

№ по плану	Наименование	Силовая нагрузка объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика					
		Р _н , кВт	К _с	cosφ	tgφ	Р _р , кВт	Q _р , кВар
Потребители электрической энергии до 1000 В							
1	Производственный участок	900	0,8	0,9	0,484	720,00	348,71
2	Сборочный участок	520	0,8	0,9	0,484	416,00	201,48
3	Строительный участок	590	0,8	0,9	0,484	472,00	228,60
4	Ремонтно-монтажный участок	1000	0,8	0,9	0,484	800,00	387,46
5	Участок готовой продукции	390	0,8	0,9	0,484	312,00	151,00
6	Котельная	190	0,65	0,7	1,020	123,50	126,00
7	Механический участок	660	0,8	0,9	0,484	528,00	255,72
8	Испытательный полигон	930	0,8	0,9	0,484	744,00	360,34
9	Электроцех	200	0,8	0,9	0,484	160,00	77,49
10	Административно-бытовой корпус	150	0,8	0,9	0,484	120,00	58,12
11	Гараж	83	0,65	0,75	0,882	53,95	47,58
12	Склад	70	0,65	0,75	0,882	45,50	40,13
13а	Насосная	40	0,65	0,75	0,882	26,00	22,93
Итого по 0,38/0,22 кВ		4433	-	-	-	3736,75	2383,99
Потребители электрической энергии выше 1000 В							
13б	Насосная	800	0,75	0,9	0,484	600	372
Итого по 10 кВ		800	-	-	-	600	372
Итого по объекту		5233	-	-	-	4336,75	2755,99

«Результаты расчёта осветительных нагрузок приведены в таблице 3» [12].

Таблица 3 – Результаты расчёта осветительных нагрузок объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

№ по плану	Наименование	Осветительная нагрузка объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика				
		F, м ²	Р _{удо} , кВт	Р _{но} , кВт	К _{со}	Р _{ро} , кВт
1	Производственный участок	15975	0,014	223,65	0,6	134,190
2	Сборочный участок	12925	0,014	180,95	0,6	108,570
3	Строительный участок	21150	0,014	296,10	0,6	177,660
4	Ремонтно-монтажный участок	22670	0,014	317,38	0,6	190,428
5	Участок готовой продукции	1440	0,012	17,28	0,6	10,400
6	Котельная	1920	0,012	23,04	0,6	13,824

Продолжение таблицы 3

№ по плану	Наименование	Осветительная нагрузка объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика				
		F, м ²	P _{удо} , кВт	P _{но} , кВт	K _{со}	P _{ро} , кВт
7	Механический участок	3890	0,014	54,46	0,6	32,676
8	Испытательный полигон	5530	0,02	110,60	0,6	66,360
9	Электроцех	6314	0,014	88,396	0,6	53,038
10	АБК	11560	0,02	231,20	0,7	161,840
11	Гараж	7900	0,01	79	0,6	47,400
12	Склад	11200	0,01	112	0,6	67,200
13	Насосная	8250	0,012	99	0,6	59,400
Итого осветительной нагрузки нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика						1087,906

Как известно, суммарная проектная расчётная нагрузка объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика состоит из суммы силовой и осветительной нагрузок соответствующих объектов, составляющих предприятие [18, с.28-34].

Расчёты суммарной нагрузки объекта исследования в работе проводятся по всем трём составляющим нагрузки: активной, реактивной и полной нагрузкам.

Результаты расчёта суммарных расчетных нагрузок объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика представлены в таблице 4.

Суммарные нагрузки объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, представленные в результате расчёта в форме таблицы 3, определяются алгебраической суммой соответствующих составляющих нагрузок, рассчитанных в работе ранее (таблицы 2 и 3).

Полученные результаты нагрузок объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика используются в работе далее для решения поставленных задач.

Таблица 4 – Результаты расчёта суммарных расчетных нагрузок объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

№ по плану	Наименование	Суммарная расчетная нагрузка объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика		
		P_p+P_{po} , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
1	Производственный участок	854,19	348,71	922,63
2	Сборочный участок	524,57	201,48	561,93
3	Строительный участок	649,66	228,60	688,71
4	Ремонтно-монтажный участок	990,43	387,46	1063,52
5	Участок готовой продукции	169,78	163,3	235,6
6	Котельная	137,32	126,00	186,37
7	Механический участок	560,68	255,72	616,24
8	Испытательный полигон	810,36	360,34	886,86
9	Электроцех	213,04	77,49	226,69
10	Административно-бытовой корпус	281,84	58,12	287,77
11	Гараж	101,35	47,58	111,96
12	Склад	112,70	40,13	119,63
13	Насосная	85,40	22,93	88,42
Итого по 0,38/0,22 кВ		6013,10	2934,18	6802,89
13б	Насосная	600	372	705,96
Итого по 10 кВ		600	372	705,96
Итого по предприятию		6613,10	3306,18	7508,85

Также для корректных расчётов с минимальной погрешностью необходимо рассчитать суммарную нагрузку цеховых ТП-10/0,4 кВ с учётом схемы распределения питания по цехам нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика (таблица 5).

Известно, что «на трёх цеховых ТП-10/0,4 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика установлены по два силовых трансформатора марки ТМ-1600/10У1» [16].

Данные, приведённые в таблице 4, предварительно подтверждают правильность выбранных трансформаторов, так как их загрузка находится в допустимых пределах [4, с.16-18].

Таким образом, трансформаторы будут находится на основной ветви диаграммы «коэффициент загрузки – потери электроэнергии» по параметрам нагрузочных потерь [24].

Таблица 5 – Суммарная нагрузка цеховых ТП-10/0,4 кВ с учётом схемы распределения питания

№ по плану	Наименование объекта	Pp+Ppo, кВт	Qp, кВар	Sp, кВА	F, м ²	σ, кВА/м ²
ТП-1 (2 ТМ-1600/10У1)						
1	Производственный участок	854,19	348,71	922,63	15975	0,06
2	Сборочный участок	524,57	201,48	561,93	12925	0,04
3	Строительный участок	649,66	228,60	688,71	21150	0,03
Всего по ТП1		2028,42	778,79	2173,26	50050	0,04
ТП2 (2 ТМ-1600/10У1)						
4	Ремонтно-монтажный участок	990,43	387,46	1063,52	22670	0,05
10	Административно-бытовой корпус	281,84	58,12	287,77	11560	0,02
11	Гараж	101,35	47,58	111,96	7900	0,01
12	Склад	112,70	40,13	119,63	11200	0,01
13	Насосная	85,40	22,93	88,42	8250	0,01
Всего по ТП2		1571,72	556,21	1671,31	61580	0,11
ТП3 (2 ТМ-1600/10У1)						
5	Участок готовой продукции	169,78	163,3	235,6	1440	0,16
6	Котельная	137,32	126,00	186,37	1920	0,10
7	Механический участок	560,68	255,72	616,24	3890	0,16
8	Испытательный полигон	810,36	360,34	886,86	5530	0,16
9	Электроцех	213,04	77,49	226,69	6314	0,04
Всего по ТП3		1891,18	982,85	2131,33	19094	0,11

На основании полученных результатов расчёта электрических нагрузок объектов и нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика в целом, далее в работе проведем решение поставленных задач.

3.2 Внедрение инновационных кабелей в питающей сети 10 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

Первой основной задачей является уменьшение потерь электроэнергии в питающей сети нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, которая внедряется путём замены устаревших и изношенных кабельных линий марки АСБ в сети 10 кВ на инновационные современные кабели, обладающие меньшим сопротивлением и высокой надёжностью.

Для этой цели рассмотрим кабельные линии напряжением 10 кВ от ГПП к цеховым ТП1-ТП3, а также линия 10 кВ ГПП-РП1 (к высоковольтным АД насосной).

В работе предполагается применение новых современных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПВБВнг(А)-LS на номинальное напряжение 10 кВ [16].

Марки и сечения кабельных линий сети 10 кВ, питающие ТП1-ТП3, а также РП1 от ГПП, до проведения замены линий, приведены в работе в таблице 6.

Таблица 6 – Марки и сечения кабельных линий сети 10 кВ, питающие ТП1-ТП3, РП1 от ГПП, до проведения замены линий

Линия	Назначение линии	S_p , кВА	n , шт	Марка кабеля	L , км
Л1	ГПП-ТП 1	1600	2	АСБ-10(3×35)	0,4
Л2	ГПП-ТП 2	1600	2	АСБ-10(3×35)	0,3
Л3	ГПП-ТП 3	1600	2	АСБ-10(3×35)	0,6
Л4	ГПП-РП1	754,3	2	АСБ-10(3×25)	0,1

«Для выбора сечения новых кабельных линий рассчитывается рабочий ток кабельной линии с двумя силовыми кабелями по условию» [5]:

$$I_{p.} = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (13)$$

«Максимальный расчётный ток линии с двумя кабелями» [12]:

$$I_{p.маx} = 1,4 I_{p.маx} \cdot \quad (14)$$

«Проверка сечения в послеаварийном режиме» [7]:

$$I_{дон} \geq I_{p.маx}, \quad (15)$$

где « I_{don} – длительно – допустимый ток выбранного кабеля» [1];

« $I_{p.max}$ – максимальный расчётный ток линии» [8].

«Выбор кабельных линий напряжением 10 кВ осуществляется непосредственно по экономической плотности тока таким образом» [8]:

$$F_9 = \frac{I_{p.}}{j_9}, \quad (16)$$

где « j_9 – плотность тока, А/мм²» [8].

«Проводится выбор новых силовых кабелей марки АПВБВнг(А)-LS для питания ТП-1 от шин РУ-10 кВ ГПП» [8]. «В качестве расчётной мощности принимается мощность трансформаторов, установленных на ТП-1» [8]:

$$I_{p.} = \frac{1600}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 46,2 \text{ A.}$$

$$F_9 = \frac{46,2}{1,2} = 38,54 \text{ мм}^2.$$

«Согласно [1], выбирается ближайшее номинальное сечение кабельной линии $F = 35 \text{ мм}^2$ » [8]. «Максимальный расчётный ток кабельной линии, которая питает ТП-1» [8]

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot 46,2 = 92,49 \text{ A.}$$

«Условие выполняется» [8]

$$132 \text{ A} \geq 92,49 \text{ A.}$$

«В работе выбирается кабель марки» [8] АПвБВнг(А)-LS 3×35/16-10 кВ. Выбранный силовой кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена имеет 3 жилы сечением 35 мм² и номинальное сечение экрана кабеля, равное 16 мм² [13].

Результаты выбора и проверки сечений кабельных линий 10 кВ объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Выбор и проверка сечений кабельных линий 10 кВ объектов нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

Линия	Назначение линии	S_p , кВА	n , шт	I_p , А	$I_{p,max}$, А	F_Σ , мм	Марка кабеля
Л1	ГПП-ТП 1	1600	2	46,2	92,49	38,54	АПвБВнг(А)-LS 3×35/16-10 кВ
Л2	ГПП-ТП 2	1600	2	46,2	92,49	38,54	АПвБВнг(А)-LS 3×35/16-10 кВ
Л3	ГПП-ТП 3	1600	2	46,2	92,49	38,54	АПвБВнг(А)-LS 3×35/16-10 кВ
Л4	ГПП-РП1	754,3	2	20,4	40,81	17,00	АПвБВнг(А)-LS 3×25/10-10 кВ

Далее проведем расчёт потерь электроэнергии за год в старых кабелях (до замены) и в новых кабелях (после замены).

Известно, что потери активной электроэнергии в кабельных линиях определяются по известной формуле [14]:

$$\Delta W = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau \cdot n \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (17)$$

где « I_p – расчетный ток нормального режима, протекающий в кабельной линии, А» [8];

« r_0 – удельные активное» [8] сопротивление силового кабеля в зависимости от его сечения жилы, Ом/км;

L – суммарная длина кабельной линии, км;

τ – время наибольших потерь, ч (в работе принимается при расчёте потерь в кабельных линиях за год при $T_{max} = 8760$ ч, расчётное

значении $\tau = 3800$ ч [15]);

n – количество силовых кабелей в одной кабельной линии (в работе для всех ТП и РП-1 принимается значение $n = 2$).

Проводится расчёт потерь электроэнергии за год до и после замены кабелей в кабельной линии на примере линии 10 кВ ГПП-ТП1 нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.

До замены кабелей (два кабеля АСБ-10(3×35) в одной линии, $L=0,4$ км) нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика:

$$\Delta W_1 = 3 \cdot 46,2^2 \cdot 0,89 \cdot 0,4 \cdot 3800 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 17324,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

После замены кабелей (два кабеля АПвБВнг(А)-LS 3×35/16-10 кВ в одной линии, $L=0,4$ км):

$$\Delta W_2 = 3 \cdot 46,2^2 \cdot 0,53 \cdot 0,4 \cdot 3800 \cdot 2 \cdot 10^{-3} = 10317,0 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Разница между потерями электроэнергии за год до и после замены кабелей в кабельной линии 10 кВ ГПП-ТП1 (технический эффект от замены КЛ) на нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика:

$$\Delta W_3 = \Delta W_1 - \Delta W_2, \text{ кВт} \cdot \text{ч}, \quad (18)$$

$$\Delta W_3 = 17324,8 - 10317,0 = 7007,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Из полученных результатов расчёта можно сделать вывод, что технический эффект замены кабельной линии ГПП-ТП1 нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, состоит в уменьшении потерь электроэнергии в данной КЛ и составляет значение

7007,8 кВт·ч за календарный год. Следовательно, мероприятие по замене кабелей в данной линии технически эффективно и целесообразно.

Аналогично проведем расчёты для других линий с приведением результатов в таблице 8 (до замены кабелей) и в таблице 9 (после замены кабелей).

Таблица 8 – Результаты расчёта годовых потерь электроэнергии в кабельных линиях напряжением 10 кВ электрической сети нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика до их замены

Линия	Назначение линии	Марка кабеля	I_p , А	r_0 , Ом/км	L , км	τ , ч	n , шт	W , кВт·ч
Л1	ГПП-ТП 1	АСБ-10(3×35)	46,2	0,89	0,4	3800	2	17324,8
Л2	ГПП-ТП 2	АСБ-10(3×35)	46,2	0,89	0,3	3800	2	12993,6
Л3	ГПП-ТП 3	АСБ-10(3×35)	46,2	0,89	0,6	3800	2	25987,2
Л4	ГПП-РП1	АСБ-10(3×25)	20,4	1,25	0,1	3800	2	1186,1
Всего потерь ЭЭ за год до замены кабелей								57491,7

Таблица 9 – Результаты расчёта годовых потерь электроэнергии в кабельных линиях напряжением 10 кВ электрической сети нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика после их замены

Линия	Назначение линии	Марка кабеля	I_p , А	r_0 , Ом/км	L , км	τ , ч	n , шт	W , кВт·ч
Л1	ГПП-ТП 1	АПвБВнг(А)-LS 3×35/16-10 кВ	46,2	0,53	0,4	3800	2	10317,0
Л2	ГПП-ТП 2	АПвБВнг(А)-LS 3×35/16-10 кВ	46,2	0,53	0,3	3800	2	7737,8
Л3	ГПП-ТП 3	АПвБВнг(А)-LS 3×35/16-10 кВ	46,2	0,53	0,6	3800	2	15475,6
Л4	ГПП-РП1	АПвБВнг(А)-LS 3×25/10-10 кВ	20,4	0,74	0,1	3800	2	702,1
Всего потерь ЭЭ за год после замены кабелей								34232,5

В результате замены кабелей в кабельных линиях сети 10 кВ, питающих ТП1-ТП3 и РП-1 от ГПП электрической сети нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, получен технический эффект, который состоит в уменьшении потерь электроэнергии в данных кабельных линиях на величину, равную $57491,7 - 34232,5 = 23259,2$ кВт·ч за год.

В виду полученных результатов в работе можно сделать вывод, что замена кабельных линий в сети 10 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика на инновационные современные кабели марки АПвБВнг(А)-LS с изоляцией из сшитого полиэтилена технически обоснована и выгодна.

3.3 Внедрение компенсирующих устройств в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

Второй основной задачей работы является расчёт необходимой величины компенсации реактивной мощности с целью установки компенсирующих устройств на ГПП и(или) цеховых ТП (при необходимости) системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.

В начале проведем «расчёт и выбор компенсирующих устройств для установки на ТП-10/0,4 кВ электрической сети нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика по выражению» [17]:

$$Q_T = \sqrt{(N\beta_T S_{ном.т})^2 - P_{р.ТП}^2}, \quad (19)$$

где « N – количество трансформаторов на ТП-10/0,4 кВ, шт» [8];

« β_m – коэффициент загрузки трансформаторов ТП-10/0,4 кВ» [8];

« $S_{ном.т}$ – мощность трансформаторов ТП-10/0,4 кВ, кВА» [8];

« $P_{р.ТП}$ – расчетная активная нагрузка ТП-10/0,4 кВ, кВт» [8].

«Мощность конденсаторных установок (КУ) на цеховых ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика» [19]:

$$Q_{н.к} = Q_{р.т} - Q_{т}, \quad (20)$$

где « $Q_{р.т}$ – значение расчетной реактивной нагрузки ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, квар» [19].

«Мощность регулируемой части КУ принимается, исходя из максимальных нагрузок и нормативного значения коэффициента мощности» [19]:

$$Q_{н.к.р} = Q_{р.т} - Q_{н.к} - P_{р.ТП} \cdot tg\varphi_{н}, \quad (21)$$

где « $tg\varphi_{н} = 0,329$ – коэффициент реактивной мощности при значении $cos\varphi_{н} = 0,95$ » [19].

«Суммарная расчетная мощность компенсирующих устройств» [19]:

$$Q_{КУ} = Q_{н.к} + Q_{н.к.р}. \quad (22)$$

«С учётом установки КУ на ТП-10/0,4 кВ, их полная мощность равна» [7]:

$$Sp = \sqrt{P_p^2 + (Q_p^2 - Q_{КУ})}. \quad (23)$$

«Фактический коэффициент загрузки трансформаторов ТП-10/0,4 кВ электрической сети нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика с учётом установки КУ в нормальном режиме работы системы составит» [19]:

$$K_3 = \frac{S_p}{N_m \cdot S_{ном.т}}. \quad (24)$$

«В качестве примера производится расчет для ТП-1 (10/0,4 кВ) электрической сети нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика» [19]:

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 1600)^2 - 2028,42^2} = 1561,77 \text{ квар.}$$

$$Q_{н.к} = 778,79 - 1561,77 = -782,98 \text{ квар.}$$

«Для ТП-1 (10/0,4 кВ) расчётная мощность КУ имеет отрицательное значение, следовательно, КУ на ТП-1 не устанавливаются» [19].

«При этом расчётная нагрузка и коэффициент загрузки силовых трансформаторов на ТП-1 в виду отсутствия КУ не изменяются и принимаются равной ранее полученным значениям ($S_p = 2172,79$ кВА, $K_3 = 0,63$)» [19].

Известно, что при полученном отрицательном значении компенсировать реактивную электроэнергию нет необходимости.

Известно, что при отрицательных результатах КРМ, даже минимальная компенсация приведёт к увеличению реактивной емкостной составляющей, что также будет негативно влиять на параметры энергосистемы.

Поэтому на цеховой ТП-1 условия для КРМ негативные, следовательно, её установка не требуется.

«Результаты выбора компенсирующих устройств на остальных ТП-10/0,4 кВ системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика приведем в таблице 10» [19].

Таблица 10 – Выбор компенсирующих устройств на ТП-10/0,4 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

№ ТП	Марка силового трансформатора	Расчетные нагрузки		Компенсирующие устройства, квар				Sp, кВА
		Pp, кВт	Qp, квар	Qt, квар	Qнк, квар	Qку, квар	Тип КУ	
1	ТМ-1600/10У1	2028,42	778,79	1561,77	-782,98	-	-	2172,79
2	ТМ-1600/10У1	1571,72	556,21	2020,72	-1464,51	-	-	1667,23
3	ТМ1600/10У1	1891,18	982,85	1890,24	-907,39	-	-	2131,33
Итого		6013,10	2934,18	-	-	-	-	5971,35

«В результате проведения расчётов установлено, что на всех ТП-10/0,4 кВ нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика установка компенсирующих устройств напряжением 0,38/0,22 кВ не требуется» [19].

Следовательно, компенсация реактивной мощности осуществляется на шинах 10 кВ питающей ГПП нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.

Поэтому далее необходимо провести расчёт и последующий выбор данных КУ.

«Оптимальный и максимальный коэффициенты реактивной мощности» [8]:

$$tg\varphi_0 = \frac{Q_0}{P_M}; tg\varphi_m = \frac{Q_m}{P_M}, \quad (25)$$

где « $tg\varphi_0$ – оптимальный коэффициент реактивной мощности

(принимается $tg\varphi_0 = 0,4$)» [21];

« P_M – заявленная предприятием активная мощность, участвующая в максимуме энергосистемы и зафиксированная в договоре на пользование электроэнергией» [19];

« Q_0 – оптимальная реактивная нагрузка нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, зафиксированная в договоре на пользование электроэнергией» [7];

Q_m – фактическая реактивная нагрузка нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика (расчётный показатель, рассчитан в работе ранее).

Поэтому

$$\operatorname{tg}\varphi_m = \frac{3306,18}{6613,1} \approx 0,5$$

«Мощность компенсирующих устройств Q_{KV} для установки на шинах 10 кВ ГПП» [19]

$$Q_{KV} = P_m(\operatorname{tg}\varphi_m - \operatorname{tg}\varphi_o). \quad (26)$$

$$Q_{KV} = 6613,1 \cdot (0,5 - 0,4) \approx 661 \text{ квар.}$$

«Принимается для установки на ГПП нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика две конденсаторные установки марки УКРМ-6,3 (10,5)-300 с суммарной реактивной мощностью $2 \cdot 300 = 600$ квар» [19].

«Тогда» [19]:

$$Q_{p\Sigma} = Q_p - Q_{KV}, \text{ квар.} \quad (27)$$

$$Q_{p\Sigma} = 3306,18 - 600 = 2706,18 \text{ квар.}$$

«В результате расчёта компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика установлено, что оптимальным решением в работе в данном случае будет установка двух конденсаторных установок суммарной реактивной мощностью 600 квар» [2].

Следовательно, за год реактивная электроэнергия компенсируется в количестве, равном [19]:

$$Q_{p.год} = Q_{KV} \cdot n, \text{ квар}, \quad (28)$$

где n – «число рабочих дней в году (без учёта выходных и праздничных дней)» [2].

Значит, за год:

$$Q_{p.год} = 600 \cdot 247 = 148200 \text{ квар}.$$

«Исходя из полученных результатов расчёта компенсации реактивной мощности установлено, что на ГПП в результате установки компенсирующих устройств за год реактивная электроэнергия компенсируется в количестве, равном 148200 квар, что характеризует данное мероприятие технически обоснованным и выгодным» [2].

Таким образом, расчётным путём в работе установлено, что для компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика достаточным условием будет установка компенсирующих устройств на шинах 10 кВ питающей ГПП, без применения компенсации группового типа в сети 0,4 кВ на цеховых ТП.

«Окончательный вывод по целесообразности предложенных мероприятий» [26] в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика будет сделан после проведения экономического обоснования внедрения предложенных мероприятий.

3.4 Экономическое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения объекта исследования

Экономическое обоснование внедрения технических мероприятий по повышению энергоэффективности нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, в свете их различной технической природы, в работе проведем по следующему плану:

- экономическое обоснование мероприятий по замене кабельных линий в сети 10 кВ;
- экономическое обоснование «внедрения установок компенсации реактивной мощности» [26].

Цель внедрения мероприятий по повышению энергоэффективности нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика – снижение потерь электроэнергии и реактивной мощности, «улучшение качества электроснабжения за счет замены физически и морально устаревшего высоковольтного оборудования подстанции, повышение надежности и условий эксплуатации электроснабжения» [27] потребителей не только самой подстанции, но и всей энергетической системы в целом, за счёт уменьшения перетоков реактивной составляющей нагрузки и уменьшения, таким образом, нагрузочных потерь в сети.

Численное значение снижения потерь электроэнергии в кабельных линиях 10 кВ «определяют на основе сравнения их значений до и после реконструкции» [26] (таблица 11).

Расчёт проводится по одноставочному тарифу для Ленинградской «области по состоянию на 01.01.2022 год (2,93 руб./1 кВт·ч)» [2].

Результаты расчёта экономического эффекта проведённой замены кабельных линий в сети 10 кВ показаны в форме таблицы 11.

Таблица 11 – Определение экономического эффекта проведённой замены кабельных линий в сети 10 кВ

Параметр	До внедрения мероприятия	После внедрения мероприятия	Эффект от внедрения
Суммарные потери электроэнергии в сети 10 кВ, кВт·ч	57491,7	34232,5	23259,2 (38,7%)
Плата за потери электроэнергии, р.	168450,68	100301,23	68149,46

Далее проведем «технико – экономический расчёт с конечной целью определения срока окупаемости внедрённых мероприятий по» [29] замене кабельных линий в сети 10 кВ.

В соответствии с требованиями [19], величина приведенных затрат:

$$Z = K + I, \quad (29)$$

где « K - капитальные затраты на замену кабелей 10 кВ электрической сети на инновационные марки» [26];

« I - годовые эксплуатационные расходы» [26].

В капитальные затраты на замену кабелей 10 кВ электрической сети входит суммарная стоимость выбранных инновационных марок «кабельных линий Л1-Л4, которые определяются по укрупнённым показателям стоимости электрических сетей» [19].

Известно, что стоимость этих кабелей 10 кВ электрической сети определяется [18]:

- длиной;
- номинальным напряжением;
- маркой и сечением кабеля.

«В состав годовых эксплуатационных расходов входят соответствующие расходы» [26] в кабельных линиях сети 10 кВ $I_{л}$.

«Эти составляющие находят по выражению» [5]:

$$I = I_a + I_э. \quad (30)$$

где « I_a – денежные издержки на амортизацию» [5];

« $I_э$ – денежные издержки на эксплуатацию» [5].

«Издержки на амортизацию I_a определяются по норме отчисления на амортизацию от капитальных затрат» [5]:

$$I_a = \frac{a_p}{100} K, \quad (31)$$

где « a_p - коэффициент амортизации, %, принимаемый по справочным данным таблицы 6.1» [5].

«Эксплуатационные издержки $I_э$ в работе определяются так» [5]:

$$I_э = \frac{э_p}{100} K, \quad (32)$$

где « $э_p$ - отчисления на ремонты и обслуживание элементов электрической сети, %, принимаемый по справочным данным, приведённым в материалах таблицы 6.2» [5].

«Результаты расчёта капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов выбранных инновационных марок кабельных линий Л1-Л4 сети 10 кВ сведены в таблицу 12» [30].

«Расчёт в работе проводится для каждой линии отдельно с последующим суммированием полученных результатов капитальных затрат и издержек» [26].

Такая методика расчёта позволяет более полно раскрыть суть предложенных мероприятий.

Таблица 12 – Результаты расчёта капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов выбранных инновационных марок кабельных линий Л1-Л4 сети 10 кВ

Определяемый показатель	Кабельная линия 10 кВ			
	Л1	Л2	Л3	Л4
Марка кабеля	АПвБВнг (А)-LS 3×35/16-10 кВ	АПвБВнг (А)-LS 3×35/16-10 кВ	АПвБВнг (А)-LS 3×35/16-10 кВ	АПвБВнг (А)-LS 3×25/16-10 кВ
Длина линии, км	0,4	0,3	0,6	0,1
Стоимость 1км кабеля, руб./км	250000	250000	250000	180000
Стоимость линии, руб.	100000	75000	150000	18000
Издержки на амортизацию, руб., ($a_p = 6,7 \%$)	6700	5025	10050	1206
Издержки на эксплуатацию, руб., ($\varepsilon_p = 3,8 \%$)	3800	2850	5700	684
Годовые эксплуатационные расходы, р.	10500	7875	15750	1890
Приведённые затраты, р.	110500	82875	165750	19890
Всего приведённых затрат по КЛ, р.	379015			

«Срок окупаемости внедрения мероприятий» [27] по замене кабельных линий сети 10 кВ [5]:

$$C = \frac{E}{Z}, \text{ лет}, \quad (33)$$

где E – суммарные приведённые затраты по замене кабельных линий сети 10 кВ, р.;

Z – полученный эффект от внедрения мероприятия, р.

$$C = \frac{379015}{68149,46} = 5,56 \text{ лет.}$$

Учитывая срок окупаемости внедрённого мероприятия по замене кабельных линий в сети 10 кВ, можно сделать вывод, что данное «мероприятие эффективно экономически, следовательно, оно может быть рекомендовано к применению» [26] в системе электроснабжения

нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика (в долгосрочной перспективе).

Кроме того, если дополнительно будет учтено повышение надёжности при эксплуатации новых кабельных линий (период безотказной работы от завода-изготовителя составляет 30 лет), а также уменьшение затрат на обслуживание и ремонт, можно предположить, что срок окупаемости данного мероприятия снизится ещё как минимум на 15-30%.

Далее проведем экономическое обоснование «мероприятий по компенсации реактивной мощности, которое осуществляется внедрением двух конденсаторных установок марки УКРМ-6,3 (10,5)-300 с суммарной реактивной мощностью $2 \cdot 300 = 600$ квар» [26].

«Экономический эффект от компенсации реактивной мощности путём установки КУ на шинах 10 кВ ГПП в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика за год, численно равен» [17]

$$\mathcal{E} = Q_{p.год} \cdot C, \text{ руб.} \quad (34)$$

где «С – абонентский тариф на оплату реактивной электроэнергии, руб./квар·ч» [26].

«Абонентский тариф на оплату реактивной мощности, руб./квар·ч, определяется» [29]:

$$c = 2,93 - 0,35 + 0 = 2,58 \text{ руб. / квар} \cdot \text{ч.}$$

«При расчёте по (1) для данных условий нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, приняты по таблицам поправок» [17]:

– «поправка на компенсацию реактивной мощности до нормативного значения с учётом надбавок и штрафов в зависимости от выходного

значения $tg\varphi$ потребителя («нормальная поправка»)» [17]. «В работе принимается $C_{Q.норм} = 12\%$ скидки от стоимости C_p при значении $tg\varphi_0 = 0,4$ » [7];

- «поправка на компенсацию реактивной мощности до сверхнормативного значения («глубокая компенсация» РМ) с учётом надбавок в зависимости от выходного значения $tg\varphi$ потребителя («стимулирующая поправка») $C_{Q.стим.} = 0$ » [5].

«Значит, экономический эффект от внедрения компенсации реактивной мощности за год равен» [5]:

$$\mathcal{E} = 148200 \cdot 2,58 = 382356 \text{ руб. / квар} \cdot \text{ч.}$$

«Далее проводится технико – экономический расчёт с конечной целью определения срока окупаемости внедрённых мероприятий по компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения» [26] нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.

При этом в работе используется методика расчёта, аналогичная ранее проведённому экономическому обоснованию замены кабельных линий 10 кВ в «системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика» [26].

«Результаты расчёта капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов на внедрение компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика сводятся в таблицу 13» [26].

После расчёта основных показателей проекта, необходимо провести расчёт срока окупаемости мероприятий по компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.

Таблица 13 – Результаты расчёта капитальных затрат и годовых эксплуатационных расходов на внедрение компенсации реактивной

мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика

Определяемый показатель	Данные показателя
Марка компенсирующего устройства	УКРМ-6,3 (10,5)-300
Количество компенсирующих устройств, шт	2
Стоимость компенсирующего устройства, руб.	320000
Суммарная стоимость компенсирующих устройств, руб.	640000
Издержки на амортизацию, руб., ($a_p = 6,7 \%$)	42880
Издержки на эксплуатацию, руб., ($\varepsilon_p = 3,8 \%$)	24320
Годовые эксплуатационные расходы, р.	67200
Приведённые затраты, р.	707200

«Срок окупаемости мероприятий по компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения» [26] нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика:

$$C = 707200 / 382356 = 1,85 \text{ лет.}$$

Учитывая срок окупаемости внедрённого мероприятия по компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, можно сделать вывод, что данное мероприятие эффективно экономически, следовательно, оно может быть рекомендовано к применению в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика в краткосрочной перспективе.

Учитывая полученные результаты экономического обоснования, можно с высокой долей вероятности утверждать, что рассчитанный срок окупаемости инвестиций во внедрение предложенных мероприятий по энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика считается приемлемым, из чего можно сделать вывод об экономической целесообразности разработанных и предложенных мероприятий.

Выводы по третьему разделу.

В работе проведено технико-экономическое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.

К данным мероприятиям относятся мероприятие по реконструкции питающих кабельных линий 10 кВ, а также внедрение компенсации реактивной мощности на объекте исследования.

Данные мероприятия рассмотрены в третьем разделе работы детально со следующими выводами:

- в результате замены кабелей в кабельных линиях сети 10 кВ, питающих ТП1-ТП3 и РП-1 от ГПП, получен технический эффект, который состоит в уменьшении потерь электроэнергии в данных кабельных линиях на величину, равную 23259,2 кВт·ч за год. В виду полученных результатов можно сделать вывод, что замена кабельных линий в сети 10 кВ предприятия на инновационные кабели марки АПвБВнг(А)-LS с изоляцией из сшитого полиэтилена технически обоснована и выгодна. Учитывая срок окупаемости внедрённого мероприятия по замене кабельных линий в сети 10 кВ, который составил 5,56 лет, можно сделать вывод, что данное мероприятие эффективно экономически, следовательно, оно может быть рекомендовано к применению в системе электроснабжения предприятия (в долгосрочной перспективе). Кроме того, если дополнительно будет учтено повышение надёжности при эксплуатации новых кабельных линий (период безотказной работы от завода-изготовителя составляет 30 лет), а также уменьшение затрат на обслуживание и ремонт, можно предположить, что срок окупаемости данного мероприятия снизится ещё как минимум на 15-30%;
- «исходя из полученных результатов расчёта компенсации реактивной мощности установлено, что на ГПП в результате

установки компенсирующих устройств в виде двух конденсаторных установок марки УКРМ-6,3 (10,5)-300 с суммарной реактивной мощностью 600 квар, за год реактивная электроэнергия компенсируется в количестве, равном 148200 квар, что характеризует данное мероприятие технически обоснованным и выгодным. Учитывая срок окупаемости внедрённого мероприятия по компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия, который составил 1,85 лет, можно сделать вывод, что данное мероприятие эффективно экономически, следовательно, оно может быть рекомендовано к применению в системе электроснабжения предприятия в краткосрочной перспективе» [26].

Рассчитанный срок окупаемости инвестиций во внедрение предложенных технических мероприятий по энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика считается приемлемым, из чего можно сделать вывод об экономической целесообразности разработанных и предложенных мероприятий, а также принятых в работе решений в целом.

Заключение

В результате выполнения магистерской диссертации на тему «Снижение потерь электрической энергии в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции путём повышения эффективности компенсации реактивной мощности», разработан комплекс мероприятий, позволяющий значительно повысить как технические, так и экономические показатели в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.

В работе, на основании анализа технической литературы по данной тематике, рассмотрены и проанализированы следующие вопросы:

- основные сведения о потерях электроэнергии в сетях энергосистемы и потребителей;
- основные технические и организационные мероприятия по снижению потерь электроэнергии;
- основные сведения о компенсации реактивной мощности как одном из наиболее эффективных мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

В результате проведения анализа нормативно-технической учебной и справочной литературы, в работе сделаны следующие выводы:

- установлено, что проблема минимизации потерь электроэнергии в системах электроснабжения современных предприятий являются актуальной задачей, требующей для решения комплексного подхода с учётом инновационных разработок моделей и новейших методов, а также, в некоторых случаях, применения нестандартных решений;
- установлено, что компенсация реактивной мощности оказывает существенное влияние на величину потерь электроэнергии в сети и электрооборудовании предприятий. Показано, что проведения исследований в данном направлении является актуальным и

перспективным направлением, имеющим важное народно-хозяйственное значение;

- на основе приведённого анализа литературных источников, учитывая схемные, технические и экономические аспекты данного предприятия, с целью уменьшения потерь электроэнергии, для проведения дальнейшего исследования, показана эффективность мероприятий по компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения объекта исследования;
- при проведении дальнейших исследований, в работе особое внимание следует уделить исследованию «глубокой» компенсации реактивной мощности в силовых трансформаторах и мощных электродвигателях насосных установок предприятия. Таким образом, планируется решить проблему перетоков реактивной мощности в системе электроснабжения и компенсацию реактивной составляющей потерь электроэнергии.

В результате проведения анализа при исследовании системы электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, были сделаны следующие выводы:

- установлено, что система электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика предусматривает ГПП-110/10 кВ и три цеховых ТП (все – с использованием двух силовых трансформаторов), что соответствует требованиям основных нормативных документов по качеству и надёжности электроснабжения;
- показано, основные потребители электрической энергии нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика – трёхфазные асинхронные электродвигатели напряжением 0,38 кВ и 10 кВ, имеющие значительную реактивную составляющую нагрузки, которая приводит к значительному увеличению потерь

электроэнергии не только в системе электроснабжения объекта, а и на участке питающей энергосистемы в целом, что является негативным фактором, требующего незамедлительного качественного технического решения;

- установлено, что в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика отсутствует компенсация реактивной мощности (КРМ), что является существенным недостатком. Поэтому данное практическое мероприятие в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика необходимо детально исследовать в работе далее;
- исходя из графиков, полученных экспериментальным путём, можно сделать вывод, что степень компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика оказывает существенное позитивное влияние на основные параметры системы электроснабжения объекта (величины полной мощности, реактивной составляющей нагрузки, величины рабочего тока и потерь активной электроэнергии);
- обосновано, что в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика также для дальнейшего исследования принимается направление, направленное на снижение потерь электроэнергии в системе электроснабжения, осуществляемое путём модернизации сетей, которые износились и требуют немедленной замены. Данное практическое мероприятие также детально исследуется в работе далее.

В работе проведено технико-экономическое обоснование мероприятий по повышению энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика.

К данным мероприятиям относятся мероприятие по реконструкции питающих кабельных линий 10 кВ, а также внедрение компенсации реактивной мощности на объекте исследования.

В виду их важности, данные мероприятия рассмотрены в работе детально со следующими полученными выводами:

- в результате замены кабелей в кабельных линиях сети 10 кВ, питающих ТП1-ТП3 и РП-1 от ГПП, получен технический эффект, который состоит в уменьшении потерь электроэнергии в данных кабельных линиях на величину, равную 23259,2 кВт·ч за год. В виду полученных результатов можно сделать вывод, что замена кабельных линий в сети 10 кВ предприятия на инновационные кабели марки АПвБВнг(А)-LS с изоляцией из сшитого полиэтилена технически обоснована и выгодна. Учитывая срок окупаемости внедрённого мероприятия по замене кабельных линий в сети 10 кВ, который составил 5,56 лет, можно сделать вывод, что данное мероприятие эффективно экономически, следовательно, оно может быть рекомендовано к применению в системе электроснабжения предприятия (в долгосрочной перспективе). Кроме того, если дополнительно будет учтено повышение надёжности при эксплуатации новых кабельных линий (период безотказной работы от завода-изготовителя составляет 30 лет), а также уменьшение затрат на обслуживание и ремонт, можно предположить, что срок окупаемости данного мероприятия снизится ещё как минимум на 15-30%;
- «исходя из полученных результатов расчёта компенсации реактивной мощности установлено, что на ГПП в результате установки компенсирующих устройств в виде двух конденсаторных установок марки УКРМ-6,3 (10,5)-300 с суммарной реактивной мощностью 600 квар, за год реактивная электроэнергия

компенсируется в количестве, равном 148200 квар, что характеризует данное мероприятие технически обоснованным и выгодным. Учитывая срок окупаемости внедрённого мероприятия по компенсации реактивной мощности в системе электроснабжения предприятия, который составил 1,85 лет, можно сделать вывод, что данное мероприятие эффективно экономически, следовательно, оно может быть рекомендовано к применению в системе электроснабжения предприятия в краткосрочной перспективе» [26].

Рассчитанный срок окупаемости инвестиций во внедрение предложенных технических мероприятий по энергоэффективности в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика считается приемлемым, из чего можно сделать вывод об экономической целесообразности разработанных и предложенных мероприятий, а также принятых в работе решений в целом.

Следовательно, предложенные мероприятия по минимизации потерь электроэнергии в системе электроснабжения нефтеперекачивающей станции ООО Транснефть-Балтика, эффективны и могут быть приняты для практического внедрения.

Таким образом, на основании полученных результатов работы, можно сделать вывод, что все поставленные основные задачи в работе были достигнуты, а все необходимые вопросы рассмотрены, проанализированы и решены в полном объёме.

Список используемой литературы

1. Анчарова Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений. М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2016. 416 с.
2. ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
3. Готман В. И. Задачи обследования системы компенсации реактивной мощности. Промышленная энергетика. 2016. №8. С. 50-55.
4. Евстифеев И.В. Повышение эффективности компенсации реактивной мощности промышленными и коммунальными потребителями электроэнергии. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук. Самара, 2009. 24 с.
5. Жежеленко И. В., Саенко Ю. Л. Качество электроэнергии на промышленных предприятиях. М.: Энергоатомиздат, 2015. 261 с.
6. Климова Г.Н. Электрические системы и сети. Энергосбережение: учебное пособие для среднего профессионального образования. 2-е изд. Москва: Издательство Юрайт, 2020. 179 с.
7. Кузнецов А.В. Математическая модель оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя. Электротехника, 2016. №10. С. 68-73.
8. Кузнецов А.В. Программная модель оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя. Промышленная энергетика, 2016. №6. С. 48-54.
9. Кузнецов А.В. Уточнение модели оценки снижения потерь мощности в сетевой организации при компенсации реактивной мощности в сети потребителя. Промышленная энергетика, 2018. №10. С.31-36.
10. Методические указания по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности

для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон по договорам об оказании услуг по передаче электрической энергии по единой национальной (общероссийской) электрической сети (договорам энергоснабжения). Приказ Федеральной службы по тарифам 31 августа 2010. № 219-э/6.

11. О порядке отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, а также об утверждении изменений, которые вносятся в акты Правительства РФ по вопросам оказания услуг по обеспечению системной надежности. Постановление Правительства РФ 3 марта 2010. № 117.

12. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных групп энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии. Приказ министерства промышленности и энергетики РФ 22 февраля 2007.

13. ООО «Транснефть - Балтика». [Электронный ресурс]. URL: <https://baltic.transneft.ru/about/> (дата обращения: 06.10.2022).

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

15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2016. 392 с.: ил.

16. Правила устройства электроустановок. 7-е изд., перераб. и доп. М.: Главгосэнергонадзор России, 2017. 692 с.

17. Приказ Минэнерго России от 30 декабря 2008 года № 326 «Об организации в Министерстве энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям».

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

19. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов. М.: «МЭИ», 2019. 288 с.

20. Самарин О. Д. Энергосбережение. Энергоэффективность. М.: Издательство Ассоциации строительных вузов, 2019. 296 с.

21. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 328 с.

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

23. 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».

24. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года. Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. М.: Министерство энергетики, 2020.

25. Araujo, Whester J. Multicriteria decision making for reactive power com-pensation in distribution systems [Электронный ресурс]. URL: <http://www.wseas.us/e-library/conferences/2011/Paris/ECC/ECC-07.pdf>. (дата обращения: 06.10.2022).

26. Copley P. Marketing Communications Management: Concepts and Theories, Cases and Practices. Oxford: Butterworth-Heinemann, 2014. 441 p.

27. Hirsch J.E. An Index to Quantify an Individual's Scientific Research Output that Takes into Account the Effect of Multiple Co-authorship. *Scientometrics*, 2020, vol. 85, no. 3, pp. 741–754. doi: 10.1007/s11192-010-0193-

9

28. 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.

29. Lezhnyuk P.D., Petrushenko O.J., Petrushenko J.V. Approximation of implicitly expressed optimality criteria by pozynom and analysis of their sensitivity. Materials digest of the XXXIX international Research and Practice Conference «Physico-mathematical and technical sciences as postindustrial foundation of the informational society evolution». London, 2018. P. 23–26.

30. Potter E.H. Branding Canada. Projecting Canada’s Soft Power through Public Diplomacy. Montreal: McGill-Queen’s University Press, 2019. 464 p.