

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО

«Сибирский федеральный университет»

институт

«Электроэнергетика»

кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

Г.Н. Чистяков

подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код – наименование направления

Анализ эффективности внедрения мероприятий по энергосбережению
на объектах АО «Хакаснефтепродукт ВНК» г. Абаза

тема

Руководитель _____ доцент, к.т.н. Е. В. Платонова
подпись, дата должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник _____ А.В. Мезин
подпись, дата инициалы, фамилия

Нормоконтролер _____ И.А. Кычакова
подпись, дата инициалы, фамилия

Абакан 2022

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт –
филиал ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ Г.Н. Чистяков

подпись инициалы, фамилия

«_____» _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Мезину Александру Васильевичу
(фамилия, имя, отчество)

Группа 3-17 (ЗХЭн 17-01) Направление (специальность)

номер

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

код, наименование

Тема выпускной квалификационной работы Анализ эффективности внедрения мероприятий по энергосбережению на объектах АО «Хакаснефтепродукт ВНК» г. Абаза

Утверждена приказом по университету № _____

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

(инициалы, фамилия, должность и место работы)

Исходные данные для ВКР характеристика организации, потребление энерго-ресурсов, существующие данные по энергосберегающим мероприятиям за пе-риод 2016-2020 гг.

Перечень разделов ВКР:

Введение

Теоретическая часть

1.1 Нормативные требования в области энергосбережения и повышения энергетиче-ской эффективности. Основные направления государственной политики

1.2 Энергосбережение на предприятиях нефтегазового сектора. Пути повышения энергетической эффективности

2 Аналитическая часть

2.1 Общая характеристика предприятия

2.2 Анализ потребления энергетических ресурсов

2.3 Система электроснабжения нефтебазы и электроприемники

2.4 Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективно-сти, внедренные на предприятии

3 Практическая часть

3.1 Реконструкция и частотное регулирование электронасосных агрегатов насос-ной станции светлых нефтепродуктов 38

3.2 Замена металлогалогенных ламп наружного освещения на светодиодные

3.3 Замена приборов учета электроэнергии на современные

Заключение

Список использованных источников

Перечень графического материала:

1. Анализ потребления энергоресурсов

2. Характеристика потребителя

3. Мероприятия по энергосбережению и повышению энергоэффективности

Руководитель ВКР _____

подпись

Е.В. Платонова

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению _____

подпись

А.В. Мезин

инициалы, фамилия

20 марта 2022 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Анализ эффективности внедрения мероприятий по энергосбережению на объектах АО «Хакаснефтепродукт ВНК» г. Абаза» содержит 62 страницы текстового документа, 25 использованных источников, 3 листа графического материала, приложений нет.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ, ТЕХНИЧЕСКИЙ ОТЧЕТ, ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, СРОК ОКУПАЕМОСТИ, НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ.

Объект исследования – объекты АО «Хакаснефтепродукт ВНК», г. Абаза (здания, сооружения, технологическое и электрическое оборудование).

Предметом исследования выступают пути возможной экономии энергоресурсов на территории предприятия с обоснованием и расчетом экономического эффекта от внедряемых и уже внедренных мероприятий.

Целью ВКР является проведение анализа потребления различных видов энергоресурсов с последующей разработкой наиболее эффективных энергосберегающих мероприятий.

Научную новизну составляют методики расчета экономического эффекта от внедрения энергосберегающих мероприятий на объектах нефтегазовой отрасли.

Практическая значимость работы состоит в четко сформулированных предложениях по внедрению мероприятий по повышению энергоэффективности и энергосбережению на предприятии.

THE ABSTRACT

The final qualifying work on the topic “Analysis of the effectiveness of the implementation of energy saving measures at the facilities of JSC Khakasnefteprodukt VNK, Abaza” contains 62 pages of a text document, 25 sources used, 3 sheets of graphic material, no applications.

ENERGY EFFICIENCY, ENERGY PASSPORT, TECHNICAL REPORT, ENERGY SAVING MEASURES, PAYBACK PERIOD, REGULATORY DOCUMENTS.

The object of the study is the facilities of Khakasnefteprodukt VNK JSC, the city of Abaza (buildings, structures, technological and electrical equipment).

The subject of the study is the ways of possible energy savings on the territory of the enterprise with the justification and calculation of the economic effect of the implemented and already implemented measures.

The purpose of the WRC is to analyze the consumption of various types of energy resources with the subsequent development of the most effective energy-saving measures.

The scientific novelty is the methodology for calculating the economic effect from the introduction of energy-saving measures at the facilities of the oil and gas industry.

The practical significance of the work lies in clearly formulated proposals for the implementation of measures to improve energy efficiency and energy saving at the enterprise.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1 Теоретическая часть.....	9
1.1 Нормативные требования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Основные направления государственной политики.....	9
1.2 Энергосбережение на предприятиях нефтегазового сектора. Пути повышения энергетической эффективности	14
2 Аналитическая часть.....	18
2.1 Общая характеристика предприятия.....	18
2.2 Анализ потребления энергетических ресурсов.....	24
2.3 Система электроснабжения нефтебазы и электроприемники	30
2.4 Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, внедренные на предприятии	36
3 Практическая часть	38
3.1 Реконструкция и частотное регулирование электронасосных агрегатов насосной станции светлых нефтепродуктов	38
3.2 Замена металлогалогенных ламп наружного освещения на светодиодные	46
3.3 Замена приборов учета электроэнергии на современные	49
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	58
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	59

ВВЕДЕНИЕ

Много времени прошло с момента принятия основного закона об энергосбережении и повышении энергетической эффективности, многое было сделано за этот период, проведены реформы, внедрены различные государственные программы, отменено обязательное энергетическое для бюджетных учреждений, но для крупных предприятий, обладающих большой сырьевой и материальной базой, такое обследование осталось обязательным. Особенно это касается объектов нефтегазовой отрасли, где энергосбережение играет немаловажную роль. На таких объектах, безусловно, происходит внедрение энергосберегающих мероприятий, но, все же, еще много остается нерешенных проблем и не восполнено пробелов в области повышения энергоэффективности [1].

Продолжая предыдущую мысль, стоит отметить, что потенциал энергосбережения, в особенности с современным уровнем развития технологий, является достаточно масштабным и недоиспользуемым. При сравнении этого потенциала с природными ресурсами, добыча которых их года в год растет, можно сказать, что его доля все же составляет существенную часть в энергоемкости конечной продукции. Т.е. эффективность использования ресурсов для производства различной продукции не достаточно велика, как хотелось бы (порядка 30-35% вырабатываемой и используемой энергии теряется). Если хотя бы несколько процентов от этого попытаться сэкономить (внедрить мероприятия по энергосбережению), то это в масштабах страны будет достаточно ощутимо.

Для реализации выдвинутых выше целей, естественно, требуется привлечь финансирование из различных источников. Но это не всегда возможно и не всегда делается. Необходимы, прежде всего, долгосрочные инвестиции, но на этот шаг не очень активно идут инвесторы, особенно иностранные. В связи с непонятной современной политической ситуацией на фоне новой «холодной войны» и несовершенной нормативно-правовой базой эта ситуа-

ция усугубляется. Тормозится развитие внедрения энергосервисных договоров и контрактов, идет не интенсивная модернизация объектов топливно-энергетического комплекса страны, а, следовательно, достаточно высокие потери энергии остаются в этой системе, несмотря на все попытки и действия со стороны Минэнерго, Роснано, Росатома и других подобных государственных структур.

Развитие энергетических проектов в соответствии с принятой энергетической стратегией до 2035 года должно придать новый импульс развитию топливно-энергетического комплекса страны на фоне формирования новых центров энергопотребления, особенно тех, которые производят экспортно-ориентированную продукцию.

Объект исследования – объекты АО «Хакаснефтепродукт ВНК», г. Абаза (здания, сооружения, технологическое и электрическое оборудование).

Предметом исследования выступают пути возможной экономии энергоресурсов на территории предприятия с обоснованием и расчетом экономического эффекта от внедряемых мероприятий.

Целью ВКР является проведение анализа потребления различных видов энергоресурсов с последующей разработкой наиболее эффективных энергосберегающих мероприятий.

Задачи ВКР:

- рассмотреть нормативные требования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, основные направления государственной политики, а также особенности энергосбережения на предприятиях нефтегазового сектора и пути повышения энергоэффективности ;

- дать общую характеристику предприятия, произвести анализ потребления энергетических ресурсов, инженерных систем нефтебазы;

- предложить мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Практическая значимость работы состоит во внедрении мероприятий по повышению энергоэффективности и энергосбережению на нефтебазе.

1 Теоретическая часть

1.1 Нормативные требования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности. Основные направления государственной политики

Для формирования картины, отражающей развитие законодательства в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, проследим, какие нормативно-правовые акты были приняты и как они реализовывались на практике за последнее время.

Основным нормативно-правовым актом по-прежнему выступает федеральный закон Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности ...» [1]. Он был принят более 10-ти лет назад и с каждым годом теряет актуальность, тем не менее, основополагающие принципы энергосбережения из него используются. Он определил наряду с существующей на тот момент энергетической стратегией основные направления государственной политики в этой области. В этот документ вносятся изменения на основании Федерального закона от 21.12.2021 № 414-ФЗ с 1 января 2023 года и будут касаться в основном муниципальной сферы и органов публичной власти в области осуществления организации и управления.

В 2019 году принято 9 нормативных правовых актов, направленных на повышение уровня энергетической эффективности экономики Российской Федерации. Следует отметить принятие постановления Правительства РФ от 7 октября 2019 г. № 1289, которым были утверждены требования к снижению государственными (муниципальными) учреждениями в сопоставимых условиях суммарного объема потребляемых топливно-энергетических ресурсов и воды [2]. В 2020 году было принято еще 7 нормативных правовых актов в области энергосбережения и повышении энергетической эффективности [3], которые были направлены в основном на повышение эффективности в области надзора и контроля в области энергетических обследований, целевого уровня снижения потребления энергоресурсов государственными (муници-

пальными) учреждениями, а также в области оформления и предоставления копий энергетического паспорта и технических отчетов о проведении энергетического обследования [4, 5]. Соответственно, действовавшие ранее приказы Минэнерго №400 и №401 от 30.06.2014, регламентирующие подобные требования, утратили свою силу (Приказ Минэнерго №438 от 02.06.2020).

Каждый год в области энергосбережения принимается в среднем 5-10 нормативно-правовых актов (постановлений, законов и приказов). Они охватывают не только электроэнергетику, но и сферу теплоснабжения и другие отрасли [6]. С 1 января 2021 года вступили в силу [7]:

1. Новые правила установления требований энергетической эффективности для зданий, строений, сооружений, взамен утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 25 января 2011 г. № 18 (постановление Правительства Российской Федерации от 7 декабря 2020 г. № 2035). Данные правила сузили множество требований, особенно применительно к многоквартирным домам.

2. Обновленные требования к осветительным устройствам и электрическим лампам, используемым в цепях переменного тока в целях освещения, взамен утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 10 ноября 2017 г. № 1356 (постановление Правительства Российской Федерации от 24 декабря 2020 г. № 2255). Этими требованиями расширен понятийный аппарат (введены 29 понятий осветительных устройств, взамен ранее имевшихся 5 определений) и уточнены требования к энергетической эффективности светотехнической продукции, требования к пусковому току светильников исключены.

3. Обновленный порядок обращения с ртутьсодержащими электрическими лампами, взамен утвержденного постановлением Правительства Российской Федерации от 3 сентября 2010 г. № 681 (постановление Правительства Российской Федерации от 28 декабря 2020 г. № 2314). Данный порядок усиливает меры, направленные на эксплуатацию и утилизацию указанных ламп, со стороны органов, за это ответственных, в том числе органов местно-

го самоуправления.

Таким образом, реализация механизма так называемой «регуляторной гильотины», предназначенного для снятия избыточной административной нагрузки на субъекты предпринимательской деятельности, привела к обновлению основных нормативных правовых актов в области не только энергосбережения и повышения энергетической эффективности зданий, строений и сооружений и осветительных устройств, но и в области оформления результатов энергетических обследований и усиления контроля и надзора.

В соответствии с государственным докладом Минэкономразвития о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в РФ за 2020 год потребление первичной энергии в России сократилось на 27 млн т. у. т. Основной причиной его снижения стало падение экономической активности, связанное с пандемией, за счет которой потребление сократилось на 25,2 млн т. у. т. Энергоемкость ВВП Российской Федерации в 2020 г. составила 9,32 т. у. т./млн руб. По сравнению с 2019 г. показатель 2020 г. ниже на 0,2 %, по сравнению с 2015 г. — на 2,9 % [3].

Наиболее энергоемкими сферами потребления выступили электроэнергетика, обрабатывающая промышленность, ЖКХ и транспорт. Еще меньше у сектора теплоснабжения и добывающей промышленности (рисунок 1.1). Прослеживается ослабление показателя влияния вклада технологического фактора в снижение потребления различных видов энергии. Т.е. изменение энергоемкости ВВП РФ за счет этого фактора по сравнению с предшествующими пятью годами изменилось незначительно. Текущее состояние энергоэффективности экономики РФ связано с недостаточным уровнем внедрения технологий высокой энергетической эффективности. Так, уровень внедрения светодиодных светильников в системах наружного освещения в субъектах РФ растет, в то же время как их доля пока еще не достигла 50% (41,2 % от общего количества применяемых светильников) [3].



Рисунок 1.1 – Потребление энергии в различных отраслях промышленности в 2020 г.

Вклад технологического фактора в электроэнергетике составил 2,3 млн т. у. т. и несколько снизился по сравнению с 2018-2019 гг., поскольку в 2020 г. не удалось заметно снизить ни удельный расход топлива на выработку электроэнергии на ТЭС, ни долю расходов на собственные нужды электростанций, ни потери в электрических сетях (рисунок 1.2) [3, 8]. Тем не менее, наиболее динамично выросла генерация на ВИЭ и ГЭС (рисунок 1.3) [3].

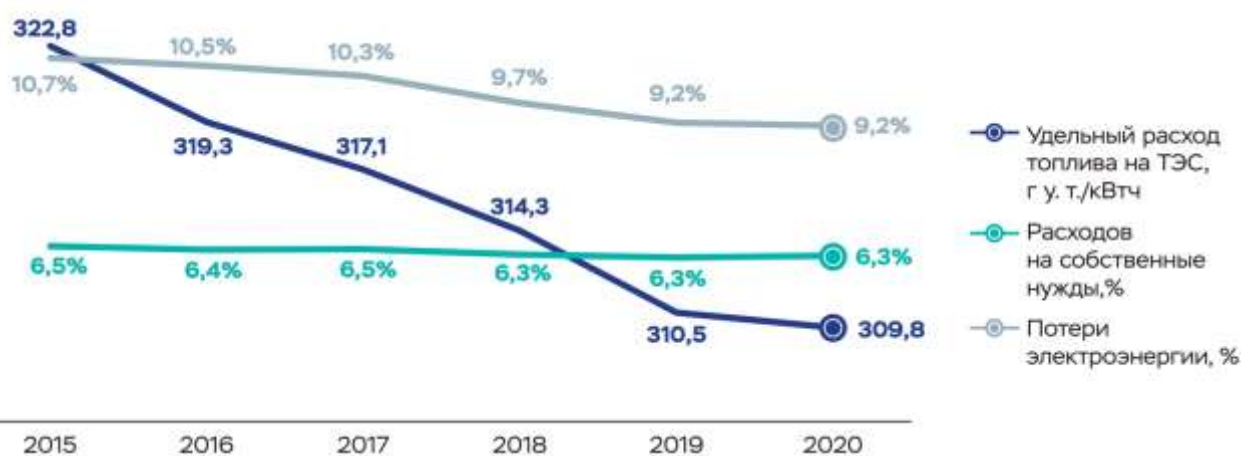


Рисунок 1.2 – Индикаторы энергетической эффективности в электроэнергетике

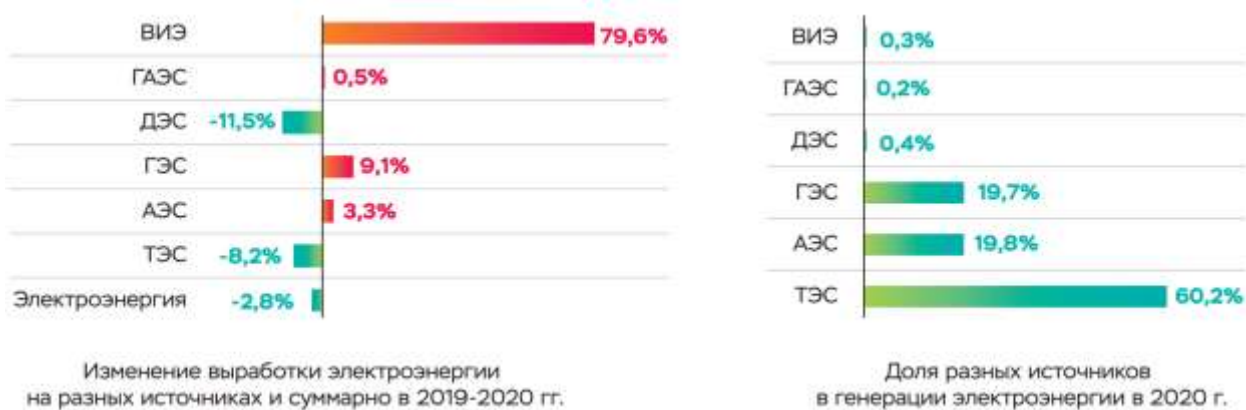


Рисунок 1.3 – Динамика и структура выработки электроэнергии в 2020 г.

Фактический объем финансирования региональных программ в области энергосбережения и повышении энергетической эффективности в 2020 г. вырос на 8% по отношению к предыдущему году и достиг 215 млрд руб., в том числе за счет бюджетных средств — 46 млрд руб., внебюджетных средств — 169 млрд руб. (рисунок 1.4). Несмотря на пандемию и общий спад экономики, российский рынок энергосервиса по итогам 2020 г. показал уверенный рост.



Рисунок 1.4 – Динамика объемов финансирования региональных программ в области энергосбережения

1.2 Энергосбережение на предприятиях нефтегазового сектора. Пути повышения энергетической эффективности

Политика в области повышения энергоэффективности и энергосбережения крупных предприятий нефтегазового сектора, таких как «Роснефть», «Татнефть», «Транснефть», «Газпромнефть», «Сургутнефтегаз», «Лукойл» и других примерно одинакова. Во-первых, каждые 3-5 лет в среднем производится корректировка перечня обществ в составе этих предприятий и новых активов. Во-вторых, в рамках технических аудитов также проводятся проверки выполнения нормативных требований по охране труда и промышленной безопасности при эксплуатации оборудования [9].

В рамках программ повышения энергоэффективности и энергосбережения планировалось проведение мероприятий по повышению эффективности использования электрической и тепловой энергии, а также котельно-печного топлива по основным направлениям производственной деятельности. Вводились электростанции собственных нужд, электросетевые объекты различных классов, проводились реконструкции различных технических и социально-значимых объектов [9].

Одним из направлений повышения энергоэффективности предприятий нефтегазового сектора является использование опыта энергетического менеджмента, как международного, так и российского. Такой системный подход к управлению организациями нефтегазового сектора позволяет объединить различные системы менеджмента в единую систему управления организацией, что дает большую согласованность действий внутри организации и ощутимую финансовую выгоду. С другой стороны, экологические вопросы также важны и в наибольшей степени на данный момент в этой сфере результаты достигнуты компанией «Лукойл» [10]. Меры, направленные на сокращение воздействия на окружающую среду, как правило, обеспечивают и финансовую отдачу за счет энергосбережения [11].

Представляется, что при разработке общей отраслевой эколого-

экономической политики предприятий нефтегазового комплекса можно использовать все тот же опыт энергетического менеджмента, упомянутый выше. В частности, необходим комплексный подход к пониманию проблемы повышения энергоэффективности на уровне отдельных предприятий и их производственных установок. Тем не менее, часто используются методы управления потреблением энергии направленные на смещение потребления в зону более низких тарифов, системы поддержки принятия решений и др. [11].

Однако в большей степени интересуется именно техническая сторона реализации энергосбережения. Это может быть не только замена первичного топлива вторичными видами топлива или переход к использованию энергии из возобновляемых источников, но и применение энергоэффективного оборудования, подбор оборудования, оптимального под определенные цели и оптимизация режима работы этого оборудования. Затраты на электроэнергию составляют значительную часть расходов при работе предприятий нефтегазового комплекса, поэтому важно их уменьшать [12, 13].

Для эффективного использования энергоресурсов можно использовать следующие приемы – это создание новой отчетности по энергопотреблению, повышение квалификации сотрудников предприятия в сфере применения электроэнергии, разработка программ по снижению затрат электроэнергии, введение мониторинга затрат с использованием специальных компьютерных приложений. В целом, существует большое количество методов для эффективного использования энергоресурсов. Главное, чтобы руководители предприятий занялись данным вопросом и ежемесячно принимали новые решения и программы по эффективному использованию энергоресурсов.

Процесс сокращения расходов энергоресурсов достигается разными путями:

- реорганизацией предприятия и всего производства;
- поэтапной реконструкцией процесса производства;
- определением потенциала энергосбережения;
- внедрением программ эффективного использования энергоресурсов;

– периодическим технологическим обследованием предприятий.

Приоритетные пути повышения энергетической эффективности при использовании электрической энергии на объектах нефтегазового комплекса могут быть следующие:

1) увеличение доли энергоэффективного малопотребляющего электропривода в системе транспортировки нефтепродуктов, внедрение частотного регулируемого привода;

2) использование светодиодных светильников и систем управления ими;

3) уменьшение нерациональной загрузки технологического оборудования путем установления оптимальных режимов электрооборудования, и, если это невозможно, то замена оборудования на более или менее мощное в рамках модернизации с учетом современной практики инновационных технологий и новейших разработок в сфере электротехники;

4) реконструкция электросетей при существенном устаревании или существенном увеличении потерь электроэнергии при передаче к конечным электроприемникам;

5) внедрение современных систем учета энергоресурсов и системные энергетические наблюдения и внедрение автоматизированных систем управления технологическими процессами с использованием компьютеров, которые имеются в эксплуатации, построение баз данных (информационного банка), в том числе в рамках энергосервисных контрактов;

6) повышение коэффициента мощности в сети предприятия путем компенсации реактивной мощности;

7) использование элементов «умных» сетей – диммеров, датчиков движения и присутствия, реле включения по времени и устройств, регулирующих работу осветительной системы в зависимости от интенсивности естественного освещения;

8) внедрение возобновляемых источников энергии (солнечных панелей, тепловых насосов и др.).

В рамках модернизации системы освещения возможно внедрение беспроводных систем управления освещением. Такая система позволяет осуществить следующие функции (в зависимости от уровня сложности системы опции могут меняться) [14]:

- объединение осветительных приборов в группы;
- адресное управление работой светильников;
- регулирование яркости свечения от 0 до 100%;
- управление осветительными линиями;
- управление технологическими установками при помощи датчика «сухой контакт»;
- возможность реализовать любой алгоритм работы оборудования и системы освещения;
- контроль всех приборов и систем, подключенных к сети;
- возможность вносить необходимые коррективы в настройки в удаленном режиме;
- интеграция приборов учета электрической энергии;
- анализ полученной информации;
- хранение статистических данных.

В любом случае, при замене оборудования существуют определенные риски, связанные с поставками некачественного или контрафактного оборудования и скорейшего его выхода из строя, что может привести к потере производительности какого-либо производственного комплекса и привести к существенной аварии и ущербу.

Таким образом, существует большое количество разнообразных методов повышения рационального использования имеющихся энергетических ресурсов и мощностей. И чем раньше предприятие начнет внедрять энерго-сберегающие технологии, тем быстрее оно ощутит положительный эффект от этих мероприятий, который будет выражен в конкретных финансовых показателях [15].

2 Аналитическая часть

2.1 Общая характеристика предприятия

АО «Хакаснефтепродукт ВНК» является дочерним обществом ПАО «НК Роснефть». Общество как предприятие нефтепродуктообеспечения образовано и работает на рынке с 10 мая 2007 года. Оно осуществляет реализацию моторных топлив в розницу через собственную сеть АЗК/АЗС и мелкооптовым потребителям с нефтебаз. В настоящее время Общество осуществляет мелкооптовую реализацию с двух нефтебаз.

Работа по распределению нефтепродуктов на нефтебазе осуществляется отделами поставок и обеспечения АЗС (отдел сбыта). Прием нефти и нефтепродуктов от НПЗ, а также сдача нефтепродуктов порезервуарно оформляются соответствующим актом. При этом после замера уровня нефти или нефтепродуктов в резервуаре определяют их плотность с учетом температуры, делают лабораторный анализ проб для определения основных качественных показателей. Полученные данные заносят в приемо-сдаточный акт.

АЗС осуществляют реализацию нефтепродуктов в розницу. Организационно АЗС могут быть объединены в сеть под управлением ВИНК и в этом случае они получают нефтепродукты с нефтебаз компании или существовать как отдельные предприятия приобретая нефтепродукты для реализации у различных поставщиков. Основные производственные процессы на АЗС в основном автоматизированы и управляются одним человеком кассиром-оператором. Вспомогательные операции схожи по составу с операциями по обслуживанию резервуаров, но проводятся выездными бригадами, обслуживающими несколько АЗС.

Структурная схема административно-технической подчинённости АО «Хакаснефтепродукт ВНК» показана на рисунке 2.1. Здесь показаны основные руководящие должности филиала, которые принимают непосредственное участие в организации, обеспечении безопасного проведения работ, несут ответственность за здоровье, сохранность жизни персонала, сохран-

ность оборудования, соблюдения инструкций и другой нормативно-технической документации.

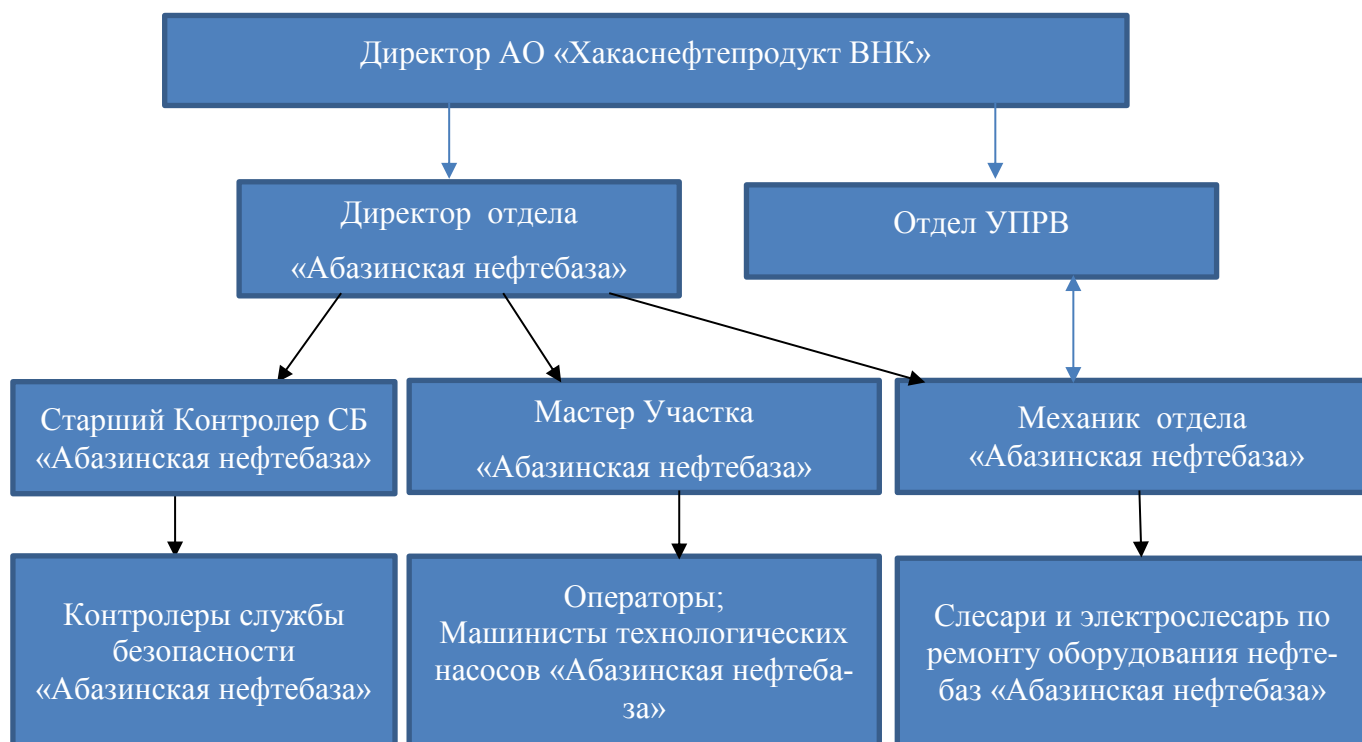


Рисунок 2.1 – Схема административно-технической подчинённости

Основным фактором производства является перегрузка нефтепродукта из вагонов в резервуары для дальнейшего отпуска автомобилями по мелкооптовым точкам.

Абазинская нефтебаза входит в состав АО «Хакаснефтепродукт ВНК». Технологическая схема трубопровода позволяет производить прием, хранение и отпуск нефтепродуктов по видам/маркам/ нефтепродуктов в отдельности, не снижая качества нефтепродуктов.

Юридический адрес организации - владельца нефтебазы: г. Абакан, ул. Гагарина, 7, АО «Хакаснефтепродукт ВНК». Почтовый адрес нефтебазы: г. Абаза, ул. Промышленная, 1, Абазинская нефтебаза.

Абазинская нефтебаза была организована в феврале 1973 года в составе Красноярского управления Госкомнефтепродукта РСФСР для обеспечения нефтепродуктами предприятий Таштыпского района и Республики Тыва. С

1998г производится отгрузка нефтепродуктов на экспорт – в Монголию. С 2003г - в составе ООО «Хакас-Терминал», с 04.2016г - в составе АО «Хакас-нефтепродукт ВНК».

Находится с северной стороны Муниципального образования города Абазы, на въезде. С северной стороны протекает ручей Средняя Киня; с южной – лесной массив; с восточной – автодорога Абакан–Ак-Довурак, с западной – склон горы (лесной массив, ЛЭП).

В непосредственной близости от нефтебазы находятся два предприятия:

1. Комбинат ТываАсбест – 150м, через железную дорогу;
2. ООО «Сибирский лес» – 150 м, через железную дорогу.

Занимаемая площадь составляет 5,1364 га. Ограждение территории нефтебазы капитальное, протяженностью 890м, выполнено из металлопрофиля высотой 2метра, внутри сетка высотой 2м. По периметру ограждения установлен козырек из колючей проволоки – 7 ниток.

Протяженность участков:

- север (пожарный водоем) – 315 м;
- восток (автодорога Абакан-Ак-Довурак) – 255 м;
- юг (лесной массив) – 90 м;
- запад (лесной массив, ЛЭП) – 230 м.

Филиал предприятия располагает профессиональным оборудованием, инвентарем и средствами механизации, а так же собственной производственной базой, в которую входят производственные помещения, гаражные боксы. Характеристика зданий и сооружений нефтебазы представлена в таблице 2.1.

В административном здании расположены:

- 1) кабинеты: начальника, механика, оператора, красный уголок
- 2) подвал - раздевалка мужская , душевые комнаты, прачечная, электробойлерная.

В операторной имеются помещения:

- 1) рабочее место оператора (оформление документов);

- 2) кабинет мастера участка;
- 3) раздевалка;
- 4) электробойлерная;
- 5) пост охраны №1;
- 6) помещение эл. шкафов АСН-5ВГ.

Таблица 2.1 – Характеристика зданий и сооружений нефтебазы

№ п/п	Наименование зданий и сооружений, их краткая характеристика	Геометрические размеры, м	Площадь, м кв	Высота, м	Объем, куб.м	Категория по взрывопожароопасности	Классы по ПУЭ
1	Административное здание	15,73x12,72	200,1	5,86	1173	Д	-
2	Насосная светлых н\продуктов а) насосное отделение б) щитовая в) вент. камера г) комната отдыха	9,86x6,34+ +6,26x 2,57	141,2 66,0 8,3 8,4 20,2	3,83	541	Б Д Д Д	В-1а - - -
3	А\Наливные стоянки(светлые н\продукты) А\эстакада(резерв) (светлые н\продукты) Ж\дорожная эстакада (светлые н\продукты) Эстакада д\отп.масел	10,35x29,57 8,0x20,9 8,0x50	306,05 167,2 400,0 20,0			- - - -	В-1г В-1г В-1г П-Ш
4	Маслоблок а) резервуары б) насосная в) щитовая	48,77x2,92	142,4 82,8 8,9+9,3	5,82	829	- В Д	П-Ш П-1 -
5	Коллектор светлых н\продуктов	5,7x3,35	19			Б	В-1а
6	Тарный склад	18,15x12,6	228,7	4,4	1006	В	П-1
7	Гараж а) мастерская б) ремонтный бокс в) стояночный бокс	25,57x12,43	317,8	4,46	1414	Д В В	- В-1а П-Па
8	Деревообраб. Цех (циркулярка)		18,1			В	П-Па
9	Сварочный пост		18,9			Г	-
10	Склад для хранения кислородных баллонов					Д	-
11	Операторная	11,78x7,78	102,9	2,95	270	Д	-
12	Подвал конторы		74,8			Д	-
13	Материальный склад	12,07x30,10	363,3	6,84	2485	Д	-

В распоряжении специалистов находится: 17 резервуаров для хранения нефтепродукта, технологический трубопровод, Ж/Д эстакада для слива и налива нефтепродукта, А/М эстакада для слива и налива нефтепродукта, насосные установки для приема и отпуска нефтепродукта.

Всего резервуарных емкостей – 11300 куб. м, в том числе:

- для автобензинов 6200 куб. м,
- для дизельного топлива 5100 куб. м,
- для масел консервация – 900 куб.м., тосол – 75 куб.м, отработка – 150 куб.м.

Из общего объема: металлических вертикальных резервуаров 11300 куб.м., металлических горизонтальных резервуаров – 1125 куб. м.

Устройства слива:

1. Двухсторонняя железнодорожная эстакада с откидными мостиками и заземлениями рассчитанная на прием 8 четырехосных вагоноцистерн или 4 восьмиосных вагоноцистерн, инв.№542, площадь 50,0*8,00 м.
2. Приборы нижнего слива нефтепродуктов УСН-150 в количестве 8 штук.
3. Верхний слив нефтепродуктов через рукава МБС ф100 мм в количестве 12 штук.

Учет нефтепродуктов в вагоноцистернах производится объемным методом с применением метроштока, плотномера (ПЛОТ-3Б-1П) и калибровочных таблиц на вагоноцистерны.

Устройства налива нефти и нефтепродуктов:

1. Автоэстакада на 5 стояков. Год постройки -1973, инв №537, с отводом ф80 мм с подъемом рукава МБС ф75 мм противовесом в количестве 4 штук, площадь 20,90*8,00, консервация.
2. Автоэстакада на 7 стояков. Год постройки -1977, инв №538.
 - 2.1.Отдельно стоящие стояки с отводом ф80 мм с подъемом рукава

МБС ф75 мм противовесом в количестве 4 штук ,площадь 29,57*10,35

2.2. Измерительный комплекс верхнего налива АСН-5ВГ модуль Ду100 У2 в количестве 3 штук: изготовитель ООО Промприбор (г. Ливны):

– год выпуска -2009,год установки 2010-2шт, инв.№1381, №1382 зав №166, №167

– год выпуска 2010,год установки-12.2011г-1шт, инв № 1886, зав №254

– счетчики жидкости винтовые:

- 1) ППВ-100-1,6 рег.№ 10722-93 завод. Номер 00641;
- 2) ППВ-100-1,6СУ рег.№ 10722-05 завод. Номер 00009;
- 3) ППВ-100-1,6 рег.№ 10722-93 завод. Номер 00506.

Система водоснабжения и водоотведения.

Источники водоснабжения (краткая характеристика, точка подключения):

– артезианская скважина глубиной 110 метров, установлен глубинный насос бЭЦВ, подключение к водоснабжению над водозаборной скважиной;

– 20.08.2013г – консервация скважины №4-240 (демонтаж насоса, труб- отключение от магистрали водоснабжения);

– 02.09.2013г – пробурена наблюдательная скважина – обсадные трубы Ф114мм , №4241– глубина 19.0м.

Вода питьевая привозная.

На нефтебазе имеется промливневая система канализации (эстакада налива-трубы ф150 длиной 60 м, РГС-25 – для сбора нефтепродукта, РГС-10 для сбора ливневых вод -1975 год постройки, ж/д эстакада - ж/б лотки, РГС-75 -2 шт для сбора разлитого н/п и сточных вод-1975 год постройки).

Для хозяйственно-бытовой канализации служит заглубленный резервуар емкостью 10 м куб.

Очистных сооружений на нефтебазе не предусмотрено.

Теплоснабжение.

Собственной котельной и централизованного теплоснабжения на нефтебазе не имеется. Источник получения тепла – автономный, в каждом помещении:

– Контора – Электроводонагреватель Zota-36 «Lux» №70070, 02.2014г.вып

– Душевая – проточный водонагреватель ЭПВН-12.(2009 г вып);

– Гараж – водонагреватель Элвин ЭПВН-36 (2011г.вып);

– Операторная – водонагреватель ВЭО-9 (2003г).

Используются также бытовые масляные обогреватели мощностью от 2 до 3 кВт.

2.2 Анализ потребления энергетических ресурсов

Виды топливно-энергетических и водных ресурсов, потребляемые Абазинской нефтебазой, представлены в таблице 2.2 и на диаграммах рисунков 2.2 и 2.3. Основной вид энергетического ресурса – электрическая энергия. Централизованного теплоснабжения и собственной котельной в организации нет, а выработка тепла осуществляется от электродкотлов. Холодная вода для собственных нужд добывается из скважины, поэтому как энергоресурс, поступающий от тепловодоканала, не рассматривается.

Анализ представленных данных выполнен за 5 лет и свидетельствует о подъеме производства с ростом реализации продукции, что отражено высоким уровнем количества потребляемых энергоресурсов в 2016-2017 гг. Оплата потребленных энергоресурсов определяется как их количественным потреблением, так и ежегодным повышением тарифов, и имеется тенденция снижения потребления электроэнергии.

Абазинская нефтебаза является конечным потребителем по отношению к сетям энергоснабжающей организации и транспортировка электроэнергии субабонентам не осуществляется.

По сравнению с 2016-2017 годами потребление электроэнергии в 2018-2020 годах уменьшилось, что обусловлено не внедрением энергосберегающих мероприятий и повышением энергоэффективности, а сокращением парка резервуаров и спроса на нефтепродукты.

Таблица 2.2 – Потребление электроэнергии в натуральном выражении, кВт.ч

месяц	2016	2017	2018	2019	2020
1	76976	66928	66957	60469	56093
2	66970	65246	50343	56552,27	53335
3	49926	49944	47338	39673,5	44285
4	34981	30353	28302	28941,95	26381
5	19536	14210	13558,45	22213,65	14287
6	7440	7188	395,23	10358,36	6515
7	8933	11020	316,17	5786,55	6365
8	11020	11271	284	6766,7	7281
9	16865	18534	659	18345	15232
10	34981	26048	1546	36951	28394
11	50009	57941	1911	46181	50181
12	66957	66957	2211	62377	53521,65
Итого	444594	425640	213820,9	394616	361870,7

В целом, наблюдая динамику потребления электроэнергии, можно сказать, что хотя в натуральном выражении наблюдается некоторая тенденция уменьшения потребления электроэнергии, то в стоимостном выражении, за счет увеличения тарифов на электроэнергию, происходит увеличение платы за неё.

Потребление электроэнергии в стоимостном выражении по месяцам и суммарное по годам в рублях показано на рисунках 2.4-2.5.

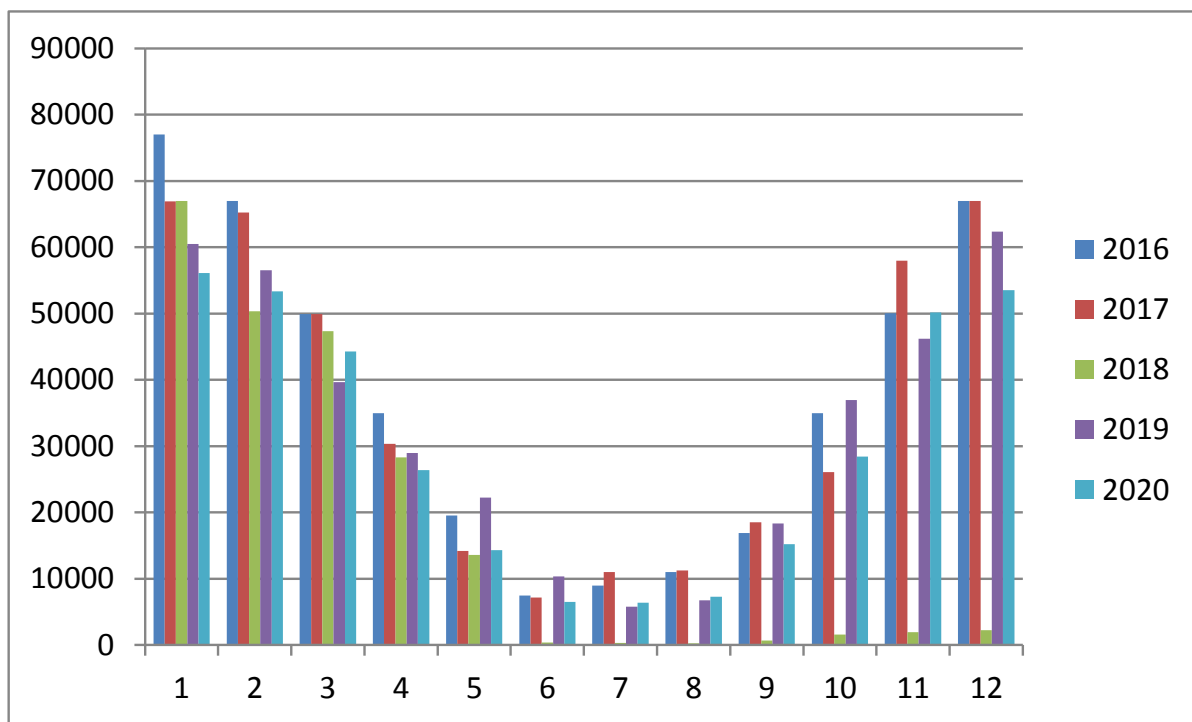


Рисунок 2.2 – Потребление электроэнергии в натуральном выражении по месяцам, кВт.ч

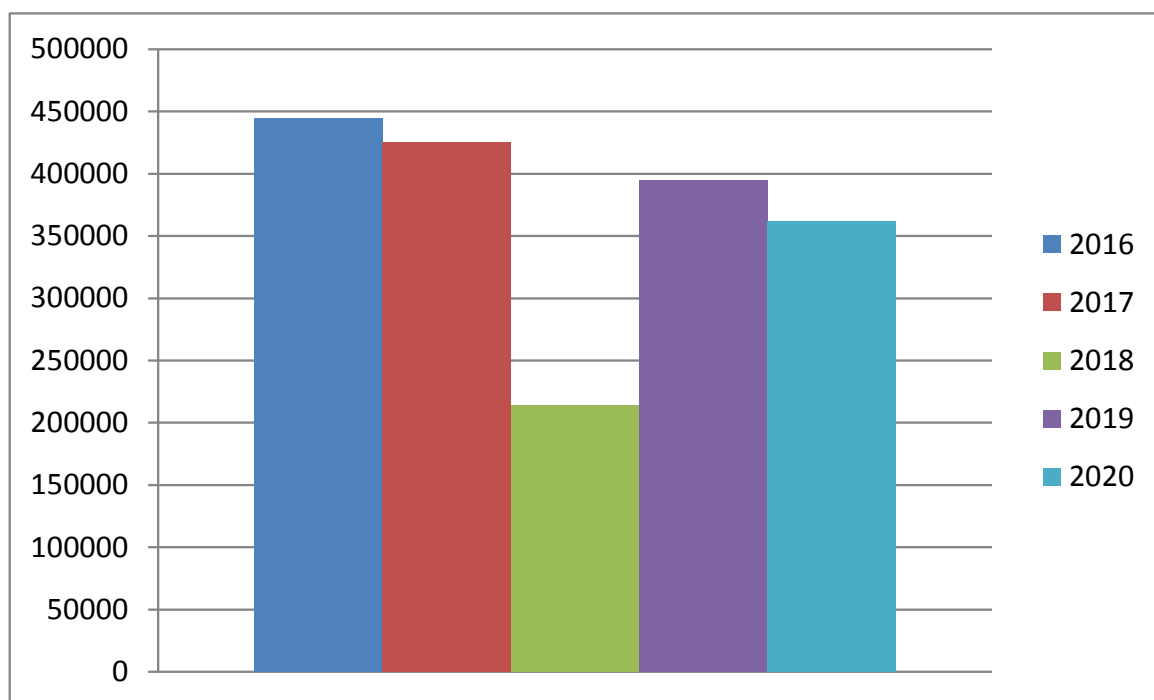


Рисунок 2.3 – Потребление электроэнергии в натуральном выражении суммарное по годам, кВт.ч

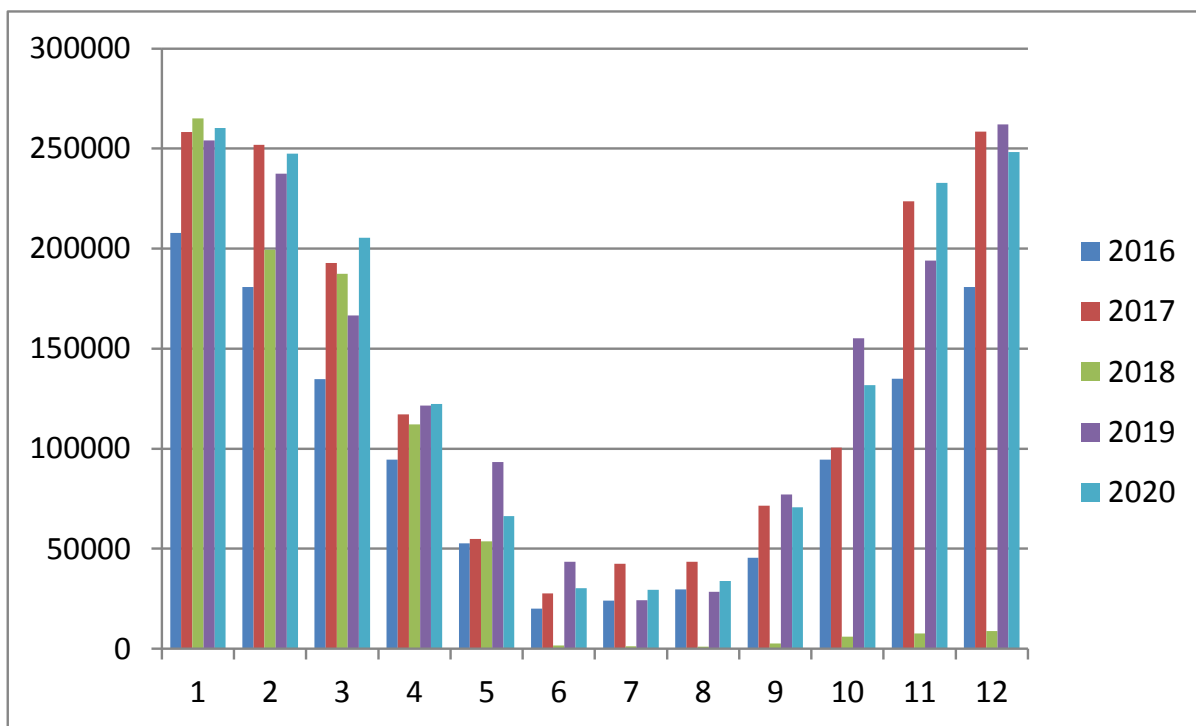


Рисунок 2.4 – Потребление электроэнергии в стоимостном выражении по месяцам, руб.

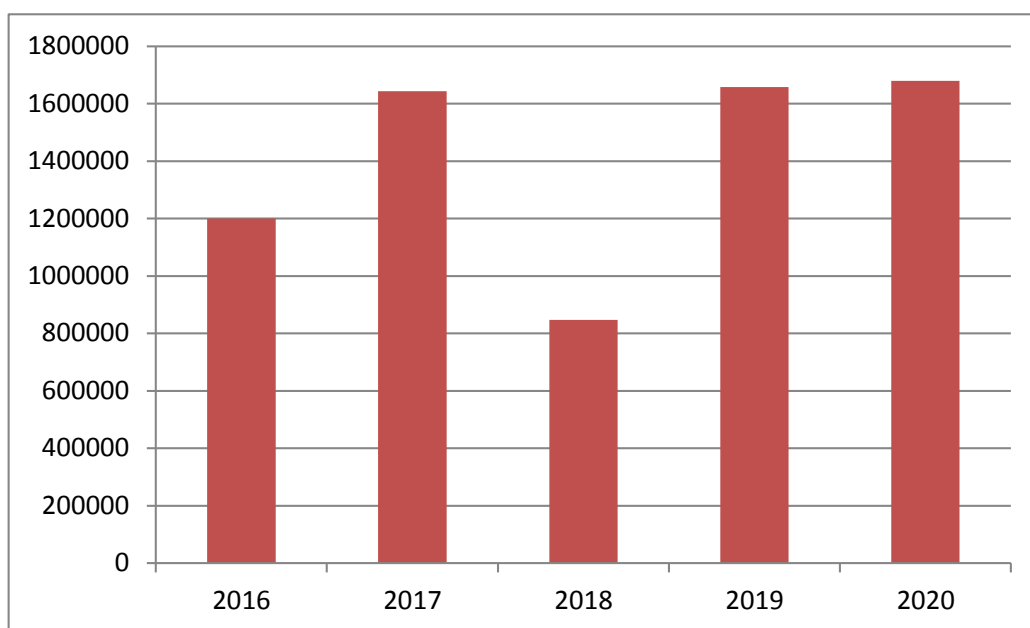


Рисунок 2.5 – Потребление электроэнергии в стоимостном выражении, суммарное по годам, руб.

Динамика уровней производства (реализации) продукции за последние 5 лет представлена на рисунке 2.6 и в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Уровни производства продукции

№	Основные виды продукции	Ед. изм	Объем выпускаемой продукции, тонн				
			2011	2012	2013	2014	2015
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Реализация н\п	т	21687	18985	19342	18365	16785

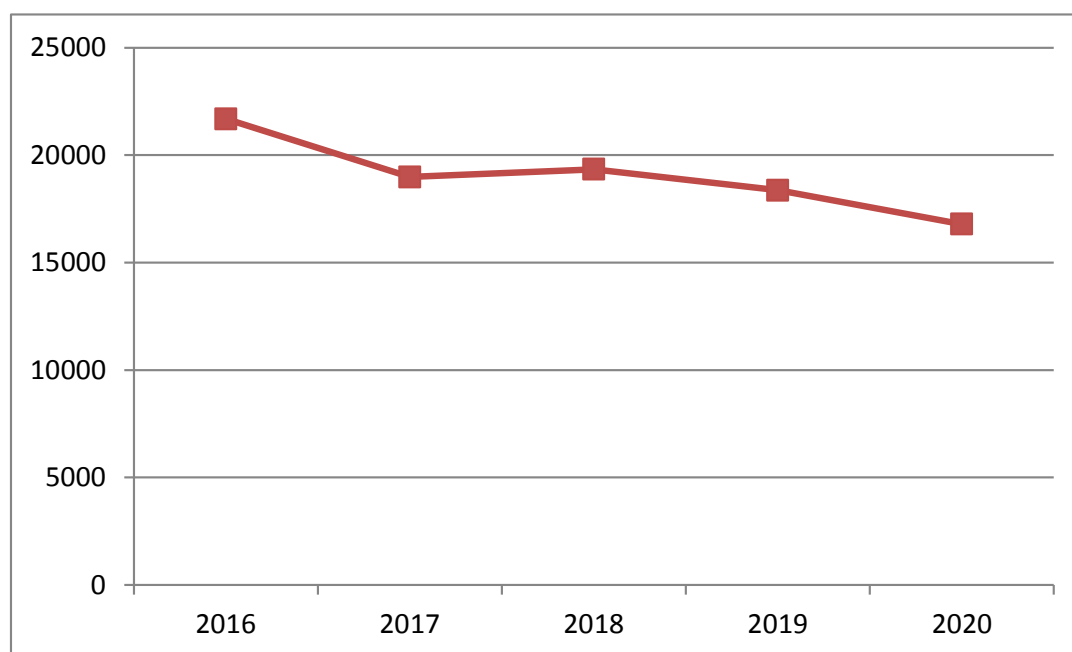


Рисунок 2.6 – Динамика уровней производства (реализации) продукции за последние 5 лет, т

Отпуск нефтепродуктов с Абазинской нефтебазы в последнее время имеет тенденцию к снижению (рисунок 2.6).

Оплата потребленных энергоресурсов определяется как их количественным потреблением, так и ежегодным повышением тарифов, и имеет тенденцию постоянного роста.

Вопросы тарификации электроэнергии и роли тарифов в экономике государства обсуждаются во всем мире. В большинстве стран с рыночной экономикой этот вопрос решается в направлении государственного регулирования или создания вертикальной интегрированности энергокомпаний (ВИК) и внедрения ресурсосберегающих технологий на всех уровнях. В Рос-

сии же, с момента образования в нынешних границах, тема тарифов на электроэнергию находится под контролем и управлением энергетических компаний. Повышение тарифов на электроэнергию под различными предложениями, которые обосновывают сами компании — результат их деятельности.

Тарифная политика в электроэнергетике является мощным инструментом регулирования в вопросах приоритетных направлений развития государства. Темпы повышения тарифов на электроэнергию редко превышают темпы инфляции и всегда требуют экономического обоснования.

По расчетам самих компаний им необходимо увеличить тарифы на 40% в течение 5-6 лет для финансирования работ по модернизации оборудования. Не доверять расчетам, в части их необходимости и объемов, нет оснований. Но это значит, что населению и предприятиям будет предложено профинансировать "отставшую" отрасль экономики. И не факт, что нынешнее ограничение на повышение тарифов на электроэнергию на уровне инфляции будет поддерживаться в будущем.

Произведем анализ тарифов за последние 5 лет (рисунок 2.7). Из графика можно видеть, что тарифы за эти годы стремительно выросли, что обусловлено начавшимися кризисными явлениями в стране и подорожанием услуг, связанных с передачей электроэнергии.

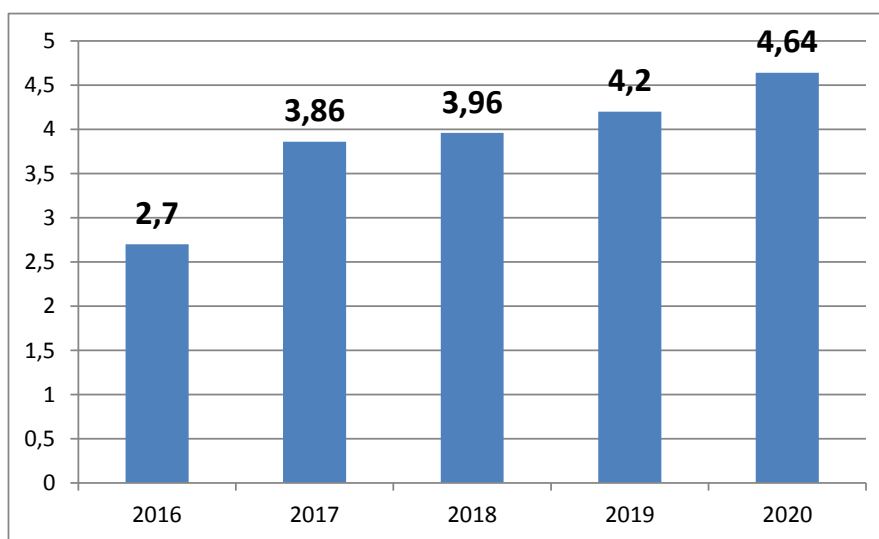


Рисунок 2.7 – Динамика изменения тарифов на электроэнергию, руб/кВт.ч

2.3 Система электроснабжения нефтебазы и электроприемники

Источники электроснабжения (краткая характеристика, точки подключения):

– основное – Абаза-220, фидер Лесокомбината, ТП 42-37(9)-108\315 кВА, РУ 6 кВ и 0,4 кВ.

– резервное электроснабжение отсутствует.

Протяженность электрических кабельных сетей составляет 990 м.

Схема Абазинской нефтебазы с разводкой коммуникаций и сетей 0,4 кВ представлена на рисунке 2.7.

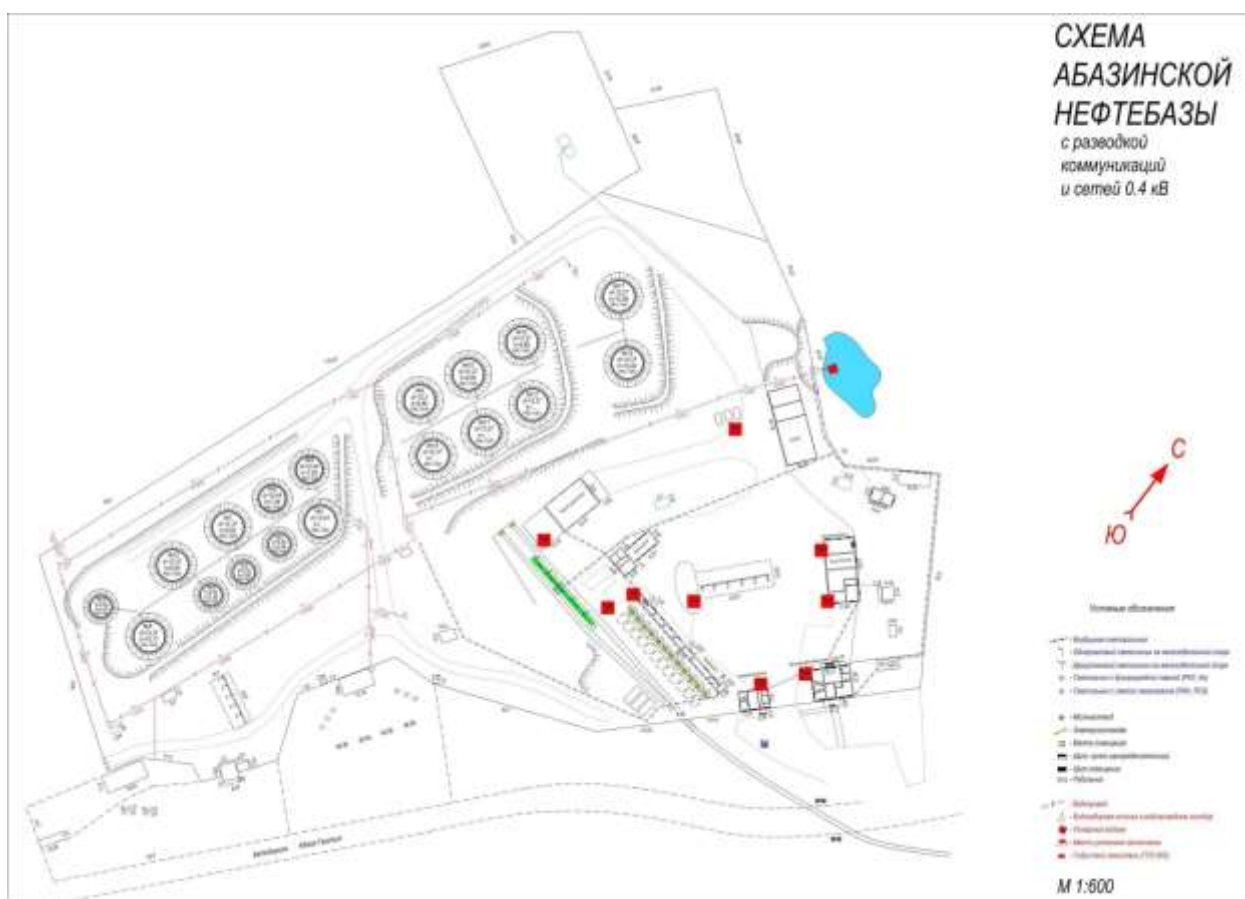


Рисунок 2.7 – Схема Абазинской нефтебазы с разводкой коммуникаций и сетей 0,4 кВ

Однолинейная схема распределительной сети электроснабжения предприятия приведена на рисунке 2.8.

Источник питания
Питающий кабель, линия
Шинопровод
Разъединитель
Трансформатор
Выключатель
Счётчик
Разъединитель
Шинопровод
Р19-35320У3, А4143 882 А
ПК-250, ПК-100
Счётчик
Потребитель

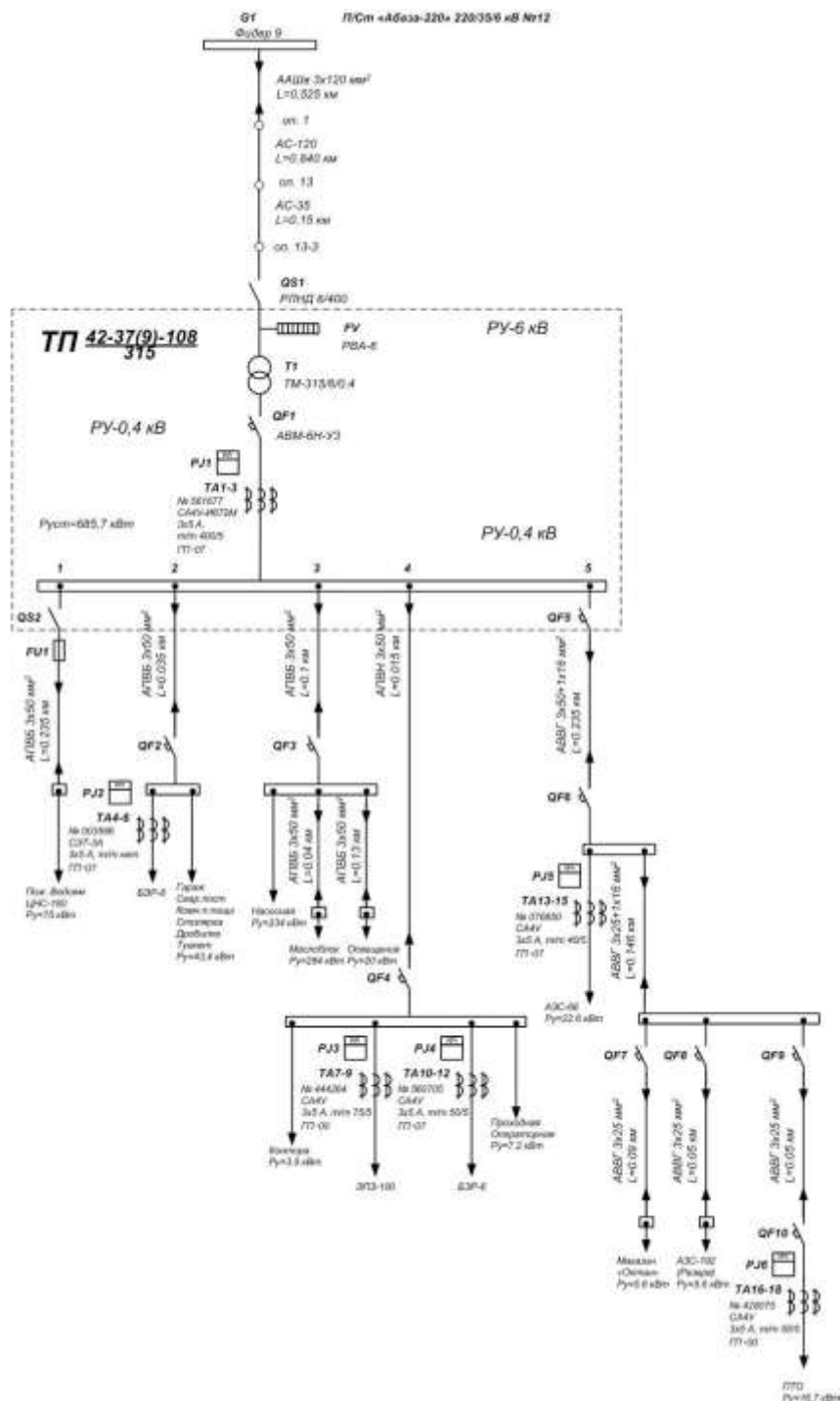


Рисунок 2.8 – Однолинейная схема распределительной сети электроснабжения нефтебазы

Согласно существующему и действующему акту разграничения балансовой принадлежности сетей и эксплуатационной ответственности сторон, на балансе находятся ВЛ-6кВ от опоры №13 проводом АС-35 длиной 150м до опоры №13-3, включая оконцеватели провода. От опоры №13-3 ВЛ-6кВ про-

водом АС35 длиной 7м до ТП-42-37(9)-108 с трансформатором 315кВА, РУ-6\0,4кВ, приборы учета, отходящие кабельные линии Абазинской нефтебазы.

Присоединенная мощность – 315 кВА.

Максимальная мощность – 260 кВт (240 – силовая, 20 – освещение).

Категория по надежности электроснабжения – III.

Электросчетчики активной энергии (коммерческие приборы), указанные на схеме (рисунок 2.8):

-вводный СА4У №561677 - 2013г.п т.т 400\5

-контора -тепло -СА4У №444264 -2013г.п,т.т 75\5

-операторная-тепло-СА4У №766697 - 2013г.п,т\т 50\5

-гараж -тепло-СЭТЗ А №416644- 2013г.п

-пост ТО -тепло-СА4У №428075-2013г.п, т.т 50\5 -АЗС

-тепло-СА4У №275375- 2013г.п, т\т 50\5.

В качестве прибора технического учета используется счетчик «Меркурий 230». В ближайшее время планируется перевод этого счетчика взамен вводного индукционного в ранг коммерческих приборов. Целесообразность этой замены будет обоснована ниже.

Для автономных работ служит однофазный генератор переменного тока N=6,5кВт ROBINSON-16EX, RG-6500EK, инв №00002250.

В качестве основных светильников установлены:

светильник ЖКУ-400- пост №2 – 2 шт;

светильник ЖКУ-400 - гараж - 2шт;

светильник ЖКУ-400- 1шт- освещение территории за материальным складом;

центральная мачта ЖКУ-400х4шт – освещение территории;

светильник ЖКУ-400-2шт – мачта напротив 3-го резервуарного парка;

контора - ТЛД-18х4 – 4шт;

операторная ТЛД-18х4 – 1шт;

гараж ЛБ-40, ЛБ-60 – 10 шт.

Сводные данные по электроосвещению представлены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Сводные данные по основным используемым лампам

№п\п	Место установки (участок, цех)	Марка электроламп	Количество установленных электроламп	Дата установки
1	Гараж	ЛБ-60	4	2007
		ЛБ-40	6	2007
2	Освещение по периметру	МГ-400	10	2012
	Мачта	МГ-400	4	2012
3	Пост №1	HSB-BW 400	1	2012
	Гараж	HSB-BW 400	2	2012
	Комната приема пищи	HSB-BW 400	2	2012
4	Ж\д эстакада	HSB-BW 250	4	2013
5	Контора	ТЛД-18	4x4	2007
	Операторная	ТЛД-18	1x4	2007

Перечень светильников и ламп, установленных в зданиях нефтебазы, представлен в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Перечень светильников и ламп, установленных в зданиях нефтебазы

№ п\п	Наименование объекта	Светильники		лампа	мощность Вт
		тип	кол-во		
1	Освещение по периметру	ПКН, ЖКУ	16	КГ1000	1000
2	Операторная	СШС	10	ЛОН150	150
3	Маслоблок	СШС	18	ЛОН150	150
4	Контора	ТЛ4	5	ЛБ20	20
			18	ЛОН100	100
5	Подвал конторы	НСПО	3	ЛОН100	100
6	Насосная светлых н\п	СШС	13	ЛОН150	150
		ПКН	1	КГ1000	1000
		ПКН	1	КГ1500	1500
7	Гараж	ЛДЦ2x40	6	ЛБ-40	80
		СШС	6	ЛОН150	150
8	Пожарное депо	СШС	5	ЛОН150	150
9	Материальный склад	СШС	7	ЛОН150	150
10	Авто эстакада	СШС	7	ЛОН150	150
11	Ж\д эстакада	ЛДЦ2x80	3	ЛБ-80	160
		СШС	5	ЛОН 150	150
12	Тарный склад	СШС	10	ЛОН 150	150
13	Лаборатория	СШС	4	ЛОН 150	150
14	Сварочный пост	СШС	1	ЛОН 150	150
15	Столярка	СШС	1	ЛОН 150	150
16	Охранно-пожарная сигнализация	-	6	ЛОН20	20

Установленная мощность потребителей: технологического оборудования 300 кВт; вспомогательного 50 кВт, остальные данные представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Установленная мощность электропотребителей

Наименование электропотребителя	Установленная мощность, кВт
1.оборудование технологическое	300
2.оборудование вспомогательное	50
3.освещение наружное	44
4.освещение внутреннее	10
5.отопление	100
6.прочие	10
Итого	514

Рассмотрим еще один немаловажный объект нефтебазы – это насосная станция светлых нефтепродуктов. В ней расходуется наибольшее количество электрической энергии.

В проекте предусматривается электроснабжение центробежных насосов, электронасосного агрегата и приточно-вытяжных вентиляторов.

Насосная внутрибазовых перекачек и слива нефтепродуктов из вагонов-цистерн.

1. Насос К-200-125-250Е производительность 300 м³ /ч, напор Н – 50 м, мощность двигателя 55кВ n-3000 об/мин.

2. Насос марки 6НДВ-б производительность 250-350 м³ /ч, напор Н – 47-54 м, мощность двигателя 75кВт; n-1450 об/мин.

2. ВВН-12 производительность 12,2, мощность двигателя 30 кВт.

3. П-100 производительность 100, мощность двигателя 30 кВт.

Используемые насосные и вентиляционные агрегаты представлены соответственно в таблицах 2.7-2.8.

Таблица 2.7 – Используемые насосные агрегаты

Тип и марка насосных агрегатов	Год установки	Производительность, куб.м/час	Напор, м	Перекачиваемый нефтепродукт	Мощность эл-двигателя, кВт
ВВН-12	1986	12,2		светлые	30
П-100	1984	100	100	светлые	30
К-200-125-250Е	2012	300	50	бензин	55
6НДВ-Бтд-Е	2016	320	50	светлые	75
КМ 100-80-170Е	2010	Не более 100куб.м\час	25	светлые	11
КМ 100-80-170Е	2010	Не более 100куб.м\час	25	светлые	11
КМ 100-80-170Е	2012	Не более 100куб.м\час	25	светлые	11

Таблица 2.8 – Используемые вентиляционные агрегаты

Наименование вентустановки, тип марка, кол-во	Место установки	назначение	Производительность, м куб/час
Насос Ц13-50-2 шт 1979г	Насосная светлых н/п, машинное отделение V=162 м куб	Приточно-вытяжная	3550 20-кратный воздухообмен
Двигатель АО2-22-4 -2шт Мощность 4,5кВт N=400 об\мин	Вент.камера, снаружи насосной	Приточно-вытяжная	-

Электроснабжение насосной светлых нефтепродуктов осуществляется от существующей силовой сборки РП-4, установленной в электрощитовой.

Установленная мощность составляет $P_u=171,9$ кВт, Расчётная мощность составляет $P_p=149,5$ кВт, Расчётный ток составляет $I_p=261,2$ А.

В отношении обеспечения надёжности здание насосной относится ко II категории.

Расчётные сечения проводов и номинальные токи аппаратов защиты и коммутации выбраны исходя из установленной мощности и режимов работы электроприёмников.

Силовая сеть выполняется кабелем ВВГ-нг-LS в стальных водогазопроводных трубах в существующих и в проектируемых приёмниках.

Для защиты от поражения электрическим током при эксплуатации электрических сетей и электроприёмников все металлические нетоковедущие части электроустановок заземлены и занулены.

Проектом предусматривается защитное контурное заземление здания насосной и применена система заземления TN-C-S. Контур заземления выполнен по периметру здания согласно плану. Контур выполнен стальной полосой 4x40мм на расстоянии 1000мм от стен здания на глубине 500мм.

Вертикальные заземлители выполнены стальным уголком 40x40x4мм, l=2500мм.

Сопротивление повторного контура заземления – не более 30 Ом в соответствии с ПУЭ 1.7.103.

Все соединения проводников системы заземления выполнены сваркой. контур заземления соединен с РЕ шиной РП-4 проводом марки ПВ 1x35 в двух местах согласно плану.

Ввод в здание выполнен стальной полосой 4x40мм. Все соединения заземляющих и уравнивающих проводников с РЕ шиной РП-4 выполнены болтовыми.

2.4 Мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности, внедренные на предприятии

В области энергосбережения и повышения энергетической эффективности на Абазинской нефтебазе осуществлены следующие мероприятия:

Подвал конторы (отопление) установлен электроприбор отопительный warmos-24 (2010 г.);

Установка пластиковых окон и капитальный ремонт крыши здания конторы (2010 г.);

Гараж (отопление) установлен водонагреватель ЭПВН-36, установлен циркуляционный насос (2011 г.);

Операторная – установлен циркуляционный насос в систему отопления

(2011 г.);

Насосная светлых н\п (замена насоса 6НДВ-б) установлен насос К-200-125-250Е (2012 г.);

Замена лампы ДКСТ-10 кВт (освещение территории) на светильники металлогалогенные ГО 34-400 Е40х4шт (1,6 кВт);

Замена прожекторов КГ-1000\1500вт- 7шт на светильники металлогалогенные ГО 34-400 Е40 (2013 г.);

Замена электроводонагревателя в подвале конторы. Установлен Электроводонагреватель Zota-36 «Lux» №70070 02.2014г.вып. (2014 г.);

Замена насоса циркуляционного в системе отопления операторной. Установлен насос циркуляционный Wilo-Star RS 25\4 Art No.4119786\13w48 (2014 г.);

Монтаж поршневого насоса ЭНП 100/63-6,3/8-Е зав. №259 (2018 г.);

Монтаж насоса 6НДВ-Б-ТД-Е, зав. № 148-16 (2018 г.).

По периметру стоят светильники-прожекторы ЖКУ-400 Вт, их частично заменили на светильники светодиодные уличные мощностью 100 Вт, 5700К, 9450 lm, диоды Philips 3030, IP65. Лампы ДРИ только планируется заменить на светодиодные мощностью 100 Вт. Осталось незамененных 12 светильников с металлогалогенными лампами. В остальных помещениях также постепенно заменены лампы на светодиодные с цоколем Е27.

Как видно, экономический эффект от внедренных мероприятий не подсчитывался, а многие мероприятия были проведены достаточно давно и некоторое оборудование в данный момент уже износилось и не соответствует уровню современных технологий. Кроме того, за последний десяток лет проведено небольшое количество таких мероприятий. Следовательно, требуется внедрение новых мероприятий, исходя из анализа потребления энергоресурсов и проблем, имеющих на предприятии в сфере оптимизации работы оборудования основных технологических процессов.

3 Практическая часть

3.1 Реконструкция и частотное регулирование электронасосных агрегатов насосной станции светлых нефтепродуктов

Предлагается замена центробежных насосов 6НДВ "Б" (поз.Н1,Н2) на электронасосный агрегат К200-125-250Е насос Н1, и электронасосный агрегат К200-125-250Еа насос Н2. 5.2 Насосные агрегаты К200-125-250Е и К200-125-250Еа учтены в спецификации данного проекта (рисунок 3.1).

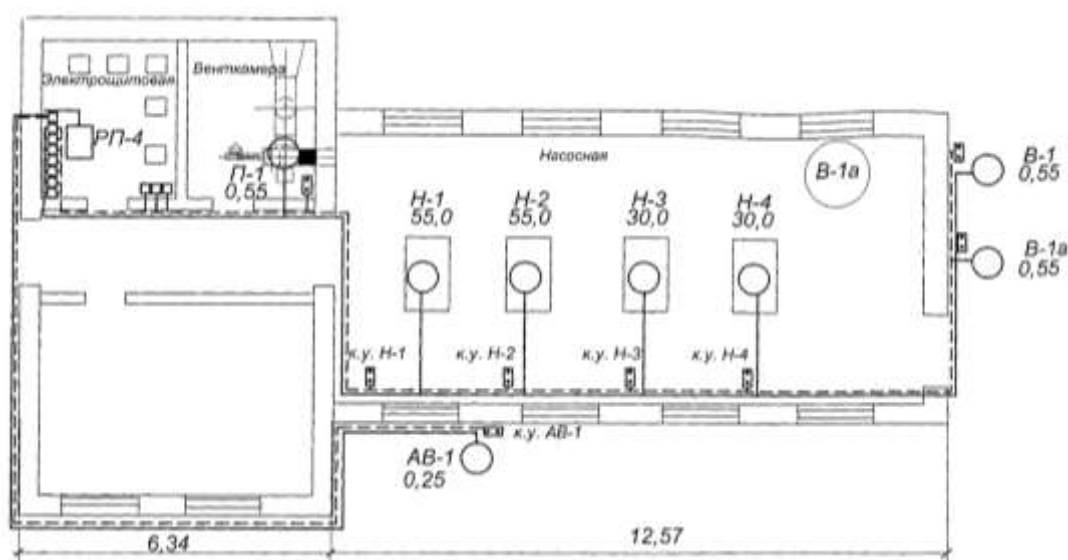


Рисунок 3.1 – План насосной станции светлых нефтепродуктов
на отм. 0.000

Расчет эксплуатационных затрат по варианту 1

В ходе разработки проекта реконструкции насосной станции светлых нефтепродуктов обоснована необходимость внедрения преобразователя частоты электронасосного агрегата, который позволит улучшить эксплуатационные характеристики электронасосного агрегата, гидрооборудования и электропривода электронасосного агрегата, увеличить межремонтные интервалы, сэкономить до 50 % электроэнергии, потребляемой электроприводом

электронасосного агрегата.

Для оценки экономической эффективности внедрения преобразователя частоты необходимо рассчитать его экономические показатели по двум сравниваемым вариантам:

- Вариант 1 – регулируемый электропривод электронасосного агрегата (с преобразователем частоты);
- Вариант 2 – нерегулируемый электропривод электронасосного агрегата (без преобразователя частоты).

Экономическую эффективность от использования предложенного внедрения определяем по выражению:

$$\mathcal{E} = Z_2 - Z_1, \quad (3.1)$$

где Z_1 , Z_2 – эксплуатационные затраты соответственно по 1-му и 2-му вариантам, тыс. руб.

Стоимость преобразователя частоты определяем по прайс-листу поставщика. Затраты на транспортировку и монтаж принимаем равными 5 % и 20 % соответственно.

Расчет амортизационных отчислений производим по нормам амортизации и первоначальной стоимости основных средств. Норму амортизации для преобразователя частоты «Универсал 160» принимаем равной 10 %.

Таблица 3.1 – Амортизационные отчисления

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Цена, тыс. руб.	Расходы на транспортировку и монтаж, тыс. руб.	Первоначальная стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %.	Сумма амортизационных отчислений, т. руб.
Преобразователь частоты «Универсал-160»	1	360	90	450	10	45

Расчет стоимости потребляемой электроэнергии за год производим по

двуставочному тарифу с учетом активной заявленной мощности:

$$C_{\Sigma} = C_{\Sigma} \times \Sigma + P_{\text{н}} \times C_{\Sigma} \times T_{\text{м}}, \quad (3.2)$$

где $C_{\Sigma} = 4,3$ руб. – цена 1 кВт потребления электроэнергии;

Σ – расход электроэнергии за год, кВт·час;

$P_{\text{н}} = 160$ кВт – номинальная потребляемая мощность электродвигателя электронасосного агрегата;

$C_{\Sigma} = 3,5$ руб. – стоимость 1 кВт·ч заявленной мощности;

$T_{\text{м}}$ – число проплат.

$$\Sigma = P_{\text{с}} \times N, \quad (3.3)$$

где $P_{\text{с}}$ – средняя потребляемая мощность электродвигателя. Для варианта 2 –

$P_{\text{с}} = P_{\text{н}} = 160$ кВт, для варианта 1, $P_{\text{с}} = 0,5P_{\text{н}} = 80$ кВт;

$N = 8760$ ч – годовое количество часов.

$\Sigma = 80 \times 8760 = 700800$ кВт·час.

$C_{\Sigma} = 4,3 \times 700800 + 160 \times 3,5 \times 12 = 404,3$ т. руб./год.

Расходы на техническое обслуживание, текущий и капитальный и ремонты определяем согласно графика планово-предупредительных ремонтов, составленного на основе «Системы технического обслуживания и ремонта оборудования энергохозяйств промышленных предприятий» [14]. При этом учитываем следующие факторы:

- срок службы электрического и гидравлического оборудования, связанного с электронасосным агрегатом, увеличивается вдвое;

- в графике планово-предупредительных ремонтов учитывается только то оборудование, на которое оказывает воздействие работа электропривода

электронасосного агрегата.

Таблица 3.2 – График планово предупредительных работ

№	Наименование	Вид ремонта по месяцам											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Электродвигатель электронасосного агрегата	то	то	то	то	то	то	т	то	то	то	то	то
2	Электронасосный агрегат	т	то	то	то	то	то	т	то	то	то	то	то
3	Трубопровод и запорная арматура	то	то	то	то	то	то	т	то	то	то	то	то
4	ПЧ «Универсал 160»	то	то	то	то	то	то	то	то	то	то	то	то

Расчёт годового объёма ремонтных работ приведён в таблице 3.3. При этом учитываем, что средняя заработная плата слесаря по обслуживанию данного оборудования составляет 22 т. руб. Следовательно, в час – 0,125 т. руб. Таким образом мы переводим объем трудозатрат на техническое обслуживание, текущий и капитальный и ремонты из единиц «чел·ч» в единицы «т. руб», - столбцы 8, 9 таблицы 3.3.

Таблица 3.3 – Годовой объем ремонтных работ

Наименование	Количество ремонтов в год, шт.			Нормы трудо-затрат, чел·ч			Объем трудо-затрат в год		Нормы затрат материалов, т. руб			Объем затрат материалов в год, т. руб	Общий объем трудо-затрат и затрат материалов в год, т. руб
	ТО	Т	К	ТО	Т	К	чел·ч	т. руб	ТО	Т	К		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эл.двигатель электронасосного агрегата	11	1	1 в 10 лет	10	16	48	130,8	16,3	0,5	2,0	10,0	8,5	24,8
Электронасосный агрегат	10	2	1 в 5 лет	5	10	32	76,4	9,6	0,3	1,0	6,0	8,0	17,6
Трубопровод и запорная арматура	10	2	1 в 10 лет	15	28	80	214	26,7	0,7	3,0	30,0	9,0	35,7
ПЧ «Универсал 160»	12	-	-	2	-	-	24	3,000	0,1	-	-	1,2	4,2
Итого	-	-	-	-	-	-	445,2	55,7	-	-	-	26,7	82,3

Расчет общих эксплуатационных затрат сводим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Общие эксплуатационные расходы

Статьи затрат	Расходы, т. руб.
Плата за электроэнергию	404, 3
Амортизационные отчисления	45, 0
Техническое обслуживание и ремонты	82, 3
ИТОГО:	531,6

Расчет эксплуатационных затрат по варианту 2

Стоимость блока управления П5430-4574 определяем по прайс-листу поставщика. Затраты на транспортировку и монтаж принимаем равными 5 % и 20 % соответственно.

Таблица 3.5 – Амортизационные отчисления

Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Цена, тыс. руб.	Расходы на транспортировку и монтаж, тыс. руб.	Первоначальная стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %.	Сумма амортизационных отчислений, т. руб.
Блок управления П5430-4574	1	8	2	10	10	1

Стоимость потребляемой электроэнергии электроприводом электронного агрегата за год:

$$\text{Э} = 160 \times 8760 = 1401600 \text{ кВт}\cdot\text{час.}$$

$$\text{Сэ} = 4,3 \times 1401600 + 160 \times 3,5 \times 12 = 807,9 \text{ т. руб./год.}$$

Таблица 3.6 – График планово предупредительных работ

№	Наименование	Вид ремонта по месяцам											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Электродвигатель электронасосного агрегата	т	то	то	то	то	то	т	то	то	то	то	то
2	Электронасосный агрегат	т	то	то	т	то	то	т	то	то	т	то	то
3	Трубопровод и запорная арматура	т	то	то	то	то	то	т	то	то	то	то	то
4	П5430-4574	то	то	то	то	то	то	то	то	то	то	то	то

Расходы на техническое обслуживание, текущий и капитальный и ремонты сводим в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Годовой объем ремонтных работ

Наименование	Количество ремонтов в год, шт.			Нормы трудозатрат, чел·ч			Объем трудозатрат в год		Нормы затрат материалов, т. руб			Объем затрат материалов в год, т. руб	Общий объем трудозатрат и затрат материалов в год, т. руб
	ТО	Т	К	ТО	Т	К	чел·ч	т. руб	ТО	Т	К		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Эл.двигатель электронасосного агрегата	10	2	1 в 5 лет	10	16	48	141,6	17,7	0,5	2,0	10,0	56,0	73,7
Электронасосный агрегат	8	4	1 в 3 года	5	10	32	90,7	11,3	0,3	1,0	6,0	8,4	19,7
Трубопровод и запорная арматура	8	4	1 в 5 лет	15	28	80	248	31,000	0,7	3,0	30,0	23,6	54,6
П5430-4574	12	-	-	1	-	-	12	1,500	0,05	-	-	0,6	2,1
Итого	-	-	-	-	-	-	492,3	61,5	-	-	-	88,6	150,1

Расчет общих эксплуатационных затрат сводим в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Общие эксплуатационные расходы

Статьи затрат	Расходы, т. руб.
Плата за электроэнергию	807,9
Амортизационные отчисления	1,0
Техническое обслуживание и ремонты	150,1
ИТОГО:	959,0

Сравнение экономических показателей варианта 1 и варианта 2

Определяем экономическую эффективность внедрения:

$$\mathcal{E} = 959,0 - 531,6 = 427,4.$$

Определяем срок окупаемости капитальных вложений:

$$T_0 = \frac{K}{\mathcal{E}} 12, \quad (3.4)$$

где K – капитальные вложения в оборудование управления электроприводом электронасосного агрегата, тыс. руб.

$$T_0 = \frac{450}{427,4} 12 = 13 \text{ месяцев.}$$

Общие технико-экономические показатели проекта сведены в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Технико-экономические показатели проекта

Показатели		Вариант 1	Вариант 2
Капитальные вложения в оборудование управления электроприводом электронасосного агрегата, тыс. руб.		450,000	10,000
Количество потребляемой электроэнергии электроприводом электронасосного агрегата, кВт·ч		700800	1401600
Общие эксплуатационные расходы	Стоимость электроэнергии, потребляемой электроприводом электронасосного агрегата, т. руб	404,275	807,936
	Амортизационные отчисления	45,000	1,000
	Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонты	82,350	150,137
	Итого	531,6	959,073
Экономический эффект, тыс. руб. в год		427,4	
Срок окупаемости, месяцев		13	

Таким образом, видно, что предложенное и проанализированное мероприятие по внедрению преобразователя частоты электропривода электронасосного агрегата действительно позволит предприятию АО «Хакаснефтепродукт» экономить без ущерба для технологии насосной станции светлых нефтепродуктов нефтебазы около 427 тысяч рублей ежегодно. Эту экономию возможно использовать для дальнейшей модернизации производства, с целью экономии энергопотребления и простоя мощностей для наращивания экономического потенциала организации.

3.2 Замена металлогалогенных ламп наружного освещения на светодиодные

В настоящий момент находится в эксплуатации 12 светильников типа ЖКУ 51-400-022 «Меркурий» с металлогалогенной лампой ДРИ 400-5 (Лис-ма). Как указывалось, предлагается оставшиеся светильники-прожекторы ЖКУ-400 Вт с лампами ДРИ в количестве 12 штук заменить на светильники светодиодные уличные мощностью 100 Вт, 5700К, 9450 lm, диоды Philips 3030, степень защиты IP65 (рисунок 3.2) [25].



Рисунок 3.2 – Светильник светодиодный LED IO-2PRO100 PIPS 100W

Оценочный расчет экономической эффективности будем проводить для светотехнической установки с равным световым потоком.

При расчетах затрат на эксплуатацию не будем учитывать затраты на обслуживание осветительной установки (чистка светильников, замена ламп, текущие ремонты), т.к. эти затраты соизмеримы. Кроме того, невозможно учесть риски, связанные с недобросовестностью поставщиков оборудования или контрафактной продукцией.

Цену СИ Е40 $P_{LED}=100$ Вт примем $C_{LED}=6380$ руб. Такая лампа может непосредственно заменить лампу ДРИ 400 Вт.

Рассчитаем годовой экономический эффект по одной лампе.

Требуемые инвестиции по замене одной лампы $I_{LED} = C_{LED} = 6380$ руб.

Цена лампы ДРИ $C_{ДРИ} = 760$ руб.

Срок службы ламп ДРИ: $T_{ДРИ}=15000$ ч.

Срок службы СЛ: $T_{LED} = 100000$ ч

Среднее время работы ламп в году принимаем из расчета 12 часов в сутки (ночное и вечернее время), итого в год получается $T_{Г} = 4380$ часов.

Затраты рассчитаем на 1 год.

Затраты на покупку ламп:

$Z_{ПЛ} = 0$ руб. (цена лампы заложена в инвестициях);

$$Z_{ПДРИ} = T_{Г}/T_{ДРИ} \cdot C_{ДРИ}; \quad (3.5)$$

$$Z_{ПДРИ} = 4380/15000 \cdot 760 = 221,92 \text{ руб/год.}$$

Затраты на замену ламп рассчитаем исходя из нормы времени на замену перегоревшей электролампы, $T_{зДРИ} = 0,1$ ч (работа выполняется электромонтером III разряда). Стоимость рабочего времени примем $C_{рв} = 250$ руб/чел. час.

$$Z_{ЗLED} = T_{Г}/T_{LED} \cdot T_{зДРИ} \cdot C_{рв}; \quad (3.6)$$

$$Z_{ЗLED} = 4380/100000 \cdot 0,1 \cdot 250 = 1,1 \text{ руб/год.}$$

$$Z_{зДРИ} = T_{Г}/T_{ДРИ} \cdot T_{зДРИ} \cdot C_{рв}; \quad (3.7)$$

$$Z_{зДРИ} = 4380/15000 \cdot 0,1 \cdot 250 = 7,3 \text{ руб/год.}$$

Затраты на электроэнергию определим по тарифу 2021 года 4,7 руб/кВт·ч, тогда цена электроэнергии с НДС составит $C_{ээ} = 4,7$ руб/кВт·ч.

$$Z_{ЭLED} = P_{LED}/1000 \cdot T_{Г} \cdot C_{ээ}; \quad (3.8)$$

$$Z_{ЭLED} = 100/1000 \cdot 4380 \cdot 4,7 = 2058,6 \text{ руб/год.}$$

$$Z_{ЭДРИ} = P_{ДРИ}/1000 \cdot T_{Г} \cdot C_{ээ}; \quad (3.9)$$

$$Z_{ЭДРИ} = 400/1000 \cdot 4380 \cdot 4,7 = 8234,4 \text{ руб/год.}$$

Суммарные затраты:

$$Z_{LED} = Z_{ПЛ} + Z_{ЗLED} + Z_{ЭLED}; \quad (3.10)$$

$$Z_{LED} = 0 + 1,1 + 2058,6 = 2059,7 \text{ руб/год.}$$

$$Z_{\text{ДРИ}} = Z_{\text{пДРИ}} + Z_{\text{зДРИ}} + Z_{\text{эДРИ}}; \quad (3.11)$$

$$Z_{\text{ДРИ}} = 221,92 + 7,3 + 8234,4 = 8463,62 \text{ руб/год.}$$

Средний срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = I_{\text{LED}} / (Z_{\text{ДРИ}} - Z_{\text{LED}}); \quad (3.12)$$

где $Z_{\text{ДРИ}} - Z_{\text{LED}} = 8463,62 - 2059,7 = 6403,92 \text{ руб.}$

Требуемые инвестиции на замену 12 ламп ДРИ:

$$I = 6380 \cdot 12 = 76560 \text{ руб.}$$

Средний срок окупаемости:

$$T_{\text{ок}} = 76560 / 6403,92 = 10,9 \text{ года.}$$

Экономия электроэнергии по одной лампе в год:

$$W = (P_{\text{ДРИ}} - P_{\text{LED}}) \cdot T_{\Gamma} / 1000; \quad (3.13)$$

$$W = (400 - 100) \cdot 4380 / 1000 = 1314 \text{ кВт.ч/год.}$$

Экономия электроэнергии от реализации мероприятия:

$$W_{\text{Э(сл)}} = 12 \cdot 1314 = 15768 \text{ кВт.ч/год или } \text{Эк} = 74109,6 \text{ руб./год.}$$

Таким образом, мероприятие по замене светильников наружного освещения позволит сэкономить порядка 74109,6 руб./год.

3.3 Замена приборов учета электроэнергии на современные

Поскольку для учета электроэнергии применяются индукционные счетчики, то их необходимо заменить на более современные микропроцессорные. Кроме того, в настоящее время, в целях технического учета эксплуатируется на вводе НН в питающую трансформаторную подстанцию электронный счетчик поступающей энергии и мощности. Целесообразность дальнейшего использования этого счетчика диктуется не только современным словом техники, но и большей точностью учета электроэнергии. Для этой цели необходимо провести анализ и расчет погрешностей существующих и предлагаемых (проектируемых) измерительных комплексов.

Расчет погрешностей проектируемых измерительных комплексов

В качестве примера рассмотрим измерительный комплекс (ИК), расположенный в административном здании, счетчик которого фиксирует показания, характеризующие всю нагрузку.

ИК схемы учета электроэнергии состоит из электронного трехфазного счетчика Меркурий 230 ART-03MCLN, подключенного через измерительные трансформаторы тока Т - 0,66 УЗ. Счетчик снабжен адаптером для передачи данных.

Результат измерения за учетный период (за 2020 год) по показаниям счетчика принимаем 212657 кВт*ч.

Характеристики контролируемой сети:

$$U = (1,0 \div 1,05) \cdot U_{\text{ном}}; \quad (3.14)$$

$$f = 50 \pm 0,2 \text{ Гц};$$

$$\cos\varphi = 1.$$

Система симметрично нагружена.

Технические и метрологические характеристики средств измерений

(СИ).

Трансформатор тока Т-0,66УЗ. Класс точности обмотки для измерений 0,5S.

Условия эксплуатации – в пределах нормативных по НТД.

Пределы допускаемых значений погрешностей по ГОСТ 7746-2001:

по току $\delta_{pI} = \pm 0,75 \%$,

по углу $\Theta_{pI} = \pm 45'$.

Составляющая погрешности ИК, определяемая частными угловыми погрешностями элементов трансформаторной схемы подключения счетчика, определяется по формуле:

$$\delta_{p\Theta} = 0,0291 \cdot \Theta \cdot \operatorname{tg}\varphi ; \quad (3.15)$$

$$\Theta = \pm \sqrt{\Theta_{pI}^2 + \Theta_{pU}^2} ; \quad (3.16)$$

где Θ - суммарный фазовый сдвиг между векторами тока и напряжения на входе счетчика, мин;

φ - угол сдвига между векторами тока и напряжения контролируемой сети (первичных тока и напряжения), град;

Θ_{pI} - предел допускаемого значения угловой погрешности ТТ при $I_1 = I_{ном}$ по ГОСТ 7746-2001, мин;

Θ_{pU} - предел допускаемого значения угловой погрешности трансформатора напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-89, мин (равен нулю $\Theta_{pU} = 0$, т.к. в схеме нет трансформаторов напряжения).

Запишем предыдущие формулы с учетом того, что $\Theta_{pU} = 0$ и $\varphi = \arccos(\cos \varphi)$:

$$\delta_{p\Theta} = 0,0291 \cdot \Theta \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi)), \quad (3.17)$$

$$\Theta = \pm \Theta_{pI}.$$

Величина $\cos\varphi$ известна и равна 1. Представим эти коэффициенты мощности в формуле.

По формуле (3.17) находим:

$$\delta_{p\Theta} = \pm 0,0291 \cdot 45 \cdot \text{tg}(\arccos(1)) = \pm 0,02 \%$$

Трехфазный электронный счетчик Меркурий 230 ART-03 MCLN Класс точности измерения активной энергии 0,5S.

Предел допускаемого значения основной погрешности $\delta_{0рсч}$ (%) электронного счетчика активной энергии определяется в зависимости от m отношения произведения значений параметров реальных входных сигналов I , U , $\cos\varphi$ к произведению номинальных значений параметров счетчика:

$$m = \frac{U \cdot I \cdot \cos\varphi}{U_m \cdot I_m}; \quad (3.18)$$

и вычисляется для $0,01 < m < 0,2$ по формуле:

$$\delta_{0рсч} = \pm K_{кл} \left(0,9 + \frac{0,02}{m} \right); \quad (3.19)$$

а для $m \geq 0,2$ определяется как

$$\delta_{0рсч} = \pm K_{кл}; \quad (3.20)$$

где $K_{кл}$ – класс точности счетчика (принимается равным 0,2).

Для рассматриваемого счетчика по формуле (3.18):

$$m = \frac{380 \cdot 57,73 \cdot 1}{380 \cdot 5} = 11,546 > 0,2;$$

$$\delta_{0рсч} = \pm 0,2;$$

Условия эксплуатации – в пределах рабочих условий применения по НТД, а именно: пределы изменений по температуре $t_n = -40^0 \text{ C}$, $t_b = +60^0 \text{ C}$,

$$\Delta t = \pm 50^0 \text{ C, при } t_{\text{норм}} = +10^0 \text{ C.}$$

При этом по ГОСТ 26035-83 определяются наибольшие возможные значения дополнительных погрешностей электронного счетчика (соответственно по температуре, по частоте и по индукции):

$$\delta_{\text{рсч } 1} = \delta_{\text{рсч } t} = 0,05 \cdot \delta_{0\text{рсч}} \cdot \Delta t; \quad (3.21)$$

$$\delta_{\text{рсч } 1} = 0,05 \cdot 0,2 \cdot 50 = 0,5 \%;$$

$$\delta_{\text{рсч } 2} = \delta_{\text{рсч } f} = 0,5 \cdot \delta_{0\text{рсч}}; \quad (3.22)$$

$$\delta_{\text{рсч } 2} = 0,5 \cdot 0,2 = 0,1 \%.$$

Расчет относительной погрешности ИК учета электроэнергии.

Численное значение предельно допускаемой относительной погрешности ИК рассчитывается по формуле (с учетом всех вычисленных выше погрешностей):

$$\delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{p1}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{0\text{рсч}}^2 + \sum_{i=1}^3 \delta_{\text{рсч } i}^2}; \quad (3.23)$$

$$\delta_{\text{ИК}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,75^2 + 0,02^2 + 0,2^2 + 0,5^2 + 0,1^2} = \pm 1,02 \%;$$

Принимается значение нижней (верхней) границы доверительного интервала, в котором с заданной вероятностью $P = 0,95$ находится относительная погрешность комплекса измерения активной электроэнергии:

$$\delta_{\text{ИК.н(в)}} = \pm 1,07 \%; \quad (3.24)$$

Численное значение нижней (верхней) границы доверительного интервала (суммарная абсолютная погрешность измерения количества электроэнергии), в котором с вероятностью $P = 0,95$ находится абсолютная погрешность результата измерения электроэнергии, определяется по формуле:

$$\Delta W_1 = \pm \delta_{\text{ИК.Н(В)}} \cdot \frac{W}{100}, \quad (3.25)$$

$$\Delta W_1 = \pm 1,07 \cdot \frac{212657}{100} = \pm 2275 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Значения $\delta_{\text{рсч 1}}$, $\delta_{\text{рсч 2}}$, $\delta_{0\text{рсч}}$, $\delta_{\text{р}\theta}$, $\delta_{\text{ИК}}$, $\delta_{\text{ИК.Н(В)}}$ совпадают с ранее вычисленными, а также значение отношения $m > 0,2$, что позволяет считать основную погрешность равной классу точности.

Расчет погрешностей существующих измерительных комплексов

В качестве примера рассмотрим измерительный комплекс (ИК), расположенный в административном здании объекта № 561677, счетчик которого фиксирует показания, характеризующие всю нагрузку.

ИК схемы учета электроэнергии состоит из трехфазного счетчика СА4У-И672, подключенного через измерительные трансформаторы тока Т - 0,66 УЗ.

Результат измерения за учетный период (за 2020 год) по показаниям счетчика принимаем 212657 кВт*ч.

Характеристики контролируемой сети:

$$U = (1,0 \div 1,05) \cdot U_{\text{ном}}; \quad (3.26)$$

$$f = 50 \pm 0,2 \text{ Гц};$$

$$\cos\varphi = 1.$$

Система симметрично нагружена.

Технические и метрологические характеристики средств измерений (СИ).

Трансформатор тока Т-0,66УЗ. Класс точности обмотки для измерений 0,5S.

Условия эксплуатации – в пределах нормативных по НТД.

Пределы допускаемых значений погрешностей по ГОСТ 7746-2001:

по току $\delta_{pI} = \pm 0,75 \%$,

по углу $\Theta_{pI} = \pm 45'$.

Составляющая погрешности ИК, определяемая частными угловыми погрешностями элементов трансформаторной схемы подключения счетчика, определяется по формуле:

$$\delta_{p\Theta} = 0,0291 \cdot \Theta \cdot \operatorname{tg}\varphi ; \quad (3.27)$$

$$\Theta = \pm \sqrt{\Theta_{pI} + \Theta_{pU}} ; \quad (3.28)$$

где Θ - суммарный фазовый сдвиг между векторами тока и напряжения на входе счетчика, мин;

φ - угол сдвига между векторами тока и напряжения контролируемой сети (первичных тока и напряжения), град;

Θ_{pI} - предел допускаемого значения угловой погрешности ТТ при $I_1 = I_{ном}$ по ГОСТ 7746-2001, мин;

Θ_{pU} - предел допускаемого значения угловой погрешности трансформатора напряжения (ТН) по ГОСТ 1983-89, мин (равен нулю $\Theta_{pU} = 0$, т.к. в схеме нет трансформаторов напряжения).

Запишем предыдущие формулы с учетом того, что $\Theta_{pU} = 0$ и $\varphi = \arccos(\cos \varphi)$:

$$\delta_{p\Theta} = 0,0291 \cdot \Theta \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\cos \varphi)), \quad (3.29)$$

$$\Theta = \pm \Theta_{pI}.$$

Величина $\cos \varphi$ известна и равна 1.

По этой формуле находим:

$$\delta_{p\Theta} = \pm 0,0291 \cdot 45 \cdot \operatorname{tg}(\arccos(1)) = \pm 0,02 \%$$

Трехфазный индукционный счетчик СА4У-И672. Класс точности измерения активной энергии 1,0.

Предел допускаемого значения основной погрешности $\delta_{0рсч}$ (%) электронного счетчика активной энергии определяется в зависимости от m отношения произведения значений параметров реальных входных сигналов I , U , $\cos \varphi$ к произведению номинальных значений параметров счетчика:

$$m = \frac{U \cdot I \cdot \cos \varphi}{U_m \cdot I_m}; \quad (3.30)$$

и вычисляется для $0,01 < m < 0,2$ по формуле:

$$\delta_{0рсч} = \pm K_{кл} \left(0,9 + \frac{0,02}{m} \right); \quad (3.31)$$

а для $m \geq 0,2$ определяется как

$$\delta_{0рсч} = \pm K_{кл}; \quad (3.32)$$

где $K_{кл}$ – класс точности счетчика (принимается равным 0,2).

Для рассматриваемого счетчика по данной формуле:

$$m = \frac{380 \cdot 57,73 \cdot 1}{380 \cdot 5} = 11,546 > 0,2 ;$$

$$\delta_{0рсч} = \pm 0,5 ;$$

Условия эксплуатации – в пределах рабочих условий применения по НТД, а именно: пределы изменений по температуре $t_n = -40^0 \text{ C}$, $t_b = +55^0 \text{ C}$,

$$\Delta t = \pm 47,5^0 \text{ C, при } t_{норм} = +7,5^0 \text{ C.}$$

При этом по ГОСТ 26035-83 определяются наибольшие возможные значения дополнительных погрешностей электронного счетчика (соответственно по температуре, по частоте и по индукции):

$$\delta_{рсч 1} = \delta_{рсч t} = 0,05 \cdot \delta_{0рсч} \cdot \Delta t; \quad (3.33)$$

$$\delta_{рсч 2} = \delta_{рсч f} = 0,5 \cdot \delta_{0рсч}; \quad (3.34)$$

$$\delta_{рсч 1} = \delta_{рсч t} = 0,05 \cdot 0,5 \cdot 47,5 = 1,19 \% ;$$

$$\delta_{рсч 2} = \delta_{рсч f} = 0,5 \cdot 0,5 = 0,25 \% ;$$

Расчет относительной погрешности ИК учета электроэнергии.

Численное значение предельно допускаемой относительной погрешности ИК рассчитывается по формуле (с учетом всех вычисленных выше погрешностей):

$$\delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{p1}^2 + \delta_{\theta}^2 + \delta_{0рсч}^2 + \sum_{i=1}^3 \delta_{рсч i}^2};$$

$$\delta_{ИК} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{0,75^2 + 0,02^2 + 0,5^2 + 1,19^2 + 0,25^2} = \pm 1,67 \% ;$$

Принимается значение нижней (верхней) границы доверительного интервала, в котором с заданной вероятностью $P = 0,95$ находится относительная погрешность комплекса измерения активной электроэнергии:

$$\delta_{ИК.н(в)} = \pm 1,67 \% ;$$

Численное значение нижней (верхней) границы доверительного интервала (суммарная абсолютная погрешность измерения количества электроэнергии), в котором с вероятностью $P = 0,95$ находится абсолютная погрешность результата измерения электроэнергии, определяется по формуле:

$$\Delta W_2 = \pm \delta_{\text{ИК. Н(В)}} \cdot \frac{W}{100} = \pm 1,67 \cdot \frac{212657}{100} = \pm 3551 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год} .$$

Значения $\delta_{\text{рсч 1}}$, $\delta_{\text{рсч 2}}$, $\delta_{0\text{рсч}}$, $\delta_{\text{р\Theta}}$, $\delta_{\text{ИК}}$, $\delta_{\text{ИК.Н(В)}}$ совпадают с ранее вычисленными в примере, а также значение отношения $m > 0,2$, что позволяет считать основную погрешность равной классу точности.

Разность суммарных погрешностей измерений для счетчиков за год:

$$\Delta W = \sum \Delta W_2 - \sum \Delta W_1 ; \quad (3.35)$$

где $\sum \Delta W_2$ – алгебраическая сумма абсолютных погрешностей счётчиков СА4У-И672;

$\sum \Delta W_1$ – алгебраическая сумма абсолютных погрешностей счётчиков Меркурий 230 ART-03 MCLN

$$\Delta W = 3551 - 2275 = 1276 \text{ кВт} \cdot \text{ч} ; \quad (3.36)$$

Экономический эффект (годовая экономия) от введения новых ИК:

$$\mathcal{E} = C_w \cdot \Delta W ; \quad (3.37)$$

$$\mathcal{E} = 4,7 * 1276 = 5997,2 \text{ руб/год} ; \quad (3.38)$$

где C_w – цена электроэнергии. руб./кВт.ч. Средний уровень тарифа который равен 4,7 руб./кВт · ч.

ΔW - разность суммарных погрешностей измерений для счетчиков за год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Россия очень пренебрежительно относится к энергосбережению, так например прирост производства всех первичных энергетических ресурсов можно решить самыми элементарными и основными способами энергосбережения. По прогнозам, до 2030 года темпы снижения энергоемкости при отсутствие скоординированной государственной политики по энергоэффективности могут резко замедлиться. Это может привести к еще более динамичному росту спроса на энергоресурсы внутри страны. Запасов нефти и газа в России достаточно, однако увеличение объемов добычи углеводородов и развитие транспортной инфраструктуры требуют значительных инвестиций.

В ходе выполнения дипломной работы были выполнены поставленные цели и задачи: рассмотрены нормативные требования в области энергосбережения и повышения энергетической эффективности, основные направления государственной политики, а также особенности энергосбережения на предприятиях нефтегазового сектора и пути повышения энергоэффективности; дана общая характеристика предприятия, произведен анализ потребления энергетических ресурсов, инженерных систем нефтебазы; предложены мероприятия по энергосбережению и повышению энергетической эффективности.

Выполнена оценка эффективности и результативности предложенных мероприятий по энергосбережению.

Приведенные в работе результаты расчетов и факторы деятельности дают основание полагать, что на нефтебазе будут освоены новые виды энергосберегающих технологий в короткие сроки, что в свою очередь обеспечит своевременный возврат затраченных средств.

Предложенные в работе решения позволяют решить ряд проблем: внедрение эффективной программы по энергосбережению; уменьшение потребления энергетических ресурсов; обеспечение рационального использования энергетического оборудования и экономное расходование всех видов энергии; снижение негативного воздействия на окружающую среду.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 23.11.2009 N 261-ФЗ [Электронный ресурс] : Информационно-правовая система «КонсультантПлюс». – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_93978/ (дата обращения 15.02.2022).

2. Государственный доклад Минэкономразвития «О состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2019 году» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.economy.gov.ru/material/file/45f28379991124fa0098b17f21f169ed/Energyefficiency2020.pdf> (дата обращения 15.02.2022).

3. Государственный доклад Минэкономразвития «О состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2020 году» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.economy.gov.ru/material/file/45f28379991124fa0098b17f21f169ed/Energyefficiency2021.pdf> (дата обращения 15.02.2022).

4. Приказ Минэкономразвития России от 25 мая 2020 г. № 310 «Об утверждении требований к проведению энергетического обследования, результатам энергетического обследования (энергетическому паспорту и отчету о проведении энергетического обследования)».

5. Приказ Минэкономразвития России от 25 мая 2020 г. № 307 «Об утверждении Порядка представления копии энергетического паспорта и отчетов о проведении энергетического обследования».

6. Перечень российских законодательных документов в области повышения энергоэффективности и энергосбережения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles/35/7019/7019.pdf (дата обращения 15.02.2022).

7. Основные нормативные правовые акты в области повышения энер-

гоэффективности, вступившие в силу с 1 января 2021 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ion-ing.ru/news/392-15-02-2021-osnovnye-normativnye-pravovye-akty-v-oblasti-povysheniya-energoeffektivnosti-vstupivshie-v-silu-s-1-yanvarya-2021-goda> (дата обращения 15.02.2022).

8. Нормативно-правовое обеспечение государственной политики энергосбережения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=5479 (дата обращения 15.02.2022).

9. Годовой отчет с элементами интегрированной отчетности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2020.pdf (дата обращения 15.02.2022).

10. Повышение энергоэффективности предприятий нефтегазовой отрасли путем совершенствования систем управления [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-energoeffektivnosti-predpriyatij-neftegazovoy-otrasli-putem-sovershenstvovaniya-sistem-upravleniya> (дата обращения 15.02.2022).

11. Повышение энергоэффективности нефтегазового комплекса России как условие его устойчивого развития: возможности восприятия европейского опыта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://cyberleninka.ru/article/n/povyshenie-energoeffektivnosti-predpriyatij-neftegazovoy-otrasli-putem-sovershenstvovaniya-sistem-upravleniya> (дата обращения 15.02.2022).

12. Пути повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосов добычи нефти с применением цифровых двойников [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://ngdelo.ru/files/ngdelo/2021/1/ngdelo-1-2021-p42-50.pdf> (дата обращения 15.02.2022).

13. Повышение энергоэффективности электротехнических комплексов нефтегазовых предприятий на основе применения бинарных электроустановок [Электронный ресурс]. – Режим доступа:

https://spmi.ru/sites/default/files/imci_images/sciens/dissertacii/2019/morenov-dissertaciya.pdf (дата обращения 15.02.2022).

14. Энергоэффективность на промышленном предприятии: тренды и технические решения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://marketelectro.ru/content/energoeffektivnost-na-promyshlennom-predpriyatii-trendy-i-tehnicheskie-resheniya> (дата обращения 15.02.2022).

15. Энергосбережение. Эффективность использования энергоресурсов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://extxe.com/16499/jenergoberezhenie-jeffektivnost-ispolzovanija-jenergoresursov/> (дата обращения 15.02.2022).

16. ГОСТ Р 51750-2001 Энергосбережение. Методика определения энергоемкости при производстве продукции и оказании услуг в технологических энергетических системах. Общие положения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200012994> (дата обращения 15.02.2022).

17. ГОСТ Р 52104-2003 Ресурсосбережение. Термины и определения (с Изменением N 1) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200032451> (дата обращения 15.02.2022).

18. ГОСТ Р 56828.29-2017 Наилучшие доступные технологии. Энергосбережение. Порядок определения показателей (индикаторов) энергоэффективности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200146500> (дата обращения 15.02.2022).

19. Исмагилов, Р. Х. Факторы ресурсосбережения в современных условиях / Р. Х. Исмагилов // Вопросы инновационной экономики. – 2012. – Том 2. – № 4. – С. 60-66.

20. Лоскутов, С. А. Основные факторы, критерии и принципы ресурсосбережения в условиях современного хозяйствования / С. А. Лоскутов // Вестник Воронежского государственного университета инженерных технологий. – 2015. – №2 (64). – С. 272-279.

21. Мероприятия по энергосбережению для программы энергосбережения [Электронный ресурс] : официальный сайт ООО «Энергоэффективность и энергоаудит». – Режим доступа: <https://energo-audit.com/meropriyatiya-po-energoberezheniyu> (дата обращения 15.02.2022).

22. Методические указания по заполнению энергетического паспорта [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://enpartner.ru/materialy/metodicheskie-ukazaniya-po-zapolneniyu-energeticheskogo-pasporta-byudzhethnogo-uchrezhdeniya-organizatsii> (дата обращения 15.02.2022).

23. Мукаев А. И. Методические рекомендации по проведению энергетического обследования: Пособие для начинающих аудиторов / под ред. Мукаева А.И. – Раменское: ИПК ТЭК, 2012. – 37 с.

24. Термины и понятия в области энергосбережения [Электронный ресурс] : официальный сайт ООО «Энергоэффективность и энергоаудит». – Режим доступа: <https://energo-audit.com/osnovnye-terminy-i-ponyatiya-v-oblasti-energoberezheniya> (дата обращения 15.02.2022).

25. Светильник светодиодный LED IO-2PRO100 PIPS 100W [Электронный ресурс] : официальный сайт ООО «Энергоэффективность и энергоаудит». – Режим доступа: <https://spb.rustan.ru/svet-i-elektrika/svetilniki/promyshlennye/nastennye/led-io-2pro60-pips-060> (дата обращения 15.02.2022).

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

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография 25 наименований.

« _____ » _____ 2022 г.

подпись

А.В. Мезин
(ФИО)

образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал ФГАОУ ВО
«Сибирский федеральный университет»
институт

«Электроэнергетика»
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

А.В. Коловский
подпись инициалы, фамилия

« 28 » июня 2022 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код – наименование направления

Анализ эффективности внедрения мероприятий по энергосбережению
на объектах АО «Хакаснефтепродукт ВНК» г. Абаза
тема

руководитель 20.06.2022 доцент, к.т.н.
подпись, дата должность, ученая степень

Е. В. Платонова
инициалы, фамилия

выпускник 20.06.2022
подпись, дата

А.В. Мезин
инициалы, фамилия

эрмоконтролер 20.06.2022
подпись, дата

И.А. Кычакова
инициалы, фамилия

Абакан 2022