

На правах рукописи

Глуханич Дмитрий Юрьевич



**АВТОНОМНЫЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
С ФОТО- И ТЕРМОЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ УСТАНОВКАМИ
ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПУНКТА ТЕЛЕМЕХАНИКИ
НЕФТЕПРОВОДА**

*Специальность 2.4.2. Электротехнические комплексы и
системы*

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Санкт-Петербург – 2024

Диссертация выполнена в федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II».

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент

Бельский Алексей Анатольевич

Официальные оппоненты:

Семыкина Ирина Юрьевна

доктор технических наук, доцент, федеральное государственное бюджетное научное учреждение «Институт природно-технических систем», лаборатория морских климатических исследований, главный научный сотрудник;

Доброскок Никита Александрович

кандидат технических наук, федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В.И. Ульянова (Ленина)», кафедра систем автоматического управления, доцент.

Ведущая организация – федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого», г. Санкт-Петербург.

Защита диссертации состоится **27 сентября 2024 г. в 15:00** на заседании диссертационного совета ГУ.6 Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II по адресу: 199106, г. Санкт-Петербург, 21-я В.О. линия, д.2, **аудитория № 1171а.**

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II и на сайте www.spmi.ru.

Автореферат разослан 27 июля 2024 г.

УЧЕННЫЙ СЕКРЕТАРЬ
диссертационного совета



УСТИНОВ
Денис Анатольевич

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования

При эксплуатации нефтепроводов происходят аварии с разливами нефти и нефтепродуктов. В период с 2016 по 2020 годы по данным центрального диспетчерского управления топливно-энергетического комплекса России было зафиксировано 45 тысяч случаев порывов промысловых нефтепроводов. Аварии с разливами нефти на нефтепроводах представляют собой серьезную угрозу для окружающей среды, а также наносят значительный экономический ущерб нефтяным компаниям.

Для предупреждения и предотвращения аварий на нефтепроводах среди прочих мероприятий применяется система линейной телемеханики, нижним уровнем которой являются пункты телемеханики (ПТМ), размещаемые на нефтепроводе и представляющие собой объекты контролируемые или управляемые средствами телемеханики. В общем случае расстояние между ПТМ составляет от 5 до 40 км.

Традиционно обеспечение электроэнергией ПТМ нефтепроводов осуществляется от линий электропередачи (ЛЭП), располагаемых вдоль трассы трубопровода. Однако строительство ЛЭП на изолированных и труднодоступных территориях затруднительно, а финансовые затраты могут составлять до 20% всех капитальных затрат на строительство нефтепровода.

При отсутствии централизованного электроснабжения применяются автономные источники питания (АИП). Однако применение АИП на основе невозобновляемых источников энергии на труднодоступных территориях ограничивается необходимостью в обеспечении источника питания топливом, а также в техническом обслуживании и ремонте. Применение АИП на основе возобновляемых источников энергии (ВИЭ) ограничивается высокой стоимостью производства и неста-

бильностью в выработке электроэнергии, а также недостаточностью потенциала ВИЭ на территориях, где располагается большое число нефтепроводов в России.

Данные факты указывают на наличие научно-технической задачи по обеспечению автономным электроснабжением ПТМ нефтепроводов в условиях ограниченной доступности возобновляемых источников энергии.

Необходимость решения вышеуказанной задачи подтверждает актуальность диссертационной работы.

Степень разработанности темы исследования

Проблемами автономного электроснабжения нефтегазовых объектов, в том числе ПТМ нефтепроводов, занимались многие ученые, среди которых: Б.Н. Абрамович, А.А. Бельский, В.А. Моренов, В.В. Бессель, В.А. Карасевич. В то же время вопросами применения автономных электротехнических комплексов (ЭТК) с ВИЭ, в том числе с фотоэлектрической установкой (ФЭУ), занимались такие ученые как: К.В. Суслов, Б.В. Лукутин, С.Г. Обухов, В.А. Тремясов, В.В. Елистратов, К.В. Кенден, М. Бартолини, Т. Хатиб и многие другие. Среди ученых, которые занимались вопросами альтернативных источников энергии (АИЭ), в частности основанных на термоэлектрическом эффекте, можно выделить М.А. Каганова, Ю.Г. Манасяна, Л.Е. Белла.

Однако, несмотря на значительный объем научных работ в данных областях, остались вопросы, требующие дальнейшей проработки: известные АИП обладают недостатками, затрудняющими или делающими невозможным их применение в регионах со сложными природно-климатическими условиями и недостаточном потенциале ВИЭ. Также остались не проработаны в достаточной степени методики определения состава ЭТК с размещенной на внешней стенке трубопровода электрогенерирующей термоэлектрической установкой (ТЭУ) с естественным воздушным охлаждением.

Объект исследования – автономный электротехнический комплекс, включающий фотоэлектрическую и термоэлектрическую установки, а также аккумуляторную батарею для электропитания пункта телемеханики нефтепровода.

Предмет исследования – структурная и параметрическая достаточность автономного электротехнического комплекса и его оптимизация.

Цель работы – разработка автономного электротехнического комплекса с фотоэлектрической и термоэлектрической установками, а также аккумуляторной батареей для электропитания пункта телемеханики нефтепровода в условиях ограниченной доступности возобновляемых источников энергии.

Идея заключается в электропитании пункта телемеханики нефтепровода с применением комбинации электрогенерирующих установок, работающих от возобновляемого (солнечная энергия) и альтернативного (попутная тепловая энергия) источников энергии.

Поставленная в диссертационной работе цель достигается посредством решения нижеуказанных **задач**:

1. Выполнить анализ современного состояния проблемы обеспечения электроэнергией ПТМ нефтепроводов при отсутствии централизованного электропитания. Выполнить анализ АИП для электропитания ПТМ. Обосновать необходимость внедрения автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и аккумуляторной батареей (АБ) для электропитания ПТМ.

2. Определить математические зависимости, позволяющие выполнить расчет выходных параметров размещенной на внешней стенке трубопровода электрогенерирующей ТЭУ с естественным воздушным охлаждением, с учетом удаленности и климатических условий размещения ЭТК, конструктивных характеристик трубопровода и физико-химических свойств транспортируемой нефти.

3. Определить суммарную часовую энергетическую освещенность солнечным излучением наклонной поверхности для определения выходных параметров ФЭУ.

4. Разработать имитационную математическую модель автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.

5. Разработать имитационный лабораторный стенд для оценки пригодности разработанной имитационной математической модели.

6. Обосновать параметрическую достаточность ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Разработать методику выбора номинальных параметров рассматриваемого автономного ЭТК.

7. Оценить влияние ТЭУ на нефтепровод после остановки транспортировки нефти.

8. Определить оптимальный состав автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Выполнить экономическое обоснование внедрения рассматриваемого комплекса.

Научная новизна работы:

1. Определена полиномиальная зависимость коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба для определения рассеянной диффузной составляющей энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности.

2. Обоснована возможность использования автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для бесперебойного электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода за счет установленных соотношений номинальных мощностей источников питания, учитывающих емкость АБ.

3. Установлена зависимость времени безопасной остановки нефтепровода от мощности ТЭУ в режиме электронагревателя с учетом остаточной емкости АБ после остановки транспортировки нефти.

Содержание диссертации **соответствует паспорту научной специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы** по пунктам:

п. 1. Развитие общей теории электротехнических комплексов и систем, анализ системных свойств и связей, физическое, математическое, имитационное и компьютерное моделирование компонентов электротехнических комплексов и систем, включая электромеханические, электромагнитные преобразователи энергии и электрические аппараты, системы электропривода, электроснабжения и электрооборудования.

п. 3. Разработка, структурный и параметрический синтез, оптимизация электротехнических комплексов, систем и их компонентов, разработка алгоритмов эффективного управления.

Теоретическая и практическая значимость работы:

Разработанный имитационный лабораторный стенд может применяться в программах высшего образования по направлению электроэнергетика и электротехника для изучения работы ЭТК с ФЭУ и/или ТЭУ, и/или АБ.

Результаты работы могут применяться в качестве методических рекомендаций по выбору параметров ЭТК с ФЭУ и/или ТЭУ, а также АБ при проведении технико-экономического обоснования внедрения систем автономного электроснабжения для ПТМ нефтепровода.

Результаты диссертации внедрены в образовательную деятельность ООО «Академия КЭТ» в виде: методики определения суммарной часовой энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности в условиях отсутствия эмпирически установленной регрессионной зависимости коэффициента диффузного пропускания; рекомендаций и методики выбора номинальных параметров автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ при технико-экономическом обосновании внедрения

систем автономного электроснабжения для ПТМ. Акт внедрения результатов диссертации в ООО «Академия КЭТ» утвержден генеральным директором В.В. Никитиным 18.04.2024 г.

Методология и методы исследования. В исследовании применялись методы статистического анализа. Для теоретического изучения предметной области применялось численное моделирование. Разработка математических моделей, анализ и обработка данных осуществлялась с использованием языка программирования *Python*. Оценка пригодности математических моделей осуществлялась при помощи экспериментального исследования, проведенного на разработанном имитационном лабораторном стенде. Применялись методики оценки качества математических и регрессионных моделей. Оценка влияния работы ТЭУ на нефтепровод после остановки транспортировки нефти проводилась на имитационной модели в *Matlab Simulink*.

На защиту выносятся следующие положения:

1. Обеспечение бесперебойного электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода достигается за счет применения электротехнического комплекса с фото- и термоэлектрической установками с выбранными параметрами по установленным соотношениям номинальных мощностей источников питания с учетом емкости аккумуляторной батареи, удаленности и климатических условий размещения комплекса, конструктивных характеристик трубопровода и физико-химических свойств транспортируемой нефти.

2. Снижение влияния термоэлектрической установки на время безопасной остановки нефтепровода достигается за счет управления мощностью в режиме электронагревателя с учетом установленной зависимости потребляемой электрической мощности термоэлектрической установкой от остаточной емкости аккумуляторной батареи на момент остановки транспортировки нефти.

Степень достоверности результатов исследования обусловлена применением общеизвестных методов и подходов в научно-технических исследованиях ЭТК с источниками питания на основе ВИЭ и АИЭ, теоретическими обоснованиями с использованием методов статистического анализа, регрессионного анализа, стандартизированными методами математического моделирования, результатами проведенных экспериментов на имитационном лабораторном стенде, методами оценки пригодности и качества математических моделей.

Апробация результатов. Основные положения и результаты работы докладывались на следующих семинарах и конференциях: Научная конференция студентов и молодых ученых «Полезные ископаемые России и их освоение», г. Санкт-Петербург, 2023 г.; XIX Международный форум-конкурс студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования», г. Санкт-Петербург, 2023 г.; XIX Всероссийская (XI Международная) научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «ЭНЕРГИЯ – 2024», г. Иваново, 2024 г.

Личный вклад автора заключается в формулировке цели и задач диссертационной работы, выборе методов и методологии исследования. Проведен обзор научных работ по изучаемой проблематике. Разработан имитационный лабораторный стенд. Разработана методика выбора номинальных параметров автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для бесперебойного электропитания ПТМ в зависимости от климатических условий размещения нефтепровода и его параметров. Предложен способ снижения влияния ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода. Выполнен анализ и интерпретация результатов исследования, на основе которых сформулированы основные выводы. Сформулированы и доказаны защищаемые положения.

Публикации. Результаты диссертационного исследования в достаточной степени освещены в 12 печатных работах, в

том числе в 2 статьях – в изданиях из перечня рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук (далее – Перечень ВАК), в 3 статьях – в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus. Получено 2 патента на изобретения, 1 свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура работы. Диссертация состоит из оглавления, введения, четырех глав с выводами по каждой из них, заключения, списка сокращений, списка литературы, включающего 212 наименований, и 4 приложения. Диссертация изложена на 153 страницах машинописного текста, содержит 64 рисунка и 25 таблиц.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность и искреннюю признательность кандидату технических наук, доценту Бельскому Алексею Анатольевичу за научное руководство и формирование главной идеи диссертационной работы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы работы, сформулированы цель, задачи работы и научная новизна, раскрыты теоретическая и практическая значимости исследования и изложены основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе рассматривается современное состояние проблемы автономного электроснабжения ПТМ нефтепроводов. Проанализированы преимущества и недостатки применения различных типов АИП. Проведен анализ современного уровня развития термоэлектрических модулей (ТЭМ) и односторонних фотоэлектрических панелей (ФЭП). Обоснована необходимость разработки и реализации автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ для электроснабжения ПТМ.

Во второй главе Установлены математические зависимости, позволяющие определить выходные параметры размещенной на внешней стенке нефтепровода ТЭУ с естественным воздушным охлаждением. Разработана методика определения коэффициента диффузного пропускания. Проведено имитационное математическое моделирование работы автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Проведена оценка пригодности разработанной математической модели рассматриваемого ЭТК.

В третьей главе выполнен анализ паспортных параметров ТЭМ и односторонних ФЭП. Проанализированы преимущества и недостатки типов АБ для автономных ЭТК. Обоснована и доказана параметрическая достаточность автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Разработана методика выбора номинальных параметров рассматриваемого автономного комплекса.

В четвертой главе предложена техническая реализация автономного ЭТК для электроснабжения ПТМ нефтепровода. Обоснована возможность применения ТЭУ в режиме электронагревателя для увеличения времени безопасной остановки нефтепровода. Выполнена оптимизация состава и оценка экономической целесообразности внедрения рассматриваемого автономного ЭТК для электроснабжения ПТМ.

В заключении представлены выводы по результатам исследований в соответствии с целью и решенными задачами.

Основные результаты отражены в следующих защищаемых положениях:

1. Обеспечение бесперебойного электроснабжения пункта телемеханики нефтепровода достигается за счет применения электротехнического комплекса с фото- и термоэлектрической установками с выбранными параметрами по установленным соотношениям номинальных мощностей источников питания с учетом емкости аккумуляторной батареи, удаленности и климатических условий размещения

комплекса, конструктивных характеристик трубопровода и физико-химических свойств транспортируемой нефти.

Схема автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ представлена на рисунке 1. Математическое моделирование ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ при работе на нагрузку сводится к решению уравнения баланса мощностей.

Мощность ТЭУ ($P_{ТЭУ}$) определяется по формуле (1).

$$P_{ТЭУ} = N \cdot \frac{(\alpha \cdot \Delta T)^2}{(1 + m)^2 \cdot r} \cdot \eta, \quad (1)$$

где N – число ТЭМ, шт.; α – коэффициент Зеебека ТЭМ, В/К; ΔT – разность температур между горячей $T_{Г}$ и холодной $T_{Х}$ сторонами ТЭУ, °С; m – отношение сопротивления нагрузки к внутреннему сопротивлению ТЭУ; r – внутреннее сопротивление ТЭУ, Ом; η – коэффициент полезного действия (КПД) DC/DC преобразователя.

Для определения температур на сторонах ТЭУ решаются уравнения, описывающие тепловой баланс горячей стороны по формуле (2) и холодной стороны по формуле (3).

$$\frac{T_{ст} - T_{Г}}{RT_{ТС}} + \left(0,5 \cdot r \cdot I^2 - \alpha \cdot I \cdot T_{Г} - \frac{T_{Г} - T_{Х}}{RT_{ТЭМ}} \right) \cdot N = 0, \quad (2)$$

где $T_{ст}$ – температура стенки нефтепровода, (рассчитывается по методике ВНИИСПТнефть), °С; $RT_{ТС} = \delta_{ТС} / (\lambda_{ТС} \cdot S_{ТС})$ – тепловое сопротивление теплоъемника, К/Вт; $\delta_{ТС}$ – толщина теплоъемника, м; $\lambda_{ТС}$ – коэффициент теплопроводности материала теплоъемника, Вт/(м·К); $S_{ТС}$ – площадь теплоъемника, м²; I – ток, проходящий через термопары ТЭМ, А; $RT_{ТЭМ}$ – тепловое сопротивление ТЭУ, К/Вт.

$$\left(0,5 \cdot r \cdot I^2 + \alpha \cdot I \cdot T_{Х} - \frac{T_{Г} - T_{Х}}{RT_{ТЭМ}} \right) \cdot N - \frac{T_{Х} - T_{В}}{RT_{Р}} = 0, \quad (3)$$

где $T_{В}$ – температура воздуха, °С; $RT_{Р}$ – тепловое сопротивление при конвекционной теплопередаче от радиатора к воздуху, К/Вт.

Мощность ФЭУ ($P_{\text{ФЭУ}}$) определяется по методике Джонса А.Д. с уточнениями Обухова С.Г. по формуле (4).

$$P_{\text{ФЭУ}} = \frac{I_{MPP} V_{MPP} \cdot 298}{I_{SC} V_{OC} 1000} \times \frac{E \ln(10^6 E)}{T_{PV}} N_{PV} \eta \times \frac{(I_{SC} + K_I(T_{PV} - 298))(V_{OC} + K_V(T_{PV} - 298))}{\ln(10^6 \cdot 1000)}, \quad (4)$$

где I_{MPP} – ток в точке максимальной мощности (ТММ), А; V_{MPP} – напряжение в ТММ, В; I_{SC} – ток короткого замыкания (КЗ), А; V_{OC} – напряжение холостого хода (ХХ), В; K_I – температурный коэффициент тока КЗ, %/К; K_V – температурный коэффициент напряжения ХХ, %/К; T_{PV} – температура ФЭП, К; E – суммарная энергетическая освещенность солнечным излучением, Вт/м²; N_{PV} – количество ФЭП в составе ФЭУ, шт.

На разработанном имитационном лабораторном стенде была проведена оценка пригодности предлагаемой к использованию имитационной математической модели рассматриваемого ЭТК. Результаты представлены на рисунках 2, 3, 4. Высокий коэффициент детерминации и малые значения метрик ошибок свидетельствуют о хорошем соответствии имитационной математической модели реальной системе.

Определение суммарной часовой энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности осуществляется на основании методики Лю и Джордана. Для определения рассеянной диффузной составляющей разработана методика определения зависимости коэффициента диффузного пропускания (K_d) от индекса чистоты неба (K_t), основанная на построении регрессионной зависимости $K_d = f(K_t)$ (рисунок 5) на основании статистических данных *NASA POWER* о суммарной энергетической освещенности солнечным излучением горизонтальной поверхности (*GHI*), общем внеземном солнечном излучении (*TOA*) и рассеянной составляющей энергетической освещенности солнечным излучением (*DHI*).

В работе рассмотрены полученные другими авторами зависимости коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба и оценена их применимость для российских широт. Сравнение рассмотренных зависимостей, отображенное в таблице 1, показывает, что результаты, полученные по разработанной методике, являются наиболее точными по критериям средней абсолютной ошибки смещения и среднеквадратичной ошибке.

Расчеты проводились для координат 67.80 с.ш., 83.55 в.д. (Ванкорское нефтегазовое месторождение) в относительных единицах. Мощность электрической нагрузки ПТМ принята 50 Вт при температуре окружающей среды менее 5°C, 20 Вт при температуре выше 5°C. За базисное значение принята мощность 50 Вт. Принято, что температура нефти в расчетной точке 60°C, а ФЭП в составе ФЭУ расположены вертикально.

Аналогичным образом расчеты могут быть выполнены для других координат, мощности электрической нагрузки, условий размещения ПТМ, параметров нефтепровода и транспортируемой нефти, а также углов наклона ФЭП в составе ФЭУ.

Для ЭТК с номинальными мощностями ФЭУ 11,5 о.е. (при стандартных условиях испытаний (СУИ)), ТЭУ 3,2 о.е. (при $\Delta T = 100^\circ\text{C}$) и номинальной емкости АБ 19,2 о.е.·ч на рисунке 6 представлены результаты изменения мощностей ФЭУ и ТЭУ при изменяющихся климатических параметрах в течение года, а на рисунке 7 при изменяющихся климатических параметрах в зависимости от времени суток в течение года.

Установленные допустимые соотношения номинальных мощностей ФЭУ и ТЭУ, а также номинальной емкости АБ по критерию нулевой вероятности потери нагрузки из-за недостатка генерирующих мощностей отражены на рисунке 8.

Таким образом, разработана методика выбора номинальных параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ, алгоритм которой пред-

ставлен на рисунке 9, позволяющая выбрать соотношение номинальных мощностей источников питания и номинальной емкости АБ, удовлетворяющее требованиям к обеспечению бесперебойности работы ПТМ.

2. Снижение влияния термоэлектрической установки на время безопасной остановки нефтепровода достигается за счет управления мощностью в режиме электронагревателя с учетом установленной зависимости потребляемой электрической мощности термоэлектрической установкой от остаточной емкости аккумуляторной батареи на момент остановки транспортировки нефти.

Размещенная на внешней стенке трубопровода ТЭУ с естественным воздушным охлаждением в режиме генератора является источником тепловых потерь для остановленного нефтепровода. Величина тепловых потерь (Q_{Γ}) зависит от теплоты, выделяющейся на холодной стороне ТЭУ ($Q_{\text{х}}$), а также вырабатываемой мощности (P) и определяется по диаграмме энергетического баланса (рисунок 10а). В связи с этим необходимо учитывать влияние ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода.

Временем безопасной остановки нефтепровода считается длительность периода прекращения транспортировки нефти, после которого потери на трение не превышают возможностей насосной станции. Максимальное время безопасной остановки для нефтепровода диаметром до 530 мм принято, как нормируемая продолжительность работ по ликвидации аварий с заменой дефектных участков трубопровода – 2,3 суток.

При переводе ТЭУ из генераторного режима в режим электронагревателя возможно снижение тепловых потерь нефтепроводом (Q_{Γ}') на величину мощности, подводимой от внешнего источника питания (P'), с учетом теплоты, выделяющейся на холодной стороне ТЭУ ($Q_{\text{х}}'$), согласно диаграмме энергетического баланса (рисунок 10б). Схема автономного

ЭТК с возможностью изменения режимов работы ТЭУ представлена на рисунке 11.

Оценка влияния ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода за счет управления мощностью в режиме электронагревателя осуществлялась в *Matlab Simulink* на имитационной модели теплопередачи в изолированном нефтепроводе диаметром 426 мм, на внешней стенке которого размещен ТЭУ с естественным воздушным охлаждением.

Расчет проводился в указанных ранее координатах для следующих условий: температура воздуха $-40,2^{\circ}\text{C}$, скорость ветра 12,4 м/с. Температура нефти до остановки принята равной 60°C . Предел безопасного охлаждения нефти принят 30°C .

Расчет осуществлялся при изменении емкости АБ и мощности ТЭУ в режиме электронагревателя. Временем безопасной остановки нефтепровода считалось время достижения предела безопасного охлаждения нефти.

Установленная зависимость времени безопасной остановки нефтепровода от мощности ТЭУ с учетом остаточной емкости АБ представлена на рисунке 12.

При работе ТЭУ в режиме ХХ время безопасной остановки нефтепровода увеличивается на 2 часа (2,4%) по сравнению с генераторным режимом, при работе в режиме электронагревателя – увеличивается на величину до 23 часов (30%) в зависимости от остаточной емкости АБ на момент остановки транспортировки нефти.

На рисунке 13 представлена чистая приведенная стоимость (*NPV*) внедрения ЭТК и нормированная стоимость электроэнергии (*LCOE*) в зависимости от температуры транспортируемой нефти. При температуре нефти 60°C *LCOE* составляет 32,8 руб./кВт·ч, при этом номинальная мощность ($P_{\text{ном}}$) ФЭУ составляет 11,5 о.е. (при СУИ), ТЭУ – 3,2 о.е. (при $\Delta T = 100^{\circ}\text{C}$) и номинальная емкость ($C_{\text{ном}}$) АБ – 19,2 о.е.·ч

Экономическая целесообразность внедрения рассматриваемого ЭТК зависит от удаленности ПТМ от существующей ЛЭП ($L_{лэп}$) и температуры нефти (T_H) в месте размещения комплекса. Нижняя граница зоны экономической целесообразности для заданных условий расположения ПТМ представлена на рисунке 14 и определяется по выражению $L_{лэп} = 107,5 \cdot T_H^{-1,062}$.

Применение ФЭУ или ТЭУ как единственного источника питания не обеспечивает бесперебойность электроснабжения или существенно снижает экономические показатели ЭТК в условиях недостаточного потенциала ВИЭ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертации предлагается новое решение актуальной научно-технической задачи по обеспечению автономным электроснабжением пунктов телемеханики нефтепроводов в условиях ограниченной доступности возобновляемых источников энергии за счет применения разработанного автономного электротехнического комплекса с фотоэлектрической и термоэлектрической установками, а также аккумуляторной батареей.

По результатам выполнения диссертационной работы сделаны следующие выводы:

1. Проанализировано текущее состояние проблемы автономного электроснабжения ПТМ нефтепроводов в сложных природно-климатических условиях. Проанализированы существующие АИП для ПТМ, определены их преимущества и недостатки. Подтверждена необходимость разработки и внедрения автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ.

2. Определены математические зависимости для расчета выходных параметров электрогенерирующей ТЭУ с учетом конструктивных характеристик трубопровода, удаленности и климатических условий расположения комплекса, а также характеристик транспортируемой нефти. Полученные математические зависимости реализованы в виде программы для ЭВМ.

3. Разработана методика определения суммарной часовой энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности в условиях отсутствия установленной зависимости коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба.

4. Разработана имитационная математическая модель автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Результаты, полученные при имитационном математическом моделировании рассматриваемого комплекса, доказывают, что за счет применения ЭТК с комбинацией ФЭУ, ТЭУ и АБ достигается бесперебойное электроснабжение ПТМ.

5. Разработан имитационный лабораторный стенд. Проведена оценка пригодности имитационной математической модели рассматриваемого ЭТК. Малые значения ошибок ($nMSE = 4,3$; $nMABE = 15,51$; $nRMSE = 31,79$) и высокий коэффициент детерминации ($R^2 = 0,97$) указывают на то, что имитационная математическая модель хорошо описывает реальную систему.

6. Разработана методика выбора номинальных параметров автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ. Определены допустимые соотношения номинальных мощностей источников питания рассматриваемого комплекса, с учетом емкости АБ, обеспечивающие бесперебойное электроснабжение ПТМ нефтепровода.

7. Оценено влияние работы ТЭУ на нефтепровод после остановки транспортировки нефти. Снижение влияния ТЭУ на время безопасной остановки нефтепровода достигается за счет изменения режима работы ТЭУ: в режиме ХХ время безопасной остановки нефтепровода увеличивается на 2 часа (2,4%) по сравнению с электрогенераторным режимом; в режиме электронагревателя увеличение составляет до 23 часов (30%) в зависимости от емкости АБ на момент остановки транспортировки.

8. Определен оптимальный состав ЭТК для рассматриваемых условий размещения комплекса: при температуре нефти

60°C $LCOE$ составляет 32,8 руб./кВт·ч, номинальная мощность ФЭУ 11,5 о.е. (при СУИ), номинальная мощность ТЭУ 3,2 о.е. (при $\Delta T = 100^\circ\text{C}$) и номинальная емкость АБ 19,2 о.е.·ч. Длина ответвления от ЛЭП, больше которой экономически целесообразно внедрять рассматриваемый ЭТК для заданных условий, определяется по выражению $L_{\text{ЛЭП}} = 107,5 \cdot T_{\text{H}}^{-1,062}$.

Перспективным направлением темы исследований является расширение области применения автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ, например, на автономных кустовых площадках, а также развитие способов технической реализации рассматриваемого ЭТК.

СПИСОК ОСНОВНЫХ РАБОТ, ОПУБЛИКОВАННЫХ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях из Перечня ВАК:

1. Бельский, А.А. Электроснабжение контролируемых телемеханических пунктов линейной части нефтепровода / А.А. Бельский, **Д.Ю. Глуханич**, Д.И. Иванченко // Известия ТулГУ. Технические науки. – 2021. – № 4. – С. 183–191. DOI 10.24412/2071-6168-2021-4-183-191 (ВАК №1108, ред. 21.04.2021).

2. Бельский, А.А. Имитационная модель термоэлектрического генератора на нефтепроводе / А.А. Бельский, **Д.Ю. Глуханич**, Д.И. Иванченко // Вопросы электротехнологии. – 2021. – № 4. – С. 74–83. EDN ЕТАНMF (ВАК №805, ред. 12.07.2021).

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных и систему цитирования Scopus:

3. Belsky, A.A. Analysis of specifications of solar photovoltaic panels / A.A. Belsky, **D.Y. Glukhanich**, M.J. Carrizosa, V.V. Starshaia // Renewable and Sustainable Energy Reviews. – 2022. – Vol. 159. – P. 112239. DOI: 10.1016/j.rser.2022.112239.

4. Belsky, A.A. Estimation of hourly solar irradiation on tilted surfaces / A.A. Belsky, **D.Y. Glukhanich**, T. Sutikno,

M.H. Jopri // Bulletin of Electrical Engineering and Informatics. – 2023. – Vol. 12. – № 6. – P. 3202-3214. DOI: 10.11591/eei.v12i6.6513.

5. Belsky, A.A. Standalone power system with photovoltaic and thermoelectric installations for power supply of remote monitoring and control stations for oil pipelines / A.A. Belsky, **D.Y. Glukhanich** // Renewable Energy Focus. – 2023. – Vol. 47. – P. 100493. DOI: 10.1016/j.ref.2023.100493.

Патенты/свидетельства на объекты интеллектуальной собственности:

6. Патент № 2682767 Российская Федерация, МПК F17D 5/02 (2006.01). Автономный пункт сбора данных для системы обнаружения утечек жидких углеводородов : № 2018120833 : заявл. 05.06.2018 : опубл. 23.03.2019 / А.А. Бельский, **Д.Ю. Глуханич**, В.С. Добуш ; заявитель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 9 с. : ил.

7. Патент № 2723344 Российская Федерация, МПК F17D 5/02 (2006.01). Комплекс автономного электроснабжения пункта сбора данных системы обнаружения утечек жидких углеводородов : № 2019142516 : заявл. 16.12.2019: опубл. 10.06.2020 / А.А. Бельский, В.С. Добуш, **Д.Ю. Глуханич**, Т.В. Пудкова ; заявитель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 10 с. : ил.

8. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021612635 Российская Федерация. Программа для расчета мощности, вырабатываемой термогенераторами на нефтепроводе ; № 2021611826 ; заявл. 18.02.2021 ; опубл. 20.02.2021 / Д.И. Иванченко, А.А. Бельский, **Д.Ю. Глуханич** ; заявитель ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет». – 1 с.

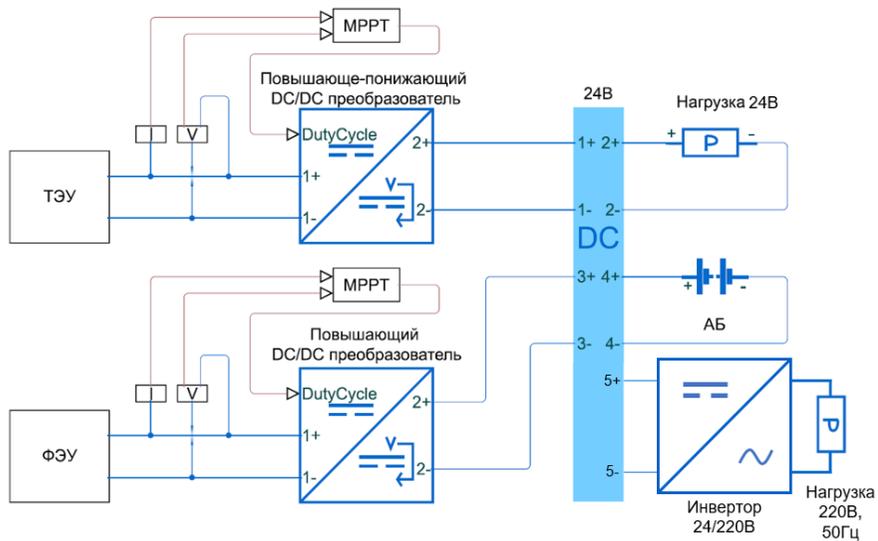


Рисунок 1 – Схема автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ

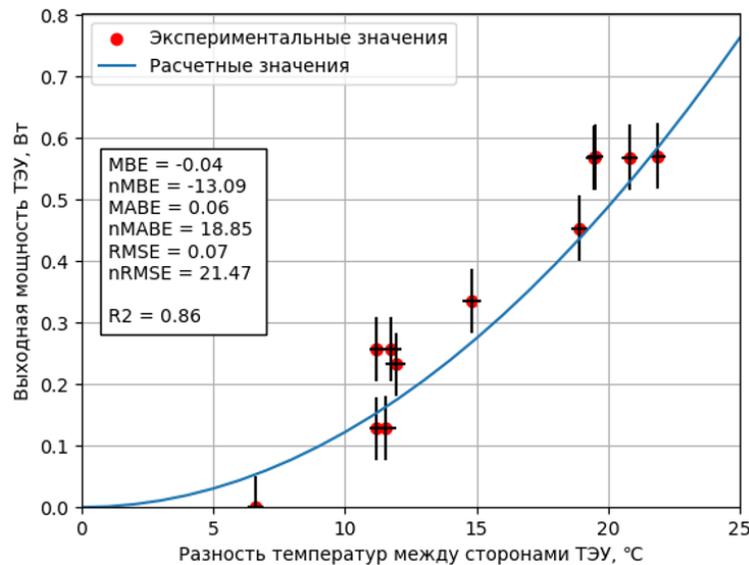


Рисунок 2 – Оценка пригодности математической модели выходной мощности ТЭУ

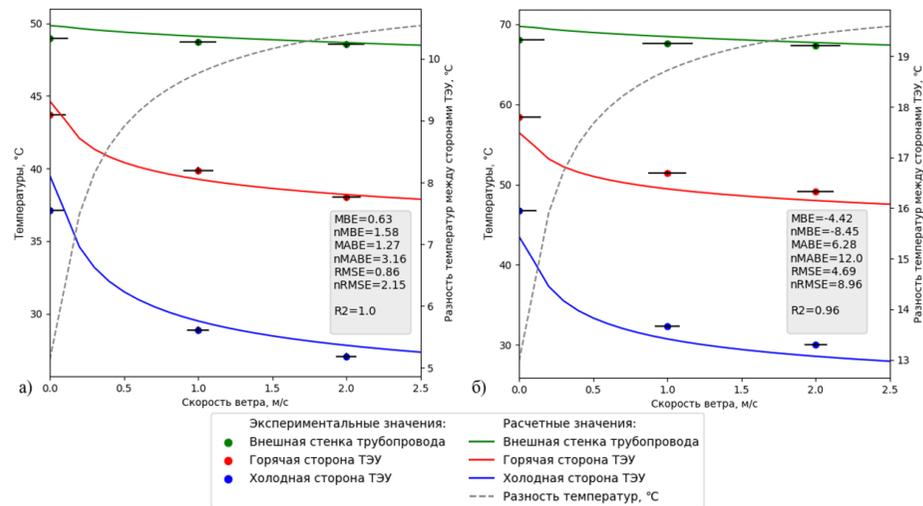


Рисунок 3 – Оценка пригодности тепловой модели ТЭУ при:
а) температуре теплоносителя 50°C;
б) температуре теплоносителя 70°C

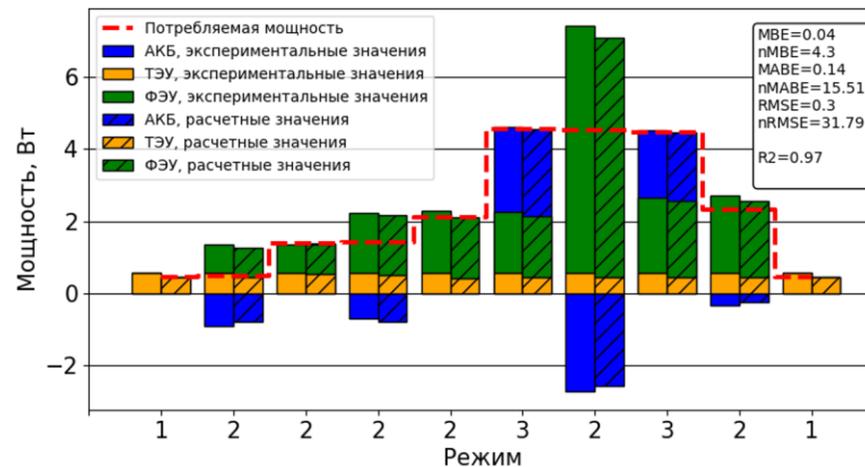


Рисунок 4 – Баланс мощности ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ при работе на нагрузку, где: Режим 1 – работа нагрузки за счет ТЭУ, избыток энергии запасается в АБ; Режим 2 – работа нагрузки и заряд АБ за счет ФЭУ и ТЭУ; Режим 3 – недостаточная выработка электроэнергии ФЭУ и ТЭУ, обеспечение работы нагрузки от АБ

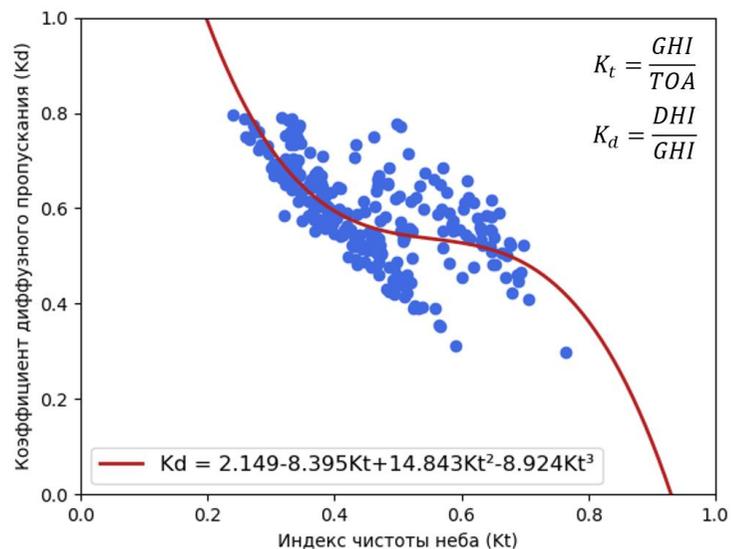


Рисунок 5 – Зависимость коэффициента диффузного пропускания от индекса чистоты неба для координат 67.80 с.ш., 83.55 в.д.

Таблица 1 – Сравнение метрик ошибок рассмотренных зависимостей при расчете суммарной часовой энергетической освещенности солнечным излучением наклонной поверхности

Автор (Страна)	nMBE, %	nMABE, %	nRMSE, %	R2
Разработанная методика (РФ)	0,75	2,87	3,57	1,00
Orgill (Канада)	22,99	22,99	30,23	0,81
Erbs (США)	54,39	54,39	71,56	-0,07
Reindl (Европа)	2,24	8,15	11,10	0,97
Hawladar (Сингапур)	6,18	6,56	10,53	0,98
Chandrasekaran (Индия)	77,89	87,44	127,27	-2,38
Boland (Австралия)	1,14	8,43	10,73	0,98
Oliveira (Бразилия)	-0,19	3,94	4,64	1,00
Karatasou (Греция)	4,54	5,87	9,77	0,98
Soares (Греция)	106,76	106,76	121,46	-2,08
Berrizbeitia (Европа)	50,83	50,83	64,84	0,12
Bortolini (Европа)	6,35	7,53	12,87	0,97
Muneer (Великобритания)	50,87	50,87	64,88	0,12

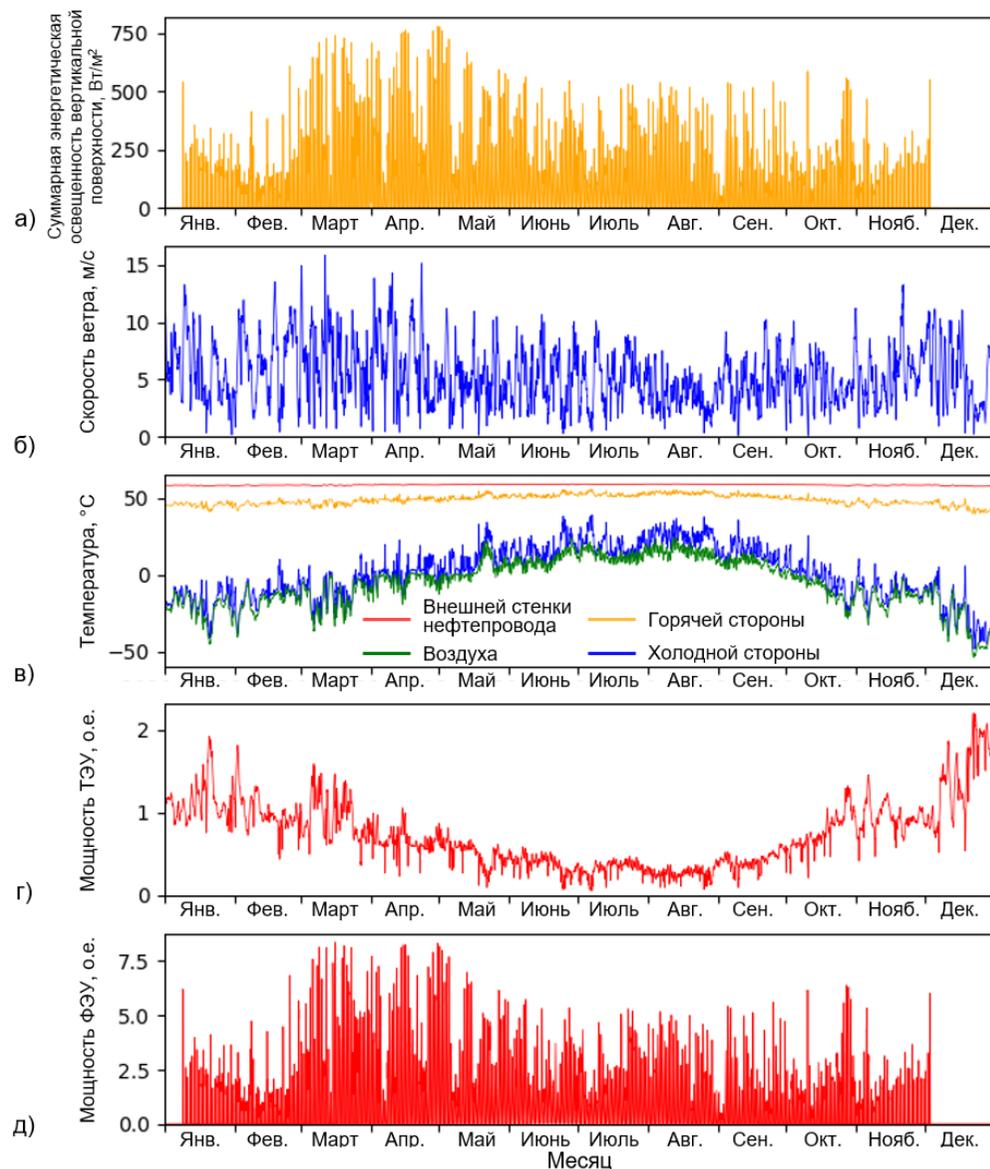


Рисунок 6 – Выходные мощности ФЭУ и ТЭУ в течение года при изменяющихся суммарной энергетической освещенности солнечным излучением, скорости ветра и температурах

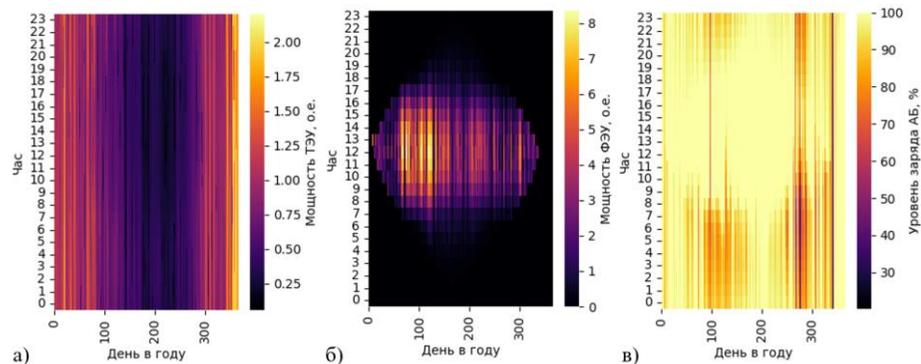


Рисунок 7 – Изменение: а) выходной мощности ТЭУ; б) выходной мощности ФЭУ; в) уровня заряда АБ

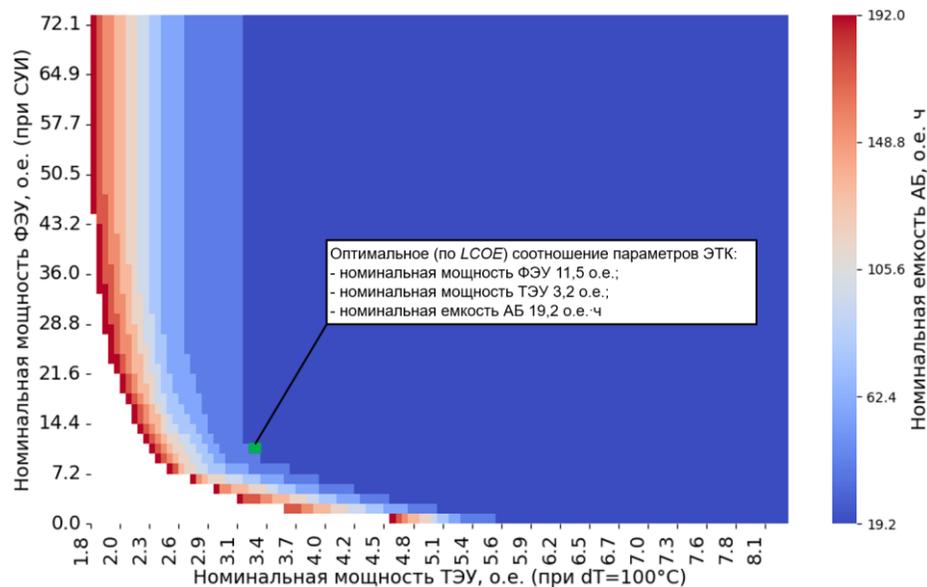


Рисунок 8 – Соотношения параметров ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ, обеспечивающие бесперебойное электроснабжение ПТМ

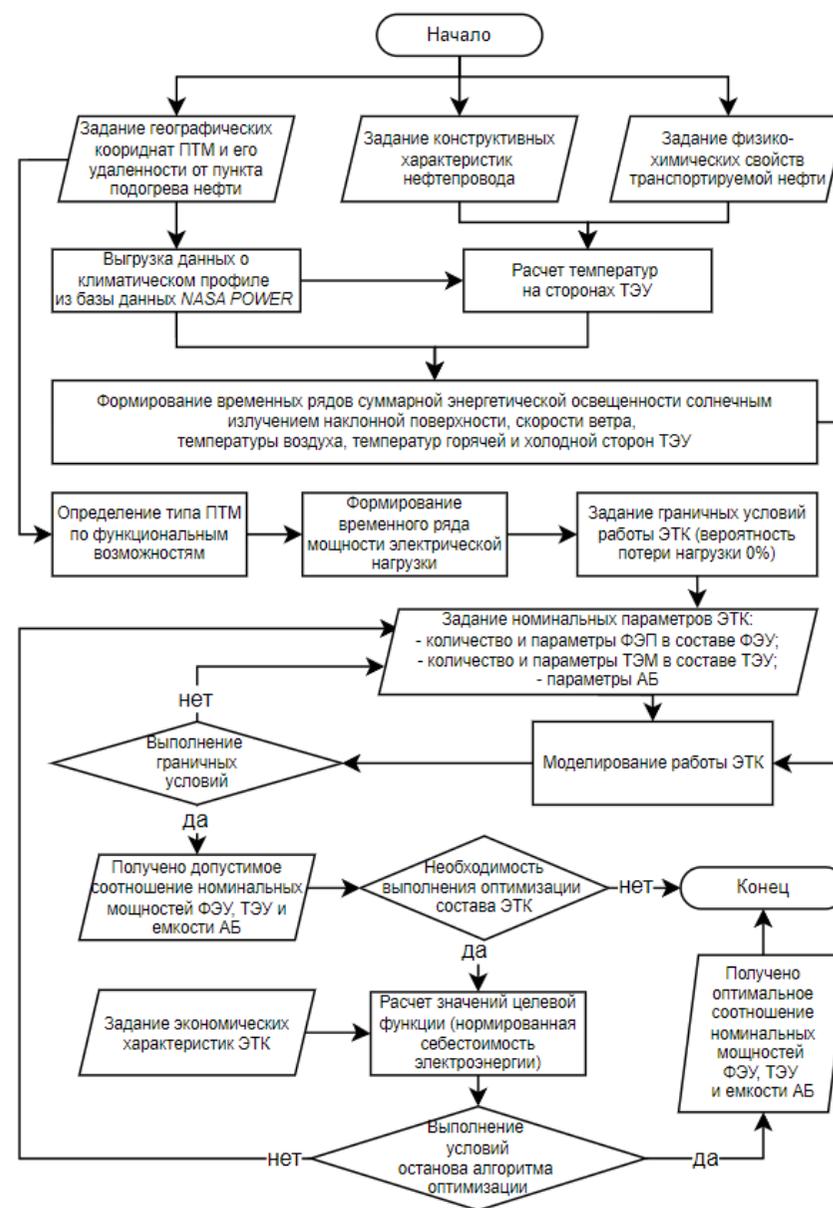


Рисунок 9 – Алгоритм выбора номинальных и оптимальных параметров автономного ЭТК с ФЭУ, ТЭУ и АБ

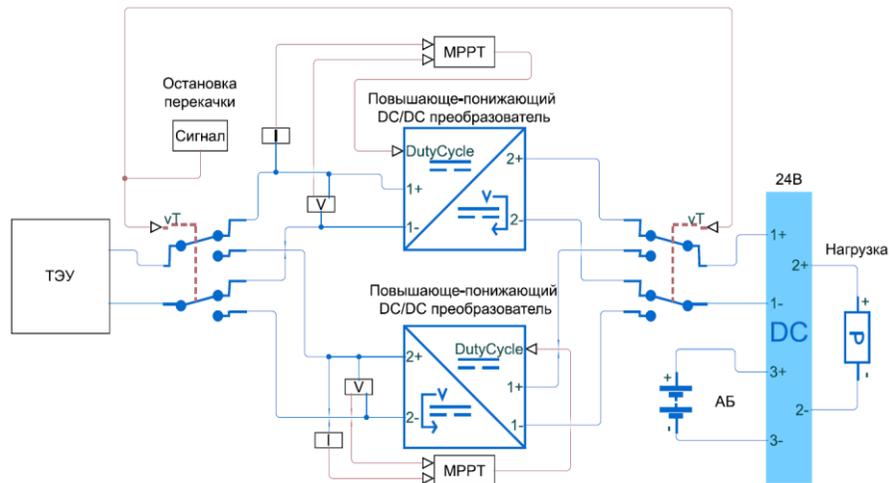


Рисунок 11 – Схема автономного ЭТК с возможностью изменения режимов работы ТЭУ

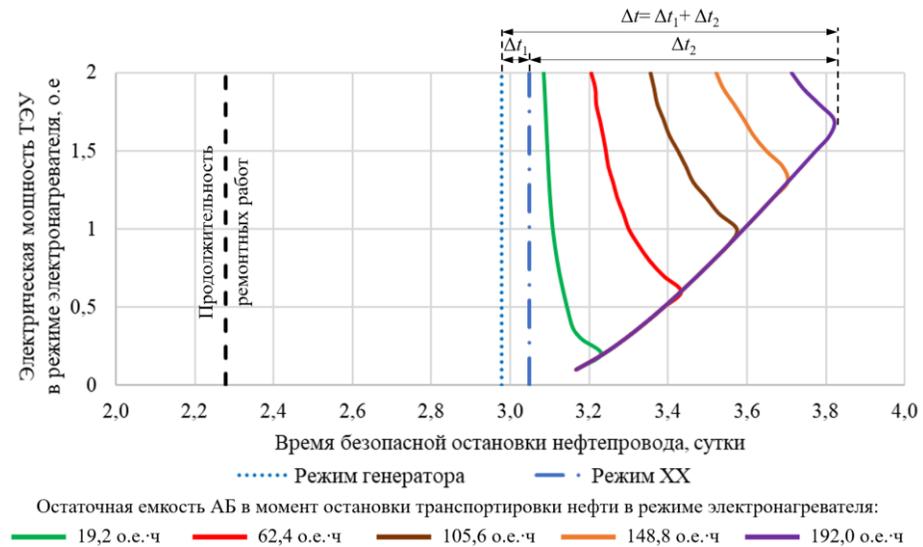


Рисунок 12 – Зависимость времени безопасной остановки нефтепровода от мощности ТЭУ с учетом остаточной емкости АБ после остановки транспортировки нефти

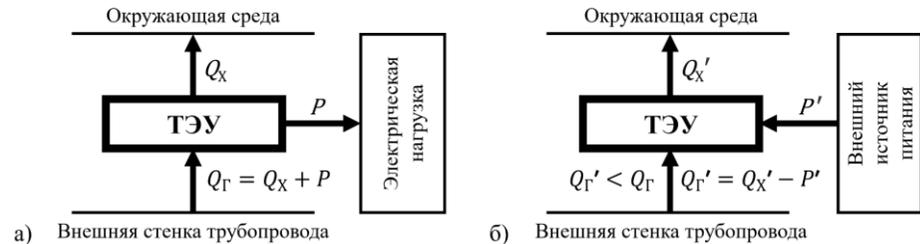
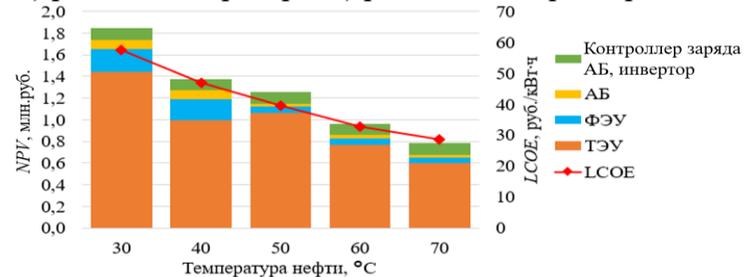


Рисунок 10 – Диаграммы энергетического баланса ТЭУ в: а) режиме генератора; б) режиме электронагревателя



$P_{ном}$	40,4 о.е.	37,5 о.е.	11,5 о.е.	11,5 о.е.	10,1 о.е.
$P_{ном}$ ТЭУ	6,0 о.е.	4,1 о.е.	4,4 о.е.	3,2 о.е.	2,5 о.е.
$C_{ном}$ АБ	57,6 о.е.ч	57,6 о.е.ч	19,2 о.е.ч	19,2 о.е.ч	19,2 о.е.ч

Оптимальные соотношения по критерию LCOE

Рисунок 13 – NPV и LCOE ЭТК в зависимости от температуры транспортируемой нефти

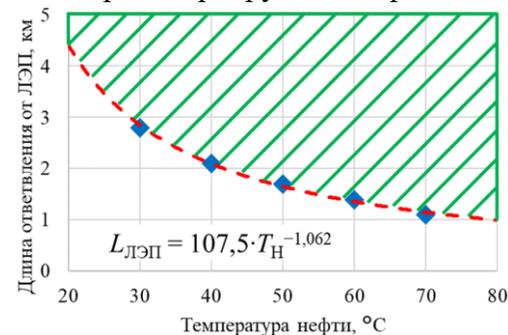


Рисунок 14 – Зона экономической целесообразности внедрения ЭТК по сравнению со строительством ответвления от ЛЭП