

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский технологический университет «МИСИС»

Аббас Майтхам Худайр Аббас

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ПУТЕМ
РАЗРАБОТКИ ГИБРИДНЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ В
УСЛОВИЯХ РЕСПУБЛИКИ ИРАК**

Специальность: 2.4.2 - Электротехнические комплексы и системы

Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата
технических наук

Научный руководитель канд. тех. наук, доцент, Косарева-Володько Ольга
Владимировна

Москва – 2026

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы диссертационной работы. Электроэнергетическая система Республики Ирак длительное время функционирует в условиях нарастающего дефицита генерирующих мощностей. Высокий износ оборудования, недостаточный объём вводов новых мощностей и исключительно большие технические и коммерческие потери при передаче электроэнергии (до 40–50 %) порождают систематические перебои в электроснабжении. Наиболее остро дисбаланс проявляется в летний период, когда пиковая нагрузка достигает 32–35 ГВт, а располагаемая генерация не превышает 20,8 ГВт, формируя дефицит до 30 %. Для промышленных объектов, а в частности нефтегазового сектора, в первую очередь нефтяных месторождений с непрерывным технологическим циклом, перерывы в подаче электроэнергии оборачиваются остановкой добычи и значительными финансовыми потерями. Специфика нефтяной отрасли диктует особые условия, которые необходимо учитывать на каждом этапе проектирования электроснабжения. Эти особенности формируют комплексный подход, отличный от проектирования для гражданских или даже большинства промышленных объектов. Технологические процессы в нефтяной промышленности зачастую являются непрерывными и критически важными. Остановка работы из-за сбоя в электроснабжении может привести к серьезным последствиям: от значительных экономических убытков до аварийных ситуаций. Поэтому электроприемники объектов нефтяной отрасли, как правило, относятся к I или II категории надежности по ПУЭ. Это подразумевает обязательное наличие двух независимых взаимно резервирующих источников питания и применение систем автоматического включения резерва (АВР), которые обеспечивают мгновенное переключение на резервный источник при исчезновении напряжения на основном. В сложившихся условиях предприятия вынуждены применять дизель-генераторные установки (ДГУ) в качестве основного или резервного источника питания, что ведёт к высоким затратам на топливо, росту эксплуатационных расходов и увеличению вредных выбросов.

В то же время Ирак располагает одним из самых высоких в мире потенциалов солнечной энергии. Годовая сумма солнечной радиации на горизонтальную поверхность варьируется от 1800 до 2390 кВт·ч/м², а продолжительность солнечной активности превышает 2800 часов в год. Несмотря на это, доля возобновляемых источников в общем объёме генерации остаётся менее 1 %. Существующие научные исследования гибридных систем с фотоэлектрическими панелями и ДГУ применительно к Ираку сосредоточены главным образом на жилом секторе и небольших автономных объектах. Для крупных промышленных потребителей со стабильно высокой нагрузкой и жёсткими требованиями

к бесперебойности питания готовые проектные решения отсутствуют. Поэтому использование фотоэлектрических панелей в качестве дополнительного источника питания для нефтяного предприятия является актуальной задачей. Не решена задача выбора рационального состава оборудования и алгоритмов управления, способных обеспечить надёжное электроснабжение в условиях частых и случайных по продолжительности отключений национальной сети. Все вышеизложенные обстоятельства определяют актуальность темы диссертационной работы.

Степень разработанности проблемы. Моделированию и оптимизации гибридных энергетических систем с возобновляемыми источниками посвящён значительный объём исследований. Ключевым инструментом для подбора состава оборудования и технико-экономической оценки таких систем стал программный комплекс HOMER Pro, разработанный и апробированный при активном участии Лилиенталя П., Ламберта Т. и других зарубежных специалистов. Применительно к условиям Ирака основной массив работ сосредоточен на оценке солнечного потенциала и климатических данных, а также на моделировании небольших автономных систем для электроснабжения жилых домов, удалённых деревень и медицинских пунктов (Аль-Карагули А., Казем Х.А. и др.). Среди отечественных учёных, занимающихся вопросами автономных и гибридных систем с возобновляемыми источниками, необходимо отметить труды Лукутина Б.В. и Сосниной Е.Н.

Вместе с тем практически отсутствуют работы, в которых гибридная система проектировалась бы специально для крупного промышленного потребителя с непрерывным графиком нагрузки. Ни в одной из известных публикаций не учитывается случайный, стохастический характер отключений национальной сети, а существующие модели используют усреднённые данные по солнечной радиации без детального пространственного расчёта фотоэлектрического поля с учётом затенений и рельефа. Остаётся неразработанной методика, объединяющая детальное физическое моделирование фотоэлектрической станции в программе Helioscope с последующей системной оптимизацией в HOMER Pro для промышленных объектов Ирака.

Цель диссертационной работы. Повышение эффективности электроснабжения предприятий нефтегазового сектора в условиях стохастической нестабильности внешней сети путем обоснования рациональных параметров гибридной электротехнической системы с возобновляемыми источниками энергии.

Идея работы заключается в том, что гибридные электротехнические системы с возобновляемыми источниками энергии позволяют повысить эффективность системы электроснабжения предприятий нефтегазового сектора.

Задачи исследования:

1. Провести анализ состояния электроэнергетического сектора Республики Ирак с учетом дефицита генерирующих мощностей и оценкой воздействия нестабильности внешней инфраструктуры на бесперебойность электроснабжения промышленных объектов нефтегазового сектора.
2. Разработать компьютерную модель фотоэлектрической станции с использованием программного комплекса Helioscope, позволяющую выполнять: сегментацию территории, расчет затенений, выбор рационального угла наклона фотоэлектрических элементов, а также определять коэффициент увеличения производительности системы относительно базовой.
3. Обосновать структуру и выполнить моделирование гибридной электротехнической системы (PV + АКБ + сеть + ДГУ) в среде HOMER Pro с учетом профиля солнечной генерации, графика промышленной нагрузки и технико-экономических параметров оборудования.
4. Исследовать влияние средней продолжительности отключений внешней сети на эффективность электроснабжения промышленного предприятия при внедрении гибридной электротехнической системы с обоснованием экономической эффективности и экологической безопасности в сравнении с базовой системой (только сеть + ДГУ).
5. Разработать рекомендации по адаптации гибридной электротехнической системы при изменении внешней инфраструктуры.

Научная новизна результатов исследования.

1. Разработана компьютерная модель фотоэлектрической станции с использованием программного комплекса Helioscope, позволяющая выполнять: сегментацию территории, расчет затенений, выбор рационального угла наклона фотоэлектрических элементов, а также определен коэффициент увеличения производительности системы относительно базовой.
2. Предложен модифицированный метод моделирования гибридной электротехнической системы, отличающийся последовательным применением детального пространственного расчёта фотоэлектрического поля в программе Helioscope и системного моделирования в среде HOMER Pro с учётом стохастической нестабильности внешней сети и среднего времени отключений.
3. Разработан и верифицирован для климатических условий центрального Ирака метод управления потоками энергии с очередностью работы источников энергии (PV → АКБ → сеть → ДГУ), обеспечивающий долю возобновляемой энергии на уровне

99,35 % и годовую наработку дизель-генератора в диапазоне 3,4-8,2 часа в зависимости от сценария сетевых отключений.

4. Получены эмпирические зависимости показателей эффективности электроснабжения от среднего времени отключений сети, позволяющие обоснованно выбирать ёмкость аккумуляторного накопителя и мощность резервного дизель-генератора.

Теоретическая значимость работы заключается в:

- разработке компьютерной модели в программе Helioscope, позволяющей на этапе проектирования количественно оценивать показатели эффективности гибридных электротехнических систем промышленных предприятий при различных сценариях нестабильности внешней сети;
- разработке модифицированного метода моделирования гибридных электротехнических систем промышленных объектов, учитывающего пространственные характеристики фотоэлектрического поля и стохастическую природу отключений внешней сети в единой расчётной цепочке;
- разработке модифицированного метода управления потоками энергии с очередностью источников энергии ($PV \rightarrow АКБ \rightarrow \text{сеть} \rightarrow ДГУ$), обеспечивающего долю возобновляемой энергии на уровне 99,35 % и годовую наработку дизель-генератора не более 8,2 часов в зависимости от сценария сетевых отключений;
- установлении зависимостей показателей эффективности электроснабжения от среднего времени отключений сети, расширяющие научные представления о поведении гибридных систем с накопителями в условиях стохастичности внешнего электроснабжения.

Практическая значимость работы заключается в:

- состав оборудования гибридной системы для месторождения Аль-Ахдаб — мощность фотоэлектрического массива, полезная ёмкость аккумуляторного накопителя, мощность резервного дизель-генератора — подобран и пригоден как исходные данные проектной документации;
- найденные соотношения мощностей переносятся на другие промышленные объекты нефтегазового сектора Ирака с близким графиком нагрузки;
- закупочная стоимость электроэнергии составляет 0,0279 долл./кВт·ч против 0,0859 долл./кВт·ч у исходной схемы; расход дизельного топлива ниже на 99,6 %, годовые выбросы CO_2 — на 98,8 %.

Методы исследования. В работе использованы методы компьютерного имитационного моделирования электротехнических комплексов в программных средах

Helioscope и HOMER Pro, численные методы обработки климатических данных и расчёта солнечного излучения на наклонную поверхность; методики анализа надёжности электроснабжения, включая расчёт вероятности неудовлетворённой нагрузки и времени автономной работы; методы технико-экономической оценки энергетических проектов; а также метод сравнительного анализа с базовым вариантом электроснабжения для количественного подтверждения достигаемых эффектов.

Научные положения, выносимые на защиту:

1. Компьютерная модель фотоэлектрической станции с использованием программного комплекса Helioscope, позволяющая выполнять сегментацию территории, расчет затенений, выбор рационального угла наклона фотоэлектрических элементов, а также определять коэффициент повышения производительности гибридной электротехнической системы.
2. Модифицированный метод моделирования гибридной электротехнической системы, включающий поэтапный расчёт фотоэлектрической станции в Helioscope и моделирование в HOMER Pro с учётом стохастичности внешней сети.
3. Метод управления потоками энергии гибридной электротехнической системы, функционирующей в режиме подключения к стохастичной внешней сети, с приоритетной очередностью работы источников ($PV \rightarrow АКБ \rightarrow \text{сеть} \rightarrow ДГУ$), обеспечивающей долю возобновляемой энергии на уровне 99,35 % и годовую наработку дизель-генератора не более 8,2 часов в зависимости от сценария сетевых отключений.
4. Эмпирические зависимости показателей эффективности электроснабжения от среднего времени отключения сети, позволяющие обосновать ёмкость аккумуляторного накопителя и мощность резервного дизель-генератора при сохранении вероятности недостатка мощности не более 0,9 %.

Соответствие паспорту научной специальности. По пункту 1 направлений исследований, в части математического, имитационного, и компьютерного моделирования компонентов электротехнических систем; пункту 2 направлений исследований, в части создания и эксплуатации электротехнических систем и их компонентов; пункту 3 направлений исследований, в части разработки алгоритмов эффективного управления; пункту 4 направлений исследований, в части исследования работоспособности и качества функционирования электротехнических систем и их компонентов в различных режимах.

Степень достоверности результатов подтверждается применением апробированных и признанных в научном сообществе программных комплексов Helioscope и HOMER Pro. Корректность используемых климатических данных обеспечена их

верификацией по независимым источникам — базе NASA POWER и Global Solar Atlas, расхождение с которыми не превышает 3 %. Сходимость расчётных и паспортных характеристик фотоэлектрических модулей и другого оборудования находится в пределах 5 %, что говорит об адекватности заложенных в модель параметров. Замкнутость энергетического баланса системы контролировалась на часовых интервалах: отклонение между суммарной генерацией и потреблением не превышает 1,78 %, что подтверждает корректность алгоритмов, реализованных в модели.

Апробация результатов работы. Основные результаты и положения работы обсуждались на семинарах кафедры энергетики и энергоэффективности горной промышленности НИТУ МИСИС (2022-2024 гг.) и докладывались на следующих конференциях: Всероссийской научно-практической конференции молодых ученых Комсомольск-на-Амуре, 16-17 ноября 2023 г.; XIII Международной научно-практической конференции молодых ученых Пенза, 10 мая 2025 г; Всероссийской - научно- практической конференции «Энергетика будущего – цифровая трансформация» ЛГТУ, Липецк.

Реализация выводов и рекомендаций работы. Метод оценки эффективности электроснабжения промышленных предприятий нефтегазового сектора с учетом интеграции альтернативных источников энергии, позволяющий определять рациональные варианты сочетания традиционных и возобновляемых источников энергии, модели и алгоритмы повышения стабильности систем энергоснабжения и рекомендации по применению альтернативных источников энергии были приняты к использованию в реальном секторе экономики, что подтверждено Министерством окружающей среды Республики Ирак, так как было доказано, что предложенная гибридная конфигурация с высокой долей ВИЭ обеспечивает не только экономический, но и значимый экологический эффект – сокращение выбросов CO₂ на 98,8% в год.

Публикации. По теме диссертационного исследования опубликовано 9 научных работ, среди которых 4 – в журналах из перечня ВАК, 3 статьи – в сборниках материалов и трудов научных конференций. Основные научные положения изложены в 2 работах, опубликованных в журналах из перечня ВАК.

Объём и структура диссертации. Диссертация состоит из введения, пяти глав, результатов работы, списка публикаций и апробаций автора, списка сокращений, двух листов приложений и списка литературы из 131 наименования. Работа изложена на 150 страницах, содержит 43 рисунка и 24 таблицы.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении приведена общая характеристика работы, обоснована актуальность темы, сформулированы цели и задачи исследования, представлены научная новизна, теоретическая и практическая значимость результатов, сформулированы выносимые на защиту положения.

В первой главе выполнен анализ современного состояния электроэнергетики Ирака и оценка солнечного потенциала страны. Установлено, что энергосистема характеризуется хроническим дефицитом генерирующих мощностей, высоким износом оборудования и значительными потерями в распределительных сетях. В таблице 1 приведены данные, отражающие динамику энергетического баланса Ирака.

Таблица 1 – Энергетический баланс Ирака (2017–2023 гг.)

Год	Установленная мощность, ГВт	Выработка, ТВт·ч	Потребление, ТВт·ч	Дефицит, ТВт·ч	Дефицит, %
2017	18,5	58,2	75,0	16,8	22,4
2018	19,3	61,5	79,0	17,5	22,2
2019	20,1	64,0	82,5	18,5	22,4
2020	21,0	66,3	85,0	18,7	22,0
2021	22,5	69,8	90,0	20,2	22,4
2022	24,6	72,0	100,0	28,0	28,0
2023	25,8	74,5	105,0	30,5	29,0

Анализ показывает, что при росте установленной мощности с 18,5 до 25,8 ГВт потребление электроэнергии увеличивалось опережающими темпами, вследствие чего годовой дефицит возрос с 16,8 до 30,5 ТВт·ч, достигнув 29 % от общего объёма потребления. В структуре генерации преобладают тепловые электростанции на природном газе и мазуте, доля возобновляемых источников остаётся менее 1 %, а технические и коммерческие потери в сетях достигают 40-50 %. Наиболее острый разрыв между спросом и предложением характерен для центральных и южных провинций, где сосредоточены основные нефтегазовые месторождения. Для промышленных объектов перебои в электроснабжении оборачиваются вынужденными остановками технологических процессов и прямыми финансовыми потерями, что заставляет предприятия повсеместно использовать дизель-генераторные установки с высокими затратами на топливо и значительными вредными выбросами. Сезонная динамика горизонтальной солнечной радиации для центральной части Ирака показана на рисунке 1.

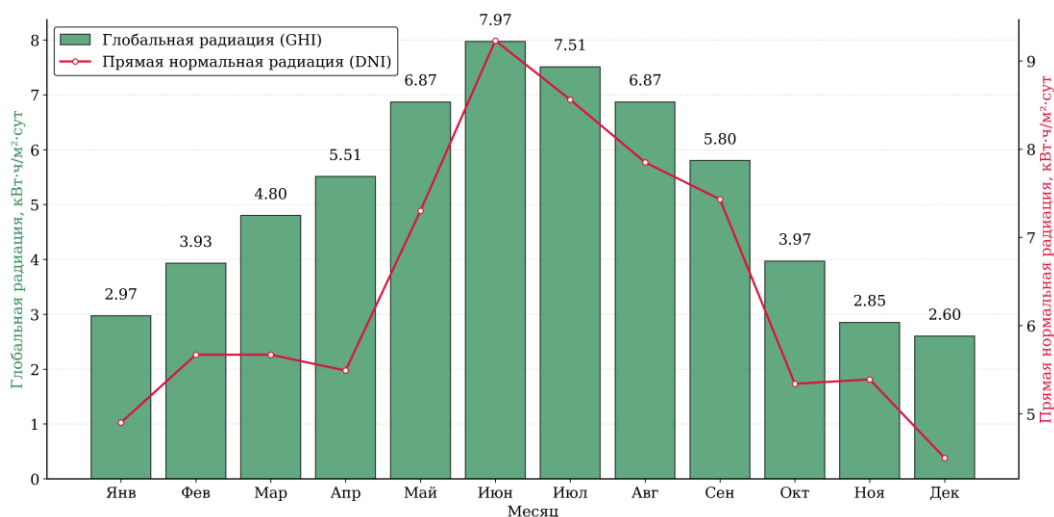


Рисунок 1 – Сезонная динамика глобальной и прямой нормальной солнечной инсоляции для центральной части Ирака, кВт·ч/м²

Годовая сумма солнечной радиации на большей части территории Ирака составляет от 1800 до 2390 кВт·ч/м²; для провинции Васит, где расположено месторождение Аль-Ахдаб, этот показатель находится в пределах 1850–2000 кВт·ч/м². Продолжительность солнечной активности достигает 2800–3300 часов в год, причём сезонный максимум инсоляции совпадает с пиком промышленной нагрузки, что создаёт благоприятные условия для использования фотоэлектрических систем. Вместе с тем анализ литературных источников показал, что имеющиеся исследования гибридных энергоустановок для условий Ирака сосредоточены на жилых и малых автономных объектах, тогда как задачи проектирования таких систем для крупных промышленных потребителей с непрерывным циклом и случайным характером отключений сети остаются нерешёнными.

Во второй главе изложен модифицированный метод моделирования, состоящий из 2 этапов (рисунок 2). На первом этапе в программе Helioscope строится трёхмерная модель площадки и определяется почасовой профиль генерации фотоэлектрического массива с учётом затенений, рельефа и всех основных видов потерь. На втором этапе полученный профиль передаётся в HOMER Pro, дополняется моделями аккумуляторного накопителя, дизель-генератора и сетевого подключения, после чего выполняется почасовой расчёт баланса мощности в течение года при заданной очередности включения источников. Это позволило формализовать нестабильность сети параметром $T_{откл}$ и обоснованно подбирать состав оборудования.

Исходные данные для моделирования собраны по нефтяному месторождению Аль-Ахдаб (провинция Васит, 32°26' с.ш., 45°43' в.д.). Среднегодовая глобальная горизонтальная инсоляция на площадке составляет 1866 кВт·ч/м², продолжительность солнечной активности превышает 2900 часов, профиль потребления характеризуется

средней мощностью около 2,52 МВт и пиковой до 4,98 МВт. Климатические параметры верифицированы по базам NASA POWER и Global Solar Atlas. Нестабильность национальной сети формализована параметром $T_{\text{откл}}$ — средним временем отключений в сутки — и на основе статистических данных выделено шесть расчётных сценариев в диапазоне от 0,5 до 3,0 ч/сут (таблица 2).

Полная нагрузка месторождения составляет 33 МВт при пиковой 63 МВт; гибридная электротехническая система проектируется на выделенную группу потребителей I категории со средней мощностью 2,52 МВт. Расчётная автономность определена для аварийного минимума 0,28 МВт, соответствующего оборудованию безопасной консервации технологического процесса.

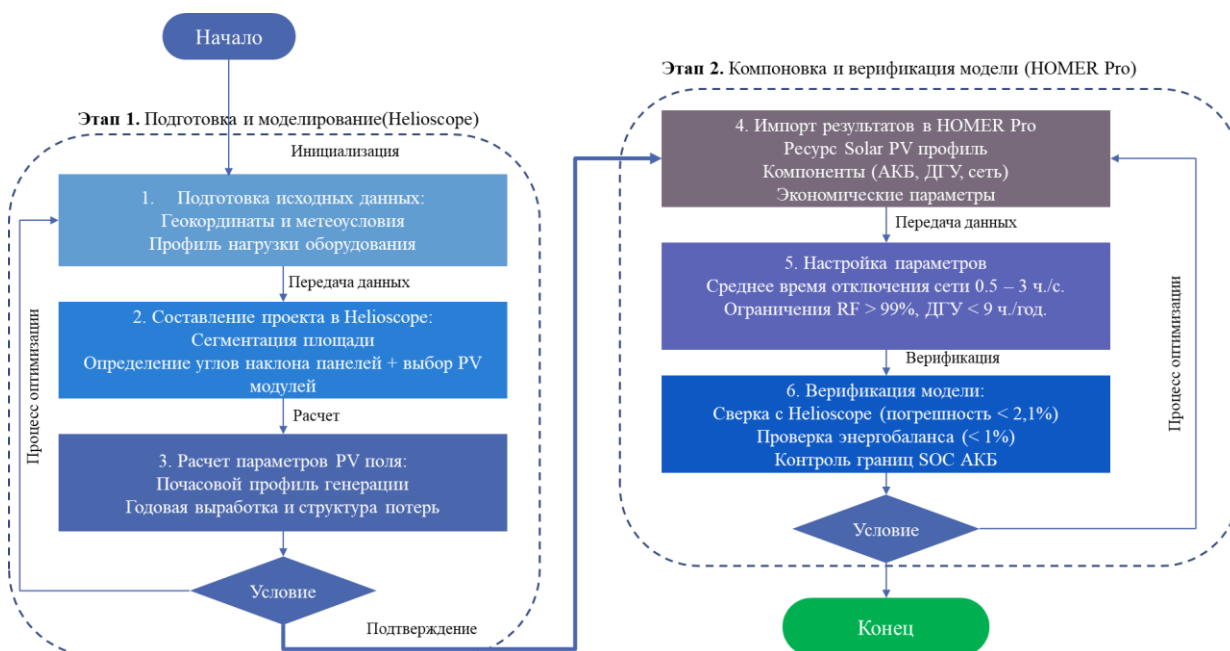


Рисунок 2 – Блок-схема алгоритма интеграции данных между Helioscope и HOMER Pro

Таблица 2 – Сценарии продолжительности отключений сети

№ сценария	$T_{\text{откл}}$, ч/сут	Характеристика сети	Коэффициент готовности сети, %	Частота отключений, раз/сут
1	0,5	Стабильная работа	97,9	1-2
2	1,0	Умеренные перебои	95,8	2-3
3	1,5	Заметная нестабильность	93,8	3-4
4	2,0	Частые отключения	91,7	4-5
5	2,5	Критическая нестабильность	89,6	5-6
6	3,0	Экстремальные условия	87,5	более 6

С ростом $T_{откл}$ коэффициент готовности сети снижается с 97,9 до 87,5 %, а частота отключений увеличивается. В модели HOMER Pro этот параметр задаётся как переменная, что даёт возможность автоматически пересчитывать показатели надёжности для каждого сценария. Если в период отсутствия сети заряд батарей опускается ниже 50 %, алгоритм запускает дизель-генератор, не допуская перерыва в питании.

Математические модели компонентов построены по паспортным данным оборудования и учитывают температурную поправку мощности фотоэлектрического массива, потери в инверторе и ограничение глубины разряда аккумуляторов (50 %). Расход топлива дизель-генератора аппроксимирован линейной функцией от выдаваемой мощности. Корректность моделей подтверждена проверкой энергетического баланса и сравнением с результатами Helioscope (рисунки 3 и 4): максимальное часовое расхождение не превышает 0,8 %, среднемесячное — 2,1 %.

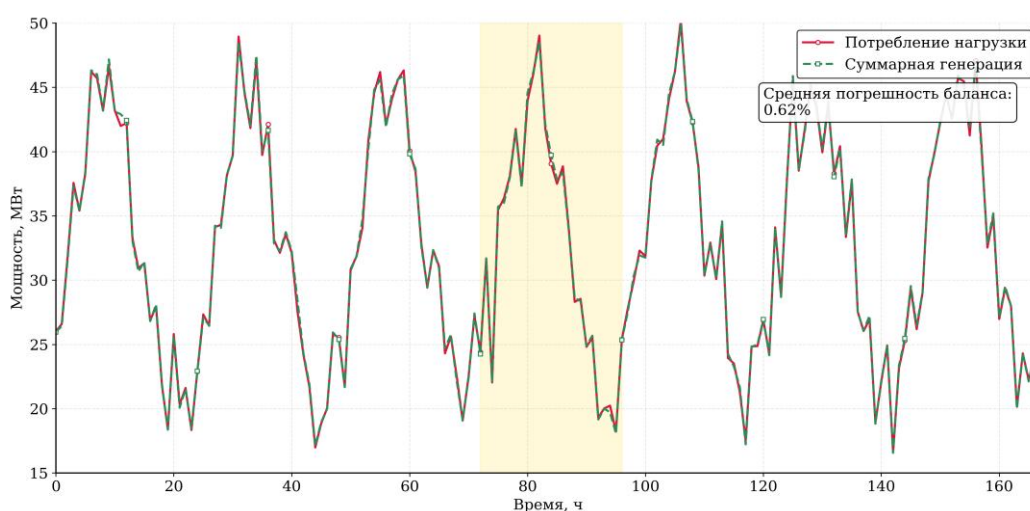


Рисунок 3 – Сопоставление почасовых профилей генерации и потребления нагрузки гибридной системы

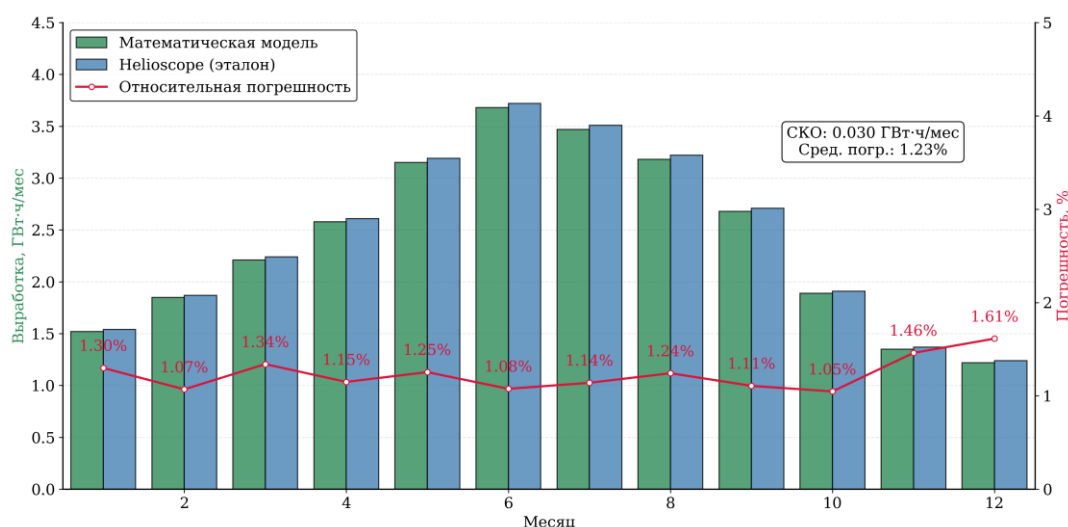


Рисунок 4 – Сравнение прогноза выработки PV по математической модели и данным Helioscope

Результаты поверки математической модели показали, что максимальное часовое расхождение энергетического баланса не превышает 0,8 %, а среднемесячное отклонение выработки фотоэлектрического массива от детального расчёта в Helioscope составляет 2,1 % при правильном воспроизведении сезонного хода. Таким образом, во второй главе заложен методический фундамент работы: формализован параметр нестабильности сети $T_{\text{откл}}$, разработаны и проверены математические модели компонентов, обоснована логика двухэтапного моделирования, что позволило перейти к детальному расчёту солнечной электростанции и гибридной системы в последующих главах.

В третьей главе представлены результаты первого этапа моделирования – детального расчёта фотоэлектрической станции в программном комплексе Helioscope. Основной задачей этапа являлось получение физически обоснованного почасового профиля генерации, который в дальнейшем будет использован в качестве входных данных для системного моделирования всей гибридной установки.

На основе спутникового снимка, в программном комплексе Helioscope, территории месторождения Аль-Ахдаб фотоэлектрическое поле размещено на свободной площади около 28 000 м² и для минимизации затенений разбито на девять сегментов. Суммарно установлено 19 590 монокристаллических модулей JinkoSolar 66HL5-BDV мощностью 720 Вт каждый (общая установленная мощность 14,1 МВт), все панели ориентированы строго на юг под оптимальным для площадки углом 37,8°. Размещение панелей по сегментам и распределение коэффициента использования солнечного ресурса показаны на рисунке 5. Для всех сегментов коэффициент общего солнечного ресурса (TSRF) составил 94,6 %, то есть геометрические потери и потери от затенения не превысили 6 %. Почасовой расчёт выработки выполнялся для типового метеорологического года с использованием климатических данных NASA POWER, верифицированных по Global Solar Atlas, и с автоматическим учётом температурных потерь, загрязнения, потерь в кабелях и инверторе. Основные технико-энергетические показатели спроектированной фотоэлектрической системы сведены в таблицу 3.

Коэффициент производительности системы составил 0,783, удельная годовая выработка — 1574 кВт·ч на каждый киловатт установленной мощности, а коэффициент использования установленной мощности — 18 %, что типично для неподвижных фотоэлектрических систем в регионах с высокой инсоляцией. В структуре потерь преобладают температурные потери (6,7 %), вызванные нагревом ячеек летом до 70–75 °С, и потери от затенения (5,1 %); далее следуют потери в кабелях (3,5 %), в инверторе (2,5 %), от загрязнения (2,0 %) и прочие (около 4,2 %).



Рисунок 5 – Размещение солнечных панелей на территории месторождения Аль-Ахдаб и тепловая карта затенения (сегменты FS1–FS9)

Таблица 3 – Основные показатели фотоэлектрической системы (результаты Helioscope)

Показатель	Значение
Установленная мощность PV-массива, МВт	14,1
Количество модулей, шт.	19 590
Площадь, занимаемая модулями, м ²	28 000
Угол наклона / азимут	37,8° / 180°
Годовая сумма глобальной горизонтальной радиации (GHI), кВт·ч/м ²	1 866,5
Годовая выработка электроэнергии (на выходе инверторов), МВт·ч	22 190
Удельная годовая выработка (на 1 кВт уст. мощности), кВт·ч/кВт	1 574
Коэффициент производительности (PR)	0,783
Коэффициент использования установленной мощности (CF), %	18,0
Годовое число часов работы, ч	4 425
Суммарные относительные потери, %	21,7

Выработка электроэнергии носит выраженный сезонный характер: в летние месяцы суточные значения достигают 1,5–2,0 ГВт·ч, тогда как зимой снижаются до 0,8 ГВт·ч. Годовая кривая нагрузки и динамика суточной выработки приведена на рисунке 6.

Летом суточная выработка достигает 1,5–2,0 ГВт·ч, а зимой падает до 0,8 ГВт·ч (рисунок 6б). Такая динамика совпадает с сезонным графиком нагрузки промышленности Ирака. Значит, система даёт энергию именно тогда, когда дефицит в сети самый большой. Чтобы убедиться в точности модели, мы проверили вольт-амперные характеристики модуля JinkoSolar 66HL5-BDV. Расчёт вели для условий центрального Ирака: температура ячейки от 20 до 55 °С, освещённость от 100 до 1000 Вт/м². Результаты показали: при нагреве

ячейки выше 65 °С и освещённости более 900 Вт/м² КПД модуля падает на 15–25 % от паспортного значения. Летние месяцы работают как раз в этой зоне. Зимой ячейки холоднее, инсоляция ниже, поэтому эффективность держится на уровне 70–85 % от номинала.

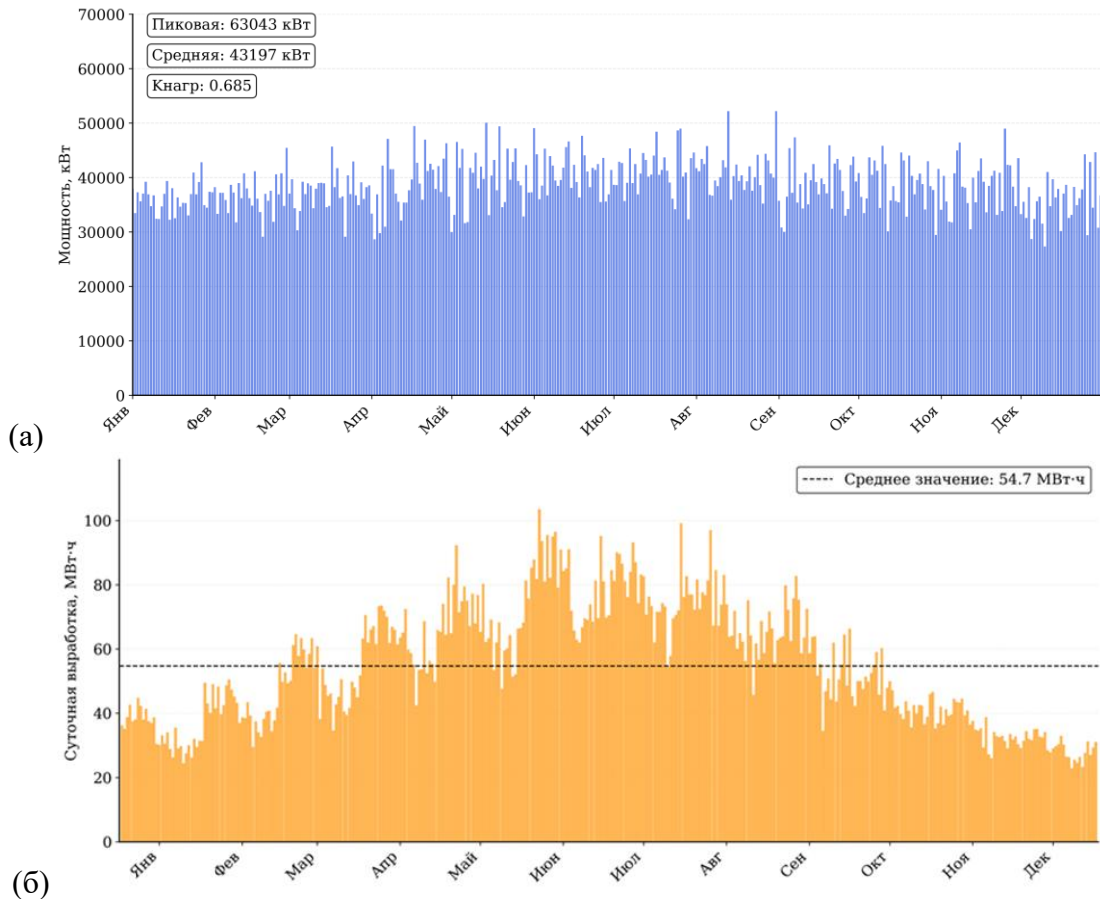


Рисунок 6 – Годовая динамика полной нагрузки месторождения (а) и суточной выработки фотоэлектрической системы (б)

В работе мгновенная выходная мощность фотоэлектрического массива в момент времени t определяется выражением:

$$P_{PV}(t) = P_{PV,nom} \cdot D_{PV} \cdot \left(\frac{G_T(t)}{G_{STC}} \right) \cdot [1 + \alpha \cdot (T_{cell}(t) - T_{STC})], \quad (1)$$

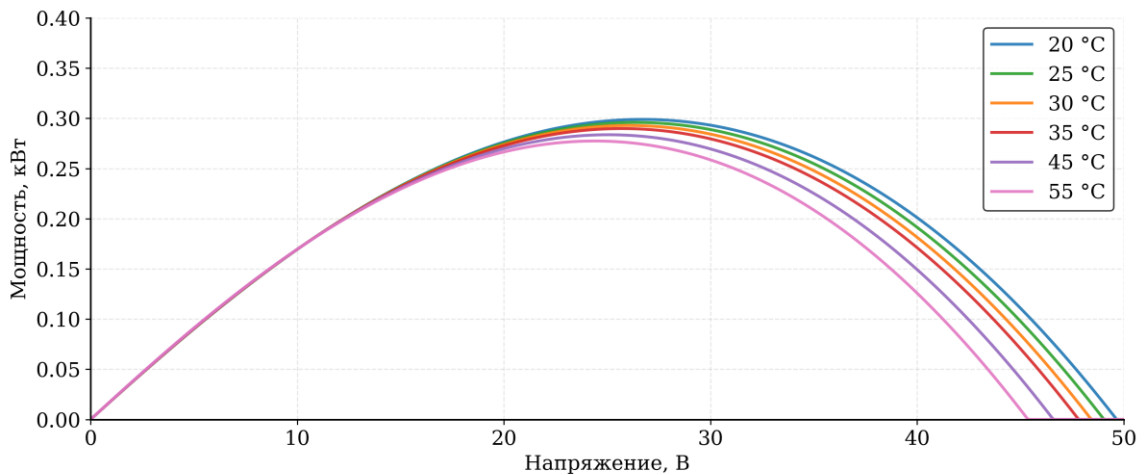
где $P_{PV}(t)$ — мгновенная мощность фотоэлектрического массива, кВт; $P_{PV,nom}$ — номинальная мощность фотоэлектрического массива (14,1 МВт); D_{PV} — коэффициент снижения мощности, учитывающий деградацию и несоответствие параметров; $G_T(t)$ — фактическая инсоляция в момент времени t , Вт/м²; G_{STC} — инсоляция при стандартных условиях испытаний (1000 Вт/м²); α — температурный коэффициент мощности (–0,35 %/°С для монокристаллического кремния JinkoSolar 66HL5-BDV); $T_{cell}(t)$ — рабочая температура ячейки в момент времени t , °С; T_{STC} — температура ячейки при стандартных условиях (25 °С).

Температура фотоэлектрического элемента в установившемся режиме рассчитывается по эмпирической зависимости:

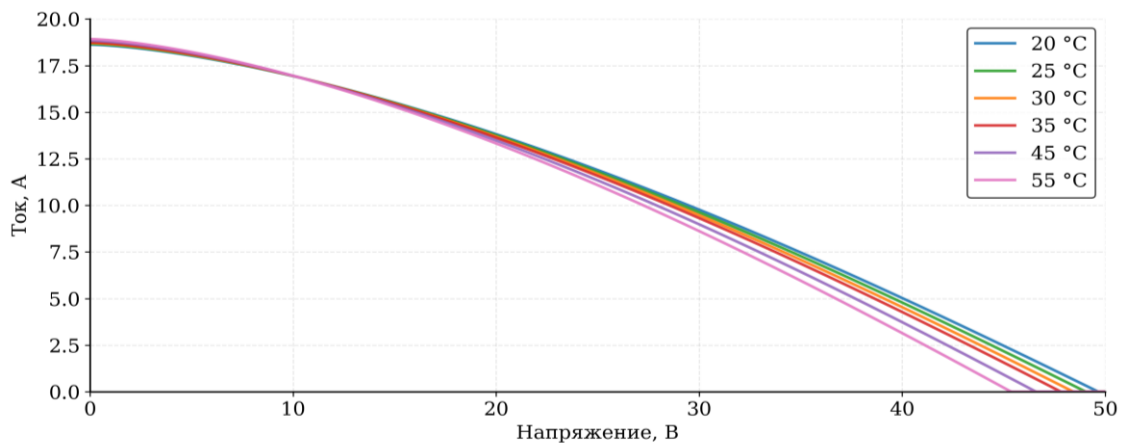
$$T_{cell}(t) = T_a(t) + \frac{G_T(t)}{G_{НОСТ}} \cdot (T_{НОСТ} - T_{a,НОСТ}) \cdot (1 - \eta_{el}), \quad (2)$$

где $T_a(t)$ — температура окружающего воздуха в момент времени t , °C; $G_{НОСТ}$ — инсоляция при номинальных рабочих условиях (800 Вт/м²); $T_{НОСТ}$ — температура модуля при номинальных рабочих условиях (45–48 °C); $T_{a,НОСТ}$ — температура воздуха при номинальных рабочих условиях (20 °C); η_{el} — электрический КПД модуля.

Для более детального подтверждения корректности используемой модели на рисунках 7 и 8 приведены расчётные вольт-амперные и мощностные характеристики модуля JinkoSolar 66HL5-BDV при различных температурах и уровнях облучённости.

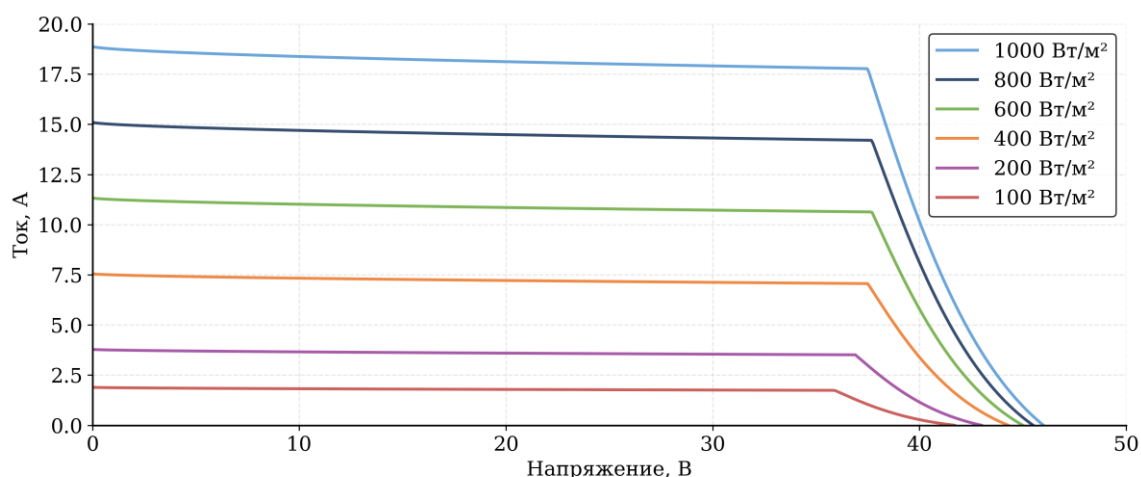


а) Зависимость мощности от напряжения

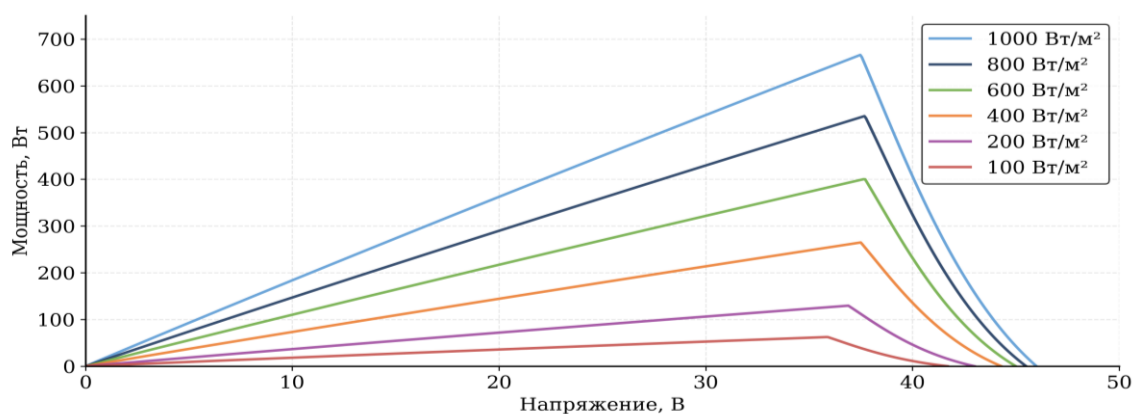


б) Вольт-амперная характеристика

Рисунок 7 – Мощностные (а) и Вольт-амперные (б) характеристики фотоэлектрического модуля JinkoSolar 66HL5-BDV (720 Вт) при различных температурах ячейки и уровнях облучённости, верифицированные для климатических условий центрального Ирака



а) Вольт-амперная характеристика при температуре модуля 50 °С



б) Зависимость выходной мощности от напряжения при температуре модуля 50 °С

Рисунок 8 – Вольт-амперные и мощностные характеристики фотоэлектрического модуля JinkoSolar 66HL5-BDV (720 Вт) при температуре ячейки 50 °С и различной облучённости (100–1000 Вт/м²)

Анализ вольт-амперных характеристик модуля показал, что с нагревом от 20 до 55 °С напряжение холостого хода и напряжение в точке максимальной мощности монотонно снижаются, тогда как ток короткого замыкания практически не меняется — именно температурная деградация напряжения определяет потери мощности. Сравнение расчётных характеристик с заводскими данными подтвердило, что линейная модель с единым температурным коэффициентом мощности $-0,35\%/^{\circ}\text{C}$ адекватно описывает поведение модуля во всём эксплуатационном диапазоне, а максимальное расхождение не превышает 2,5 %. По результатам третьей главы получен верифицированный почасовой профиль мощности фотоэлектрической станции с оптимальными параметрами поля: угол наклона $37,8^{\circ}$, сегментирование на девять участков, установленная мощность 14,1 МВт, коэффициент производительности системы 0,783 и годовая выработка 22,19 ГВт·ч.

В четвертой главе представлены результаты второго этапа — системного моделирования гибридной электротехнической системы в программе HOMER Pro. На этом этапе почасовой профиль генерации, полученный в Helioscope, был дополнен моделями

аккумуляторного накопителя, дизель-генераторной установки и подключения к национальной сети. Основное внимание уделялось отработке алгоритма управления потоками энергии, исследованию поведения системы при различной длительности отключений внешней сети и оценке её технико-экономических показателей.

Гибридная система, структура которой показана на рисунке 9, включает четыре функциональных блока: фотоэлектрический массив установленной мощностью 14,1 МВт (19 590 модулей JinkoSolar 66HL5-BDV), аккумуляторный накопитель на базе свинцово-кислотных элементов EnerSys PowerSafe SBS 3900 номинальной ёмкостью до 23,4 МВт·ч, дизель-генераторную установку CAT 3500 кВА номинальной мощностью 2,8 МВт и точку подключения к национальной электрической сети напряжением 0,4 кВ с тарифом на покупку электроэнергии 0,041 долл./кВт·ч. Согласование потоков постоянного и переменного тока осуществляет гибридный инвертор мощностью 1 869 кВт с КПД 97,5 %.

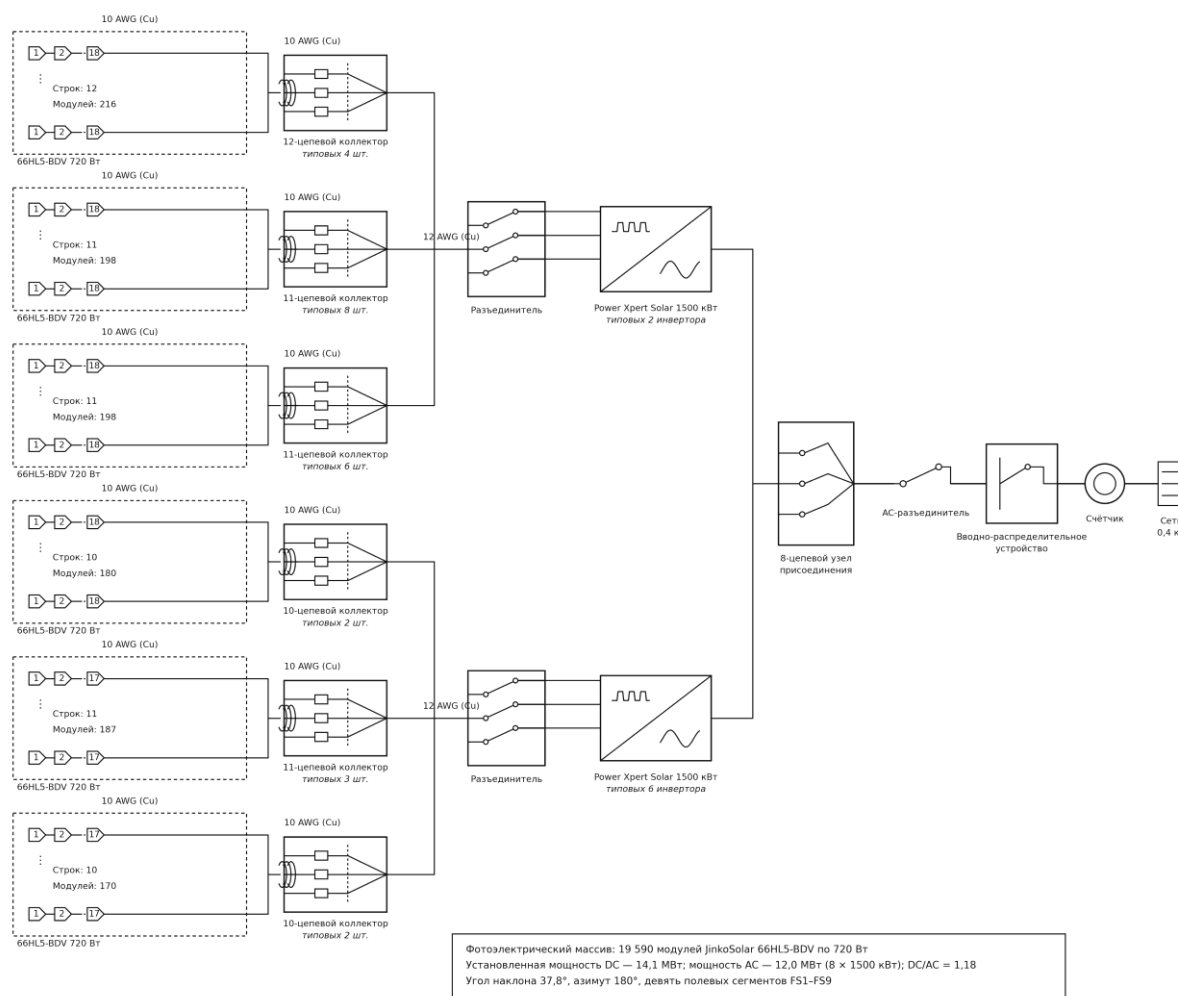


Рисунок 9 – Структурная схема гибридной системы (PV + АКБ + сеть + ДГУ)

Приведённая схема (рис. 9) отражает основной принцип построения системы: все источники и накопитель объединены общей шиной переменного тока, к которой также

подключена промышленная нагрузка. Инвертор выполняет функции центрального коммутационного узла: он преобразует постоянный ток от солнечного массива и батареи в переменный ток стандартного качества, а при необходимости обеспечивает заряд аккумуляторов от сети или от дизель-генератора. Логика управления системой построена на жёсткой, заранее заданной очередности использования источников, что исключает конфликтные ситуации и гарантирует предсказуемость поведения комплекса. Алгоритм, блок-схема которого представлена на рисунке 10, работает с часовым шагом и на каждом интервале принимает решение о том, какой источник или их комбинация будут задействованы для покрытия нагрузки.

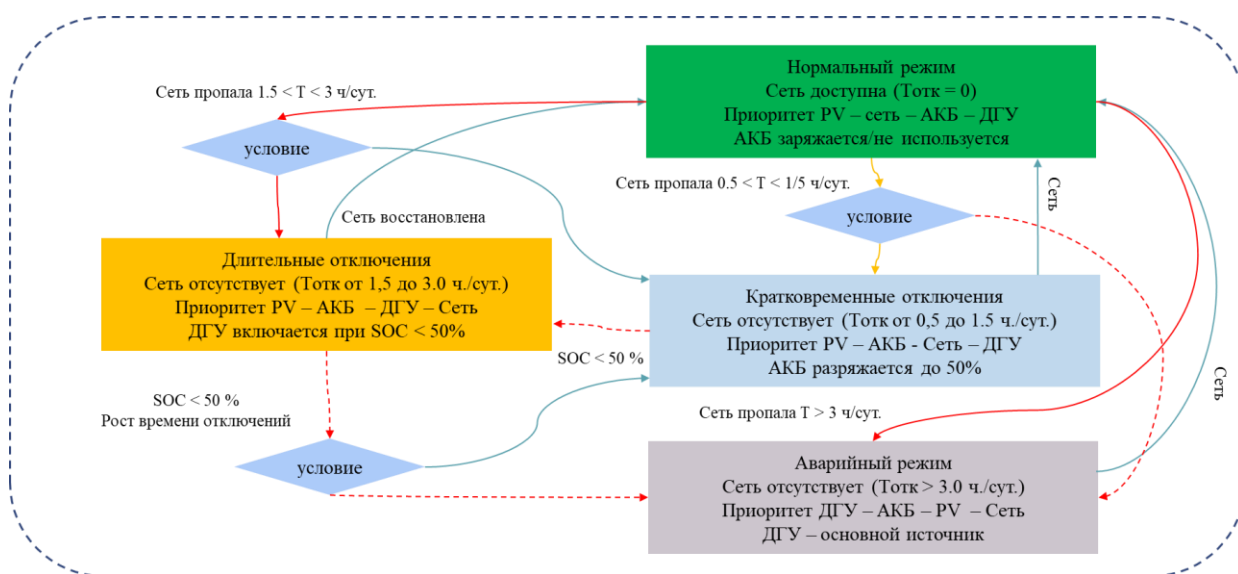


Рисунок 10 – Режимы работы гибридной системы и условия переключения

Управление гибридной системой построено на жёсткой системе приоритетов (рисунок 10), которая в режиме нестабильного внешнего электроснабжения имеет вид: PV → АКБ → сеть → ДГУ, а при устойчивой работе сети накопитель резервируется и очередность принимает вид PV → сеть → АКБ → ДГУ. Избыток солнечной энергии направляется на заряд батареи, а после её полного заряда отдаётся в сеть. При нехватке солнечной генерации нагрузка питается от аккумуляторов, причём их разряд ограничен 50 % ёмкости для продления срока службы. Дизель-генератор, находящийся на низшем приоритете, включается только при одновременном отказе сети и глубоком разряде батареи и немедленно отключается при восстановлении любого из вышестоящих источников. В зависимости от длительности отключений система автоматически переходит между режимами: при $T_{откл}$ до 1,5 ч/сут энергии накопителя достаточно для покрытия нагрузки без запуска генератора, при более продолжительных перерывах генератор вступает в работу, а при $T_{откл}$ свыше 3,0 ч/сут становится основным источником на весь период отсутствия сети.

Годовой электрический баланс для сценария $T_{\text{откл}} = 0,5$ ч/сут показывает, что фотоэлектрическая станция вырабатывает 22,19 ГВт·ч, покрывая 99,35 % потребления. Дизель-генератор включается лишь несколько раз в год с суммарной наработкой около 3,4 часов и выработкой порядка 2 845 кВт·ч (менее 0,03 % общего объёма), импорт из сети составляет примерно 141 МВт·ч. Исследование шести сценариев ($T_{\text{откл}}$ от 0,5 до 3,0 ч/сут) позволило установить количественные зависимости показателей надёжности от длительности отключений (таблица 4). Во всём диапазоне вероятность неудовлетворённой нагрузки не превышает 0,9 %, а при типичных для провинции Васит значениях $T_{\text{откл}} = 1,0$ –1,5 ч/сут составляет 0,1–0,3 %. С ростом $T_{\text{откл}}$ потребная ёмкость аккумуляторов увеличивается с 23,4 до 35,1 МВт·ч, мощность дизель-генератора — с 2,8 до 4,2 МВт, а автономность увеличивается с 45 до 63 часов, оставаясь многократно выше реальной длительности перерывов.

Таблица 4 – Параметры гибридной системы при различной длительности отключений сети

$T_{\text{откл}}$, ч/сут	Ёмкость АКБ, МВт·ч	Мощность ДГУ, кВт	Время работы ДГУ, ч/год	Выработка ДГУ, кВт·ч/год	Расход топлива, л/год	LPSP, %	Автономность, ч
0,5	23,4	2 800	3,4	2 845	895	0,1	45
1,0	26,5	2 800	4,2	3 560	1 120	0,1	48
1,5	28,5	3 200	5,2	5 021	1 580	0,3	51
2,0	30,5	3 600	6,3	6 800	2 140	0,5	55
2,5	33,0	4 000	7,4	8 835	2 780	0,7	59
3,0	35,1	4 200	8,2	10 295	3 240	0,9	63

Во всём исследованном диапазоне вероятность неудовлетворённой нагрузки LPSP не превышает 0,9 %, что соответствует нормативным требованиям для ответственных промышленных потребителей. При наиболее вероятном для провинции Васит значении $T_{\text{откл}} = 1,0$ ч/сут этот показатель составляет всего 0,1 %. С ухудшением сетевой обстановки требуемая ёмкость аккумуляторов возрастает с 23,4 до 35,1 МВт·ч, а мощность дизель-генератора – с 2,8 до 4,2 МВт. Время работы генератора увеличивается с 3,4 до 8,2 часов в год, однако даже в самом тяжёлом сценарии оно остаётся очень малым относительно годового фонда времени. Автономность системы увеличивается с 45 до 63 часов, что по-прежнему многократно превышает типичную длительность перерывов.

На рисунке 11 представлены комплексные показатели гибридной системы, полученные в HOMER Pro для тех же шести сценариев.

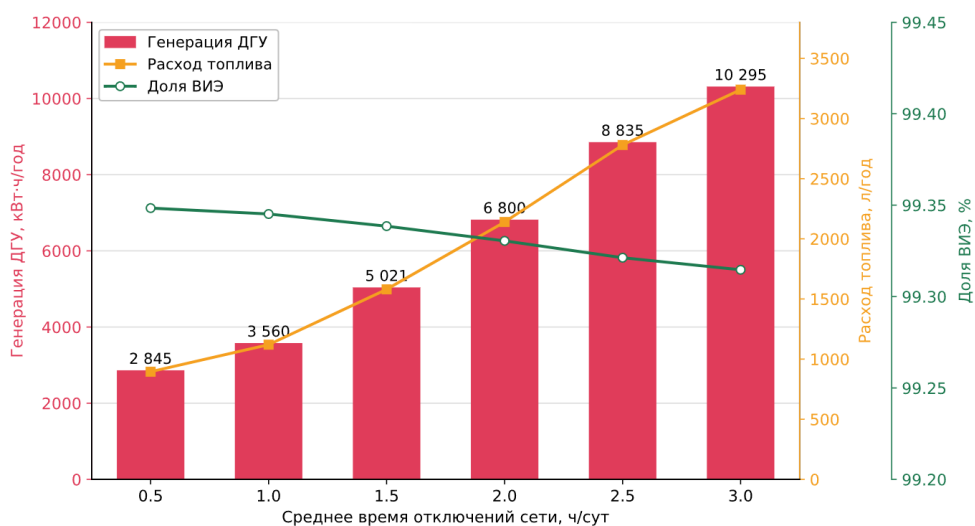
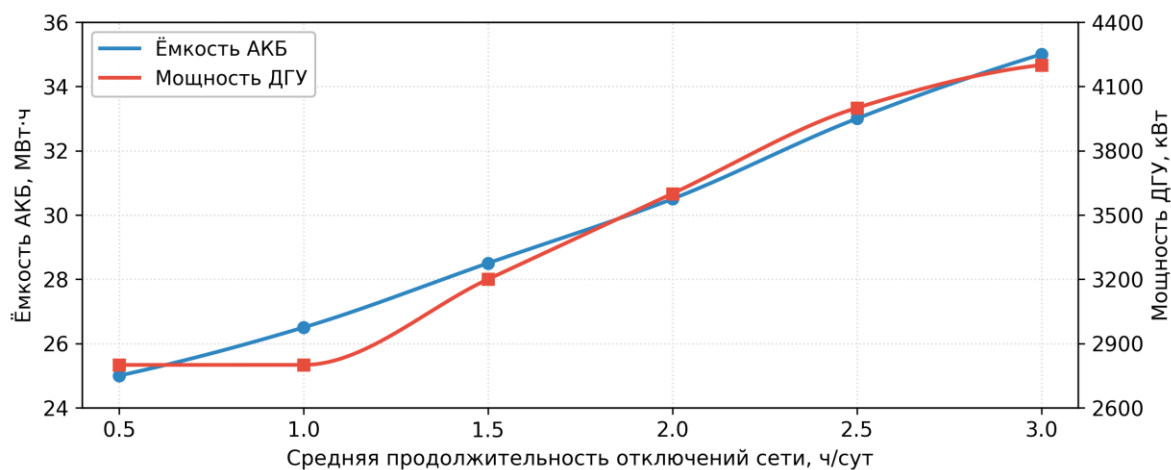


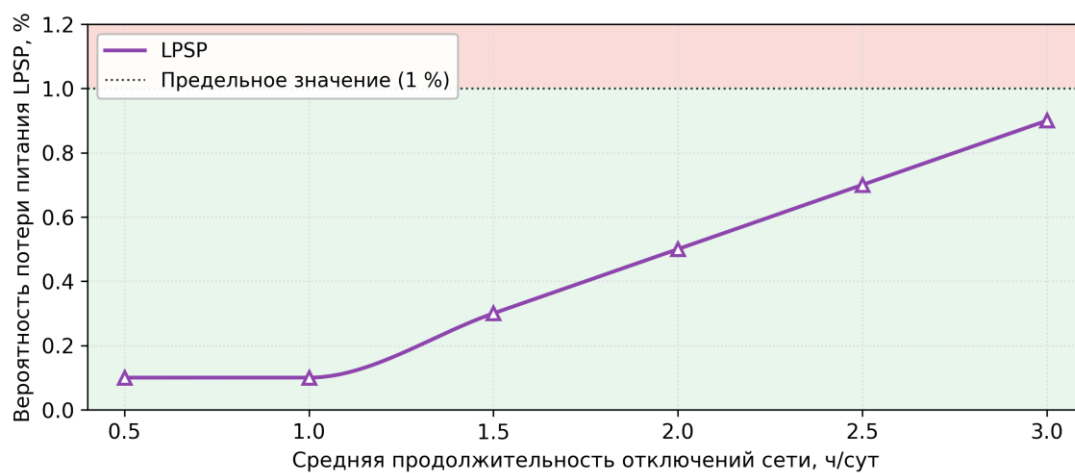
Рисунок 11 – Зависимость ёмкости АКБ, мощности ДГУ и LPSP от среднего времени отключений сети

При рассмотренных значениях $T_{\text{откл}}$ доля возобновляемой энергии сохраняется на уровне не ниже 99,35 %, а годовая выработка дизель-генератора и расход топлива остаются пренебрежимо малыми по сравнению с базовой схемой. С ужесточением условий от 0,5 до 3,0 ч/сут генерация ДГУ возрастает с 2 845 до 10 295 кВт·ч/год, расход топлива – с 895 до 3 240 л/год, однако даже в наихудшем сценарии солнечная энергия покрывает более 99,35 % потребления. Адаптация ёмкости накопителя и мощности инвертора позволяет системе удерживать долю возобновляемой энергии на стабильно высоком уровне, а небольшой рост генерации ДГУ происходит только при самых продолжительных перерывах. Для более детального представления влияния длительности отключений на характеристики системы на рисунках 12 и 13 приведены зависимости ключевых показателей, полученные по результатам моделирования в HOMER Pro.

Результаты на рисунках показывают, что до $T_{\text{откл}} = 1,5$ ч/сут потребная ёмкость аккумуляторов и мощность дизель-генератора растут слабо, а затем увеличиваются практически линейно; вероятность неудовлетворённой нагрузки LPSP во всём диапазоне не превышает 0,9 % (при типичных 1,0–1,5 ч/сут – не более 0,3 %). Годовое время работы ДГУ и расход топлива возрастают с 3,4 до 8,2 ч/год и с 895 до 3 240 л/год, оставаясь малыми по сравнению с базовой схемой, а автономность увеличивается с 45 до 63 ч, что по-прежнему многократно перекрывает реальную длительность отключений.

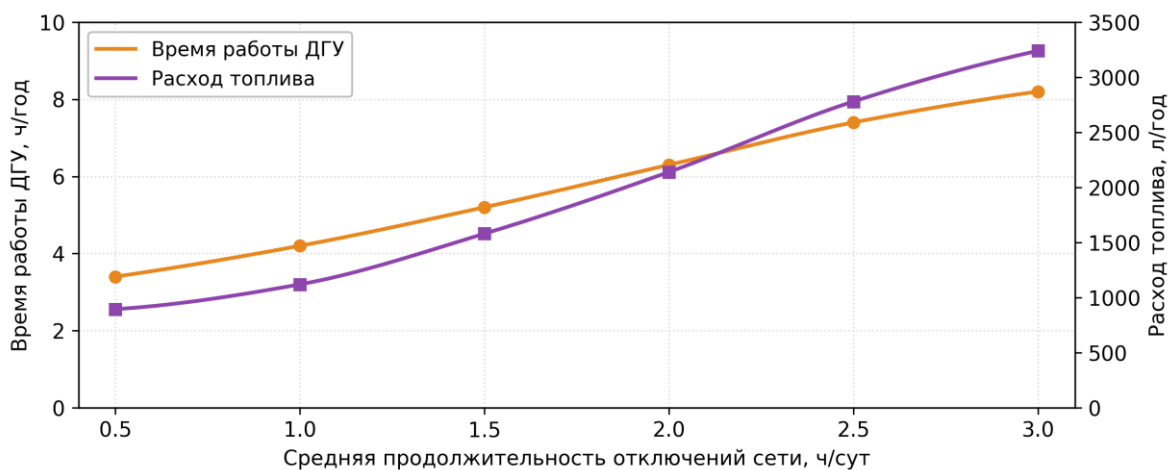


а) Требуемая ёмкость накопителей и мощность резервного генератора

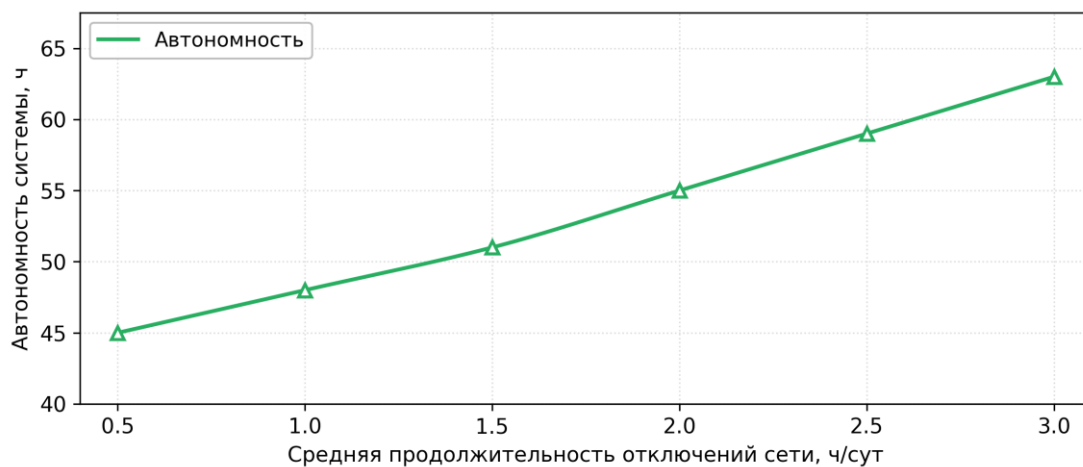


б) Показатель бесперебойности системы при различной нестабильности сети

Рисунок 12 – Зависимость требуемой ёмкости аккумулятора (а) и мощности ДГУ (б), показателя бесперебойности системы от средней продолжительности отключения сети



а) Эксплуатационные показатели дизель-генераторной установки



б) Время автономного питания нагрузки от аккумуляторных батарей

Рисунок 13 – Зависимость годового времени работы ДГУ (а), расхода топлива и автономности работы системы (б) от средней продолжительности отключения сети

Экономическое сравнение гибридной системы с базовой схемой «сеть + дизель-генератор» проводилось за полный расчётный срок 25 лет с нормой дисконтирования 8 %. Расчёт выполнялся по методике, реализованной в программном комплексе HOMER Pro, с учётом капитальных вложений, эксплуатационных расходов, затрат на замену оборудования и ликвидационной стоимости.

Чистая приведённая стоимость (NPC) рассчитывалась по формуле:

$$NPC = \sum_{t=0}^T \frac{C_t}{(1+r)^t} - \frac{S_{ликв}}{(1+r)^T}, \quad (3)$$

где C_t — суммарные затраты в году t , долл.; r — норма дисконтирования (0,08); T — срок службы системы (25 лет); $S_{ликв}$ — ликвидационная стоимость оборудования на конец срока, долл.

Капитальные вложения в гибридную систему составили 7,82 млн долл. (фотоэлектрический массив — 5,82 млн долл., аккумуляторные батареи — 1,45 млн долл., инвертор и баланс системы — 0,55 млн долл.), тогда как базовая система не требует

первоначальных инвестиций. Однако эксплуатационные расходы гибридного комплекса за 25 лет оказались минимальными — 0,43 млн долл. (включая техническое обслуживание 0,15 млн долл., покупку электроэнергии из сети 0,25 млн долл. и страхование 0,03 млн долл.), в то время как для базовой системы они достигли 13,44 млн долл. за счёт высокой стоимости дизельного топлива (0,50 долл./л) и сетевой электроэнергии (0,041 долл./кВт·ч).

Стоимость электроэнергии (COE) определялась как отношение приведённых затрат к суммарной выработке:

$$COE = \frac{NPC \cdot CRF}{E_{\text{год}}}, \quad (4)$$

$$CRF = \frac{r \cdot (1+r)^T}{(1+r)^T - 1}, \quad (5)$$

где CRF — коэффициент восстановления капитала, $E_{\text{год}}$ — годовая выработка электроэнергии, кВт·ч.

Затраты на замену оборудования (аккумуляторы каждые 5 лет, инверторы на 15-й год) для гибридной системы составили 0,53 млн долл. Ликвидационная стоимость оборудования на конец срока оценена в 1,32 млн долл. и вычтена из суммарных затрат.

Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений рассчитывался из условия равенства накопленной экономии и разницы в начальных инвестициях:

$$\Delta C_{\text{кап}} = \sum_{t=1}^T \frac{\Delta C_{\text{экс}}(t)}{(1+r)^t}, \quad (6)$$

где $\Delta C_{\text{экс}}(t)$ — годовая экономия эксплуатационных расходов, долл.; $\Delta C_{\text{кап}}$ — разница в капитальных вложениях, долл.

Сравнительные экономические показатели гибридной и базовой систем приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнительные экономические показатели гибридной и базовой систем

Показатель	Гибридная система	Базовая система	Разница
Капитальные вложения, млн долл.	7,82	0,00	+7,82
Эксплуатационные расходы (25 лет), млн долл.	0,43	13,44	−13,01
Затраты на замену, млн долл.	0,53	0,00	+0,53
Ликвидационная стоимость, млн долл.	−1,32	0,00	−1,32
Чистая приведённая стоимость (NPC), млн долл.	6,56	20,20	−13,64
Стоимость энергии (COE), долл./кВт·ч	0,0279	0,0859	−0,058
Срок окупаемости, лет	6,7	—	—
Внутренняя норма доходности (IRR), %	12,0	—	—

Результаты расчётов показали, что чистая приведённая стоимость (*NPC*) гибридного варианта составила 6,56 млн долл., что почти в три раза ниже, чем у базовой системы (20,20 млн долл.). Экономия за счёт снижения эксплуатационных расходов (13,01 млн долл.) с избытком компенсирует первоначальные инвестиции. Стоимость электроэнергии снизилась с 0,0859 до 0,0279 долл./кВт·ч (в 3,1 раза), а срок окупаемости дополнительных капитальных вложений не превысил 6,7 года. Экологический эффект выражается в сокращении годовых выбросов CO₂ на 98,8 % – с 8080 до 94 тонн – и уменьшении расхода дизельного топлива на 99,6 % с 250 000 до 895 литров в год.

Результаты четвёртой главы подтверждают, что предложенный алгоритм управления с установленным приоритетом источников и архитектура с комбинированным накопителем и резервным генератором обеспечивают надёжное электроснабжение промышленного предприятия при любых ожидаемых сценариях нестабильности сети.

В пятой главе сформулированы рекомендации по построению гибридных электротехнических комплексов для промышленных объектов нефтегазового сектора Ирака. Расчёты показали, что в центральных и южных провинциях страны рационально применять монокристаллические модули с температурным коэффициентом мощности не хуже $-0,35 \text{ }^{\circ}\text{C}^{-1}$, ориентированные строго на юг под углом, равным широте площадки — $37,8^{\circ}$. При сложной конфигурации территории рекомендуется сегментное моделирование фотоэлектрического поля в Helioscope, позволяющее удерживать коэффициент использования солнечного ресурса на уровне 94 %, как это было достигнуто при разбиении площадки Аль-Ахдаб на девять участков.

В качестве накопителя предложены свинцово-кислотные элементы глубокого разряда EnerSys PowerSafe SBS 3900 с ограничением глубины разряда 50 % для увеличения срока службы. Резервный дизель-генератор CAT 3500 кВА запускается автоматически только при одновременном отказе сети и снижении заряда батарей до нижнего предела, что при типичных перерывах дало 3,4 часов наработки в год, а в самом неблагоприятном сценарии — 8,2 часа. Вероятность неудовлетворённой нагрузки во всех случаях не превышает 0,9 %, а автономность составляет от 45 до 63 часов. При устойчивом росте длительности отключений рекомендуется поэтапное увеличение парка аккумуляторов и, при необходимости, мощности дизель-генератора.

Экологическая эффективность предложенного решения выражается в сокращении годовых выбросов углекислого газа на 98,8 % – с 8080 до 94 тонн – и в уменьшении расхода дизельного топлива с 250 000 до 895 литров (на 99,6 %). Выбросы оксидов серы и азота снижаются более чем на 98 %, что особенно важно для аридных районов с ограниченной способностью атмосферы к самоочищению. Разработанный двухэтапный метод

моделирования не привязан к конкретной площадке. Для его применения на другом промышленном объекте достаточно собрать почасовые данные по нагрузке, метеоусловиям и статистике отключений, выполнить сегментное моделирование поля в Helioscope и провести системный анализ в HOMER Pro, варьируя $T_{откл}$. Опыт реализации проекта на примере Аль-Ахдаб подтверждает, что такой подход позволяет находить конфигурацию с минимальной стоимостью энергии при строгом соблюдении требований к бесперебойности. Предложенные рекомендации могут быть непосредственно использованы при модернизации систем электроснабжения других нефтепромыслов и промышленных зон Ирака.

Заключение

В диссертационной работе решена актуальная задача повышения эффективности электроснабжения промышленных предприятий нефтегазового сектора Ирака путём разработки и обоснования параметров гибридной электротехнической системы, интегрирующей фотоэлектрический массив, аккумуляторный накопитель и резервный дизель-генератор с подключением к национальной сети. Основные результаты работы состоят в следующем.

1. На основе анализа электроэнергетического сектора Республики Ирак установлено, что дефицит генерирующих мощностей, достигающий 30 % в летние месяцы, и высокая аварийность сетей создают критические риски для непрерывного электроснабжения промышленных объектов нефтегазового сектора, что подтверждает необходимость внедрения гибридных систем с использованием возобновляемых источников энергии.
2. С использованием программного комплекса Helioscope разработана пространственная модель фотоэлектрической станции установленной мощностью 14,1 МВт (19 590 модулей), размещённой девятью полевыми сегментами на площади около 28 000 м². Определен рациональный угол наклона панелей 37,8°, коэффициент производительности системы $PR = 0,783$ и годовая выработка электроэнергии на выходе инверторов 22,19 ГВт·ч.
3. Предложен модифицированный метод моделирования гибридной электротехнической системы, включающий поэтапный расчёт фотоэлектрической станции в Helioscope и моделирование в HOMER Pro с учётом стохастичности внешней сети
4. Разработан метод управления потоками энергии с системой приоритетов источников ($PV \rightarrow АКБ \rightarrow \text{сеть} \rightarrow ДГУ$). При типичных для провинции Васит отключениях сети

достигнута доля возобновляемой энергии на уровне 99,35 %, а годовая наработка дизель-генератора не превышает 8,2 часа.

5. Исследовано влияние среднего времени отключений сети $T_{откл}$ в диапазоне от 0,5 до 3,0 ч./сутки на показатели эффективности электроснабжения. Показано, что при рассмотренных сценариях вероятность нехватки мощности не превышает 0,9 %, а автономность системы на аккумуляторах составляет от 45 до 63 часов в зависимости от продолжительности перерывов. Определены требуемые ёмкость накопителя (23,4 - 35,1 МВт·ч) и мощность дизель-генератора (4,2 МВт) для эффективности электроснабжения.
6. Выполненная экономическая оценка показала, что капитальные вложения в гибридную электротехническую систему составляют 7,82 млн долл., чистая приведённая стоимость – 6,56 млн долл. против 20,20 млн долл. у базовой системы (сеть + ДГУ), стоимость энергии – 0,0279 долл./кВт·ч, срок окупаемости – 6,7 года. Экологическая эффективность выражается в сокращении выбросов CO_2 на 98,8 % и уменьшении годового расхода дизельного топлива на 99,6 %.
7. Сформулированы рекомендации по выбору параметров оборудования и адаптации гибридной электротехнической системы к изменению продолжительности сетевых отключений, позволяющие распространить предложенное решение на другие промышленные объекты Ирака.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДИССЕРТАЦИИ ИЗЛОЖЕНЫ В СЛЕДУЮЩИХ РАБОТАХ

1. Обзор исследований надежности электропитания за счет использования контроллеров на основе алгоритмов искусственного интеллекта / Аббас М.Х.А., Косарева-Володько О.В. // Горное оборудование и электромеханика. - 2023.- № 3 (167). - С. 29-34. DOI: 10.26730/1816-4528-2023-3-29-34. EDN: FIRWWZ
2. Использование информационного моделирования в строительстве для поиска путей снижения потребления электроэнергии на примере Ирака / Аббас М.Х., Ради Н.А., Косарева-Володько О.В. // Энергобезопасность и энергосбережение. - 2024. - № 5 (119). - С. 47-55. EDN: GEMMAB
3. Реализация проекта электрификации железной дороги Северного Ирака / Ради Н.А., Аббас М.Х., Шевлюгин М. В.// Международный технический журнал. - 2024. - № 5 (93). - С. 36–44. DOI: 10.34286/2949-4176-2024-93-5-36-44. EDN: BGIMSP

4. Оптимальное проектирование гибридной системы возобновляемой энергии / Аббас М.Х.А., Ради Н.А, Косарева-Володько О.В. // Энергобезопасность и энергосбережение. - 2024. - № 1 (115). - С. 56-60. EDN: GMQGEK.
5. Оптимальное проектирование гибридной системы возобновляемой энергии в режиме подключения к сети на примере исследования промышленного предприятия / Аббас М.Х.А., Косарева-Володько О.В. // Омский научный вестник. – 2026. - № 1. – 78-87. <https://doi.org/10.25206/1813-8225-2026-197-79-87>. EDN: UVWDOO
6. Examining the northern region of Iraq and the necessity for establishing photovoltaic power stations. / Rady. N., Shevlyugin. M., Maytham. K // In E3S Web of Conferences. – 2024. - Vol. 494. EDP Scienc <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202449403012>
7. Ради Н.А., Аббас М.Х., Энергетический кризис в ираке: структурные проблемы, потери и перспективы. Научный журнал «Молодой ученый». - 2025 . -С. 105-107.
8. Ради Н.А., Аббас М.Х., Шевлюгин М. В. Особенности производства и потребления электроэнергии в северной части Ирака.: Материалы всероссийской научно-практической конференции молодых ученых «Наука, инновации и технологии: от идей к внедрению» Комсомольский -на – Амуре государственный университет, 16-17 ноября 2023 года. Комсомольск – на -Амуре - 2023 . С. 260-263.
9. Аббас М.Х. Обзор исследований модели OPF: Сборник материалов Всероссийской-научно-практическая конференция «Энергетика будущего – цифровая трансформация» ЛГТУ, Липецк, 14-15 декабря 2022 года. Липецк: Липецкий государственный технический университет, 2022. - С.219.